

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Ухтинский государственный технический университет»

На правах рукописи



САВРЕЙ ДМИТРИЙ ЮРЬЕВИЧ

**ВЫРАВНИВАНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИЁМИСТОСТИ
ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ
ОСАДКООБРАЗУЮЩИХ СОСТАВОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
доцент Чупров Илья Федорович

Ухта – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ АНОМАЛЬНО ВЫСОКОЙ ВЯЗКОСТИ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ	12
1.1 Запасы высоковязких нефтей и природных битумов.....	12
1.2 Методы разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов.....	15
1.3 Опыт разработки месторождений тепловыми методами.....	24
1.3.1 Канада.....	24
1.3.2 Венесуэла	29
1.3.3 США	30
1.3.4 Российская Федерация.....	31
1.4 Анализ разработки Ярегской площади Ярегского месторождения.....	35
1.5 Выводы по главе 1.....	46
2 ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПОДЗЕМНО-ПОВЕРХНОСТНОЙ СИСТЕМЫ ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	47
2.1 Цель, методы и задачи исследований	47
2.2 Оборудование для проведения исследований паронагнетательных скважин и их сравнительная характеристика	49
2.3 Термобарические характеристики теплоносителя, полученные в результате исследований	56
2.4 Приёмистость поверхностных паронагнетательных скважин НШ-3 Ярегского месторождения.....	67
2.5 Выводы по главе 2.....	75
3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПРОГРЕВА ПЛАСТА ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ПОДЗЕМНО-ПОВЕРХНОСТНОЙ СИСТЕМЕ ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКИ.....	77

3.1 Математические модели по тепловому воздействию на нефтяной пласт	77
3.2 Особенности процесса прогрева уклонных блоков Ярегской площади на неразрабатываемых ранее по ухтинской и уклонно-скважинным системам – при подземно-поверхностной системе разработки.....	82
3.3 Прогрев пласта в направлении от кровли к подошве.....	84
3.4 Прогноз температуры с учётом термогравитационной конвекции и потерь тепла в кровлю пласта	96
3.5 Средние температуры по толщине пласта для слоисто-неоднородного пласта.....	106
3.6 Прогрев пласта через систему параллельных трещин	110
3.7 Выводы по главе 3.....	118
4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОСАДКООБРАЗУЮЩИХ СОСТАВОВ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ОХВАТА ПАРОТЕПЛОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ И ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ПРИ ЗАКАЧКЕ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	119
4.1 Методология экспериментального исследования	119
4.2 Оборудование для проведения экспериментов.....	124
4.3 Подготовительные работы и фильтрационно-ёмкостные свойства керновых моделей.....	128
4.3.1 Однородная насыпная модель	128
4.3.2 Создание неоднородных насыпных моделей	130
4.4 Влияние термобарических условий на коэффициент открытой пористости горных пород	135
4.5 Исследование течения конденсата в пористой среде.....	141
4.5.1 Однородная насыпная модель	141
4.5.2 Результаты фильтрации в неоднородной пористой среде	144
4.6 Исследование течения пароводяной смеси в неоднородных насыпных моделях.....	147
4.7 Исследование применения осадкообразующих составов.....	154

4.7.1 Увеличение фильтрационного сопротивления при закачке пароводяной смеси	157
4.7.2 Довытеснение остаточной нефти после прорыва пара	171
4.8 Выводы по главе 4.....	183
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	188
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	190
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	191
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	207
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	208
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	207
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	210

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. При освоении месторождений высоковязких нефтей (ВВН) приоритетным является паротепловое воздействие на пласт. Повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) при разработке таких объектов – одна из стратегических задач нефтедобывающей отрасли, так как доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в структуре сырьевой базы постоянно растёт. Ярким примером реализации термических методов является Ярегское месторождение, где применяется уникальная подземно-поверхностная система термошахтной разработки.

Особенностью данной системы является разделение процессов: закачка теплоносителя осуществляется через паронагнетательные скважины с поверхности, а отбор продукции – через сеть подземных добывающих скважин. Несмотря на достигнутые показатели, дальнейшее развитие площадной закачки пара сталкивается с проблемой неравномерного охвата пласта воздействием и преждевременных прорывов пара, что ведёт к нерациональному расходу тепловой энергии и снижению КИН. В связи с этим, разработка технологии выравнивания профиля приёмистости пара в условиях термошахтной разработки Ярегского месторождения является критически важной научно-технической задачей.

Направление работы напрямую отвечает стратегическим целям, закреплённым в Указе Президента РФ № 145 от 28.02.2024, который определяет переход к ресурсосберегающей энергетике и повышению эффективности добычи углеводородного сырья (включая ТРИЗ) как ключевой приоритет научно-технологического развития Российской Федерации.

Степень разработанности темы. Большой вклад в развитие теории и практики применения термических методов внесли Береговой А. Н., Вахнин Г. И., Гарушев Р. А., Гилаев Г. Г., Дуркин С. М., Желтов Ю. П., Зарипов А. Т., Зиновьев А. М., Золотухин А. Б., Калинин А. С., Кудинов В. И., Лысенко В. Д., Малофеев Г. Е., Морозюк О. А., Муслимов Р. Х., Оганов К. А., Сидоров И. В., Рубинштейн Л. И., Стрижов И. Н., Чарный И. А., Чекалюк Э. Б., Шейнман А. Б. и многие другие.

Основоположниками термошахтной разработки месторождений высоковязких нефтей, в том числе применения подземно-поверхностной системы, являются Антониади Д. Г., Боксерман А. А., Груцкий Л. Г., Гуров Е. И., Коноплёв Ю. П., Питиримов В. В., Пранович А. А., Табаков В. П., Тюнькин Б. А., Рузин Л. М., Чупров И. Ф. и другие.

Несмотря на высокий КИН по ранее выработанным участкам с подземно-поверхностной системой термошахтной разработки Ярегского месторождения, существуют особенности механизма прогрева, которые приводят к неравномерной выработке запасов по толщине пласта. Решение этой проблемы позволит увеличить коэффициент охвата теплоносителем при закачке пара на текущих разрабатываемых участках.

Цель работы – повышение коэффициента извлечения высоковязкой нефти путём увеличения охвата пласта воздействием за счёт выравнивания профиля приёмистости паронагнетательных скважин с применением осадкообразующих составов.

В соответствии с целью работы сформулированы следующие основные **задачи исследования:**

1. Установить особенности механизма прогрева пласта, разрабатываемого подземно-поверхностной системой термошахтной разработки Ярегского месторождения.

2. Разработать математическую модель прогрева пласта в направлении от кровли к подошве с учётом термогравитационной конвекции, получить её решение и сопоставить с данными термометрии паронагнетательных скважин.

3. Обосновать способ определения эффективного порового объёма горной породы в лабораторных условиях как дополнительный критерий результативности технологий перераспределения фильтрационных потоков и оценки изменения коэффициента охвата после их использования.

4. Экспериментально установить эффективность перераспределения потока теплоносителя при поэтапной закачке осадкообразующих составов (ООС) на зонально-неоднородных моделях пласта.

5. Разработать способ выравнивания профиля приёмистости теплоносителя паронагнетательных скважин и оценить эффективность.

Объект исследования – подземно-поверхностная система термошахтной разработки залежи высоковязкой нефти.

Предмет исследования – процесс прогрева нефтяного пласта при использовании площадной закачки пара.

Научная новизна работы состоит в следующем:

1. Установлены особенности механизма прогрева пласта, разрабатываемого подземно-поверхностной системой термошахтной разработки Ярегского месторождения, заключающиеся в преобладании термогравитационной конвекции и формировании зоны активной фильтрации пара в прикровельной части залежи, что подтверждено полученными профилями приёмистости паронагнетательных скважин.

2. Разработана математическая модель прогрева пласта в направлении от кровли к подошве и получено её решение, отличающееся учётом термогравитационной конвекции нефти в условиях применения подземно-поверхностной системы термошахтной разработки Ярегского месторождения. Достоверность модели подтверждена сопоставлением расчётных данных с температурными профилями паронагнетательных скважин.

3. Научно обоснован способ определения эффективного порового объёма горной породы, отличающийся использованием трассирования потока раствором неорганической соли. Экспериментально подтверждена количественная оценка объёма пор при постоянной скорости фильтрации методом поточной резистивиметрии по точке перегиба выходной кривой электрического сопротивления жидкости на выходе пористой среды.

4. Экспериментально установлена эффективность перераспределения потока теплоносителя при поэтапной закачке осадкообразующих составов на зонально-неоднородных моделях пласта, заключающаяся в миграции и переуплотнении осадка по длине модели под действием пара, что обеспечивает рост локальных градиентов

давления, увеличение охвата фильтрацией менее проницаемых зон и довытеснение остаточной нефти.

Теоретическая значимость работы заключается в представленных зависимостях, описывающих нестационарное распределение температуры при прогреве пласта в направлении от кровли к подошве, а также данные, полученные в результате исследований паронагнетательных скважин при площадной закачке пара.

Практическая значимость работы заключается в том, что:

1. Результаты фильтрационных исследований легли в основу методических рекомендаций по применению технологии выравнивания профиля приёмистости паронагнетательных скважин путём совместной закачки осадкообразующих составов и теплоносителя.

2. Разработан способ выравнивания профиля приёмистости теплоносителя с применением осадкообразующих составов для перераспределения фильтрационных потоков и увеличения коэффициента охвата тепловым воздействием (патент РФ № 2813288).

3. Разработан способ оценки эффективного порового объёма горной породы в лабораторных условиях при движении теплоносителя с разными термобарическими параметрами (патент РФ № 2820738).

Методология и методы исследования. Поставленные в диссертационной работе задачи решены с использованием промысловых геофизических исследований паронагнетательных скважин, лабораторных исследований и математического моделирования с применением уравнений математической физики.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Прогрев пласта в направлении от кровли к подошве обусловлен термогравитационной конвекцией нефти и формированием зоны активной фильтрации пара в прикровельной части залежи, что подтверждается результатами профилей приёмистости паронагнетательных скважин Ярегского месторождения.

2. Математическая модель и её решение, описывающие прогрев пласта в направлении от кровли к подошве с учётом термогравитационной конвекции. Это

позволяет прогнозировать динамику формирования паровой зоны при закачке пара.

3. Способ определения эффективного порового объёма горной породы в лабораторных условиях, основанный на регистрации динамики электрического сопротивления (резистивиметрии) при трассировании потока раствором неорганической соли в условиях стационарной фильтрации жидкости или пароводяной смеси, что позволяет количественно оценить долю пор, вовлеченных в фильтрацию.

4. Способ выравнивания профиля приёмистости теплоносителя, заключающийся в поэтапной закачке пара и осадкообразующих составов. Эффективность способа обусловлена формированием термостабильного фильтрационного барьера, способного мигрировать и переуплотняться в пористой среде, обеспечивая рост локальных градиентов давления и перераспределение потока теплоносителя в ранее недренируемые интервалы, что подтверждено выполненными фильтрационными исследованиями.

Личный вклад автора заключается в проведении теоретических исследований, планировании, проведении и обработке полученных результатов экспериментальных исследований, проведении расчётов по разработанным зависимостям температуры при прогреве пласта от кровли к подошве, в проведении промышленных исследований и интерпретации полученных данных, а также апробации результатов диссертационного исследования и подготовке публикаций.

Степень достоверности и апробация результатов. Достоверность и обоснованность научных положений, результатов и выводов диссертационной работы подтверждается теоретическими и экспериментальными исследованиями, в ходе которых соблюдались условия, соответствующие объекту исследования. При экспериментальных исследованиях используется современное программное обеспечение и оборудование для выполнения фильтрационных исследований после пробоподготовки в соответствии с действующими нормативными документами и ГОСТ.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на 10 международных и всероссийских конференциях: Всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) «Проблемы геологии,

разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых тяжёлых нефтей» (г. Ухта, с 2021 по 2024 гг.); Международной конференции «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 2022 г., 2024 г., 2026 г.); XXIV Международной молодёжной научной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2023» (г. Ухта, 2023 г.); XXV Международной молодёжной научной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2024» (г. Ухта, 2024 г.); Ежегодной Международной конференции «Трудноизвлекаемые запасы нефти – 2024» (г. Альметьевск, 2024 г.); IV Международной научно-практической конференции «Инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе» (г. Ставрополь, 2025 г.).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 12 научных работ, в том числе 9 работ в изданиях, входящих в перечень ведущих журналов и изданий, рекомендуемых ВАК Минобрнауки РФ, а также получено 2 патента на изобретения.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Тема и содержание диссертационной работы соответствует паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, а именно п. 2: «Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода», а также п. 3: «Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов».

Структура и объём работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка сокращений, списка литературы из 121 наименований.

Текст изложен на 210 страницах машинописного текста, включает 108 рисунков, 12 таблиц и 4 приложения.

Автор выражает благодарность научному руководителю, д-ру техн. наук Чупрову Илье Федоровичу за поддержку на всём пути выполнения диссертации, а также д-ру техн. наук, профессору Мулявину Семену Федоровичу за ценные советы при оформлении диссертации.

1 РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ АНОМАЛЬНО ВЫСОКОЙ ВЯЗКОСТИ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ

1.1 Запасы высоковязких нефтей и природных битумов

Трудноизвлекаемые углеводороды, такие как высоковязкие нефти и природные битумы, являются важными нефтяными ресурсами в развитии многих отраслей промышленно-энергетического комплекса. Во всем мире запасы битума и тяжёлой нефти оцениваются в 5,6 трлн барр., большая часть из которых (около 70 %) сосредоточена в Венесуэле, Канаде и США [100]. Извлекаемые запасы тяжёлых углеводородов (высоковязкой нефти и природного битума) составляют около 852 млрд барр., 5,5 % из которых приходится на Российскую Федерацию (Рисунок 1.1).

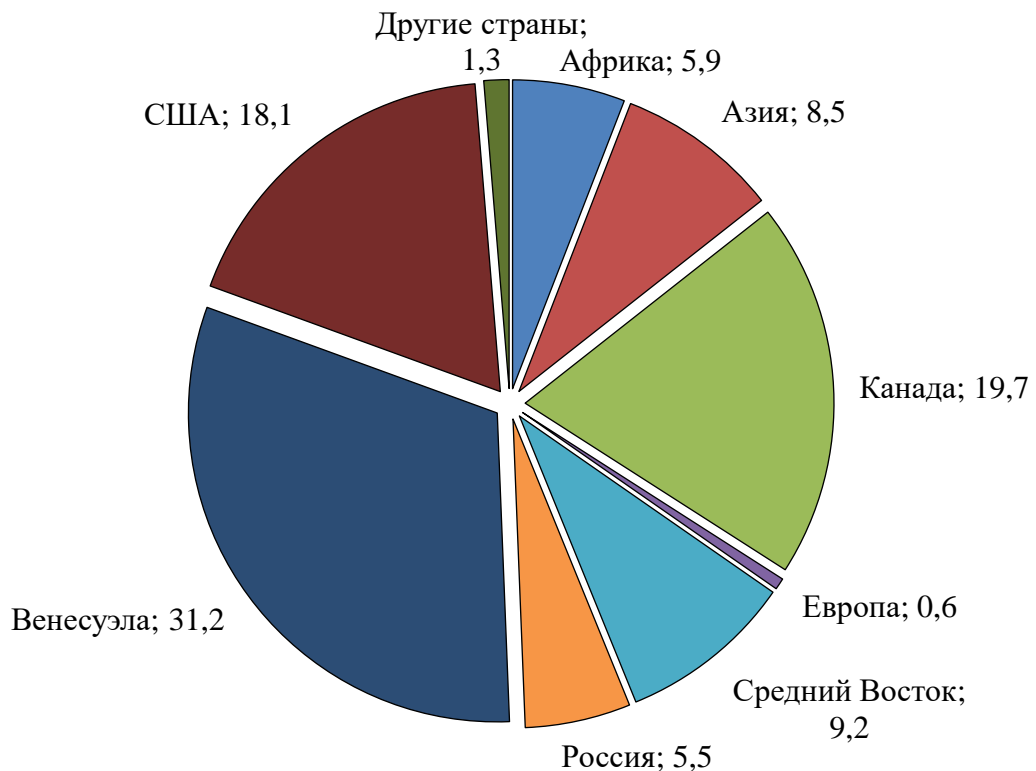


Рисунок 1.1 – Доля (%) извлекаемых запасов высоковязких нефтей и природных битумов в мире (адаптировано из [100])

По другим данным мировые извлекаемые запасы высоковязкой нефти и природного битума составляют порядка 1,09 трлн барр. [88], что соответствует около 20 % от разведанных запасов в 5,3-5,9 трлн баррелей в более чем 70 странах мира. При этом в России находится 3,1 % мировых извлекаемых запасов высоковязкой нефти и 5,2 % запасов природных битумов (Рисунок 1.2). Согласно распределению промышленных запасов в странах Евразии и Африки более 90 % высоковязкой нефти находится в регионе Содружества Независимых Государств, большая часть из которых сосредоточена в России (6,2 млрд т), Казахстане (726 млн т) и Азербайджане (389 млн т) [120]. Согласно международной классификации тяжёлые нефти подразделяются на 6 видов [84] (Таблица 1.1).

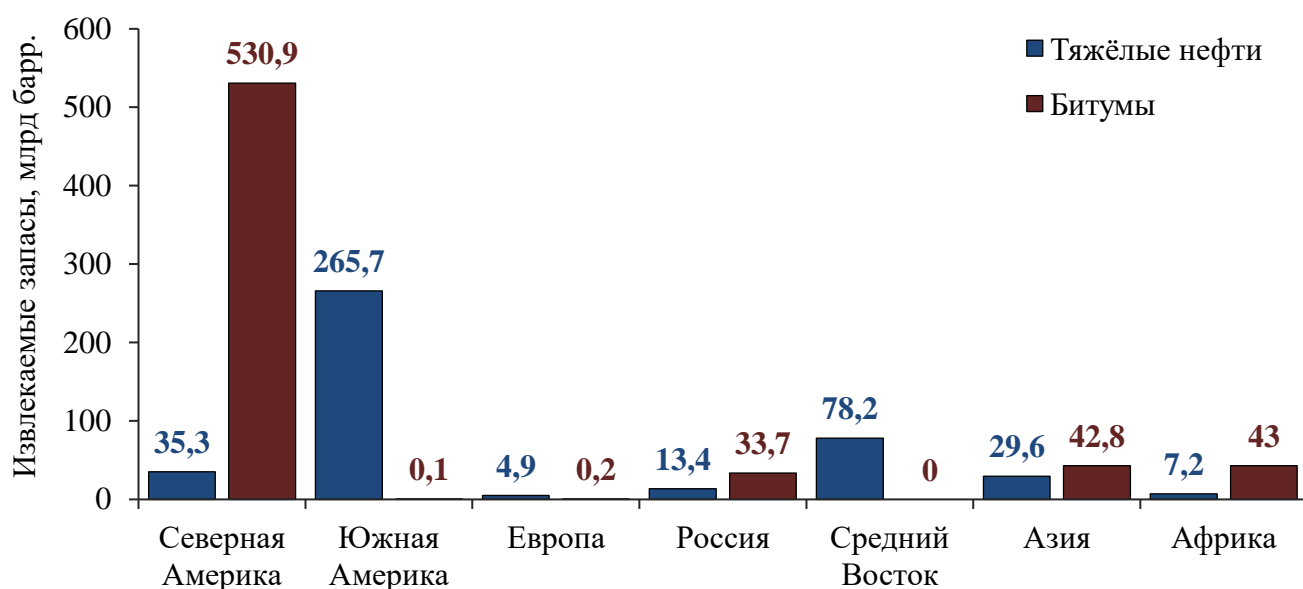


Рисунок 1.2 – Промышленные запасы тяжёлой нефти и природных битумов (адаптировано из [88])

Таблица 1.1 – Международная классификация тяжёлых нефтей и битумов [84]

Класс	Нефть (вязкость < 10 Па·с)					Битумы (>10 Па·с)
	обычная	средняя	полутяжёлая	тяжёлая	сверхтяжёлая	
Плотность, кг/м ³	<904	904-934	934-966	966-1000	>1000	>1000
Содержание асфальтенов, %	-	-	2-7	6-15	7-27	-

Гораздо более значимым параметров тяжёлых и битуминозных нефтей является не плотность, по которой классифицируется нефть, а вязкость, оказывающая существенное влияние на добычу и транспортировку. В 2017 г. добыча тяжёлых нефтей в России составила 170 млн т (33 % от всей добытой нефти), добыча высоковязкой нефти – 30 млн т (6 % от добытой нефти страны). По состоянию на 2018 г. существенная доля запасов нефти Российской Федерации относится к трудноизвлекаемым. По совокупности показателей плотности и вязкости нефти к трудноизвлекаемым запасам высоковязкой нефти относится около 3,4 млрд т разведанных и разбуренных запасов (18 % от общих запасов) и 2,9 млрд т природных битумов (16 % от общих запасов) [63]. На Рисунке 1.3 представлено распределение запасов высоковязкой нефти и природных битумов по федеральным округам РФ.

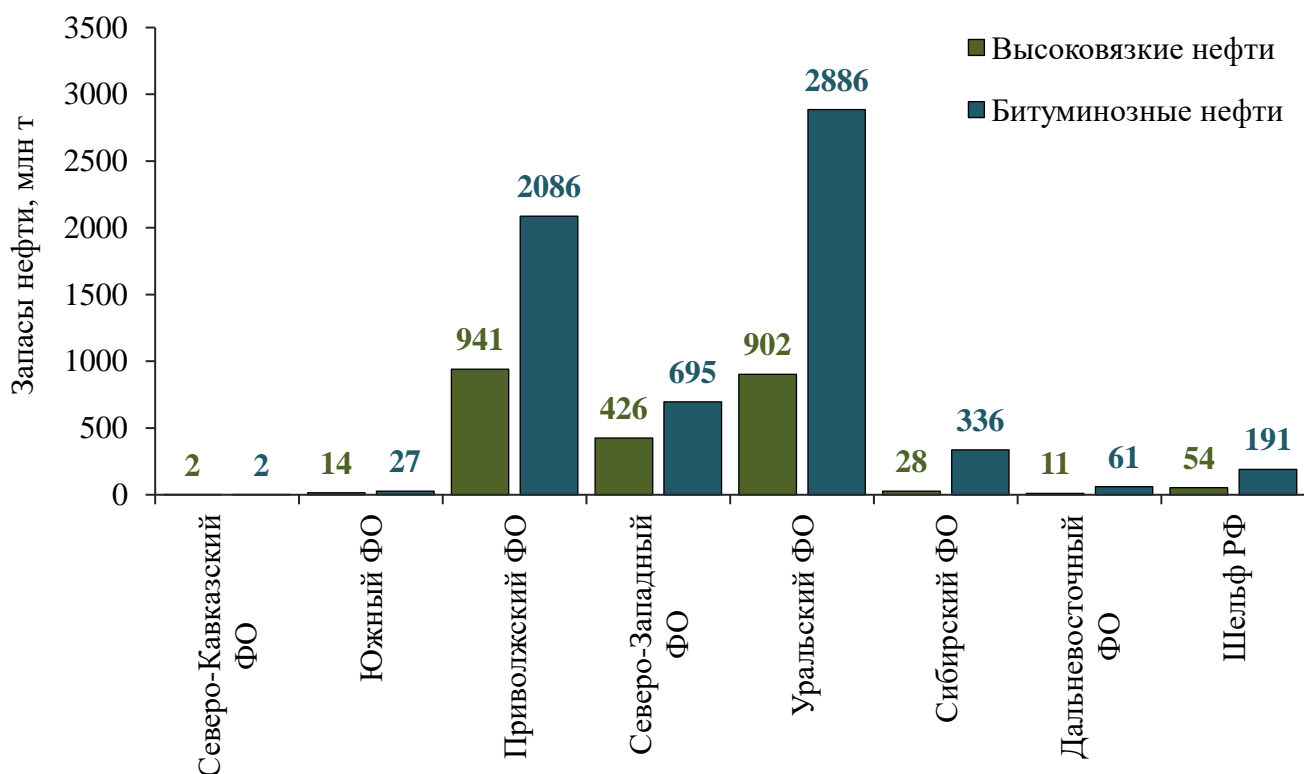


Рисунок 1.3 – Распределение запасов высоковязкой и битуминозной нефти по федеральным округам (ФО) России (адаптировано из [63])

Добывается высоковязкая нефть в трёх основных нефтяных провинциях: Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской. Наиболее известные,

изученные и разрабатываемые месторождения высоковязкой нефти в России являются: Усинское (174 млн т) и Ярегское (130 млн т) в Республике Коми (71,4 % высоковязких нефтей в Северо-Западном ФО); Русское (418 млн т), Восточно-Мессояхское (201 млн т), Северо-Комсомольское (147 млн т) в Ямало-Ненецком автономном округе (85 % высоковязких нефтей в Уральском ФО). Республика Татарстан обладает крупнейшими в России ресурсами природных битумов (450 месторождений в верхнепермских песчаниках с запасами 1,163 млрд м³) с высоким содержанием серы (до 4,5 %) и металлов (ванадий, никель, молибден) [63].

По данным на 2022 г. запасы высоковязкой и сверхвязкой нефти в России составляют 75 млрд т, мировые запасы – 640 млрд т [17].

1.2 Методы разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов

Трудноизвлекаемые запасы тяжёлых углеводородов в значительной степени являются результатом естественной деградации ранее традиционных углеводородных запасов. Большая часть месторождений высоковязких нефтей и природных битумов находится на небольших глубинах (от < 200 до 2000 м) [100].

Добыча трудноизвлекаемых запасов тяжёлых углеводородов зависит не только от глубины залегания, но и от свойств флюида и характеристики коллектора. Высоковязкая нефть в пластовых условиях может иметь вязкость от 100 до 10000 мПа·с, плотность – 932-998 кг/м³, битуминозная тяжелая нефть имеет динамическую вязкость свыше 10 Па·с и плотность свыше 998 кг/м³. Коллекторы высоковязкой нефти и битумов характеризуются высокой проницаемостью (от 1 мкм² и выше), пористостью более 30 % и нефтенасыщенностью в 50-80 % [98].

Для разработки залежей высоковязких нефтей и битумов в основном применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН) за счёт температурного (теплого) воздействия (Рисунок 1.4) [109], а также в комбинации с другими методами воздействия с целью увеличения нефтеотдачи. К тепловым методам воздействия

относят: термогравитационное дренирование пласта (ТГДП, или SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage); пароциклические обработки (ПЦО, или CSS – Cyclic Steam Stimulated); внутрипластовое горение (ВГ); применение скважинных нагревателей; площадная закачка теплоносителя (площадное паротепловое воздействие – ПТВ); термошахтный способ добычи. С целью доизвлечения остаточных запасов высоковязкой нефти и природных битумов могут применяться следующие комбинированные технологии: термополимерное заводнение; термощелочное заводнение; закачка растворителей; закачка пенообразующих химреагентов; термогазовое воздействие; термоакустическое воздействие; закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ) и др. [68].

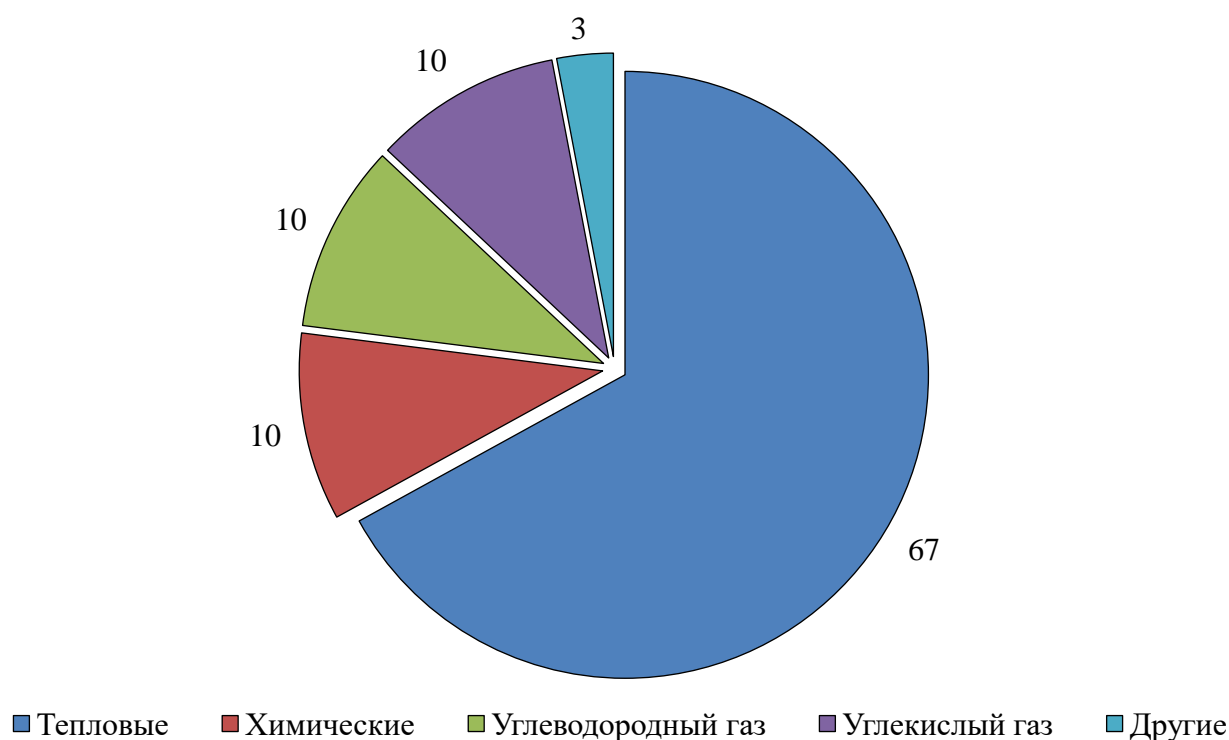


Рисунок 1.4 – Доля (%) применяемых МУН для добычи высоковязкой нефти и природных битумов (адаптировано из [109])

Помимо этого, применяются и нетепловые методы разработки месторождений высоковязкой нефти и битумов [98], например карьерная разработка тяжёлой нефти с песком (КРПН, или CHOPS – Cold Heavy Oil Production with Sand) на месторождении Атабаска (Канада). В Таблице 1.2 представлены критерии

применимости тепловых или нетепловых технологий добычи высоковязкой и сверхвязкой нефти.

Таблица 1.2 – Критерии применимости технологий добычи высоковязких нефтей и природных битумов (адаптировано из [98])

Метод воздействия	Параметры флюида и коллектора					Примечание
	Вязкость нефти, Па·с	Проницаемость коллектора, мкм ²	Пористость, %	Эффективная толщина пласта, м	Глубина залегания, м	
Заводнение	< 5	2-4	> 25	7-8	-	высокое газосодержание нефти
КРТН	< 15	> 1	-	> 5-6	-	крупнозернистый песчаник
ВГ и ПТВ	< 2-5	> 0,2	> 20-25	> 6-10	< 1400	отсутствие газовой шапки
ПЦО	< 500	> 1	> 20-25	> 8-10	< 1400	неконсолидированный пласт
ТГДП	> 10	> 2	> 20	> 15	200-1000	однородность коллектора

Разработка залежей высоковязких нефтей на упругом или упруговодонапорном режиме ведётся с помощью горизонтальных и многозабойных скважин [121]. Этот метод применим на месторождениях с большой глубиной залегания продуктивных залежей, но коэффициент извлечения нефти по сравнению с применением тепловых методов небольшой (около 10 %) [98], поэтому могут применяться различные методы увеличения нефтеотдачи, такие как закачка неуглеводородного газа, полимерное заводнение с добавлением ПАВ и др.

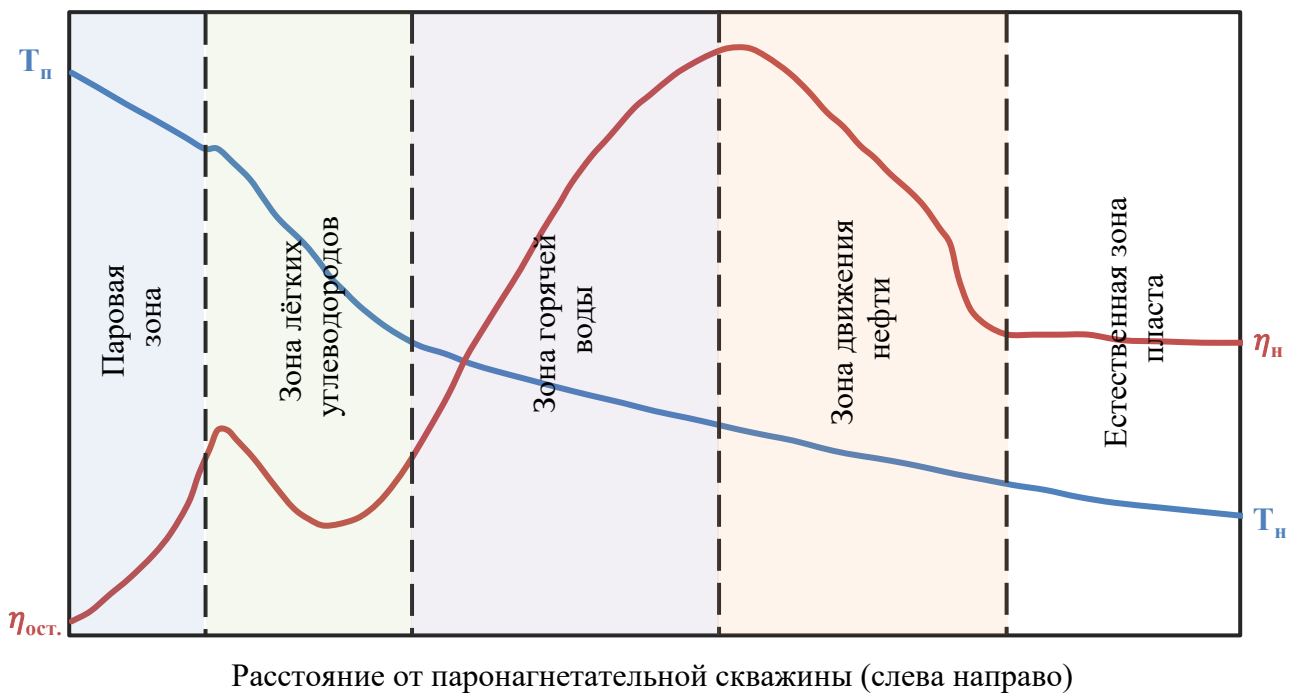
Карьерная разработка (КРТН) – дорогостоящий и неэкологичный метод нефтедобычи из неглубокозалегających коллекторов с использованием бульдозеров, промышленных экскаваторов и другой грузовой техники. Технология заключается в добыче нефтенасыщенной горной породы с дальнейшей экстракцией нефтесодержащей жидкости. Применяется в основном на месторождении Атабаска (Западная Канада) и широкого распространения в мире данный метод разработки не получил. Коэффициент извлечения битума из горной пород при коэффициенте

нефтенасыщенности более 12 % может достигать 90 %, при нефтенасыщенности менее 1 % эффективность извлечения нефти резко снижается [67].

ПЦО – самая простая форма теплового воздействия, которая нашла широкое применение в мире для добычи высоковязкой и сверхвязкой нефти. Принцип теплового воздействия заключается в закачке пара (от 3-4 недель) в добывающие скважины с дальнейшей их остановкой на конденсацию теплоносителя (около 3-5 дней) и периодом добычи (до нескольких месяцев) [68, 107] до окончания рентабельности и перевода под ПТВ [107]. По мере обводнения продукции и снижения эффективности добычи нефти процесс повторяется. За счёт закачки теплоносителя снижается вязкость нефти, происходит тепловое расширение нефти в поровом пространстве с увеличением её подвижности, увеличивается проницаемость в призабойной зоне при удалении парафинов и асфальтенов. Преимущественно ПЦО проводят в вертикальных скважинах [96], но в ряде случаев выполняют и в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах при небольших нефтенасыщенных толщинах пласта [102]. Коэффициент нефтеотдачи при ПЦО может достигать 35 % при паронефтяном отношении (ПНО) 3-5 т/т.

ПТВ выполняется более обширным количеством скважин, при котором согласно аналогичному процессу заводнения и вытеснения нефти водой происходит постоянная закачка пара в паронагнетательные скважины и движение фронта вытеснения к добывающим скважинам. Добыча нефти напрямую зависит от расположения скважин (площадной сетки и расстояний между скважинами), а также от фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора и вязкости нефти [104]. Непрерывная закачка пара создает несколько подвижных зон в зависимости от расстояния от паронагнетательной скважины (Рисунок 1.5) [107]. Нефтенасыщенность в паровой зоне постепенно снижается за счёт снижения вязкости нефти, затем теплоноситель конденсируется с лёгкими фракциями углеводородов, которые могут содержаться в составе высоковязкой нефти. Сконденсировавшиеся лёгкие углеводороды также снижают вязкость нефти и способствуют большему нефтеизвлечению из коллектора [67]. То есть, помимо снижения вязкости нефти за счёт увеличения температуры и температурного расширения в случаях даже небольшого содержания лёгких

фракций могут наблюдаться процессы смешивающегося вытеснения и растворение углеводородных газов в нефти при движении фронта теплового воздействия. За счёт движения фронта и снижения вязкости коэффициент нефтеотдачи может достигать около 40 %, из которых на тепловое расширение нефти приходится 5-10 %. Если есть лёгкие компоненты в высоковязкой нефти, которые двигаются после теплового фронта, то коэффициент нефтеотдачи может быть увеличен ещё на 30 % [98].



T_p , T_n – температура пара и начальная температура пласта; $\eta_{ост.}$, η_n – остаточная и начальная нефтенасыщенность пласта

Рисунок 1.5 – Зоны ПТВ с условной температурой и нефтенасыщенностью
(адаптировано из [107])

Метод ТГДП предполагает бурение двух горизонтальных скважин в нефтяном пласте ближе к его подошве на небольшом расстоянии друг от друга (4-10 м между горизонтальными стволами по вертикали в зависимости от толщины пласта) [91]. При этом верхний горизонтальный ствол служит для закачки теплоносителя, а нижний – для добычи, в результате непрерывной закачки теплоносителя

образуется паровая камера, по границам которой стекает нагретая нефть и конденсат в добывающую (нижнюю по вертикали) скважину. Перед добычей высоковязкой нефти выполняется прогрев призабойной зоны для увеличения её подвижности и снижения фильтрационных сопротивлений. Таким образом, метод ТГДП имеет преимущество перед другими применяемыми тепловыми методами, особенно перед ПТВ за счёт эффективного использования гравитационных сил теплоносителя. Прогнозируемый коэффициент нефтеотдачи – 50-70 % [98].

На эффективность ТГДП существенно влияет наличие неоднородностей в коллекторе, особенно непроницаемых границ и пропластков с низкой проницаемостью, а также наличие высокопроницаемых трещин как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении. Из-за использования длинного горизонтального ствола наличие неоднородностей в коллекторе приводит к неравномерному распространению теплоносителя, а также снижению дебита нефти и коэффициента нефтеотдачи.

Разработано множество модификаций ТГДП с целью увеличения зоны теплового воздействия, нефтеотдачи и условий применения технологии [95]. В качестве основных комбинированных технологий ТГДП, можно отметить: непрерывная закачка растворителя вместе с паром (ES-SAGD, SA-SAGD, RS-SAGD, TSS-SAGD) [108]; закачка неуглекислотного газа, например азота, углекислого газа или дымовых газов (SAGP); комбинированная закачка растворителей и неуглекислотных газов (GS-SAGD) [95]; закачка воздуха вместе с водяным паром (A-SAGD, SAGDOX) [97, 117].

Также существуют технологии ТГДП с различным количеством и траекторией скважин: классический двухскважинный ТГДП (паронагнетательная и добывающая скважины с горизонтальным окончанием бурятся с одного куста); технология встречного ТГДП (бурение горизонтальных скважин с двух кустов); односкважинный ТГДП (одновременная закачка пара и добыча с разделением горизонтального ствола скважины на две зоны с помощью теплоизолированных труб и пакера); комбинированный ТГДП (закачка пара через вертикальные скважины и добыча через горизонтальную скважину) [67].

Технология ВГ существует с первой половины XX века. Данный вид увеличения добычи высоковязкой нефти и битума реализуется лишь на опытно-промышленных участках на последней стадии разработки. После инициирования горения происходит экзотермическая реакция окисления, при которой высокомолекулярные углеводороды распадаются на более легкие углеводороды с ростом температуры. Поддержание процесса горения выполняется путём закачки воздуха в нагнетательную скважину. Несмотря на достаточно высокую эффективность нефтеизвлечения (60-80 % в области фронта горения) основными причинами ограничения применения технологии ВГ являются: образование кокса в пласте и большой расход воздуха; сложность контроля процесса; прорыв воздуха к добывающим скважинам и пожароопасность [67].

Влажное и сверхвлажное горение является более перспективной модификацией технологии ВГ за счёт закачки воды и её переходу в паровую фазу перед фронтом горения [117]. Увеличение водовоздушного фактора повышает скорость движения фронта горения и снижает расход воздуха на добычу нефти [67]. Одной из перспективных технологий ВГ является нагнетание воздуха в вертикальную скважину и добычу нефти через горизонтальную добывающую скважину по принципу от «носки» к «пятке» горизонтального ствола (THAI – Toe-to-Heel Air Injection) [85].

Химические методы увеличения нефтеотдачи высоковязкой нефти и битумов в основном предусматривают применение углеводородных растворителей с целью снижения вязкости пластовой нефти. Когда растворитель смешивается с тяжёлой нефтью асфальтены выпадают в осадок, поэтому всё чаще встречаются комбинации применения паротеплового метода воздействия с растворителем [106]. Впервые данная технология рассматривалась в 1975 г. на месторождении Атабаска (Канада), а сама технология сводилась к закачке пропан-бутановой смеси при ПЦО добывающих скважин [110].

Применение химических методов ограничено по экономическим причинам и сложности восстановления растворителя из добытой нефти. В период 1998-2017 гг. на месторождениях сверхвязкой нефти и битума Канады и Китая

применялись такие растворители как этан, пропан, бутан, толуол, ксилол и дизельное топливо. Растворяющая способность углеводородных растворителей зависит как от температуры пластовой нефти, так и от компонентного состава нефти. Например, снижение вязкости битума опытно-промышленного участка Ду84 месторождения Ляохэ (Китай) при температуре 60 °С с 400 Па·с до 0,292-215 Па·с достигается путём добавления толуола с концентрацией 2-20 %, при тех же условиях добавление дизеля с концентрацией 2-20 % – вязкость снижается до 0,96-258 Па·с [106].

Очевидным преимуществом химических методов увеличения добычи высоковязкой нефти и битумов в сравнении с тепловыми методами является изменение компонентного состава и увеличение подвижности без ограничения по глубине залегания продуктивных пластов, а также толщине, низкой теплопроводности, проницаемости и прочих особенностей залежи [89].

Распространённая модификация ТГДП с постоянной закачкой растворителя (ES-SAGD) предусматривает использование предельных углеводородов небольшой концентрации 1-5 % от C₃ до C₈, которые одновременно закачиваются вместе с паром [45, 98]. Таким образом, достигается уменьшение ПНО и увеличение КИН за счёт повышения подвижности теплоносителя и увеличения охвата тепловым воздействием. Метод SA-SAGD предусматривает закачку растворителя концентрацией около 20 % вместе с паром, а при разработке по методу RS-SAGD – концентрация растворителя, например, бутана, может достигать более 60 %. Модификация TSS-SAGD предусматривает одновременную закачку пара с растворителем и снижением концентрации растворителя по мере увеличения зоны теплового воздействия [108].

Процесс экстракции в нефтяном пласте лёгкими углеводородами (VAPEx – VAPour EXtraction) предусматривает закачку предельных углеводородов C₁-C₅ в газообразном виде в нагнетательную горизонтальную скважину, и добычу нефти через добывающую горизонтальную скважину, расположенную ниже нагнетательной скважины. Данный процесс аналогичен ТГДП, только расстояние между

горизонтальными стволами по вертикали больше, чем при ТГДП [90]. Пары растворителя конденсируются в пласте и стекают вместе с нефтью из образованной около кровли пласта камеры растворителя в добывающую скважину [45]. Данный метод в сравнении с тепловыми методами снижает затраты на добычу нефти и является более экологичным из-за меньшего количества выброшенного углекислого газа при подготовке теплоносителя [89, 98, 108]. На основе VAPEX разработан метод SAVEX, который предусматривает на первом этапе закачку пара, а затем подачу растворителя. Модификацией SAVEX можно считать технологию SAVES, при которой закачивается пар вместе с жидкими углеводородами ($> C_5$) на первом этапе, на втором этапе – снижение концентрации C_5 с плавным переходом на более лёгкие растворители (C_1-C_4) вместе с паром, третий этап – закачка только лёгких растворителей (C_1-C_4) [111].

Для разогрева призабойной зоны пласта, например, для лучшего проникновения растворителя, может использоваться не только теплоноситель, но и электронагревательные элементы с излучением частотой 10-100 МГц (радиочастоты) и излучением в диапазоне частот 100-300 ГГц (микроволны) [98]. Электромагнитный нагрев может быть наиболее эффективным в глубокозалегающих залежах высоковязкой нефти, тонких пропластках или залежах с наличием газовой шапки. Ещё одним преимуществом использования нагревателей перед обычной закачкой теплоносителя является сверхвысокая температура без образования конденсата, что повышает эффективность прогрева пласта с повышенным содержанием глин. Для повышения температуры нагрева используются различные катализаторы – ферромагнитные вещества (оксиды железа, никеля, кобальта и ферриты), которые поглощают радиочастотные волны с достижением температуры 315-650 °С с частотой до 300 МГц [112].

Наряду с использованием электромагнитного излучения также рассматриваются методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока с помощью ультразвука (с частотой около 25 кГц) [99]. С помощью ультразвукового воздействия удаляют отложения парафина в призабойной зоне добывающих скважин

посредством акустической кавитации, что увеличивает продуктивность добывающих скважин. Выделение тепловой энергии способствует снижению вязкости и увеличению подвижности нефти [103]. Данный метод воздействия, как и любой другой метод с использованием звуковых волн, является методом обработки призабойной зоны скважины с небольшим радиусом теплового воздействия.

Стоит отметить, что несмотря на разнообразие методов разработки месторождений высоковязких нефтей, основным же является тепловой метод или его модификации для повышения эффективности процесса.

1.3 Опыт разработки месторождений тепловыми методами

1.3.1 Канада

Крупнейшие месторождения битуминозной нефти – Атабаска, Колд-Лейк и Пис-Ривер находятся в провинции Альберта (Западная Канада), суммарные запасы которых составляют 843 млрд м³. Совокупная добыча битуминозной нефти в провинции Альберта на 2015 г. составила 1,81 млн м³ [88]. Преимущественные методы добычи: открытый (карьерный) метод в залежах с глубиной залегания < 65 м; тепловой метод при залегании коллекторов > 65 м. Вязкость пластовой нефти месторождений в провинции Альберта следующие: Атабаска – до 2000 Па·с [114], Пис-Ривер – до 70 Па·с, Колд-Лейк – до 55 Па·с [67].

Предпочтительной технологией добычи битуминозной нефти, помимо карьерного способа, на месторождении Атабаска является ТГДП, на месторождении Колд-Лейк – ПЦО добывающих скважин, на месторождении Пис-Ривер – площадная закачка теплоносителя с поддержанием пластового давления за счёт закачки воды.

На Рисунке 1.6 представлены показатели разработки месторождений высоковязких нефтей за последние 10 лет. По прогнозу с 2023 по 2032 гг. добыча высоковязкой нефти тепловыми методами на месторождениях в провинции Альберта

увеличится на 27,6 % с 281 до 358,6 тыс. м³/сут, а добыча карьерным способом в этот же период – увеличится на 5,9 % с 266 до 281,6 тыс. м³/сут [93].

Минимальная нефтенасыщенная толщина пласта для применения технологии ТГДП равна 7 м, учитывая расстояния между горизонтальными стволами добывающей и паронагнетательной скважины в 5 м, однако, имеются и нефтенасыщенные толщины от 1,5 м на большой площади месторождения Атабаска с суммарным оценочным объёмом 76 млрд м³, разработка которых на данный момент проблематична [86].

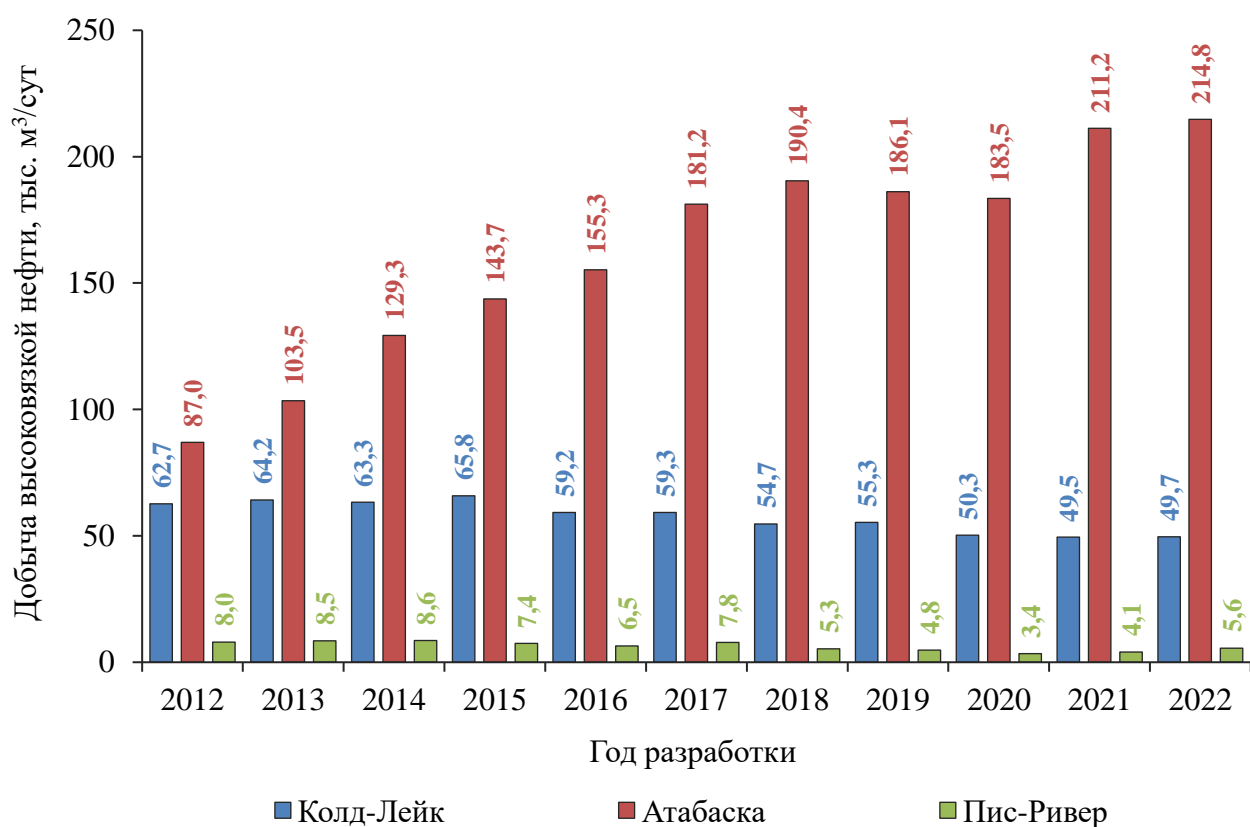


Рисунок 1.6 – Добыча высоковязкой нефти по месторождениям в провинции Альберта [93]

Основная часть сверхвязкой нефти добывается за счёт применения технологии ТГДП (Рисунок 1.7), которая внедрена на месторождении Атабаска с 2001 г. Фонд действующих добывающих скважин на 2022 г. составляет 11830 ед., из которых [94]:

- добыча нефти ведётся по технологии ТГДП из 2417 ед. со средним дебитом по нефти 85,8 м³/сут, среднее ПНО составляет 3,56 т/т при вскрытой толщине 26,1 м с пористостью 0,31 д. ед. и нефтенасыщенностью 81,8 % [87];
- 3811 ед. эксплуатируются с ПЦО (средний дебит 9,2 м³/сут);
- добыча нефти из 5602 ед. ведётся нетепловыми методами (фонтанирование, заводнение, применение химических методов) со средним дебитом 4,9 м³/сут.

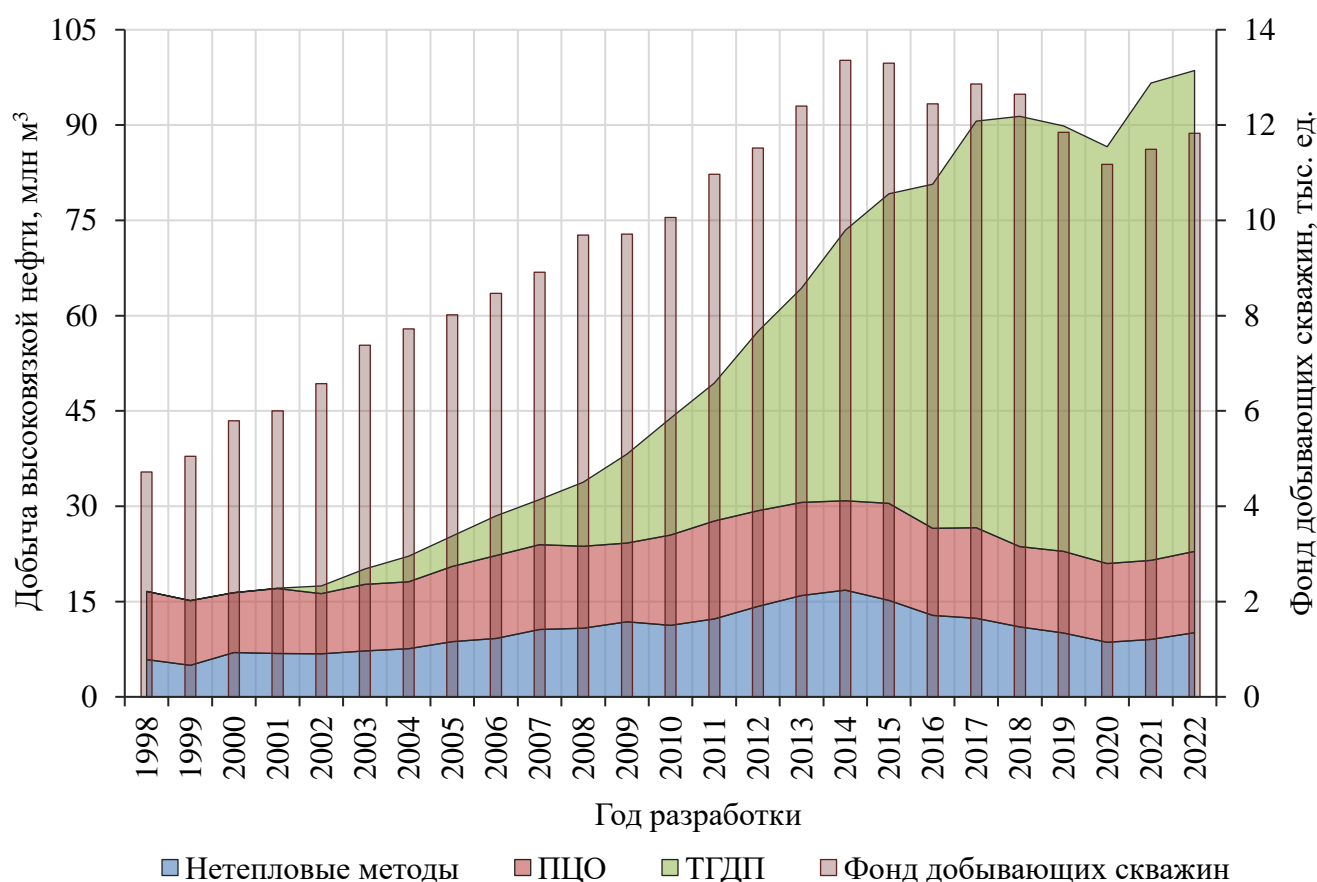


Рисунок 1.7 – Распределение добычи высоковязкой нефти с применением технологий скважинной добычи на месторождениях в провинции Альберта [94]

На 2022 г. разработка по технологии ТГДП разрабатываются утверждённые запасы месторождения Атабаска объёмом 7,22 млрд м³, из которых добыто порядка 400 млн м³. На Рисунке 1.8 представлено распределение по методам добычи нефти в целом по месторождениям в провинции Альберта. Несмотря на высокий коэффициент извлечения битуминозной нефти карьерным способом на месторождении

Атабаска, данный метод является наименее рентабельным из-за больших капитальных затрат на её экстрагирование, подготовку и транспортировку. Себестоимость такой нефти по сравнению с добытой нефтью по технологии ТГДП выше в 1,6 раз, поэтому при дальнейшей разработке месторождения Атабаска планируется наращивание добычи за счёт бурения скважин. Коэффициент извлечения нефти при применении технологий: ТГДП – около 45 %; ПЦО – 25 %; нетепловые методы МУН – около 5-10 %.

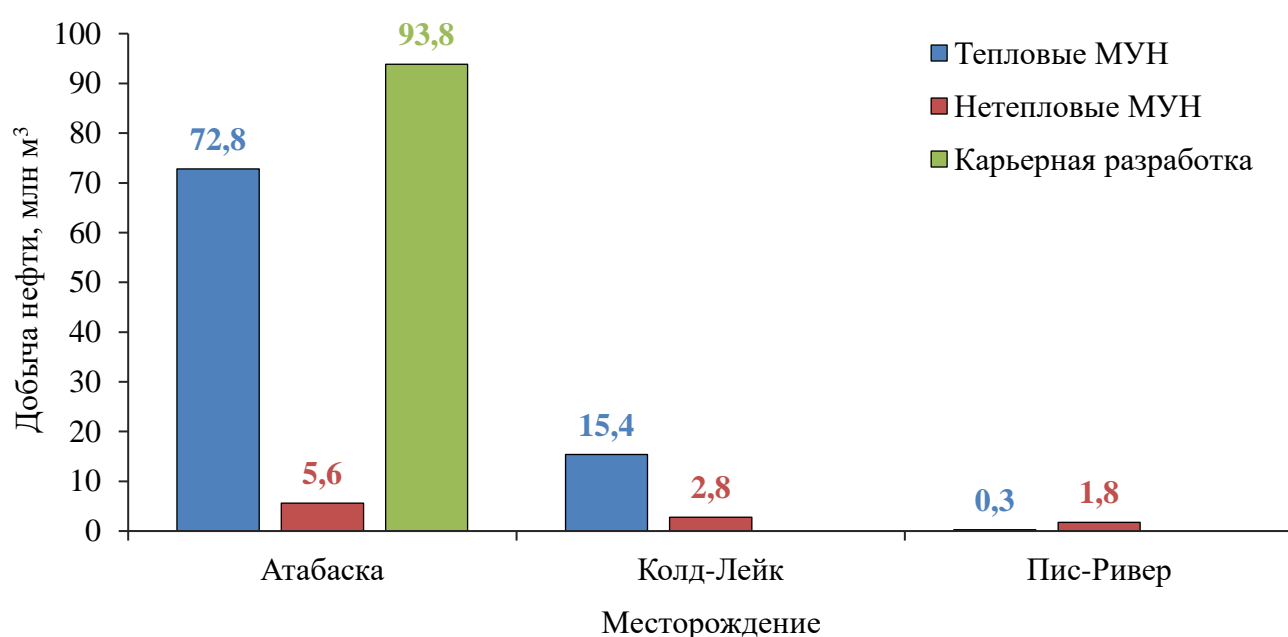


Рисунок 1.8 – Методы добычи нефти на месторождениях в провинции Альберта за 2022 г. [94]

Согласно динамике среднесуточного дебита по нефти и ПНО при ТГДП за последние 10 лет (в период 2013-2023 гг.) добыча постепенно увеличивалась со снижением ПНО (Рисунок 1.9). Высокое ПНО в период 2010-2013 гг. обусловлено вводом новых участков ТГДП и прогревом нефтенасыщенного коллектора. С увеличением прогретой зоны пласта увеличивается дебит добывающих скважин и снижается ПНО. Также, на снижение ПНО повлияло уменьшение действующего фонда добывающих и паронагнетательных скважин на участках ТГДП с высокой обводнённостью и низким дебитом нефти. Увеличение добычи обусловлено

проведением многоступенчатого гидравлического разрыва пласта перед проведением закачки теплоносителя и иных геолого-технических мероприятий.

Опыт применения циклического теплового воздействия с чередованием фаз закачиваемого теплоносителя описан в источнике [101]. Глубина залегания нефтенасыщенного битуминозной нефтью песчаного коллектора Пис-Ривер составляет 550 м, средняя толщина пласта на опытно-промышленном участке – 27 м. Около подошвы пласта присутствует высокопроницаемые водонасыщенные горные породы толщиной 3 м. Опытный участок разрабатывается по 7-ми точечной системе разработки (6 добывающих скважин и 1 паронагнетательной скважиной в центре). Ввод участков выполнялся закачкой теплоносителя в добывающие скважины для снижения вязкости в призабойной зоне с последующей закачкой горячей воды и водяного пара в нагнетательные скважины. После закачки пара в добывающие скважины закачивается оторочка горячей воды для увеличения зоны теплового воздействия и осуществляется остановка скважин на процесс пропитки.

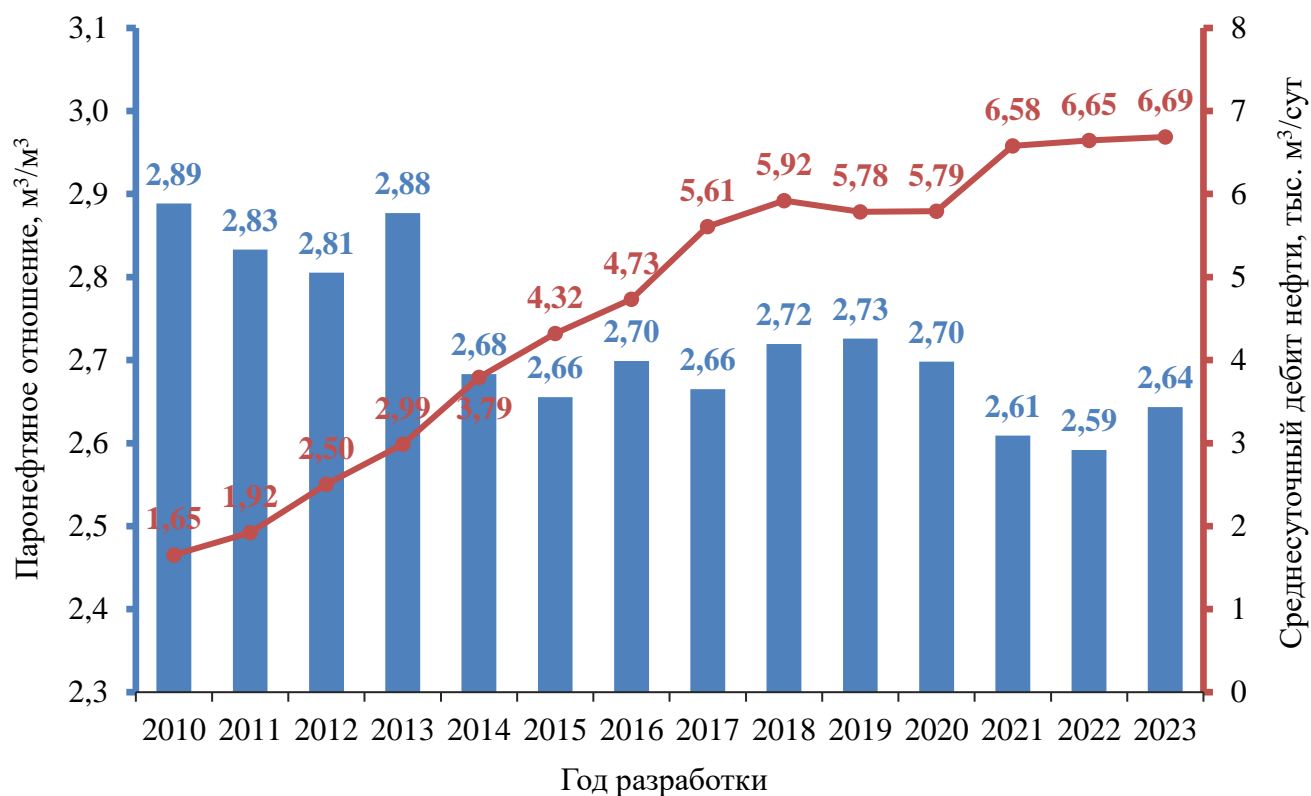


Рисунок 1.9 – Паронефтяное отношение и среднесуточный дебит по нефти на месторождении Атабаска при ТГДП [118]

1.3.2 Венесуэла

Месторождение Ориноко в Венесуэле насчитывает 206,3 млрд т сверхтяжёлой нефти, из которой извлекаемыми запасами считают 44,4 млрд т [39].

С 1957 г. до начала 2000 г. применялись тепловые методы добычи сверхвязкой нефти, в том числе и ВГ на некоторых участках. На 2015 г. из-за неуклонного сокращения добычи нефти в целом с помощью паротепловых методов воздействия добывалось 7,6 % суммарной добычи нефти [82]. Методы паротеплового воздействия несмотря на высокую эффективность, как и метод ТГДП, не получили широкого распространения в силу высоких капитальных и эксплуатационных затрат [39].

В настоящее время ведётся четыре проекта по добыче нефти, каждый из которых был начат в начале 2000-х гг. На начальном этапе разработки залежей высоковязкой нефти использовались преимущественно нетепловые методы. Добыча нефти ведётся нетепловыми методами – заводнение с закачкой неуглеводородных газов, закачка лёгких углеводородов, и прочие применяемые технологии возможны благодаря высоким фильтрационно-ёмкостным свойствам (ФЕС) коллектора и растворённому в нефти газом. Глубина залегания продуктивных залежей находится в диапазоне глубин 300-1200 м, с температурой 46-54 °С и динамической вязкостью нефти в пластовых условиях 1-5 Па·с, газонасыщенность нефти составляет 4-70 м³/м³. При начальной водонасыщенности пластов 8-30 % и ФЕС – пористость 0,28-0,34 д. ед. и проницаемость 1-20 мкм² КИН за счёт применения нетепловых методов добычи может достигать 8-12 %. Для повышения эффективности применения тепловых методов добычи в перспективе существует необходимость снижения пластового давления (начальное давление 4,2-8,3 МПа), что снизит энергозатраты на закачку теплоносителя. На участках месторождений пояса Ориноко изучены различные технологии теплового воздействия, такие как ТГДП, площадная закачка горячей воды и ПЦО скважин, в результате которых КИН увеличен до 20-25 % [119].

В процессе добычи высоковязкой нефти применяются химические методы снижения вязкости непосредственно в пласте путём закачки продуктов нефтепереработки – бензинолигроиновой фракции в горизонтальные добывающие скважины с температурой около 50 °С. Циклическая стимуляция нефтью в горизонтальных скважинах протяжённостью горизонтального ствола около 1500 м приводит к расширению зоны химического воздействия и увеличению добычи пластовой нефти. Далее происходит транспортировка добываемой продукции по протяжённым трубопроводам, где отделяется лёгкая фракция нефти, которая транспортируется обратно к объектам добычи для повторной закачки в пласт. Таким образом, добыча высоковязкой нефти зависит напрямую от импорта лёгких углеводородов для добычи высоковязкой нефти [119].

Импорт лёгкой нефти для её разбавления с сырой высоковязкой нефтью и дальнейшей продажи на внешнем рынке также является одной из причин отсутствия возможности внедрения дорогостоящих технологий паротеплового воздействия повсеместно [39]. Очевидно, что для увеличения добычи высоковязкой нефти необходимы зарубежные инвестиции и технологии, так как себестоимость добычи такой нефти высокая, а сроки реализации проектов по добычи – длительные [48].

С начала 2023 г. компанией Шеврон начался экспорт высоковязкой нефти с помощью танкеров в США для дальнейшей её переработки, что снижает необходимость разбавления сырой нефти из пояса Ориноко для её реализации на внешнем рынке [92].

1.3.3 США

Месторождения высоковязкой нефтей и битумов находятся в таких штатах, как Алабама, Аляска, Калифорния, Кентукки, Нью-Мексико, Оклахома, Техас, Юта и Вайоминг. Общее количество данных объектов на 2006 г. насчитывает 29, из которых 10 находится в штате Юта с суммарными запасами 1,89 млрд м³ нефти,

а самое крупное из месторождений находится на Аляске и насчитывает 2,39 млрд м³ запасов нефти [116].

Утверждённые запасы высоковязкой нефти Калифорнии составляют 350,4 млн м³, существенная часть из которых находятся в пределах южного бассейна Сан-Хоакин (около 290 млн м³). В течение последних трёх десятилетий добыча в Калифорнии неуклонно снижалась. Пик добычи приходится на 1986 г. – 1109 тыс. барр./сут, но к 2019 г. добыча снизилась до 458 тыс. барр./сут. На многих месторождениях использование усовершенствованных технологий добычи позволяют достичь 70-80 % нефтеизвлечения. Примерно 40 % применяемых технологий добычи приходится на тепловые методы: ПТВ, ПЦО и другие комбинированные методы [88].

Помимо месторождений высоковязкой нефти в Калифорнии есть и многочисленные залежи битума, которые в настоящее время не разрабатываются. Общие утверждённые запасы битума в Калифорнии составляют 747,3 млн м³ [88]. Месторождения битума на Аляске оцениваются в 3,8-5,2 млрд м³ в усложнённых условиях залегания, поэтому в настоящее время не осваиваются. Добыча нефти с вязкостью 50-5000 мПа·с из бассейнов Аляски ведётся с применением традиционного заводнения и добычей через сетку вертикальных скважин [63].

1.3.4 Российская Федерация

Тяжёлые нефти в основном сосредоточены в Западно-Сибирском, Волго-Уральском, Тимано-Печорском и Восточно-Сибирском нефтегазоносных провинциях. Добыча на 2016 г. с данных объектов составляет 71,7 млн м³ нефти [62]. Крупные запасы нефти сосредоточены в Ханты-Мансийском, Ямало-Ненецком автономных округах, а также Республике Татарстан, Республике Башкортостан и Республике Коми.

В Волго-Уральской провинции ведётся разработка Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений, в Тимано-Печорской – Ярегское и Усинское

месторождение [63]. Все эти месторождения на начальном этапе разрабатывались традиционными способами – на естественном и упруговодонапорном режимах, но из-за низкой эффективности добычи происходило постепенное совершенствование разработки. На сегодняшний день основным методом разработки является паротепловой метод, а также комбинированные тепловые методы на опытно-промышленных участках месторождений. Сами термические методы зависят от ряда критериев применения технологии, таких как геологическое строение залежей, глубина залегания и свойства пластового флюида. Однако не всегда удаётся предположить эффективность применения известной технологии при разработке определённых залежей высоковязких нефтей.

Ярким примером снижения эффективности теплового метода разработки является Мордово-Кармальское месторождение. Применение технологии ТГДП на месторождении не привело к росту дебита высоковязкой нефти при прогреве неоднородного по толщине пласта, и в 2012 г. недропользователю пришлось законсервировать месторождение из-за низкой рентабельности добычи [43].

Пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения с геологическими запасами высоковязкой нефти 747,1 млн т (246,54 млн т – извлекаемые) характеризуется крайне неоднородным строением карбонатного коллектора. Залежь разделена на три объекта разработки по глубине залегания и приближения к водонефтяному контакту – верхний, средний и нижний объекты. Исходя из динамики основных показателей разработки по залежи в целом (Рисунок 1.10) видно, что при разработке залежи на естественном режиме в период 1977-1981 гг. обводнённость отсутствовала, с 1981 г. обводнённость неуклонно росла до 2004 г. Стабилизация обводнённости продукции в период 2004-2020 гг. обусловлена проведением геолого-технических мероприятий в добывающих скважинах, оптимизацией работы скважин и бурения новых добывающих скважин [24]. ПЦО скважин пермо-карбоновой залежи приводит к основной проблеме разработки – росту обводнённости при добыче и прорывам пара по высокопроницаемым трещинам карбонатного коллектора.

В 2020 г. накопленная добыча нефти в целом по пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения составила 81,0 млн т, что соответствует 32,9 % от

начальных извлекаемых запасов. Утверждённый КИН равен 0,33 д. ед., на начало 2021 г. КИН составил 0,108 д. ед. Существенная естественная неоднородность коллектора и наличие тектонических нарушений не позволяют должным образом выполнять ПЦО скважин, что приводит к снижению эффективности паротеплового воздействия.

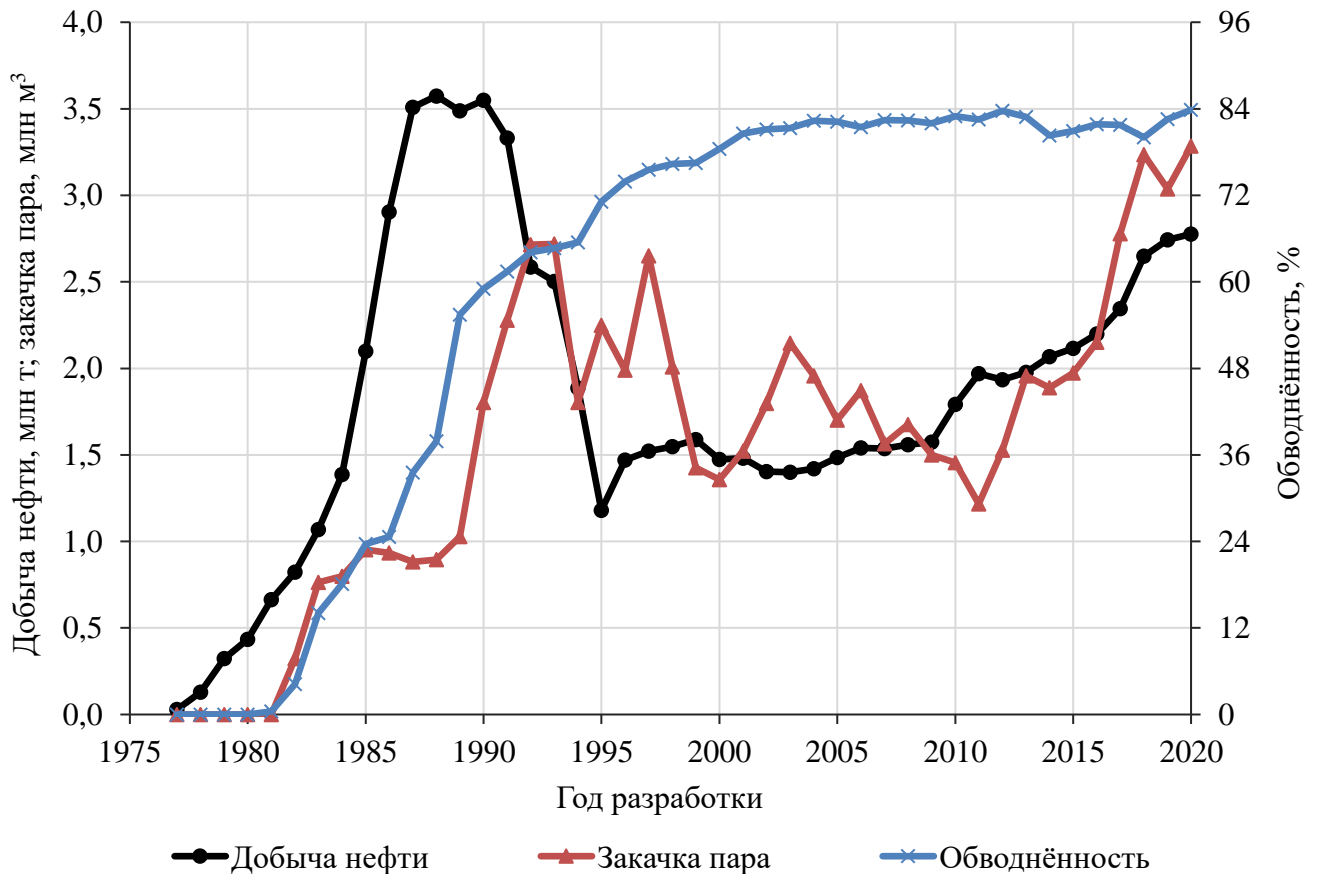


Рисунок 1.10 – Динамика основных показателей разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения [24]

На Ашальчинском месторождении с начала разработки добыто 10 млн т высоковязкой нефти. Преимущественной технологией добычи является традиционный ТГДП, на некоторых участках с эффективными толщинами пласта около 5 м используется ПЦО скважин. Общий фонд скважин на 2020 г. составляет 1046 ед. (482 ед. добывающих, 480 ед. паронагнетательных и 84 ед. под ПЦО) [44]. Причём на 2015 г. количество пробуренных скважин составляло всего 105 ед. со средним

дебитом нефти 20,9 т/сут и обводнённостью 82,7 % [47]. Рост действующего фонда скважин объясняется небольшой глубиной залегания нефтяных пластов – около 80 м. Помимо этого, постепенно внедряются инновационные методы интенсификации добычи, которые позволяют сократить затраты на подготовку теплоносителя и увеличить добычу углеводородного сырья.

Свойства коллекторов Ашальчинского и Ярегского месторождений схожи, и основным отличием является глубина залегания продуктивных пластов. Запасы высоковязкой нефти месторождений сосредоточены в терригенном коллекторе со средней проницаемостью около 3 и 2,5 мкм² пластов толщиной 25 и 26 м для Ашальчинского и Ярегского месторождений соответственно. Средняя глубина кровли коллектора для Ашальчинского месторождения равна 80 м, для Ярегского – 165 м [88].

Ярегское нефтетитановое месторождение является уникальным объектом разработки, на котором на сегодняшний день используется технология термошахтной разработки на Ярегской площади и ТГДП на Лыаельской площади [6]. С 2010 г. на участке ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского месторождения проведены опытно-промышленные работы по разработке усовершенствованного ТГДП, особенностью которого стало бурение разнонаправленных (встречных) добывающих и паронагнетательных скважин. По результатам разработки участка ОПУ-5 в период 2010-2014 гг. установлено, что геологические факторы препятствуют повышению эффективности теплового воздействия. К данным факторам можно отнести наличие непроницаемых прослоев глин, подстилающий водоносный горизонт и небольшая толщина пласта (менее 15 м).

Начальные геологические запасы высоковязкой нефти на Ярегской площади составляют 220,76 млн т [6]. В пределах трёх нефтешахт с начала термошахтной разработки на 01.01.2023 было введено в эксплуатацию более 70 добычных блоков (участков). На начало 2023 г. выработано 21,7 % извлекаемых запасов нефти и 28,7 % находится в текущей разработке. Благодаря высокой плотности подземных скважин (действующий фонд – 2045 ед.) и трещин с шагом 20-25 м приёмистость поверхностных паронагнетательных скважин очень высокая. Действующий фонд

поверхностных паронагнетательных скважин при реализации ПТВ составляет 252 ед. Основными проблемами разработки Ярегской площади являются значительные инвестиционные затраты в горнопроходческие работы, выходы пара в действующие горные выработки, высокая обводнённость добывающих скважин, и как следствие, проблемы с утилизацией добываемой воды.

1.4 Анализ разработки Ярегской площади Ярегского месторождения

Нефтяной пласт Ярегского месторождения на глубине залегания кровли 140-210 м приурочен к отложениям верхнего и среднего девона. Коллектор, содержащий высоковязкую нефть, характеризуется как трещиновато-пористый, терригенный. Среднее расстояние между крутопадающими (60-80°) трещинами составляет 20-25 м, раскрытость от десятых долей миллиметров до 2-3 см. Средняя нефтенасыщенная толщина – 26 м, средняя пористость – 0,26 д. ед. Проницаемость скелета горной породы находится в диапазоне 2-3 мкм².

Вязкость нефти Ярегской площади при пластовой температуре (6-8 °С) находится в диапазоне 12-16 Па·с. Лёгкие фракции, выкипающие при 200 °С, отсутствуют. Плотность дегазированной нефти – 945 кг/м³. На Рисунке 1.11 представлена зависимость вязкости пробы нефти одной из добывающих скважин от температуры при проведении измерений на ротационном вискозиметре НААКЕ VT550.

Ярегское месторождение открыто в 1932 г. В период 1935-1945 гг. выполнено опытное вскрытие продуктивных залежей с поверхности на двух участках площадью 28,4 и 15,0 га с бурением 48 и 21 ед. добывающих скважин по треугольной системе с расстоянием между ними 75 и 100 м. При имеющемся на начальном этапе газовом факторе 10 м³/т всего добыто 38,5 тыс. т нефти, коэффициент нефтеотдачи – менее 2 % [32].

В 1939 г. велась разработка Ярегской площади шахтным способом на естественном режиме при имеющемся пластовом давлении 1,2-1,4 МПа на тот момент. К началу 1950-х гг. построено три нефтешахты.

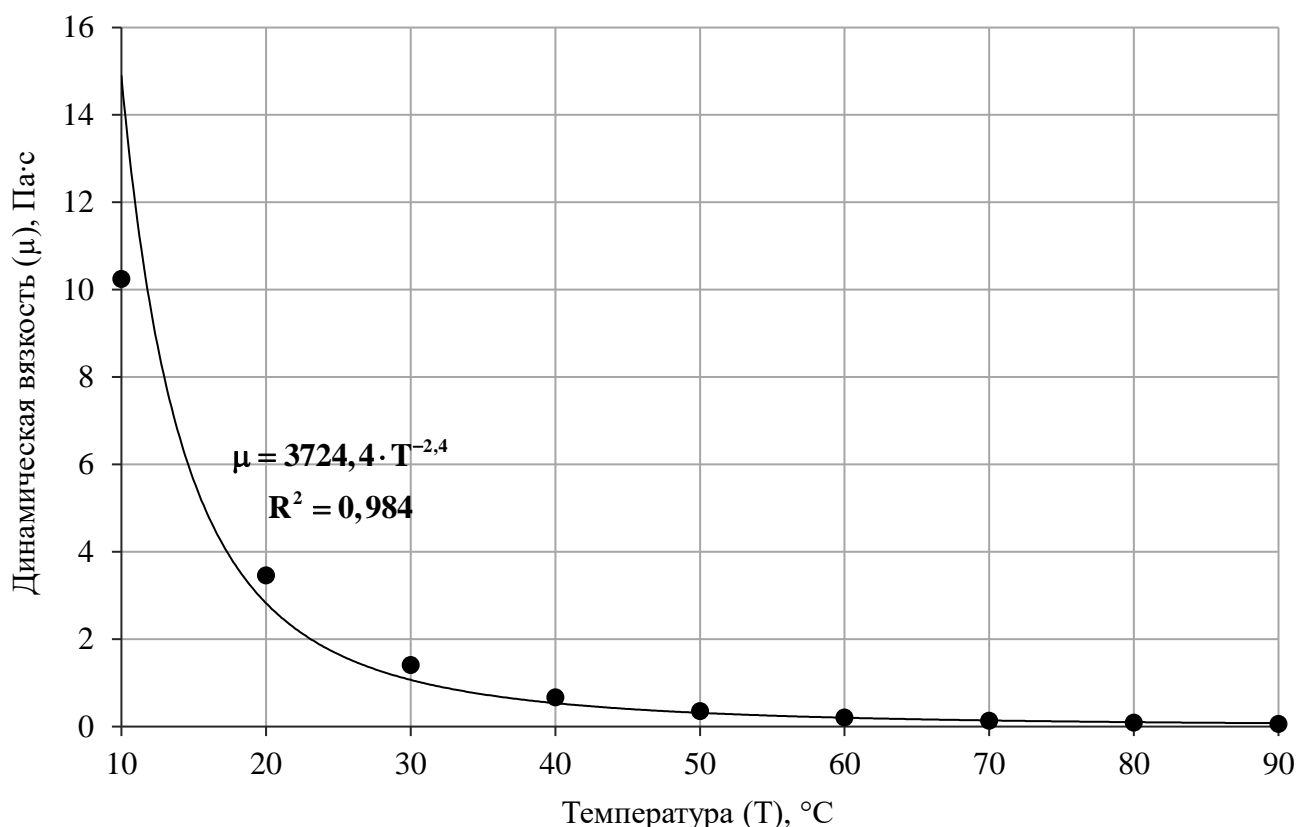


Рисунок 1.11 – Зависимость динамической вязкости пробы нефти Ярегского месторождения от температуры

На Ярегском месторождении обширно применялись следующие схемы шахтной разработки: Ухтинская система, уклонно-скважинная система, двухгоризонтная система, одногоризонтная система.

В период 1939-1954 гг. разработка шахтных полей велась по Ухтинской системе – разбуриванию по плотной сетке добывающих скважин с надпластового горизонта (20-30 м выше кровли). На втором этапе (1954-1974 гг.) разработка велась по уклонно-скважинной системе – из нефтяной галереи в кровле пласта выполнялось бурение пологонисходящих добывающих скважин, что сократило объём проходки, по сравнению с Ухтинской системой, но коэффициент нефтеотдачи ввиду естественного упругого режима оставался низким [32].

При разработке по Ухтинской и уклонно-скважинной системе на естественном режиме нефтеизвлечение составило около 6 % [25, 36]. В период разработки на естественном режиме было пробурено более 92 тыс. скважин длиной от 40 до

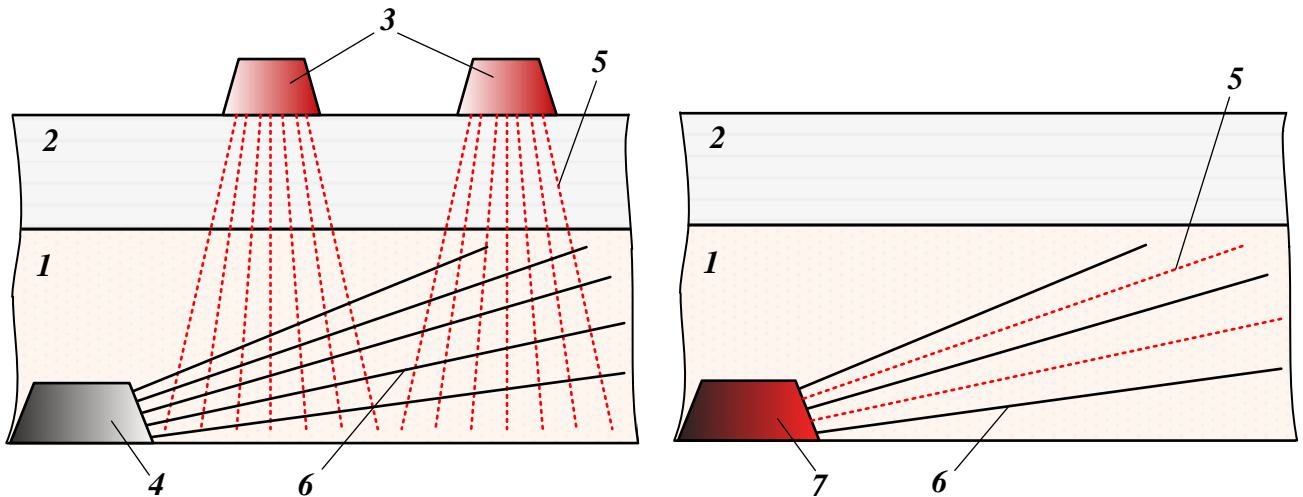
280 м, что создало «искусственную» трещиноватость в пласте при имеющихся естественных тектонических нарушениях и трещиноватости коллектора при разработке термошахтными системами. Поскольку залежь Ярегской площади изначально эксплуатировалась на естественном режиме истощения, то к моменту начала термошахтной разработки пластовое давление стало равным атмосферному давлению [32].

При двухгоризонтной системе термошахтной разработки паронагнетательные скважины располагаются в буровых галереях выше продуктивного пласта, а галерея с пологовосходящими добывающими скважина расположена около подошвы нефтяного пласта. Данная система является наиболее сложной как в техническом плане реализации, так и экономически затратной при строительстве и вводе в эксплуатацию буровых галерей.

Отличительной особенностью одногоризонтной от двухгоризонтной системы является расположение паронагнетательных скважин в одной буровой галереи вместе с добывающими скважинами (Рисунок 1.12). Пологовосходящие паронагнетательные скважины расположены выше добывающих скважин, что позволяет равномерно прогревать нефтяной пласт при небольших капитальных затратах на строительство буровой галереи, но температура в уклонных блоках достаточно высокая за счёт наличия паронагнетательных скважин и возможных прорывов пара в добывающие скважины.

При разработке Ярегской площади по одногоризонтной и двухгоризонтной системам пар закачивается с низким давлением во избежание прорывов в нижние пологовосходящие добывающие скважины и горные выработки галереи через высокопроницаемые зоны. По отработанным уклонным блокам по использованию термошахтных систем с 1972 по 2002 гг. КИН составил 53 % при ПНО 2,7 т/т [32]. Увеличение КИН при использовании пара с низким давлением в подземных паронагнетательных скважинах проблематично, поскольку подвижность нефти достигает определённого предела при данной температуре, а увеличение давления закачки теплоносителя свыше 0,5 МПа может привести к аварийной ситуации в уклонном блоке. Прорывы пара в добывающие скважины, а затем и в рудничную

атмосферу, ведут к нарушению теплового режима в горных выработках. При прорывах пара для контроля рудничной температуры используют запорную арматуру добывающих скважин, или ограничивают работу паронагнетательных скважин, с которых происходит прорыв пара. Регулирование работы паронагнетательных скважин приводит к перераспределению теплоносителя в пласте.



1 – нефтяной пласт; 2 – надпластовые горные породы; 3 – буровая камера;
4 – галерея добывающих скважин; 5, 6 – паронагнетательные
и добывающие скважины; 7 – галерея с системой паронагнетания

Рисунок 1.12 – Схемы подачи теплоносителя и добычи нефти при двухгоризонтной и одногоризонтной системах разработки Ярегской площади Ярегского месторождения [32]

Преимущества двухгоризонтной системы, следующие:

- большой охват площади паротепловым воздействием;
- возможность оптимальной закачки теплоносителя с низким давлением (менее 0,3 МПа).

К недостаткам двухгоризонтной системы можно отнести:

- большие капитальные затраты в горно-подготовительные и буровые работы;
- небольшой охват теплом приподошвенной зоны пласта.

Плюсы одногоризонтной системы разработки:

- наилучший охват тепловым воздействием и большее нефтеизвлечение;
- оптимальная закачка теплоносителя с низким давлением (менее 0,3-0,4 МПа).

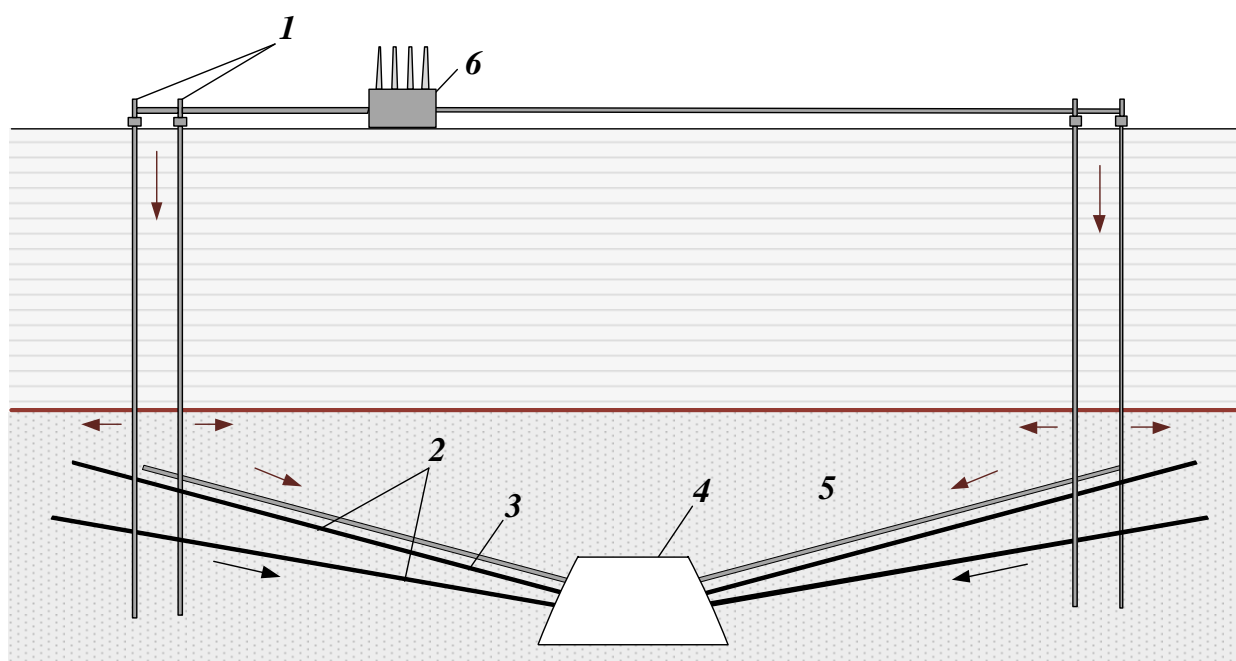
Минусы одногоризонтной системы термошахтной разработки:

- объём горно-подготовительных и буровых работ, которые меньше, чем при двухгоризонтной системе, но, тем не менее, с существенными капитальными затратами;
- неудовлетворительное состояние температурного режима рудничной атмосферы из-за отсутствия теплоизоляции устьев и прорывов пара в добывающие скважины, что препятствует закачке пара (давление не более 0,11-0,15 МПа).

На текущий момент рассматриваются одногоризонтная и подземно-поверхностная системы термошахтной разработки, которые характеризуется меньшими горнопроходческими и временными затратами, чем двухгоризонтная.

Ключевым отличием подземно-поверхностной системы (Рисунок 1.13) от других систем термошахтной разработки является закачка теплоносителя с поверхности через паронагнетательные скважины. Данная особенность позволяет выполнять закачку пара в предельно допустимых термобарических условиях (давлении до 1,6 МПа). При этом уменьшаются тепловыделения в горных выработках [31]. Для равномерного распределения пара по пласту предусмотрены парораспределительные скважины, пробуренные с нефтяной галереи [30]. За счёт более высокого давления закачки теплоносителя количество подземных добывающих скважин сокращается в 4-5 раз по сравнению с другими системами разработки Ярегского месторождения [32]. Поскольку паронагнетательные скважины разнесены по площади пласта и их количество меньше, чем в других системах термошахтной разработки, то вероятность попадания вертикальными паронагнетательными скважинами в трещины, которые расположены приблизительно через каждые 20-25 м, существенно ниже.

Также, при разработке одногоризонтной и двухгоризонтной системами после достижения 20 % нефтеотдачи темп закачки пара, как правило, снижается [32]. Связано это именно с прорывом пара в добывающие скважины и повышением температуры рудничной атмосферы. Чтобы увеличить нефтеотдачу, необходимо увеличить темп закачки теплоносителя, при этом минимизировать прорыв пара в добывающие скважины. При разработке по подземно-поверхностной системе увеличивать темп закачки пара можно, так как они находятся на границе блока – в удалённых горных породах от нефтяной галереи.



- 1 – паронагнетательные скважины; 2 – добывающие скважины;
 3 – парораспределительная скважина; 4 – нефтешахта; 5 – нефтяной пласт;
 6 – парогенераторная установка

Рисунок 1.13 – Принципиальная схема подземно-поверхностной системы
 Ярегского месторождения

С начала внедрения термошахтного способа добычи нефти введено или частично введено в эксплуатацию 75 участков (блоков) с суммарными геологическими запасами 105 млн т нефти. Все блоки находятся на разных стадиях разработки: отработанные; на завершающей стадии разработки; в паротепловой

обработке. Под участком или блоком понимается обособленная нефтяная галерея с системой нагнетания теплоносителя, а также возможностью оценки объёмов добычи нефти и закачки пара.

К 2020 г. выведено из эксплуатации 45 участков. Суммарная площадь отработанных (выведенных) участков составляет порядка 6200 тыс. м² с начальными запасами 35,2 млн т. Коэффициент извлечения нефти из выведенных участков составляет 50,8 %, из которых на термошахтный метод разработки приходится 46,0 %. К началу 2021 г. выведено из эксплуатации ещё 11 участков Ярегской площади.

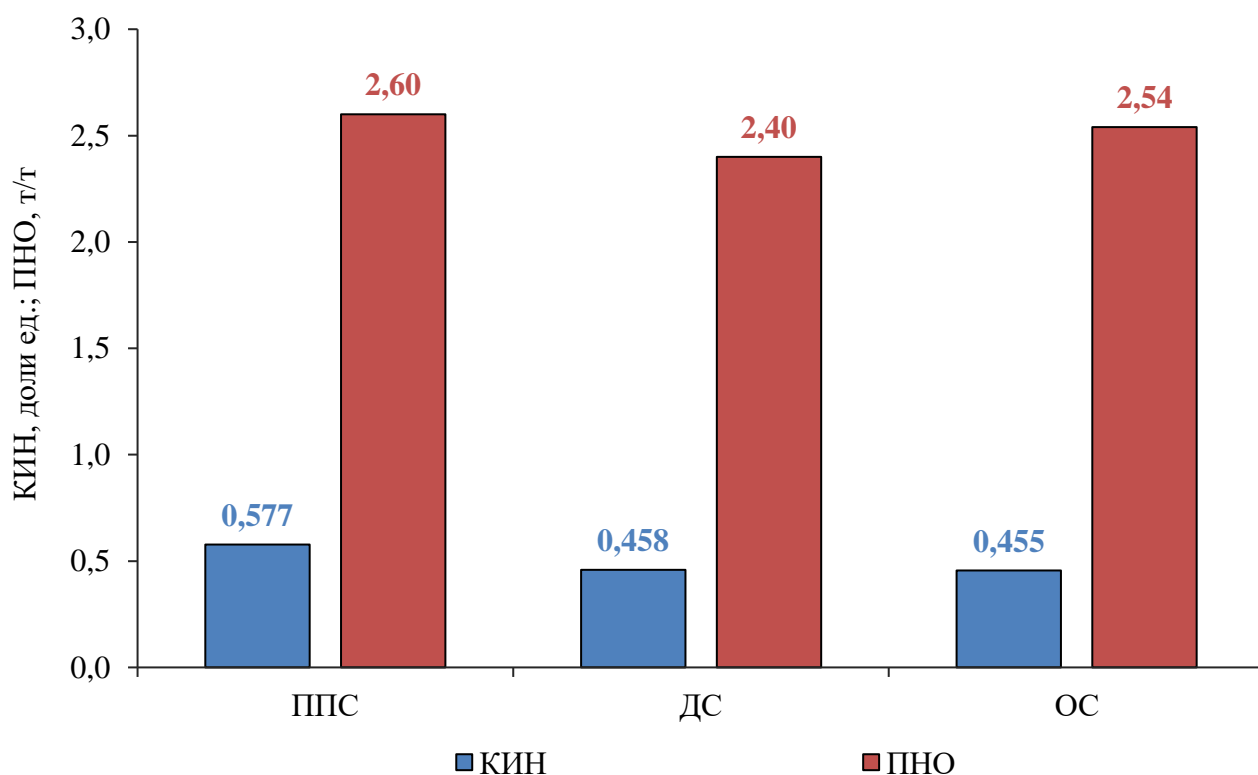
Из отработанных 56 участков за всё время разработки термошахтным методом по различным системам разработки выведено: 35 участков с двухгоризонтной системой разработки; 14 участков – переведённых с двухгоризонтной на одnogоризонтную, в том числе одnogоризонтных с начала разработки и комбинированных; 7 участков с подземно-поверхностной системой разработки. На Рисунке 1.14 представлены средние КИН и ПНО по системам разработки отработанных участков. Суммарные начальные балансовые запасы нефти по отработанным участкам, следующие: при подземно-поверхностной системе – 4,2 млн т; при двухгоризонтной системе – 28,4 млн т; при одnogоризонтной системе – 9,3 млн т.

На конец 2020 г. в разработке термошахтным методом находилось 19 участков на трёх нефтешахтах (НШ). Из них подземно-поверхностная система разработки используется на 16 участках (84,2 % от общего количества). Начальные балансовые запасы оставшихся участков по всей Ярегской площади Ярегского месторождения составляют 62,7 млн т нефти, из которых отобрано – 9,6 млн т нефти (15,34 %).

На начало 2023 г. в тепловой обработке находится 15 участков с КИН равным 28,7 %.

На НШ-1 в разработке 9 участков, из которых 2 по одnogоризонтной системе. Балансовые запасы нефти НШ-1 составляют 27,8 млн т в пределах 9 участков, большая часть из которых уже давно находится в термошахтной разработке преимущественно по подземно-поверхностной системе (77,8 % от общего количества).

Среднее ПНО по участкам с подземно-поверхностной системой разработки составляет 3,2 т/т при накопленной добычи нефти 5,15 млн т. Балансовые запасы нефти на участках с подземно-поверхностной системой разработки составляют 21,5 млн т. Оставшиеся 2 участка разрабатываются по одногоризонтной системе, и сравнительно недавно перешли в паротепловую обработку (отобрано 0,22 млн т от балансовых запасов 6,3 млн т нефти).



ППС – подземно-поверхностная система; ДС – двухгоризонтная система;

ОС – одногоризонтная система

Рисунок 1.14 – Средние КИН и ПНО по системам термощахтной разработки отработанных участков

На НШ-2 на конец 2020 г. в разработке находится 5 участков. Все они разрабатываются по подземно-поверхностной системе разработки. Балансовые запасы высоковязкой нефти на данной площади составляют 16,8 млн т, отобрано – около 2 млн т нефти. Среднее ПНО по всем ранее введенным 4 участкам составляет 2,2 т/т с достигнутым КИН – 0,49 д. ед. По последнему введенному участку в

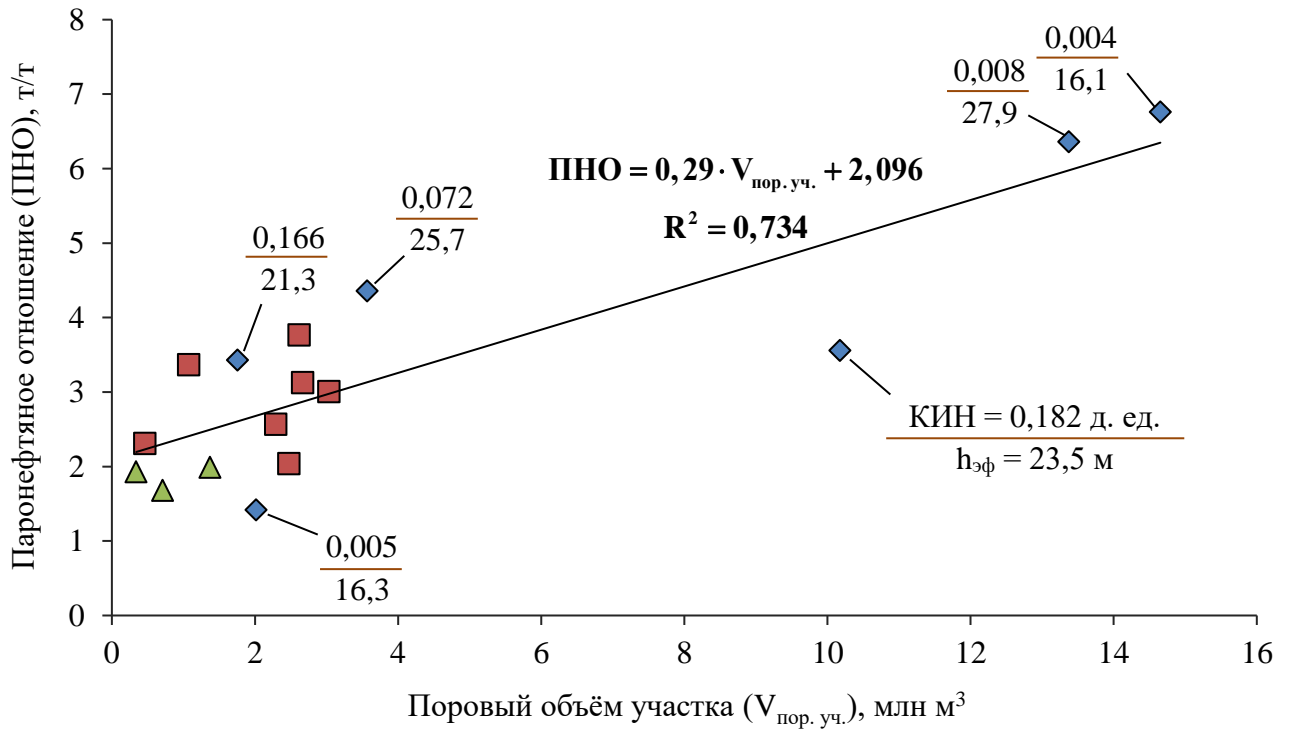
паротепловую обработку после отбора нефти на естественном режиме ПНО при закачке пара с поверхности составляет 6,8 т/т, накопленная добыча нефти – 0,26 млн т из 12,9 млн т балансовых запасов нефти.

На территории НШ-3 в разработке находится 5 участков. Из них 4 разрабатываются по подземно-поверхностной системе разработки, и 2 введены в тепловую обработку недавно (2020-2022 гг.). В паротепловой обработке также находится 1 участок с одногоризонтной системой разработки. Начальные балансовые запасы разрабатываемых участков составляют 18,1 млн т нефти, из которых 2,3 млн т добыто. Основная добыча приходится на участки 4Т-4 и 2Т-1, на которых КИН составляет 0,683 и 0,403 д. ед., а ПНО равно 2,0 и 3,8 т/т соответственно.

По новым участкам 3Т-4 и 3-1д запад с подземно-поверхностной системой текущее ПНО составляет около 6,4 и 1,4 т/т, балансовые запасы нефти которых 11,1 и 1,8 млн т. По одногоризонтной системе разработки участка 2Т-4 добыто 0,2 из 1,7 млн т нефти при ПНО – 2,8 т/т. Высокое ПНО на участке 3Т-4 обусловлено большой площадью сосредоточенных запасов нефти – 1997 тыс. м² (13,3 % от всей площади в разработке). Стоит отметить, что при оценке ПНО необходимо учитывать не только площадь нефтеносности, но и поровый объём, который находится в паротепловой обработке. Поровый объём в пределах участка 3Т-4 равен 13,37 млн м³.

Аналогичная ситуация с высоким ПНО наблюдается по участку 2-3д (НШ-2), поровый объём которого 14,65 млн м³ сосредоточен в пределах площади 3792 тыс. м². Следовательно, чем больше площадь и поровый объём разрабатываемого участка по подземно-поверхностной системе, тем больше ПНО на начальном этапе паротеплового воздействия. На Рисунке 1.15 представлена зависимость порового объёма от ПНО по всем участкам Ярегской площади с подземно-поверхностной системой. Участки условно разбиты на 3 категории по КИН после ввода нагнетания теплоносителя (ввод паронагнетания – до 0,2 д. ед.; паротепловое воздействие – от 0,2 до 0,4 д. ед.; в завершающейся стадии – от 0,4 д. ед.). Из представленных данных видно, что больших участков под паротепловой обработкой мало, поэтому полученная зависимость нельзя считать достоверной. Тем не менее, из

выведенных участков с другими системами разработки (одного горизонтной и двухгоризонтной) поровый объём не превышал 2,6 тыс. м³, и на данный момент в участках с подземно-поверхностной системой впервые в истории термошахтного метода разработки Ярегской площади большие поровые объёмы (свыше 10 млн м³).



◆ Ввод паронагнетания ■ Паротепловое воздействие ▲ В завершающейся стадии

$h_{эф}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м

Рисунок 1.15 – Зависимость ПНО от прогреваемого порового объёма на участках Ярегской площади с подземно-поверхностной системой разработки

Если пренебречь разработку участков 3Т-4 (НШ-3), 2-3д (НШ-2) и 3Т-9 (НШ-1) с поровыми объёмами свыше 10 млн м³ на начальном этапе паротеплового воздействия, то минимальное ПНО составит около 2,0 т/т на разрабатываемых участках с поровым объёмом до 4 млн м³. Площади участков с наибольшими начальными балансовыми запасами в 8,9-12,9 млн т нефти составляют 1997 тыс. м² (3Т-4), 3792 тыс. м² (2-3д) и 1804 тыс. м² (3Т-9). Выведенные из разработки участки Ярегской площади с подземно-поверхностной системой были меньшей площади – от 40 до 149,3 тыс. м², что минимум в 12 раз меньше текущих площадей (3Т-4, 2-3д

и 3Т-9), находящихся на начальной стадии паротеплового воздействия с суммарными запасами нефти – 32,9 млн т нефти или 52,5 % от текущих балансовых запасов нефти.

Помимо разрабатываемой площади методом ПТВ стоит обращать внимание и на эффективную нефтенасыщенную толщину пласта в пределах данной площади. На Рисунке 1.16 представлена зависимость эффективной нефтенасыщенной толщины от КИН выведенных участков с подземно-поверхностной системой, согласно которой наблюдается почти линейная аппроксимация.

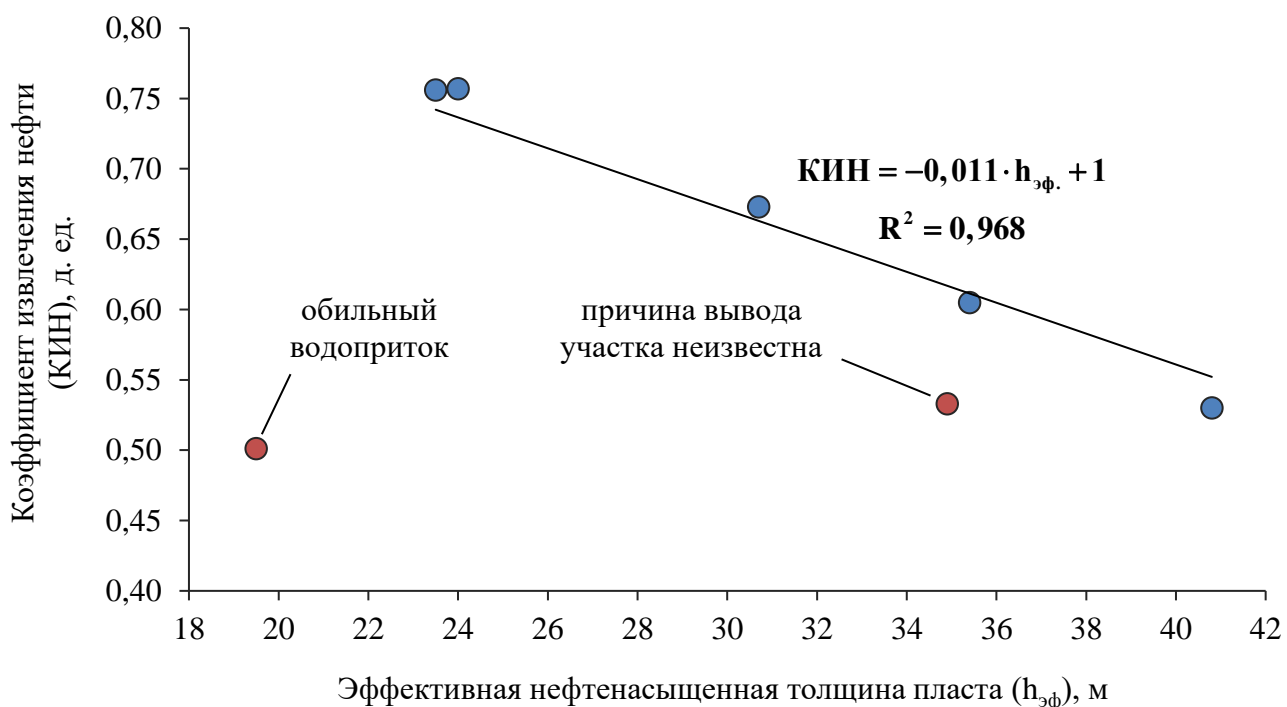


Рисунок 1.16 – Зависимость КИН от эффективной нефтенасыщенной толщины пласта на выведенных из разработки участках Ярегской площади с подземно-поверхностной системой

Выведенные участки из-за обильного водопритока в уклонный блок и по неизвестной причине не входят в линейную функцию зависимости (Рисунок 1.16). Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта в блоках 3Т-4, 2-3д и 3Т-9 составляют 27,9, 16,1 и 23,5 м. Потенциальный КИН для участков 3Т-4, 2-3д и 3Т-9 может быть 0,693, 0,822 и 0,742 д. ед. Однако, большая прогревая площадь и

поровый объём охватывает больше неоднородностей в коллекторе, что может препятствовать достижению предполагаемых КИН. Помимо этого, при прогреве пласта большой площади увеличиваются теплотери, что снижает эффективность ПТВ, поэтому КИН, рассчитанный по зависимости для небольших участков, с высокой вероятностью, недостижим.

1.5 Выводы по главе 1

1. Запасы высоковязких нефтей и природных битумов составляют около 6,2 млрд т и рассматриваются не только как резерв добычи нефти, но и как база для её развития в будущем.

2. Основными направлениями совершенствования технологии разработки высоковязких нефтей и природных битумов являются различные варианты теплового воздействия и их совершенствование применительно к конкретному месторождению.

3. На территории Республики Коми находятся два крупных месторождения высоковязкой нефти – Ярегское и пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения, разрабатываемые паротепловыми методами с общими геологическими запасами более 1 млрд т нефти.

4. Опыт разработки Ярегской площади Ярегского месторождения показал, что подземно-поверхностный вариант разработки имеет ряд преимуществ по сравнению с двухгоризонтной и одногоризонтной системами разработки.

5. Трещиноватость пласта, система подземных скважин на ранее эксплуатируемых площадях по Ухтинской системе приводят к прорывам пара в добывающие скважины и в горные выработки. Эти факторы не позволяют закачивать теплоноситель при необходимых для прогрева пласта давлениях.

6. В связи с этими факторами необходимо вести контроль по движению теплового фронта при паротепловом воздействии. Для этого проведены геофизические исследования паронагнетательных скважин в процессе их работы.

2 ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПОДЗЕМНО-ПОВЕРХНОСТНОЙ СИСТЕМЫ ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Цель, методы и задачи исследований

Существующие методы проведения геофизических исследований скважин (ГИС) предполагают получение той или иной информации в зависимости от режима работы паронагнетательной скважины в процессе выполнения исследования. Известны методы исследования как при закачке теплоносителя, так и через некоторое время простоя скважины после остановки закачки пара [29, 46].

В качестве базового метода исследований является термометрия скважины. Метод термометрии предполагает регистрацию температуры по стволу скважины после остановки закачки пара и интерпретацией аномалий температуры во вскрытом интервале толщины пласта [29]. В качестве задач данного метода можно выделить следующее:

- измерение динамики падения давления на устье после остановки закачки теплоносителя для определения теплопотерь в стволе скважины;
- спуск глубинного прибора с регистрацией профиля температуры по стволу скважины для определения относительной приёмистости теплоносителя в интервалах перфорации согласно температурным аномалиям в призабойной зоне пласта.

Интерпретация температурных исследований позволяет оценить температуру в призабойной зоне скважины и приблизительные зоны приёмистости теплоносителя. В случае наличия интервала утечки теплоносителя согласно температурному профилю определить негерметичность достаточно проблематично из-за равномерного остывания температурных аномалий в стволе скважины и тепловой инертности при скорости спуска-подъёмных операций. Ещё одной особенностью метода термометрии является отсутствие целесообразности проведения исследования в процессе паронагнетания ввиду низкой информативности результатов.

Для повышения информативности результатов исследований помимо термометрии необходимо использовать исследование методом барометрии. В качестве решаемых задач методом барометрии при закачке пара можно выделить:

- определение раздела фаз теплоносителя (пар, горячая вода) при паронагнетании или через некоторое время после остановки закачки пара;
- контроль герметичности конструкции скважины – наблюдаемый дроссельный эффект при изменении внутреннего диаметра насосно-компрессорных труб (НКТ), пакера воронки НКТ в обсадной эксплуатационной колонне (ОЭК);
- определение интервала негерметичности согласно изменению градиента давления при закачке пара.

Приёмистость при закачке теплоносителя определяется методом механической расходомерии, основной целью которого является измерение профиля расходомерии по стволу для:

- определения общей приёмистости теплоносителя;
- оценки интервалов приёма во вскрытой толщине пласта;
- определения герметичности конструкции скважины.

Применение всех методов исследования при закачке пара имеет комплексный характер, то есть анализ результатов геофизических данных способствует большей информативности за счёт корреляции результатов разных методов. Целью комплексного исследования является определение профиля приёмистости пара, параметров теплоносителя и оценка состояния термокейсинга в паронагнетательной скважине. В качестве задач можно выделить следующее:

1. Определение термобарических условий закачиваемого теплоносителя в призабойной зоне пласта.
2. Оценка состояния скважины – определение герметичности конструкции с «привязкой» результатов ГИС по глубине.
3. Оценка приёмистости теплоносителя в интервале пласта с определением теплофизических параметров и фазового состояния.
4. Определение общей приёмистости теплоносителя.

Для определения интервалов приёмистости, интервалов негерметичности в случае их наличия в конструкции, в комплексных приборах используются дополнительные датчики – локатор муфт и датчик гамма-излучения. Локатор муфт необходим для нахождения муфтовых соединений труб НКТ и ОЭК за счёт изменения толщины металла. Гамма-каротаж позволяет осуществлять запись гамма-излучения горных пород по стволу скважины, результаты используются для «привязки» других зарегистрированных данных к гамма-каротажу при бурении скважины.

2.2 Оборудование для проведения исследований паронагнетательных скважин и их сравнительная характеристика

Для выполнения ГИС в процессе паронагнетания и после остановки закачки теплоносителя используется геофизический подъёмник на базе грузового автомобиля и автономный геофизический прибор. Геофизический подъёмник оборудован лебёдкой с намотанной проволокой на барабане, который вращается за счёт редуктора и электродвигателя, а также системой контроля каротажа с фиксированием скорости спуско-подъёмных операций, натяжения и глубины. В отличие от других видов исследований скважин, как добывающих, так и нагнетательных, существенным отличием при выполнении исследований паронагнетательных скважин является геофизический прибор, который позволяет осуществлять запись данных при высокотемпературных условиях.

Наиболее распространённым измерительным оборудованием для проведения исследований в паронагнетательных скважин является зарубежный автономный геофизический прибор PPS71 (Канада-США) [113]. Однако, данное геофизическое оборудование требует существенных экономических затрат на поддержание в работоспособном состоянии, как с точки зрения возможного ремонта в случае неисправности, так и с точки зрения логистики и периодического обслуживания. Поэтому существует необходимость проектирования измерительной геофизической аппаратуры, в том числе и для работы в высокотемпературных условиях как в процессе закачки теплоносителя в скважину, так и после остановки закачки пара.

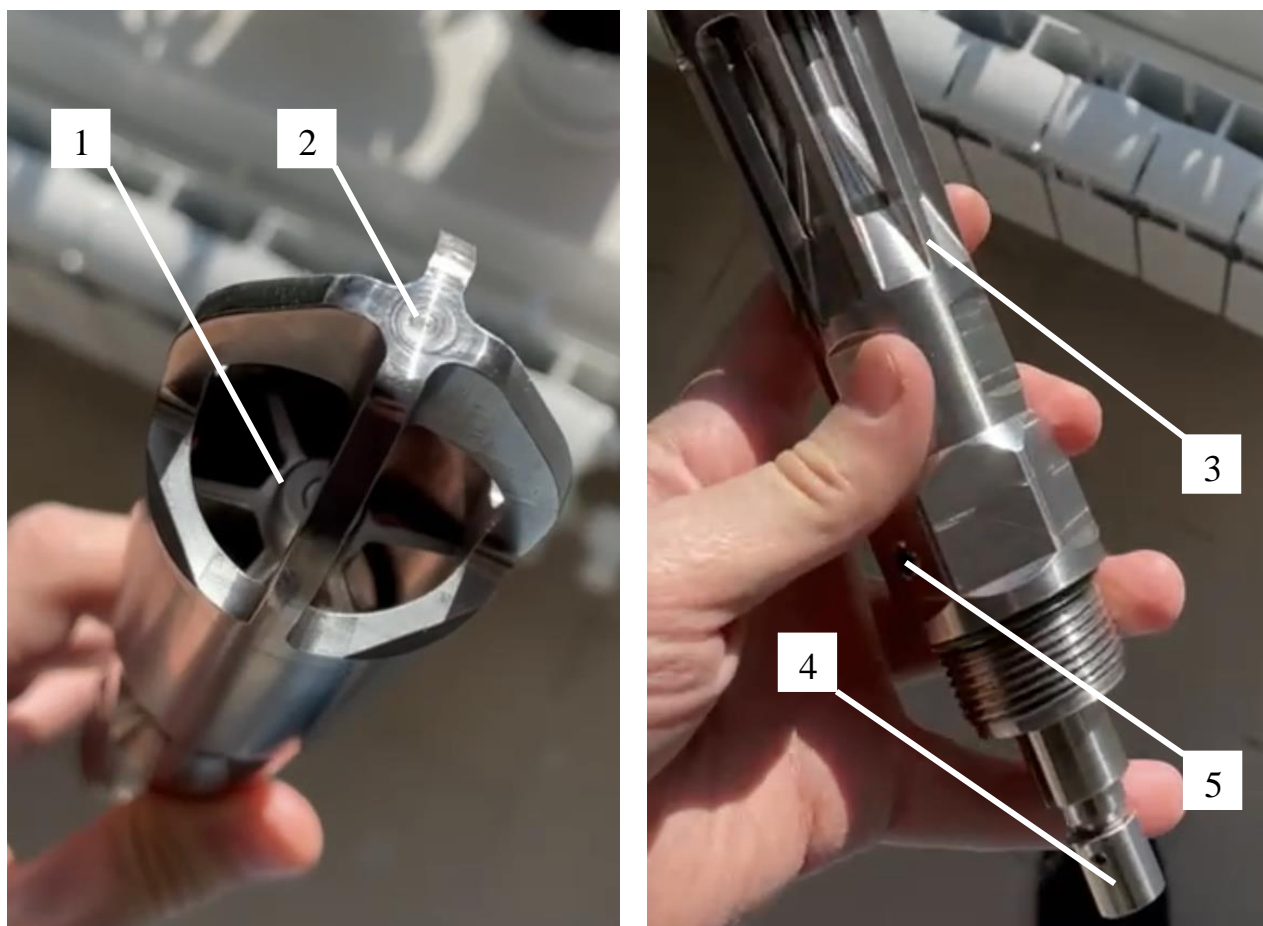
В качестве отечественного аналога для проведения исследований поверхностных паронагнетательных скважин Ярегского месторождения используется комплексный прибор АМТЛМР-32 [5], который позволяет выполнять запись давления, температуры, локации муфт и расходомерии. В Таблице 2.1 представлена сравнительная характеристика комплексных автономных приборов.

Таблица 2.1 – Краткая характеристика приборов PPS71 и АМТЛМР-32

Параметр	Значение	
	PPS71	АМТЛМР-32
Диапазон измерения давления, МПа	от 0 до 70	от 0 до 40
Диапазон измерения температуры, °С	от 0 до 350	от 0 до 280
Диапазон измерения скорости вращения вертушки расходомера, об/мин	от 5 до 7000	от 6 до 45000
Время нахождения при максимальной температуре при начальной температуре эксплуатации 20 °С, ч, не более	4	1
Габаритные размеры, м		
- длина	2,095	1,445
- диаметр	0,0445	0,038
Масса, кг	17	7

Существенными отличиями приборов PPS71 и АМТЛМР-32 являются конструктивные особенности сборки и питания, однако эти параметры не влияют на фиксируемые данные при выполнении ГИС. Стоит отметить лишь конструктивные особенности вертушек расходомеров, поскольку данные по расходомерии являются наиболее важными при паронагнетании. Крыльчатка расходомера PPS71 имеет закрытый корпус, в котором вал крыльчатки расходомера закреплён двумя подшипниками с пустотной камерой для заливки смазочного масла (Рисунок 2.1). На вершущке вала установлены магниты, которые создают полярность при вращении в ту или иную сторону вала с крыльчаткой расходомера. То есть, при движении потока снизу-вверх считывающий датчик прибора фиксирует значения оборотов в положительной области, в случае движения потока сверху-вниз – показания расходомера в противоположной (отрицательной) области измеряемого диапазона. Данная конструкция, помимо информативности движения потока в ту или иную сторону, имеет незначительный недостаток – это размагничивание магнитов и

отсутствие данных расходомерии. Данная проблема решается лишь заменой магнитов, что, по сути, является дополнительным расходным материалом, помимо уплотнительных резиновых колец, подшипников и стопорных колец.



1 – крыльчатка расходомера на валу; 2 – резьбовой хвостовик; 3 – корпус расходомера с наличием сквозных (проточных) технологических отверстий;
 4 – вал с комплектом 2 магнитов, зафиксированных стопорным кольцом;
 5 – винт для заправки маслом камеры и смазки подшипников

Рисунок 2.1 – Внешний вид расходомера PPS71 и основные его элементы

При промышленных испытаниях прибора АМТЛМР-32 в условиях паронагнетательных скважин Ярегского месторождения был выявлен недочёт в конструкции – вал механической вертушки расходомера открытого типа. Из-за существенной скорости вращения вала расходомера и высокой температуры происходит его деформация с последующим разрывом вала и деформацией лопастей (Рисунок

2.2). По согласованию с производителем прибора и выявленным особенностям эксплуатации было выполнено проектирование и изменение конструкции механического расходомера, внешний вид которого представлен на Рисунке 2.2. Изменения позволили существенно увеличить надёжность измерительной аппаратуры и снизить нагрузку на вращающийся вал, который зафиксирован в отдельном разборном корпусе с подшипниками. В пустотной камере с считывающим обороты датчиком, как и в случае конструкции расходомера PPS71, предусмотрена заправка смазочным маслом для снижения трения в подшипниках и свободного вращения вала с крыльчаткой расходомера.



1 – срыв вала вертушки расходомера после выполнения исследования;

2 – изменённая конструкция расходомера закрытого типа

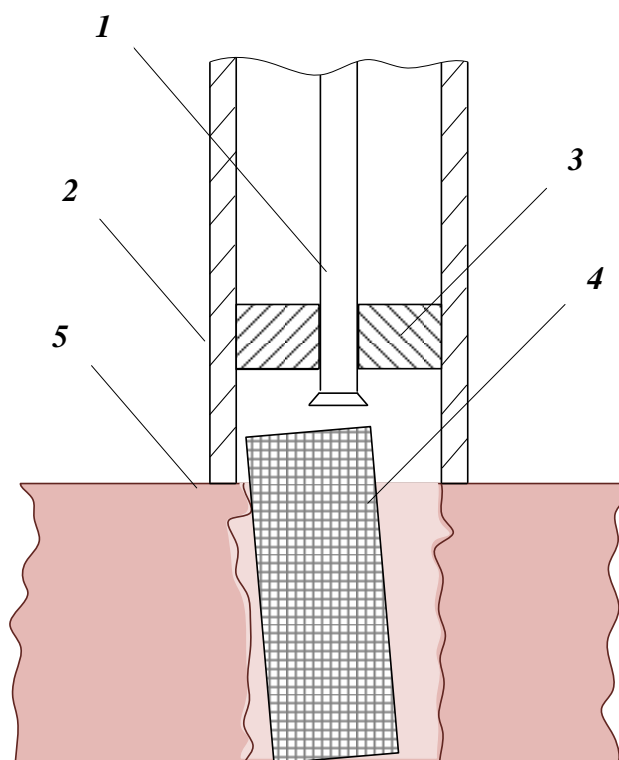
Рисунок 2.2 – Общий вид расходомера прибора АМТЛМР-32

Более того, скорости потока теплоносителя в паронагнетательных скважинах Ярегской площади могут превышать возможные фиксируемые значения расходомером PPS71 из-за принципа считывания оборотов датчиком [70]. То есть, при высоких скоростях вращения вала с крыльчаткой датчик не успевает считывать информацию, что снижает информативность выполненной расходомерии и требует замены крыльчатки расходомера с другим (меньшим) углом падения лопастей в случае её наличия. При выполнении исследований скважин определён предел считывания оборотов расходомером PPS71, который на самом деле составляет около 20 тыс. об/мин, что выше паспортного диапазона скорости вращения. В приборе АМТЛМР-32 предусмотрено считывающее устройство сбоку вращающегося вала, что позволяет работать в высоком диапазоне скоростей потока без замены крыльчатки расходомера.

Из Таблицы 2.1 также можно отметить габариты используемых приборов. Как показывает практика проведения исследований паронагнетательных скважин, чем меньше прибор в диаметре и длине, тем выше шанс прохождения в областях конструкции скважины с небольшим внутренним диаметром, например пакер или патрубки хвостовика НКТ. При подъёме прибора в процессе закачки теплоносителя могут возникнуть трудности со входом в воронку НКТ, так как при высокой скорости потока происходят колебания прибора (особенно при наличии хвостовика НКТ с небольшим внутренним диаметром). За счёт небольшого диаметра прибора АМТЛМР-32 количество свободного прохождения данных областей при исследовании скважин на подъёме возросло, а в случаях зацепления прибора – пройти через воронку НКТ проще за счёт меньшей массы прибора. Выход из зоны зацепления прибора выполняется путём создания небольших колебаний проволоки около устья скважины инженером-геофизиком до момента прохождения зоны повышенной нагрузки на проволоку.

Для сравнительного анализа работы двух комплексных приборов PPS71 и АМТЛМР-32 выполнено исследование паронагнетательной скважины № 17 НШ-3 Ярегского месторождения. Однако данное исследование с целью оценки достоверности регистрируемых данных осложнено технологическими причинами:

отсутствие возможности прохождения прибора PPS71 при спуске в область фильтра скважины; поочерёдный спуск комплексных приборов. На Рисунке 2.3 представлена схема конструкции скважины около забоя.



1 – НКТ; 2 – ОЭК; 3 – термопакер; 4 – фильтр; 5 – нефтяной пласт

Рисунок 2.3 – Схематическая конструкция призабойной зоны скважины № 17

В результате проведённых опытно-промышленных испытаний (Приложение А) в скважине № 17 Ярегского месторождения (Рисунок 2.4) сделаны следующие выводы:

- внешний диаметр прибора PPS71 и магнитная катушка локатора муфт не позволили пройти в зону смещённого фильтра в скважине;
- низкая информативность локатора муфт PPS71 из-за магнитной катушки с большим магнитным полем, что также могло повлиять на непрохождение в область фильтра ввиду притяжения прибора к внутренним стенкам НКТ;
- зафиксированные термобарические параметры теплоносителя и расходомерия по стволу НКТ приборов PPS71 и АМТЛМР-32 имеют хорошую

сходимость, средние значения которых равны: давление – 0,42 и 0,40 МПа; температура – 146,4 °С и 147,2 °С; расходомерия – 6618,5 и 6695,6 об/мин.

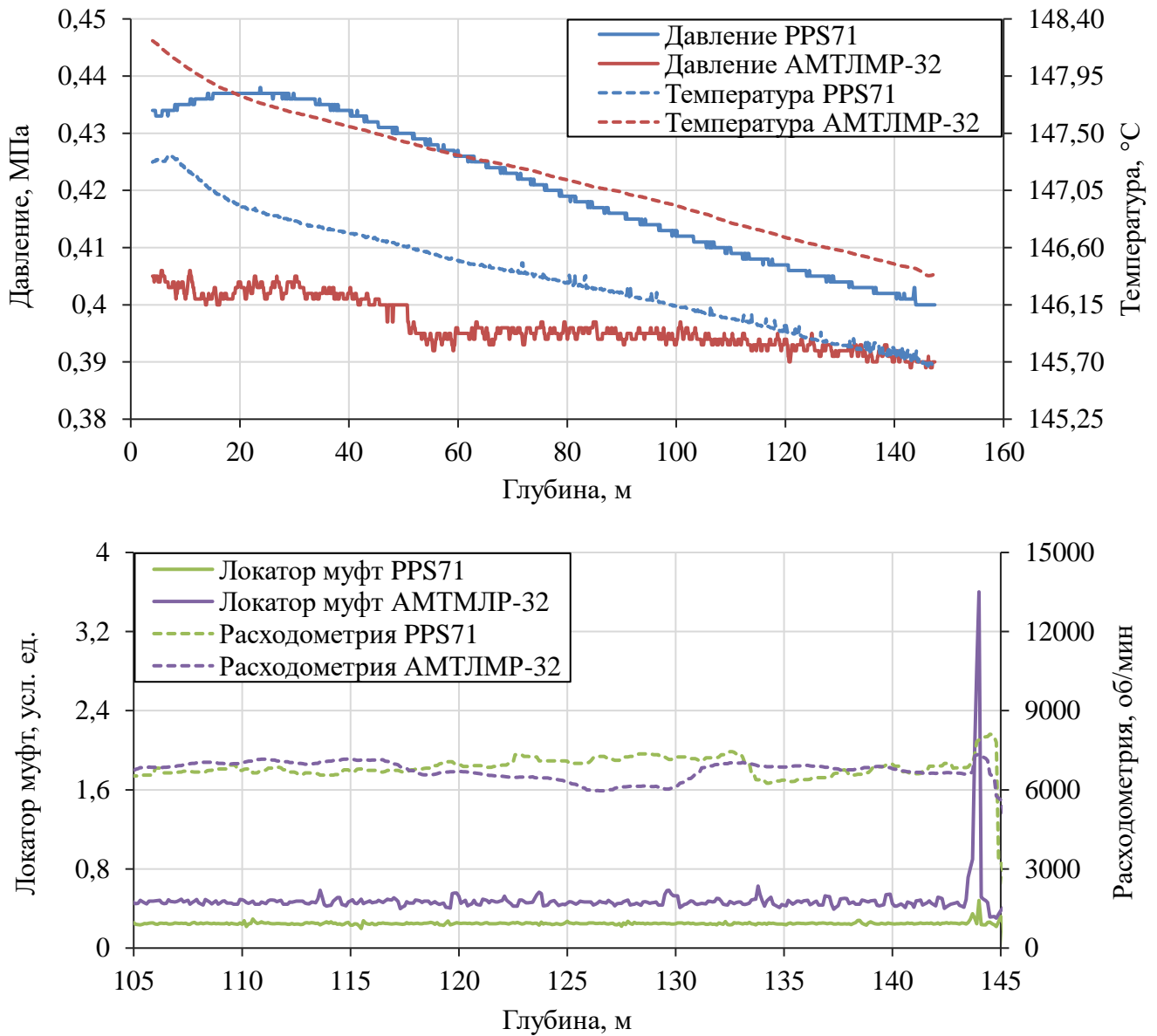


Рисунок 2.4 – Результаты ГИС, полученные двумя комплексными приборами в НКТ скважины № 17 НШ-3 при паронагнетании

Параметры закачиваемого теплоносителя (давление до 2,2 МПа и температура до 220 °С) с достаточно высокими скоростями потоками пара позволяют использовать АМТЛМР-32 в качестве основной геофизической аппаратуры для исследования вертикальных паронагнетательных скважин Ярегского месторождения, в том числе и наклонно-направленных скважин благодаря габаритным размерам и

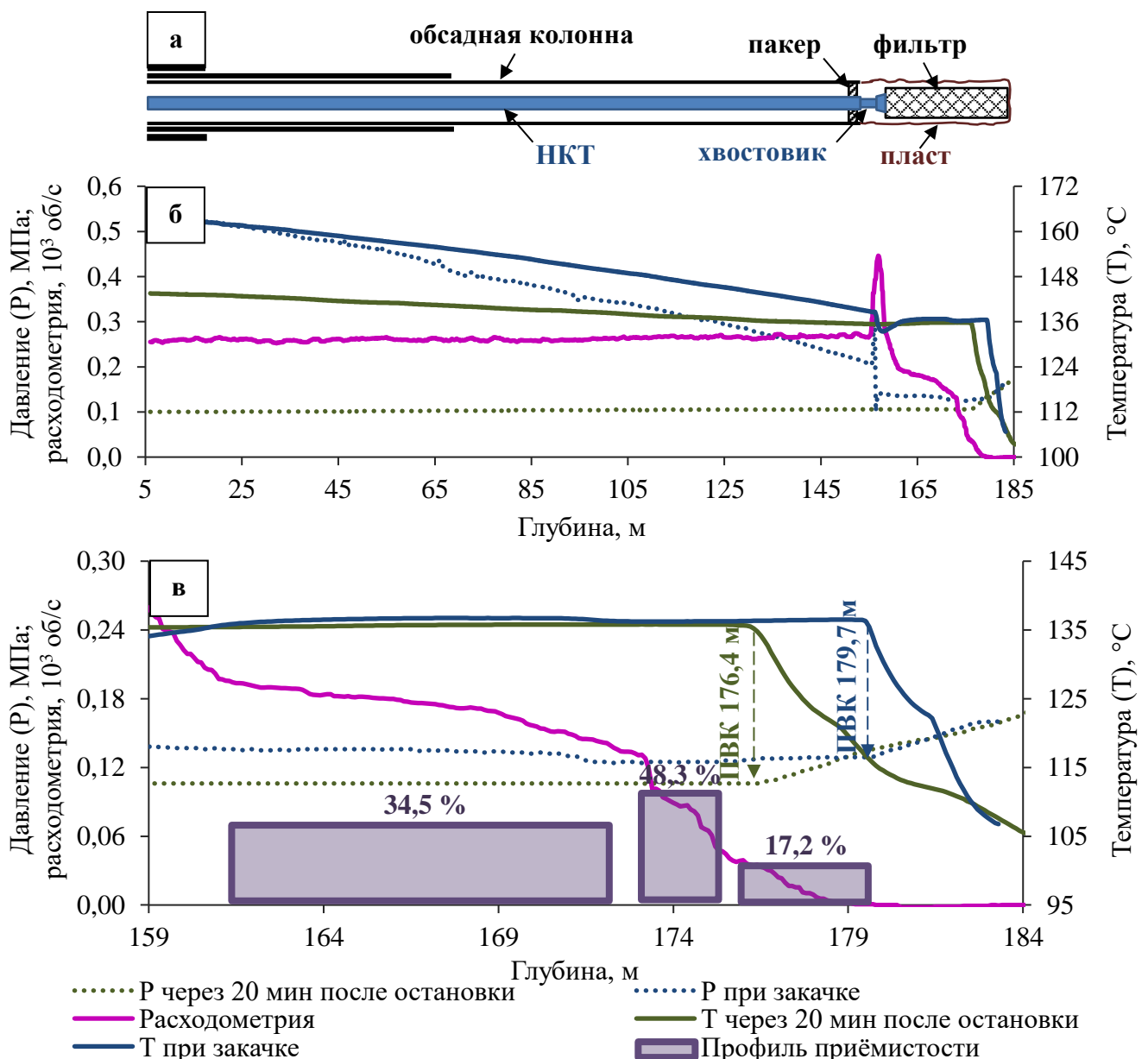
массе прибора. При исследовании паронагнетательных скважин с наклонным устьем (около 45°) за счёт разницы диаметров корпуса расходомера (0,038 м) и термокейса (0,028 м) прибора АМТЛМР-32 спуск и подъём осуществляется с минимальным контактом с НКТ при действии силы тяжести, по сравнению с прибором PPS71 большей массы и одинаковым диаметром по всей его длине.

2.3 Термобарические характеристики теплоносителя, полученные в результате исследований

Для интерпретации исследований паронагнетательных скважин используются профили давления, температуры и расходомерии по стволу скважины при закачке теплоносителя, а также профили давления и температуры через 20 мин после остановки закачки теплоносителя. Результаты исследования при закачке теплоносителя позволяют оценить термобарические условия при паронагнетании и определить интервалы поступления теплоносителя в продуктивный пласт. После остановки закачки теплоносителя происходит процесс конденсации пара и остывание скважины. Термобарические параметры после остановки закачки позволяют оценить как скорость остывания скважины, так возможные температурные аномалии в интервале вскрытого пласта, которые могут коррелировать с расходометрией и указывать на поступление теплоносителя из пласта в скважину.

Исследование методом термометрии, как уже отмечалось выше, является базовым исследованием скважин после остановки закачки теплоносителя. При выполнении комплексных исследований с измерением температуры, давления и расходомерии повышается информативность получаемых результатов. В интерпретацию исследования паронагнетательной скважины входит определение интервалов приёмистости и общей приёмистости теплоносителя согласно расходомерии, проверка герметичности конструкции скважины и оценка теплофизических параметров теплоносителя в призабойной зоне.

На Рисунке 2.5 представлены результаты геофизического исследования паронагнетательной скважины № 49 НШ-1 Ярегского месторождения в процессе паронагнетания и через 20 мин после остановки закачки теплоносителя. Давление и температура при закачке теплоносителя снижается по стволу НКТ до хвостовика с меньшим внутренним диаметром, где наблюдается дроссельный эффект с увеличением скорости потока и снижением термобарических параметров.



а – схематичная конструкция скважины; б – профили зарегистрированных данных по стволу скважины; в – профиль приёмистости теплоносителя в интервале пласта и пароводяные контакты (ПВК)

Рисунок 2.5 – Результаты исследования паронагнетательной скважины № 49

Примечательно то, что само по себе снижение термобарических параметров по стволу при закачке пара может быть связано как с негерметичностью муфт НКТ и/или пакера, так с высокими фильтрационными параметрами в призабойной зоне пласта паронагнетательной скважины. Если обратить внимание на полученные результаты исследования скважины № 49 Ярегского месторождения через 20 мин после остановки закачки теплоносителя, а именно устьевое давление, которое после отключения подачи пара снизилось с 0,55 до 0,11 МПа (Рисунок 2.6), то можно предположить о наличии фильтрационных каналов высокой проводимости в призабойной зоне пласта и отсутствии фильтрационных сопротивлений в горной породе при определенной общей приёмистости 2403,6 м³/сут. После прохождения прибором уровня жидкости (глубины ПВК) происходит закономерное снижение температуры, которое в некоторых случаях не наблюдается.

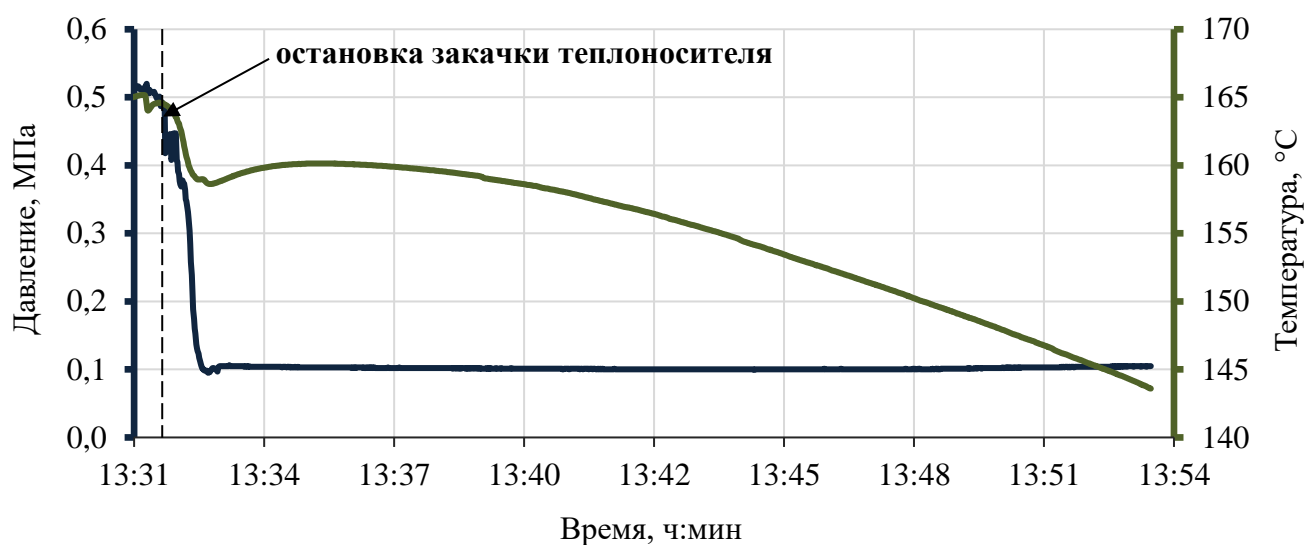


Рисунок 2.6 – Динамика давления и температуры после остановки закачки теплоносителя в скважине № 49 НШ-1 Ярегского месторождения

Рассмотрим пример исследования паронагнетательной скважины № 22, в результате которого не наблюдается резкого снижения устьевого давления после остановки подачи теплоносителя в скважину (Рисунок 2.7). Устьевое давление за 20 мин снизилось с 0,73 до 0,50 МПа, а температура ввиду медленного остывания снизилась на 14,7 °C. Как и в случае исследования скважины № 49 наблюдается

снижение давления закачки по стволу НКТ – разница давлений между устьевым и давлением на отметке установки пакера составляет 0,04 МПа (разница давлений между идентичными отметками глубин в скважине № 49 – 0,35 МПа). То есть, темп падения давления по стволу при закачке теплоносителя в скважине № 22 меньше, что обуславливает низкую приёмистость в 1082,1 м³/сут. Однако, если предположить то, что динамика давления по стволу отражает приёмистость паронагнетательной скважины, то разница между перепадом давления и приёмистостью должна быть несущественной. Так, приёмистость нагнетательной скважины № 22 в 2,2 раза ниже приёмистости скважины № 49, а падение давления закачки по стволу – меньше в 8,8 раза. Разумеется, сравнение допускается в случае герметичности конструкции скважины и при отсутствии интервалов притока теплоносителя из пласта, и в случае проведённого исследования скважины № 22 наблюдается аномальное поведение термобарических параметров в призабойной зоне пласта.

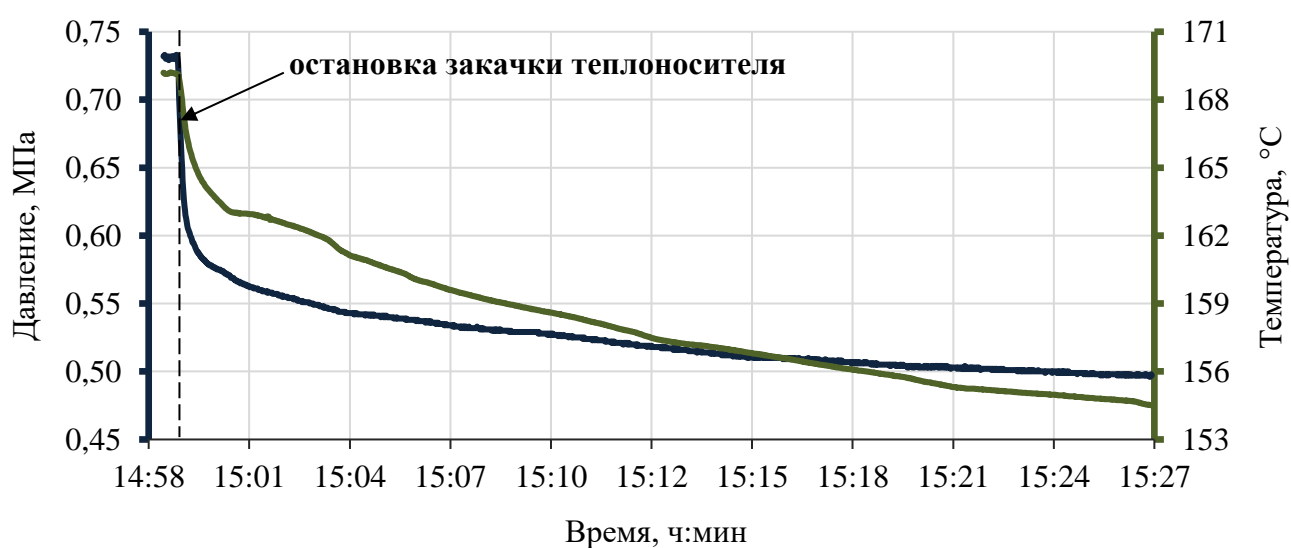


Рисунок 2.7 – Динамика давления и температуры после остановки закачки теплоносителя в скважине № 22 НШ-3 Ярегского месторождения

На Рисунке 2.8 представлены результаты исследования паронагнетательной скважины № 22 НШ-3 Ярегского месторождения. Из явных аномалий в результатах исследований можно отметить следующее:

1. Рост давления закачиваемого пара в хвостовике НКТ, диаметр которого меньше труб НКТ.

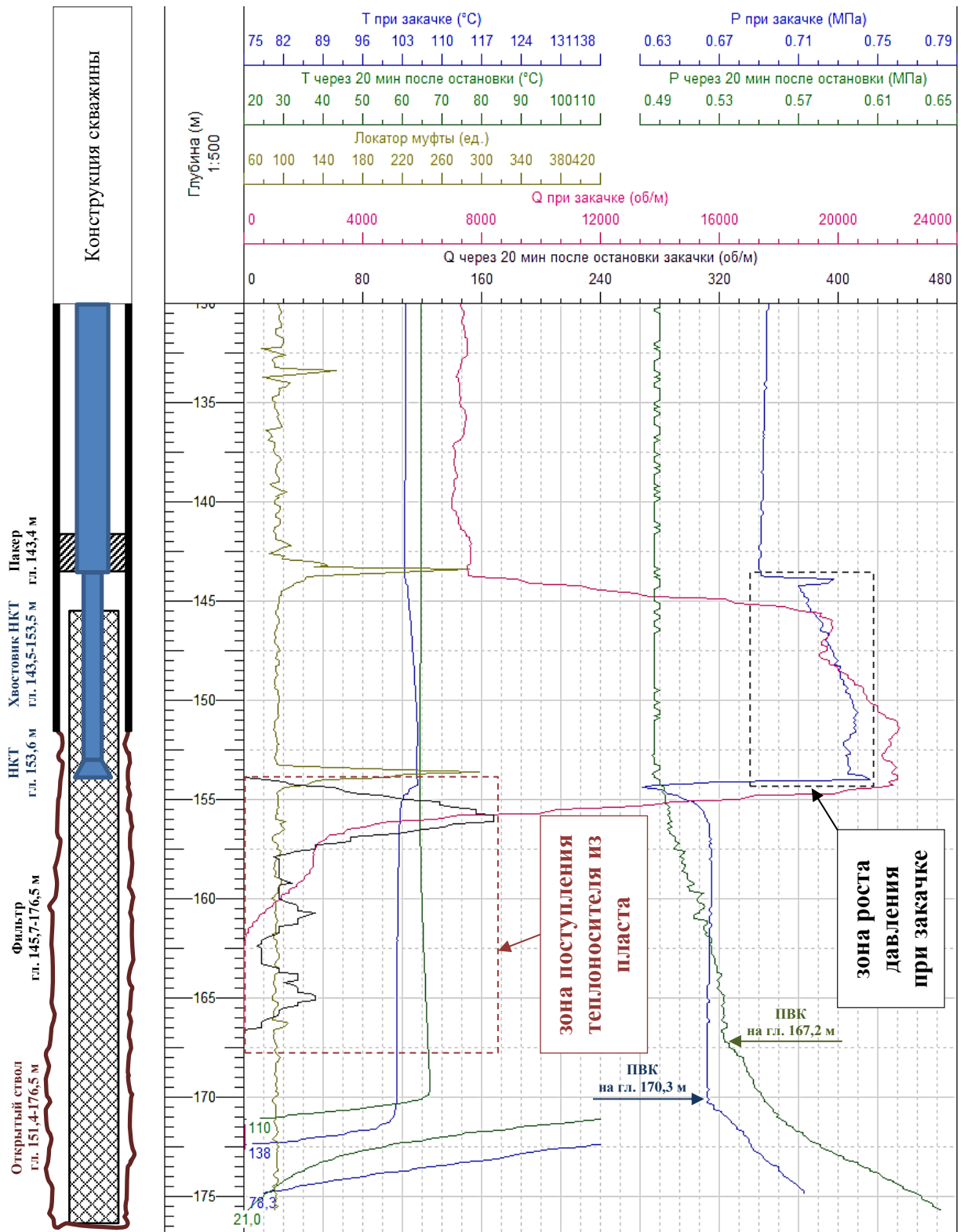


Рисунок 2.8 – Схема конструкции и результаты исследований паронагнетательной скважины № 22 НШ-3

2. Рост давления и температуры через 20 мин после остановки закачки пара в области фильтра с наличием притока теплоносителя из пласта. В хвостовике НКТ диаметром 73 мм при закачке теплоносителя должен наблюдаться дроссельный эффект – снижение давления с увеличением скорости потока (расходомерии), однако при диаметре труб НКТ 89 мм скорость потока действительно увеличивается, но давление закачки увеличивается.

3. Динамику расходомерии можно объяснить наличием противодействия в призабойной зоне – наличием притока теплоносителя, который подтверждается показаниями прибора после остановки закачки теплоносителя. Следовательно, динамика снижения устьевого давления (Рисунок 2.7) обусловлена частичным притоком теплоносителя из пласта в НКТ и низким охватом закачиваемым в данную скважину теплоносителем до 161,8 м (35,8 % от вскрытой толщины пласта).

Аналогичные результаты были получены в соседней скважине № 23 НШ-3 Ярегского месторождения, представленные на Рисунке 2.9. При давлении закачки пара 0,50 МПа общая приёмистость скважины № 23 составляет 1374,2 м³/сут, то есть при меньшем давлении закачки приёмистость выше, чем в соседней скважине № 22. Это обусловлено зафиксированным по данным ГИС притоком теплоносителя в интервале глубин 158,5-172,0 м (всего 13,5 м). В скважине № 22 интервал притока теплоносителя находится в диапазоне глубин 154,0-166,5 м, что составляет 12,5 м от вскрытой толщины 27 м.

Согласно профилям гамма-каротажа (ГК) и расходомерии данных скважин (Рисунок 2.10) видно, что приток теплоносителя приходится преимущественно на верхние части выделенных интервалов. Количество оборотов вертушки расходомера после остановки закачки теплоносителя в скважине № 23 больше, чем в скважине № 22. Если обратить внимание на профиль ГК скважины № 23, то можно заметить, что между глинистыми пропластками находится интервал притока, а по скважине № 22 интервал притока ограничен спуском труб НКТ, которые закрывают кровлю открытого ствола скважины. Исходя из вышеприведённых данных, можно предположить, что прорыв теплоносителя идёт с более удалённых скважин

и проходит через скважины №№ 22 и 23, причём источник притока теплоносителя находится ближе к скважине № 23 НШ-3 Ярегского месторождения.

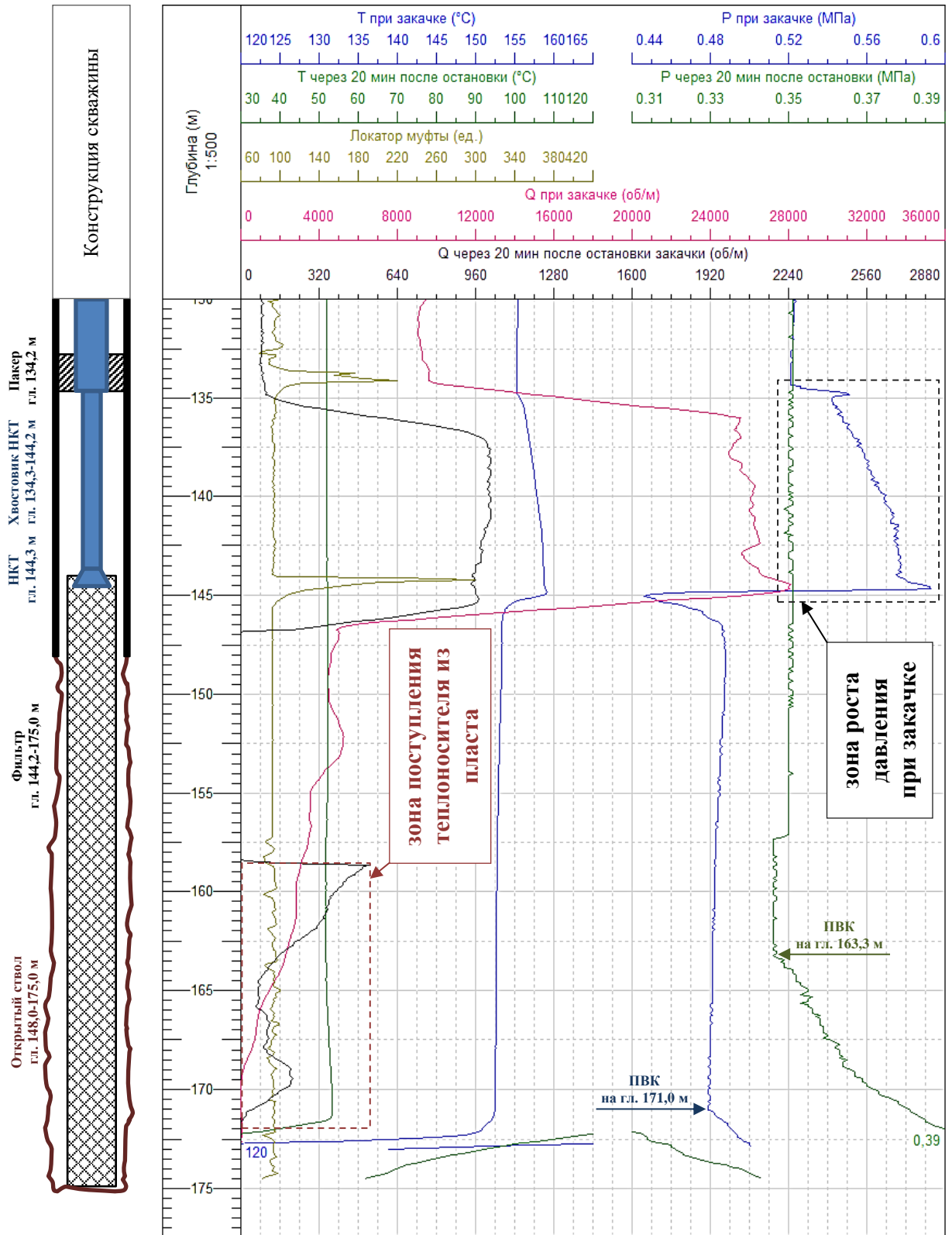


Рисунок 2.9 – Схема конструкции и результаты исследований паронагнетательной скважины № 23 НШ-3

Более длительные остановки закачки теплоносителя (более 20 мин) в рамках выполнения ГИС не целесообразны, поскольку остывание скважины происходит достаточно быстро, а в случае наличия интервалов притока теплоносителя из пласта – медленно, с устойчивыми температурными аномалиями в интервале притока. Согласно проведённым исследованиям скважины № 6 НШ-3 при различных временах простоя скважины после остановки закачки теплоносителя (Рисунок 2.11) профиль температуры в течение 1-2 ч меняется незначительно, изменяется только уровень пароводяного контакта (ПВК) согласно зафиксированным профилям давления. Согласно показаниям расходомерии построен профиль приёмистости теплоносителя в интервале открытого ствола, на котором видно, что в основном теплоноситель поступает в прикровельную часть пласта. После прохождения уровня ПВК в остановленной скважине не происходит резкого падения температуры, как это наблюдается при прохождении уровня ПВК в период закачки пара. Незначительное снижение температуры в интервале глубин 172,0-182,0 м обусловлено поступлением теплоносителя из пласта, поэтому интервалы приёмистости согласно расходомерии при закачке в данном интервале вызваны вращением крыльчатки расходомера за счёт проходящего в фильтр теплоносителя.

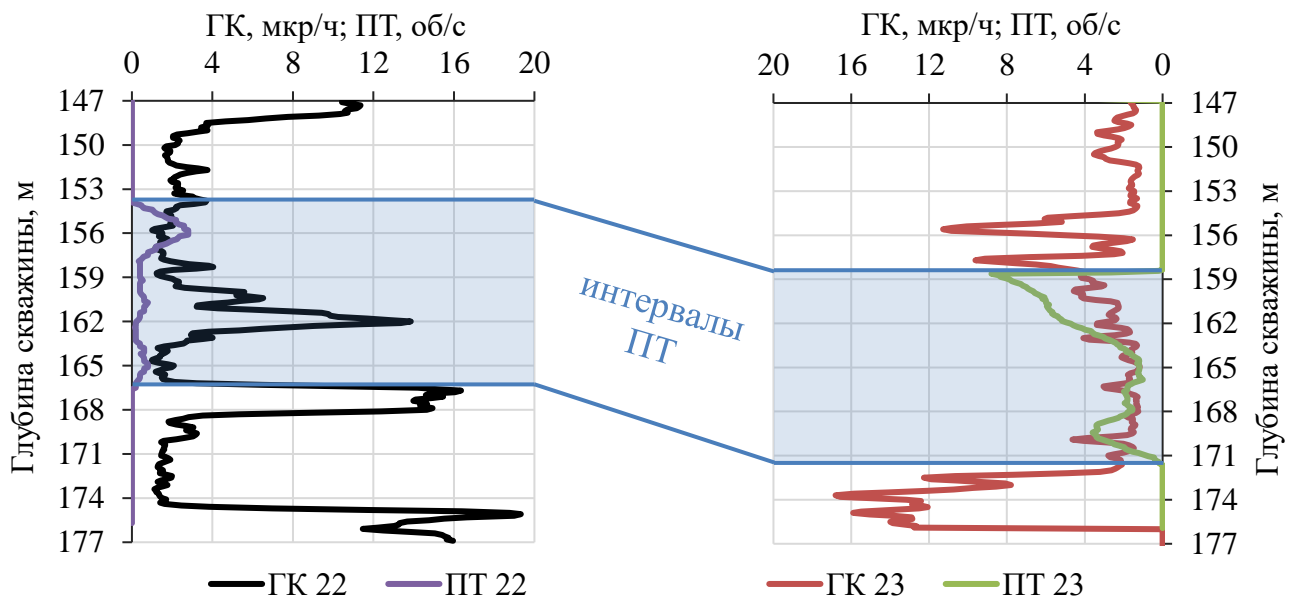


Рисунок 2.10 – Профили гамма-каротажа (ГК) скважин №№ 22, 23 НШ-3 с интервалами притока теплоносителя (ПТ) согласно расходомерии

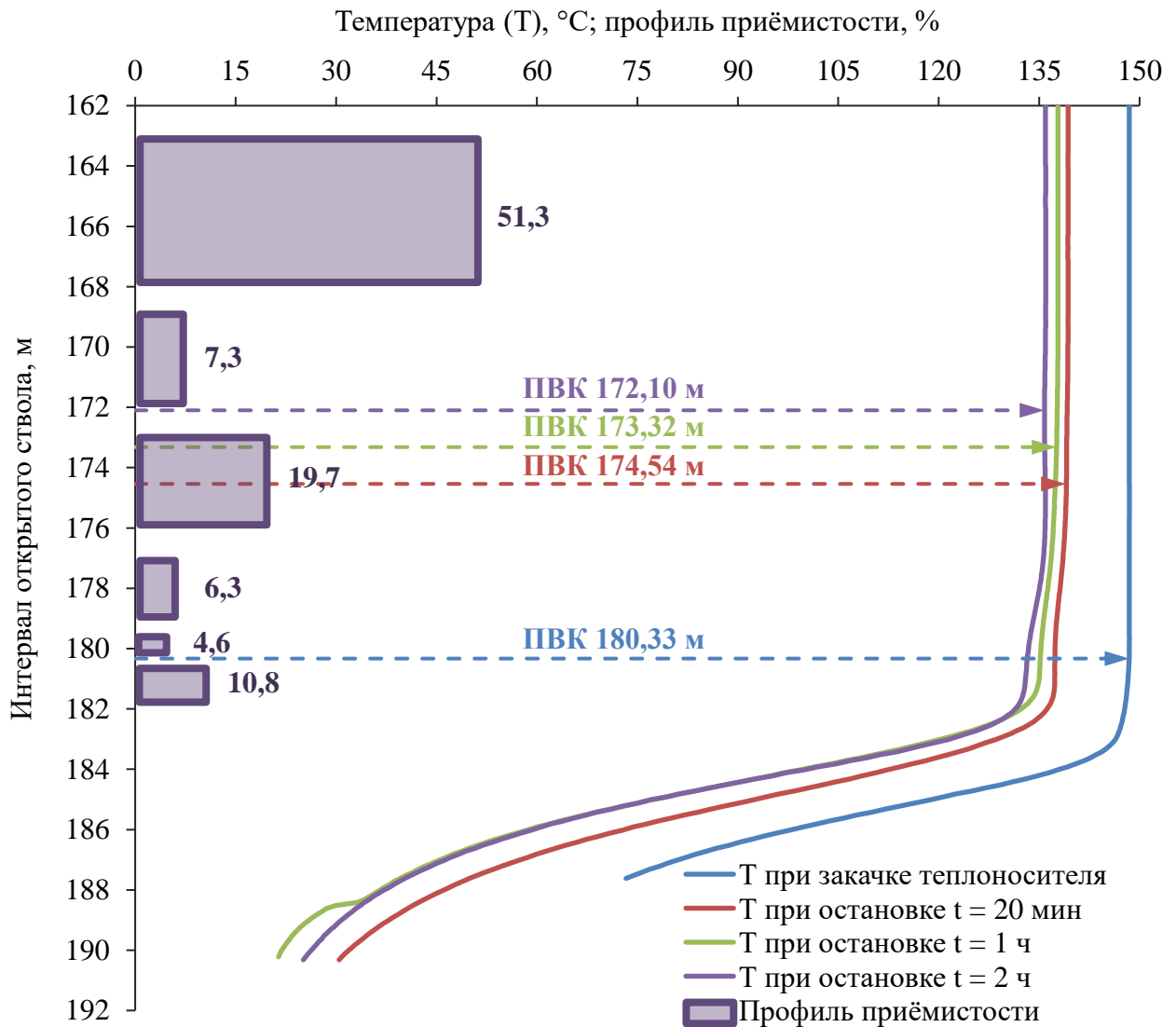


Рисунок 2.11 – Результаты геофизических исследований паронагнетательной скважины № 6 НШ-3

Естественно предположить, что, если создать такое давление закачки, которое будет превышать давление поступающего теплоносителя из призабойной зоны пласта можно добиться перераспределения потока пара в призабойной и удалённой зоне пласта, однако, ввиду наличия высокопроницаемых интервалов, через которые теплоноситель уже прорывается, тем самым увеличивается риск прорыва пара в другие скважины или горные выработки.

Ещё одной из причин притока теплоносителя из пласта является засыпание фильтра скважины за счёт накопления песка коллектора. На Рисунке 2.12 представлены результаты исследований скважины № 13 НШ-3.

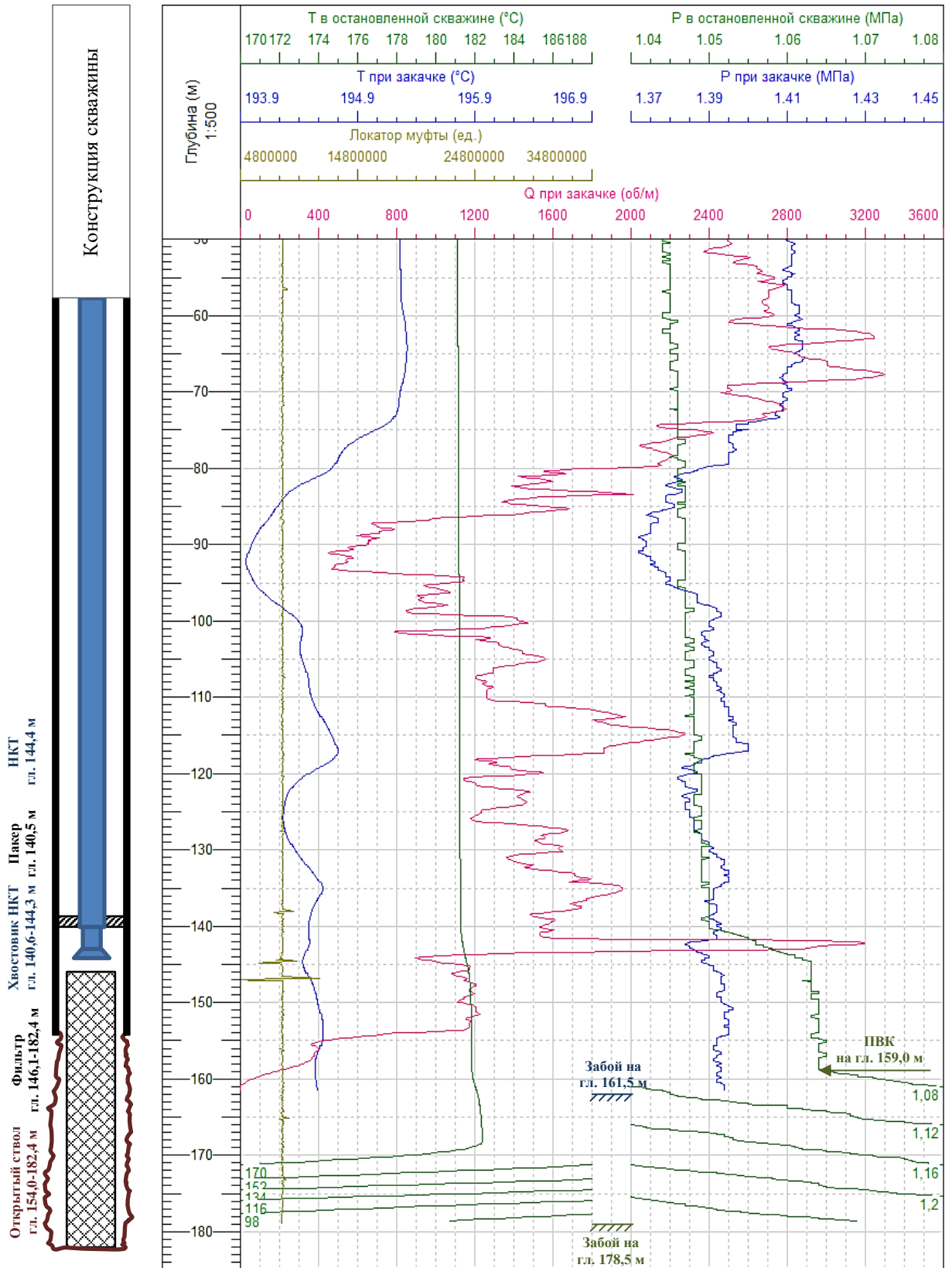


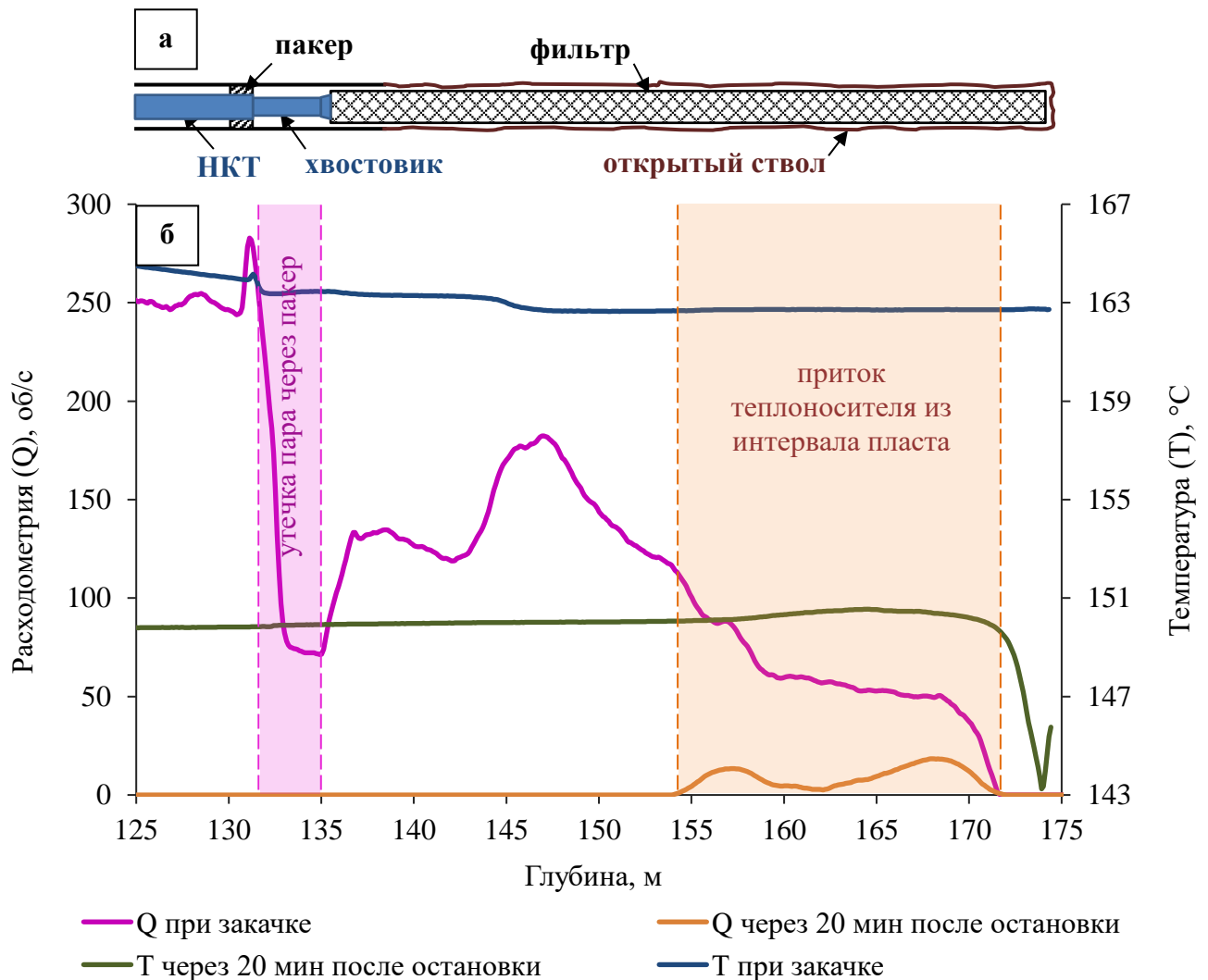
Рисунок 2.12 – Результаты исследований паронагнетательной скважины № 16

Первое исследование скважины № 16 проведено в момент остановки закачки теплоносителя, в которой наблюдается аномально высокое давление и температура

(1,10 МПа и 180,5 °С). В подпакерной зоне скважины наблюдается увеличение давления и температуры (вероятный приток теплоносителя из интервала глубины 160,0-169,0 м – рост температуры при погружении прибора в жидкость). Подтверждение притока по расходомерии не зафиксировано из-за конструктивной особенности используемого расходомера прибора PPS71 на момент проведения исследований. После исследования в простаивающей скважине выполнялась закачка теплоносителя в течение 21 сут, затем проводилось исследование при закачке теплоносителя, в результате которого максимальная глубина прохождения прибора (отметка забоя) изменилась на 17 м. При закачке пара наблюдается нестабильная работа скважины – изменение параметров по стволу НКТ, низкая общая приёмистость – в среднем около 330 м³/сут, термобарические параметры на устье – 1,38 МПа и 195 °С.

Помимо постепенного накопления механических частиц коллектора при эксплуатации паронагнетательных скважин существуют проблемы, связанные с нарушением герметичности конструкции. На Рисунке 2.13 представлены результаты исследования скважины № 18 НШ-3 Ярегского месторождения, при интерпретации данных которого отмечается утечка теплоносителя в области пакера и интервал притока теплоносителя в остановленной скважине. Прорыв пара в затрубное пространство обусловлено резким снижением расходомерии после прохождения пакера и стабилизацией показаний в области хвостовика НКТ. Видно, что показания расходомерии в хвостовике ниже, чем в НКТ, но диаметр хвостовика – 73 мм, а диаметр труб НКТ – 89 мм. Следовательно, при герметичности конструкции НКТ скорость вращения вертушки расходомера (скорость потока теплоносителя) в хвостовике будет выше за счёт дроссельного эффекта. Однако, если обратить внимание на расходомерию при закачке, видно, что несмотря на утечку теплоносителя профиль приёмистости до интервала притока теплоносителя относительно однородный. Любой приток теплоносителя является источником противодействия, которое при длительной эксплуатации паронагнетательной скважины может

привести к утечкам теплоносителя, как в области пакера, так и в области муфтовых соединений труб НКТ.



а – схематичная конструкция скважины; б – профили температуры и расходометрии в призабойной зоне пласта

Рисунок 2.13 – Результаты геофизического исследования паронагнетательной скважины № 18 НШ-3 Ярегского месторождения в интервале открытого ствола

2.4 Приёмистость поверхностных паронагнетательных скважин НШ-3 Ярегского месторождения

Для комплексного анализа приёмистости теплоносителя выбраны поверхностные паронагнетательные скважины НШ-3, так как на данной площади

нефтеносности разработка ведётся преимущественно подземно-поверхностной системой. Рассматривается два участка паронагнетательных скважин блока ЗТ-4 – восточный и западный.

Общая приёмистость теплоносителя зависит от проницаемости горной породы и технологического режима работы скважины на момент выполнения исследования. Также на приёмистость скважины влияет давление закачки пара, которое зависит от проницаемости горной породы, а также наличия источника противодействия (притока теплоносителя) в призабойной зоне. В качестве первого анализируемого параметра можно рассмотреть удельный коэффициент приёмистости (УКП) паронагнетательной скважины:

$$УКП = \frac{Q_n}{p_з \cdot h}, \quad (2.1)$$

где Q_n – приёмистость паронагнетательной скважины, м³/сут;

$p_з$ – забойное манометрическое давление при закачке теплоносителя, МПа;

h – вскрытая толщина пласта (интервал открытого ствола до отметки текущего забоя скважины), м.

В формуле (2.1) используется значение манометрического забойного давления закачки теплоносителя, поскольку считается, что пластовое давление равно атмосферному. Таким образом, УКП предполагает учёт проницаемости или источника противодействия, то есть при снижении приёмистости теплоносителя будет возрастать давление закачки, которое, в свою очередь, может зависеть от текущего забоя в интервале открытого ствола. На Рисунке 2.14 представлена карта УКП западного участка ЗТ-4 поверхностных паронагнетательных скважин Ярегской площади. Из представленных данных видно, что наибольшими УКП обладают скважины №№ 6 и 30, в окружении которых другие паронагнетательные скважины имеют меньшую приёмистость с высокими давлениями закачки. Отсюда можно предположить, что существует взаимосвязь между соседними скважинами по каналам высокой проводимости. При этом создаются дополнительные фильтрационные сопротивления при закачке пара на данном участке Ярегской площади.

Похожая ситуация и на восточном участке уклонного блока ЗТ-4 (Рисунок 2.15), но ввиду меньшего количества паронагнетательных скважин в среднем УКП выше, чем на западном участке ЗТ-4. Взаимосвязь между западным и восточным участками уклонного блока ЗТ-4 допускается, но маловероятна, поскольку расстояние между ними составляет порядка 600-1000 м к ближайшим паронагнетательным скважинам рассматриваемых участков. Также, допускается влияние ближайших паронагнетательных НШ-1, расположенных напротив линии скважин №№ 8-17 на расстоянии 80-130 м.

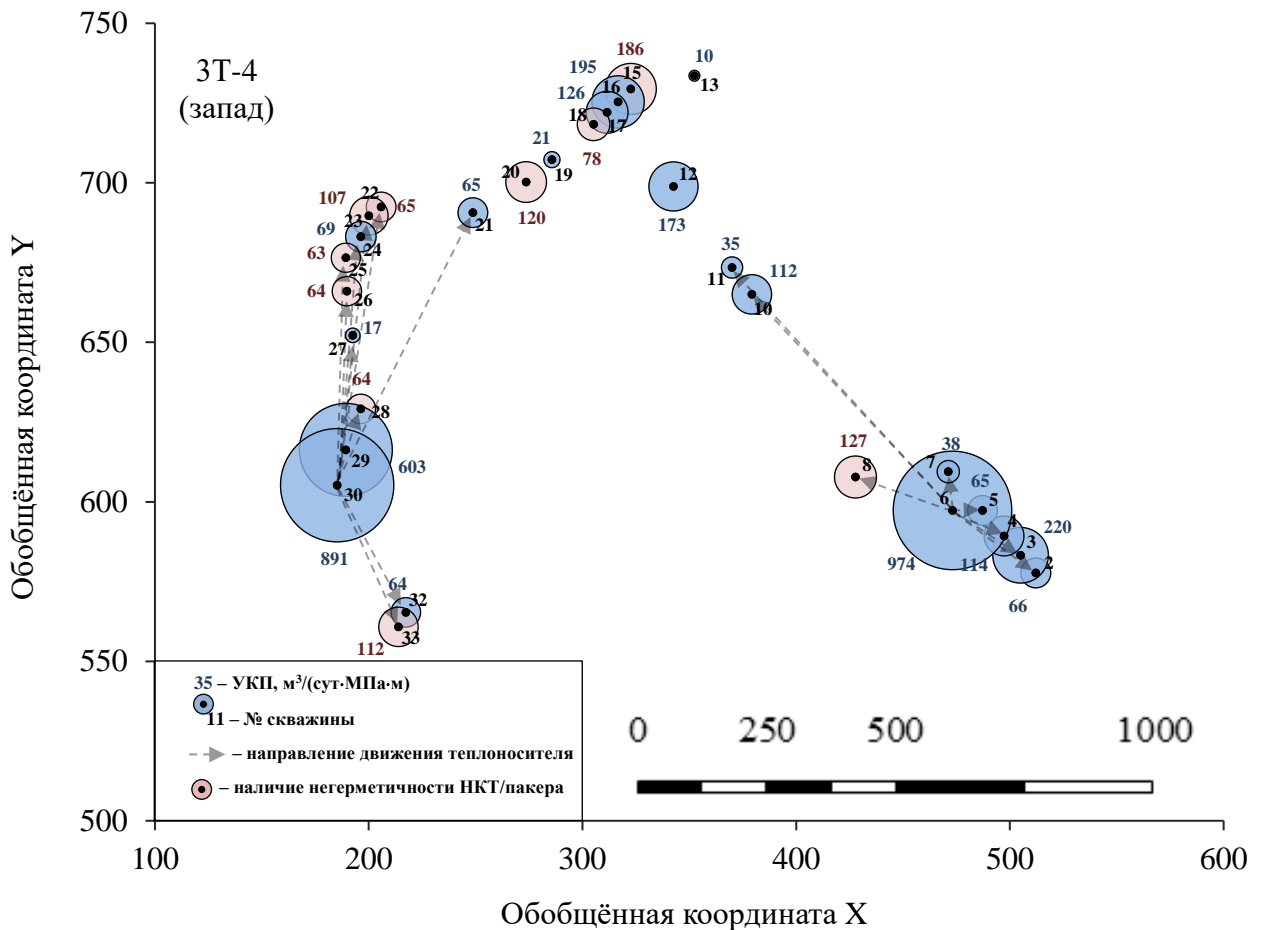


Рисунок 2.14 – УКП паронагнетательных скважин уклонного блока ЗТ-4 (запад)

Рассматривая участок ЗТ-4 (восток) можно отметить одну скважину с низким УКП по сравнению с другими – № 41, которая расположена между паронагнетательными скважинами №№ 40, 46, 47 с достаточно высоким давлением закачки

(около 0,7 МПа в интервале пласта) и приёмистостью теплоносителя около 1040 м³/сут (Рисунок 2.15).

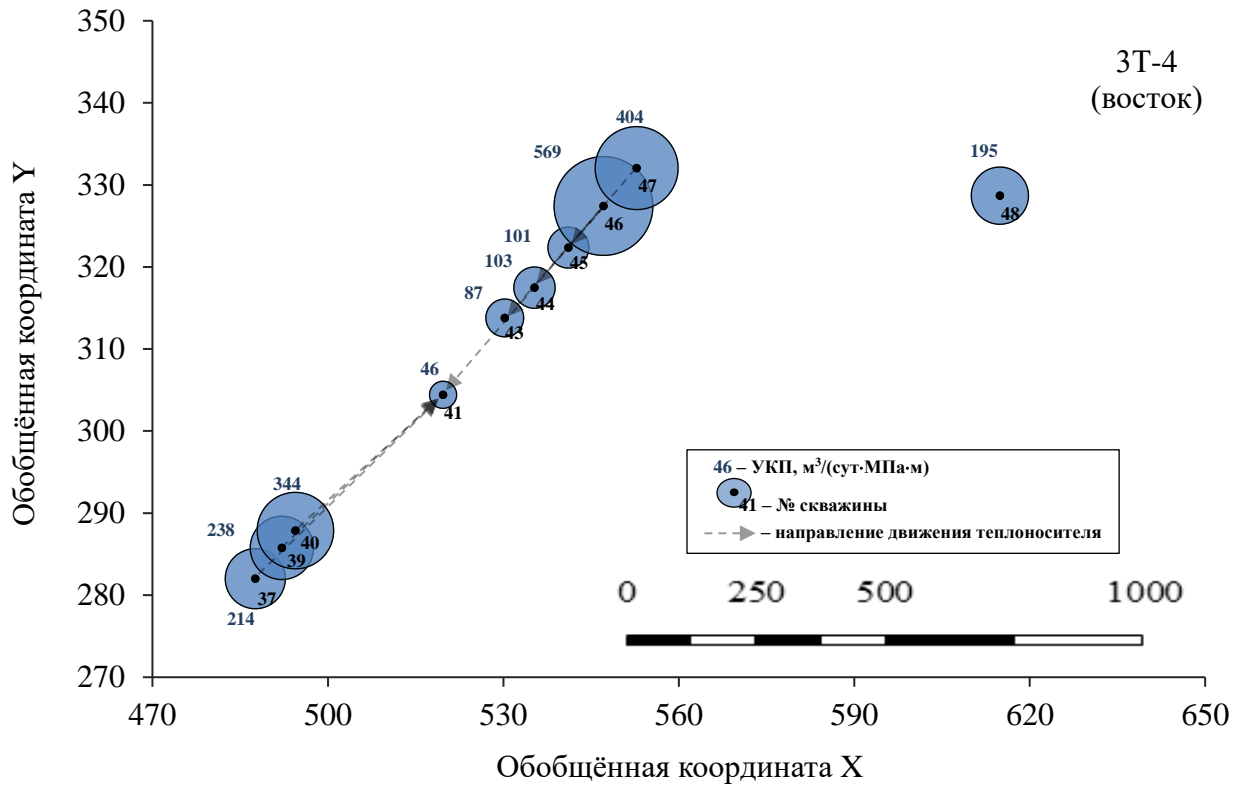


Рисунок 2.15 – УКП паронагнетательных скважин уклонного блока 3Т-4 (восток)

В качестве следующего показателя можно рассмотреть коэффициент охвата теплоносителем (КОТ) в виде пара – это отношение расстояния от кровли пласта до последнего принимающего интервала в виде пара согласно расходомерии к общей длине открытого ствола до текущего забоя. Аналогично может быть определён коэффициент притока теплоносителя (КПТ) – интервал глубины с наличием вращения крыльчатки расходомера после остановки закачки пара к общей длине открытого ствола:

$$КОТ = \frac{H_{\text{приём.}} - H_{\text{кров.}}}{H_{\text{тек. заб.}} - H_{\text{кров.}}} \cdot 100; \quad КПТ = \frac{h_{\text{пр.}}}{H_{\text{тек. заб.}} - H_{\text{кров.}}} \cdot 100, \quad (2.2)$$

где $H_{\text{кров.}}$ – глубина кровли открытого ствола или воронки НКТ в случае спуска НКТ ниже кровли, м;

$H_{\text{тек. заб.}}$ – глубина текущего забоя скважины в результате ГИС, м;

$H_{\text{приём.}}$ – отметка глубины с последним значением наличия потока пара, м;

$h_{\text{пр.}}$ – интервал глубин в открытом стволе с наличием вращения крыльчатки расходомера после остановки закачки пара, м.

На Рисунках 2.16 и 2.17 представлены значения КОТ и КПТ паронагнетательных скважин блока ЗТ-4 (запад). По скважинам №№ 8, 10, 21, 22, 24 наблюдается почти одинаковые КОТ и КПТ, то есть интервал приёма теплоносителя при закачке и после остановки закачки в фильтре открытого ствола примерно равны, что указывает на дополнительные фильтрационные сопротивления по всей охваченной теплоносителем толщине. В паронагнетательных скважинах №№ 19, 28, 32 НШ-3 наблюдается увеличенные КПТ по сравнению с КОТ, что свидетельствует о наличии значительных интервалов противодействия по толщине при закачке теплоносителя.

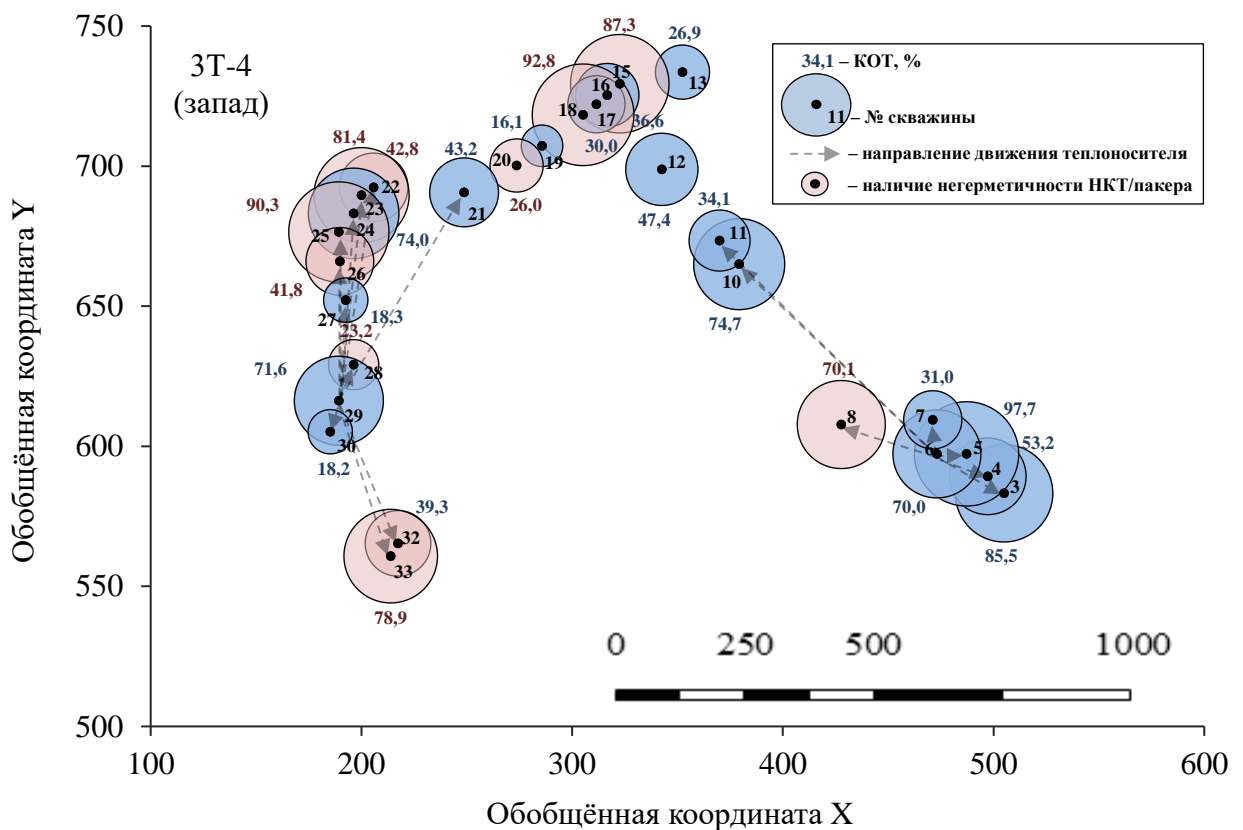


Рисунок 2.16 – Коэффициенты охвата теплоносителем (КОТ) в виде пара в паронагнетательных скважинах блока ЗТ-4 (запад)

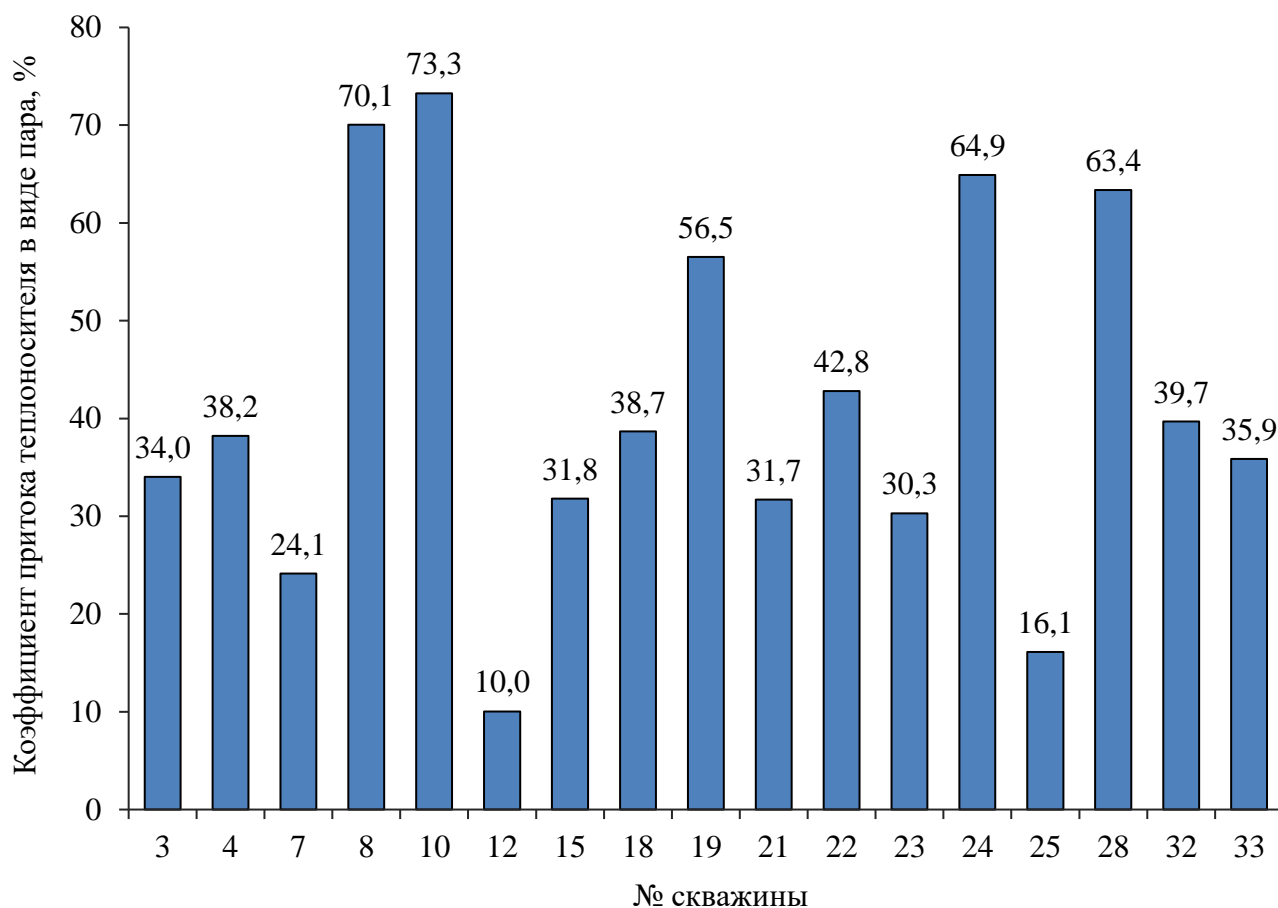


Рисунок 2.17 – Коэффициенты притока теплоносителя (КПТ) после остановки работы скважин на участке ЗТ-4 (запад)

При исследовании паронагнетательных скважин восточного участка уклонного блока ЗТ-4 наблюдается аналогичная ситуация. В Таблице 2.2 представлены значения вычисленных коэффициентов и интервалы приёмистости теплоносителя с полученными интервалами притока в остановленной скважине. Из представленных данных, видно, что интервалы притока теплоносителя перекрывают интервалы приёмистости, а в некоторых случаях, как и в скважинах западного участка ЗТ-4, превышают интервалы приёмистости.

Очевидно, взаимосвязь поверхностных паронагнетательных скважин в призабойной зоне приводит к неравномерному поступлению теплоносителя по вскрытой толщине и снижению эффективности прогрева пласта за счёт прорыва теплоносителя по высокопроницаемым участкам, и как следствие, неравномерной добычи нефти из пористой части коллектора.

Таблица 2.2 – КОТ и КПТ для паронагнетательных скважин 3Т-4 (восток)

№ скв.	Интервал открытого ствола, м	Интервал приёмистости, м	Приёмистость, %	КОТ, %	Интервал притока, м	КПТ, %
37	180,5 – 214,4	180,5 – 184,0	69,2	38,9	182,8 – 189,7	20,4
		186,2 – 193,7	30,8			
39	180,0 – 214,1	180,0 – 183,4	56,9	40,7	-	-
		183,5 – 187,4	31,8			
		187,5 – 193,8	11,3			
41	159,0 – 196,3	159,0 – 171,0	58,8	56,0	183,7 – 188,0	11,5
		173,0 – 178,1	39,2			
		179,6 – 179,9	2,0			
43	164,0 – 200,3	164,0 – 168,0	100,0	10,9	-	-
44	162,0 – 205,2	162,0 – 174,6	100,0	29,2	162,0 – 180,4	42,6
45	166,0 – 203,0	166,0 – 190,9	100,0	70,5	166,0 – 184,9	53,5
46	197,6 – 241,0	197,6 – 200,3	100,0	6,2	197,6 – 214,6	39,2
47	189,7 – 234,0	185,8 – 193,7	35,5	65,5	196,3 – 218,3	53,1
		195,9 – 199,4	8,1			
		200,3 – 202,4	8,3			
		204,3 – 209,0	22,8			
		209,4 – 216,8	25,3			

Если рассматривать распределение теплоносителя в паронагнетательных скважинах при закачке (интервалы приёмистости в Таблице 2.2) по толщине, то можно заметить, что теплоноситель в виде пара поступает в большинстве случаев в прикровельную зону пласта (около 33 % от вскрытой толщины пласта). Если разделить интервал открытого ствола на 3 равных участка, исходя из общего исследуемого фонда поверхностных паронагнетательных скважин НШ-3, согласно расходомерии при закачке теплоносителя в среднем более 70 % также приходится на прикровельную зону (Рисунок 2.18). На среднюю часть пласта приходится порядка 18 % от общего количества закачиваемого теплоносителя по скважинам, а подошвенная зона паронагнетательных скважин в некоторых случаях и вовсе не охвачена тепловым воздействием. Согласно диапазонам приёмистостей по трём зонам открытого ствола паронагнетательных скважин, представленных на Рисунке 2.19, видно, что в 62 % из рассматриваемого фонда скважин теплоноситель (более 80 %) уходит в прикровельную зону. При этом на прогрев подошвенной зоны приходится менее 19 % теплоносителя в 86 % фонда паронагнетательных скважин, которые исследовались в период 2020-2023 гг.

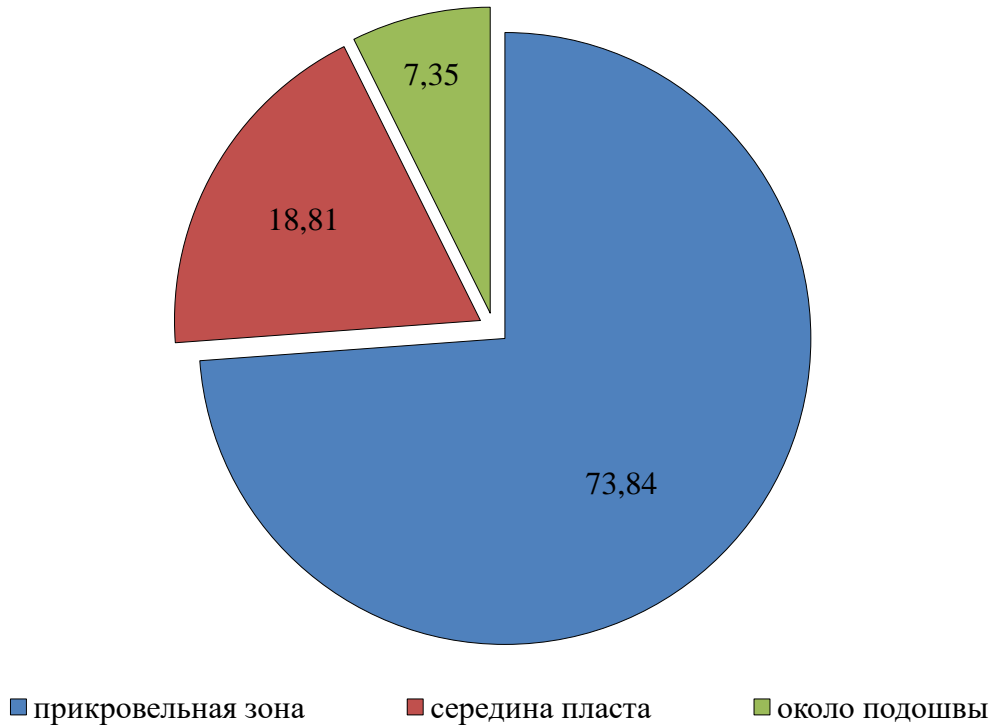


Рисунок 2.18 – Распределение средней приёмистости пара во вскрытом интервале пласта поверхностных паронагнетательных скважин НШ-3

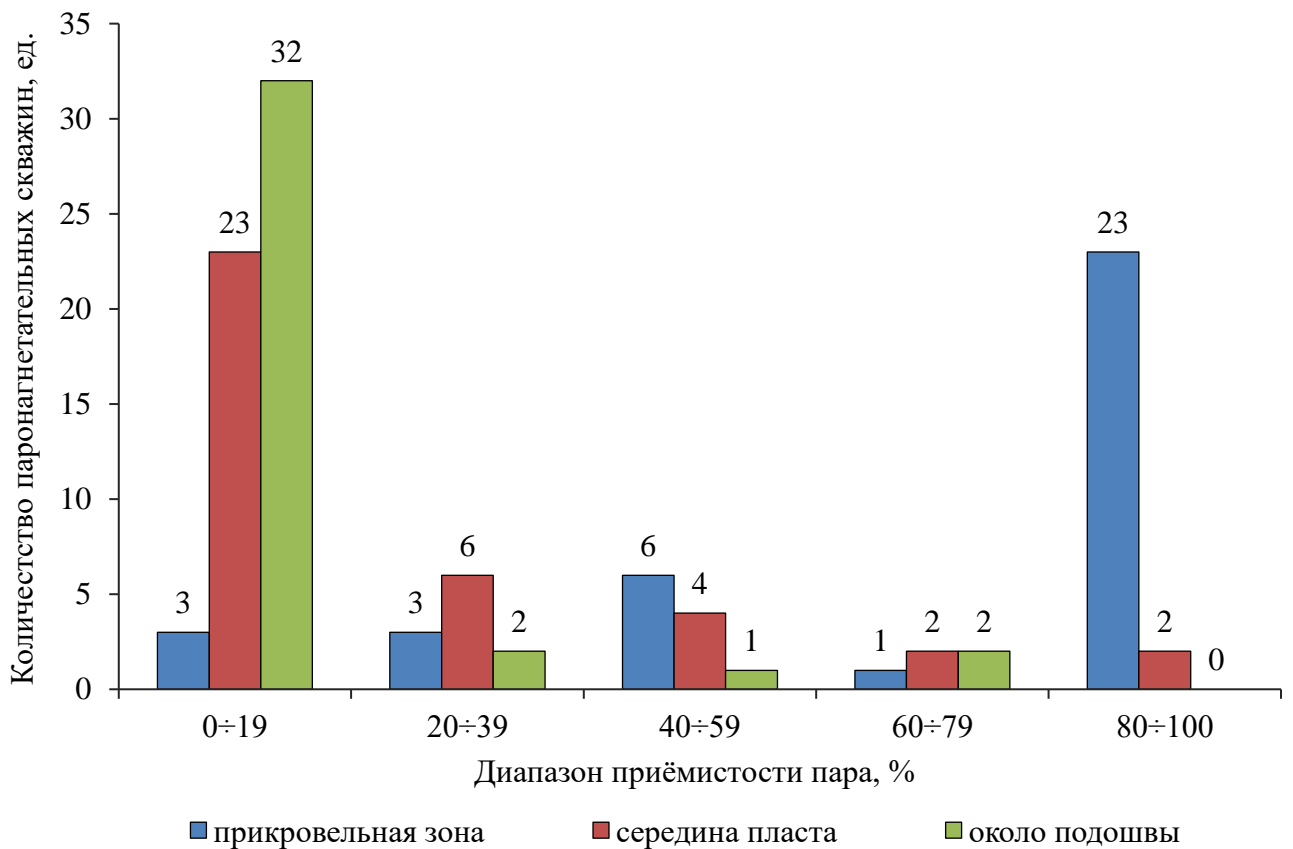


Рисунок 2.19 – Диапазоны приёмистости пара по исследуемым скважинам НШ-3

Эффективность прогрева призабойной зоны около подошвы согласно определённым коэффициентам приёмистости находится на достаточно низком уровне, вне зависимости от времени ввода паронагнетательных скважин НШ-3 в эксплуатацию. Так, исходя из рассматриваемых исследований паронагнетательных скважин: 75,7 % скважин – поступление теплоносителя в виде пара в зону около подошвы отсутствует; 51,3 % скважин – теплоноситель поступает исключительно в прикровельную зону пласта (100 % от поступающего теплоносителя в скважину).

2.5 Выводы по главе 2

Рассмотрены методы исследования паронагнетательных скважин, применяемое оборудование для выполнения комплексных геофизических исследований. Приведён опыт внедрения отечественного аналога высокотемпературного прибора и результаты выполненных исследований скважин при закачке теплоносителя. Из проведённых исследований, следует:

1. Отечественный аналог АМТЛМР-32 автономного комплексного прибора зарубежного производства PPS71 в термобарических условиях поверхностных паронагнетательных скважин Ярегского месторождения зарекомендовал себя как с точки зрения надёжности конструкции и практичности использования, так и с точки зрения информативности получаемых результатов ГИС.

2. Согласно полученным результатам геофизических исследований поверхностных паронагнетательных скважин Ярегской площади установлена неоднозначность приёмистости и различные термобарические условия закачки теплоносителя, связанные как с фильтрационно-ёмкостными свойствами пласта коллектора, так и осложнениями при закачке пара – нарушение герметичности конструкции скважин, а также наличие притока теплоносителя из призабойной зоны, обусловленные источниками противодавления и высоких фильтрационных сопротивлений при закачке пара с поверхности.

3. Согласно комплексному анализу результатов исследований паронагнетательных скважин НШ-3 Ярегского месторождения определены направления

движения теплоносителя между скважинами западного и восточного участков уклонного блока ЗТ-4. Сообщаемость поверхностных паронагнетательных скважин приводит к снижению эффективности прогрева по вскрытой толщине пласта и может привести к существенным осложнениям разработки – прорывам пара в нефтяную галерею или хвостовик добывающей скважины.

4. В результате анализа приёмистости теплоносителя в интервале пласта обнаружено, что основная часть поступающего в скважину пара преимущественно уходит в прикровельную зону.

5. Прогрев пласта от кровли к подошве сопровождается высокими теплопотерями в кровлю коллектора и снижением охвата теплоносителем горной породы в удалённой зоне за счёт гравитационных сил.

В качестве технологических и технических мероприятий для улучшения использования теплоносителя предлагается:

1. Наиболее простым решением повышения охвата теплоносителем является спуск труб НКТ к забою скважины, тем самым увеличивается охват теплоносителем в призабойной зоне пласта. Исследование профиля приёмистости при закачке теплоносителя в таком случае не представляется возможным. Также стоит отметить, что теплоноситель, вероятней всего, будет поступать по высокопроницаемым зонам пласта, которые сформированы изначально естественными причинами, или техногенными факторами согласно эксплуатации скважины и нефтяной площади в целом на раннем этапе разработки.

2. Для увеличения охвата теплоносителем вскрытой толщины пласта действующего фонда поверхностных паронагнетательных скважин необходимо снизить проницаемость горной породы в прикровельной зоне, применяя потокоотклоняющие технологии с целью выравнивания профиля приёмистости теплоносителя.

3. При вводе новых участков нефтяной залежи необходимо предусмотреть разбуривание горизонтальными стволами паронагнетательных скважин около подошвы пласта с целью увеличения теплового поля за счёт гравитационных сил в поровой части коллектора.

3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПРОГРЕВА ПЛАСТА ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ПОДЗЕМНО-ПОВЕРХНОСТНОЙ СИСТЕМЕ ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКИ

3.1 Математические модели по тепловому воздействию на нефтяной пласт

История создания математических моделей в процессе закачки теплоносителя в нефтяной пласт берёт своё начало от высказываний Менделеева Д. И. о подземной газификации горючих «полезных ископаемых» (каменного угля) – сжигать их в недрах и использовать энергию для нужд народного хозяйства [41].

Исследователи многие годы занимались прогревом призабойной зоны пласта, некоторые математические модели используются до сих пор. Подземное горение: были некоторые успешные опыты, но широко применения не получило – процесс мало управляем в неоднородных пластах из-за прорыва газа к добывающим скважинам и образования застойных нефтенасыщенных зон. Боксерманом А. А. предложены различные модели процессов сухого горения, влажного горения и закачек тепловых оторочек [15, 16].

Площадная закачка горячей воды или пара. При моделировании данных процессов существует много разновидностей. Для математических моделей процесса закачки теплоносителя как правило вводятся следующие упрощающие допущения:

- скорость межфазного обмена велика (температура жидкости и твёрдой фазы равны);
- пласт и окружающие породы горизонтальны (Рисунок 3.1);
- не учитывается коэффициент теплового расширения;
- нет фазовых превращений теплоносителя (пар – горячая вода);
- начальная температура пласта и окружающих пород стационарна.

При рассматриваемом случае (Рисунок 3.1) уравнение для температуры в кровле и подошве за счёт теплопроводного прогрева имеет вид:

$$\frac{\partial T_2}{\partial t} = a_2 \cdot \frac{\partial^2 T_2}{\partial x^2}. \quad (3.1)$$

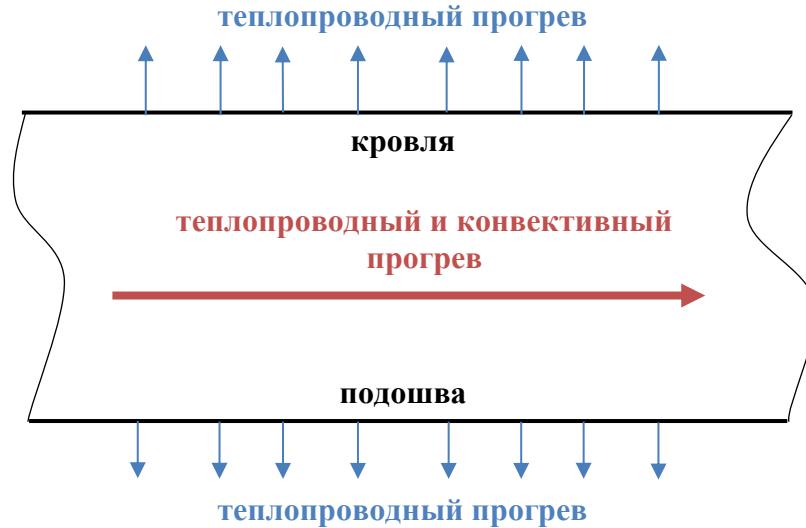


Рисунок 3.1 – Линейный случай закачки теплоносителя в пласт

Теплопроводный и конвективный прогрев, движущегося теплоносителя в пласте:

$$\frac{\partial T_1}{\partial t} = a_1 \cdot \frac{\partial^2 T_1}{\partial x^2} - v_x \cdot \frac{\partial T_1}{\partial x}. \quad (3.2)$$

Так как эти процессы идут параллельно, то:

$$\begin{cases} \frac{\partial T_2}{\partial t} = a_2 \cdot \frac{\partial^2 T_2}{\partial x^2} \\ \frac{\partial T_1}{\partial t} = a_1 \cdot \frac{\partial^2 T_1}{\partial x^2} - v_x \cdot \frac{\partial T_1}{\partial x} \end{cases}. \quad (3.3)$$

К системе уравнений (3.3) ещё нужно дать условия однозначности.

Для упрощения решений также рассматривались математические модели без учёта потерь тепла в виде одного уравнения, например, предложенная модель Чекалюка Э. Б. [75] имеет вид:

$$\frac{\partial^2 T_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial T_1}{\partial r} - \frac{2v}{r} \cdot \frac{\partial T_1}{\partial r} = \frac{c_1}{\lambda_1} \cdot \frac{\partial T_1}{\partial t}. \quad (3.4)$$

Последнее слагаемое левой части уравнения (3.4) характеризует прогрев за счёт конвекции, а первые два слагаемых левой части – теплопроводный прогрев. Сама модель представлена для круговой области, то есть с увеличением времени воздействия будет расти радиус продвижения теплового фронта (Рисунок 3.2).

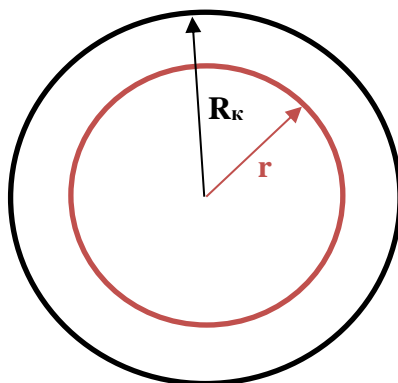


Рисунок 3.2 – Радиальный случай закачки теплоносителя в пласт

Если не учитывать потери тепла в окружающие горные породы, все математические модели этого класса дают результаты, плохо согласующиеся с практикой.

Большое число работ посвящены исследованию температурного поля с помощью системы дифференциальных уравнений. Большой вклад внесли Аббасов А. А. [1], Авдонин Н. А. [2, 3], Мартузан Б. Я. [40], Малофеев Г. Е. [37, 38]. Наиболее применимой на практике оказалась схема Lauwerier Н. А. [105]. Эта схема учитывает только конвективный перенос тепла в пласте и теплопроводность окружающих пород в вертикальном направлении (Рисунок 3.3). В декартовых координатах представляет систему уравнений:

$$\begin{cases} -v_{ж} \cdot c_{ж} \cdot \rho_{ж} \cdot \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\lambda_1}{h} \cdot \left(\frac{\partial T}{\partial z} \right)_{z=\pm h/2} = c_1 \cdot \rho_1 \cdot \frac{\partial T}{\partial t} \\ \frac{\partial^2 T_2}{\partial z^2} = \frac{c_2 \cdot \rho_2}{\lambda_2} \cdot \frac{\partial T_2}{\partial t} \end{cases} \quad (3.5)$$

Здесь индекс «1» относится к пласту, «2» – к окружающим горным породам. Система (3.5) решается при начальном и граничных условиях:

$$\begin{aligned}
 T_1(x, 0) = T_2(x, 0) = T_0 = \text{const}; T_1(0, t) = T_{\text{жс}} = \text{const}; \\
 T_1 = T_2 = |z| = \frac{h}{2}; T_1 = T_2 = T_0 \text{ при } x \rightarrow \infty; \\
 T_2 = T_0 \text{ при } |z| \rightarrow \infty
 \end{aligned} \quad (3.6)$$

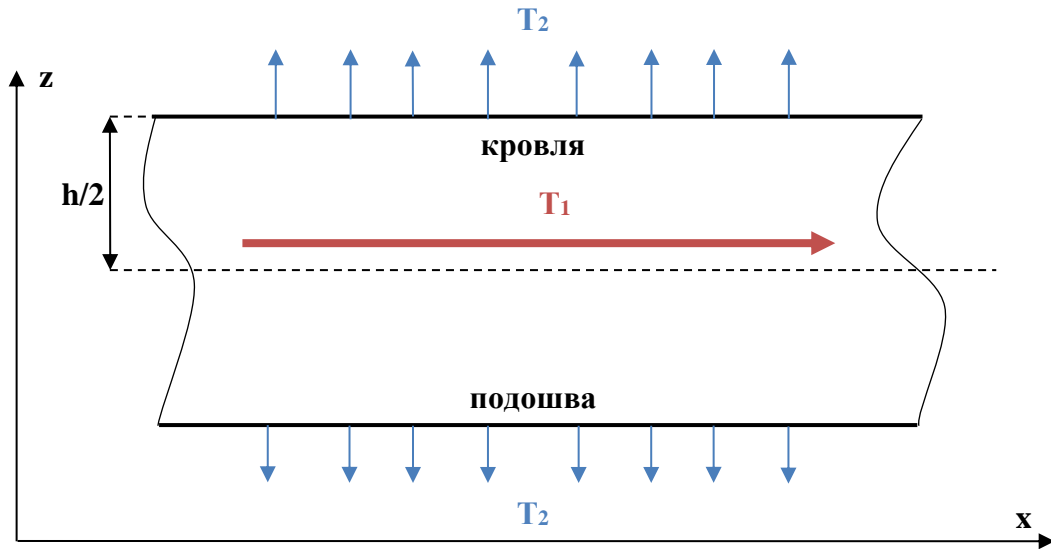


Рисунок 3.3 – Линейный случай закачки по схеме Lauwerier Н. А.

Решение системы имеет вид:

$$\text{а) для пласта } \frac{T_1 - T_0}{T_{\text{жс}} - T_0} = \operatorname{erfc} \left(\frac{\xi}{2 \cdot \sqrt{\frac{c_1}{c_2} \cdot (\tau - \xi)}} \right) \cdot H(\tau - \xi); \quad (3.7)$$

$$\text{б) для окружающих пород } \frac{T_2 - T_0}{T_{\text{жс}} - T_0} = \operatorname{erfc} \left(\frac{\xi + |\eta| - 1}{2 \cdot \sqrt{\frac{c_1}{c_2} \cdot (\tau - \xi)}} \right) \cdot H(\tau - \xi).$$

Здесь единичная функция Хевисайда $H(\tau - \xi) = \begin{cases} 0 \text{ при } (\tau - \xi) \leq 0 \\ 1 \text{ при } (\tau - \xi) > 0 \end{cases}$ и:

$$\xi = \frac{4 \cdot \lambda \cdot x}{h^2 \cdot c_{\text{жс}} \cdot \nu_{\text{жс}}}; \quad \tau = \frac{4 \cdot \lambda \cdot t}{c_1 \cdot h^2}; \quad \eta = \frac{2 \cdot z}{h}. \quad (3.8)$$

Как показал Малофеев Г. Е. [38] формулы (3.8) справедливы и для радиального течения жидкости, если:

$$\xi = \frac{4 \cdot \pi \cdot \lambda \cdot r^2}{h \cdot q \cdot c_{ж}}. \quad (3.9)$$

Другие безразмерные переменные остаются без изменения.

Г. Е. Малофеев также показал, что формулы (3.7) можно использовать для расчёта температуры при закачке пара если в (3.9) безразмерный параметр ξ заменить выражением:

$$\xi = \frac{4 \cdot \pi \cdot \lambda_1 \cdot r^2 \cdot \Delta T_n}{h \cdot (c_r \cdot x_n + c_n \cdot \Delta T_n) \cdot q_n}. \quad (3.10)$$

Такая замена с физической точки зрения означает, что нагнетаемый пар заменяется эквивалентным количеством воды с равными температурой и теплосодержанием. Действительно, если $x_n = 0$ (нет паровой зоны), то (3.10) принимает вид (3.9).

Другой подход решения поставленной задачи заключается в том, чтобы вместо системы дифференциальных уравнений задачу описать одним уравнением. В этом направлении работали Рубинштейн Л. И. [66], Малофеев Г. Е., Золотухин А. Б. [28], Чупров И. Ф. [80]. Уравнение может быть представлено в виде:

$$\frac{\partial^2 U}{\partial r^2} + \frac{1 - 2 \cdot v}{r} \cdot \frac{\partial U}{\partial r} - 2 \cdot K(t) \cdot U = \frac{\partial U}{\partial t}. \quad (3.11)$$

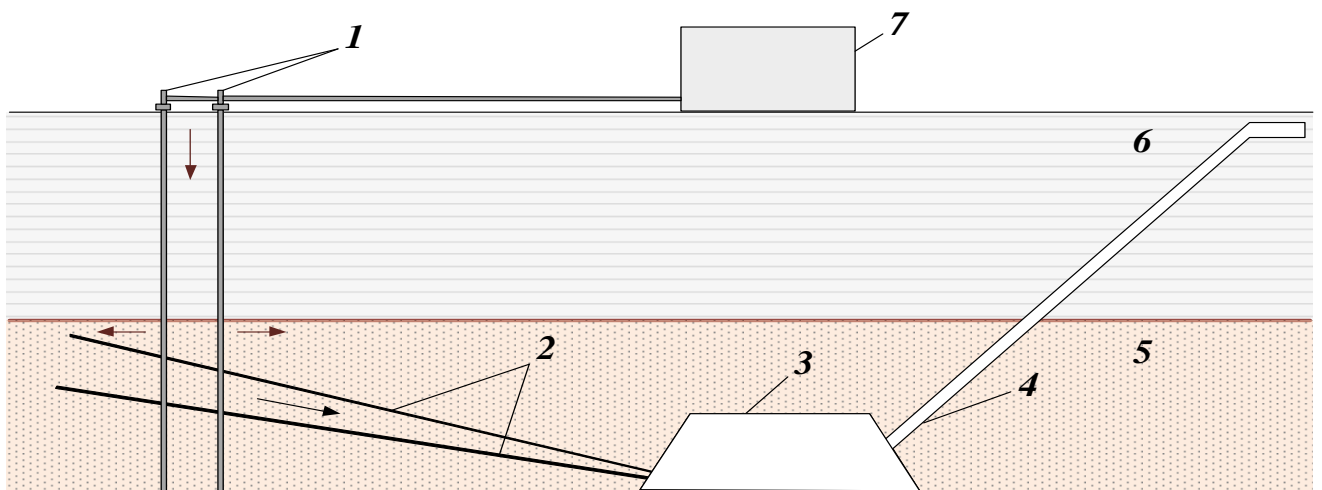
Первое и второе слагаемое в левой части уравнения (3.7) относят теплопроводному и конвективному прогреву пласта, а $2 \cdot K(t) \cdot U$ – характеризуют теплопотери в окружающие горные породы. При этом более «точная» схема распределения температуры для плоско-радиального случая описывается системой дифференциальных уравнений [65]:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 U_1}{\partial r^2} + \frac{1 - 2 \cdot v}{r} \cdot \frac{\partial U_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 U_1}{\partial z^2} = \frac{\partial U_1}{\partial t} \\ \frac{\partial^2 U_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial^2 U_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 U_2}{\partial z^2} = \frac{a_2}{a_1} \cdot \frac{\partial U_2}{\partial t} \end{cases}. \quad (3.12)$$

Исходя из рассмотренных моделей распределения температуры при закачке теплоносителя для каждого конкретного случая разрабатываются математические модели согласно краевым условиям и особенностям процесса прогрева пласта.

3.2 Особенности процесса прогрева уклонных блоков Ярегской площади на неразрабатываемых ранее по ухтинской и уклонно-скважинным системам – при подземно-поверхностной системе разработки

Подземно-поверхностная система термошахтной разработки Ярегской площади Ярегского месторождения в настоящее время является базовой технологией. При применении данной системы разработки паронагнетательные скважины разбуриваются с поверхности, а в нефтяных выработках шахты – протяжённые пологосходящие скважины для добычи нефти. Вязкость нефти при увеличении температуры в горной породе быстро уменьшается и под воздействием гравитационных сил поступает к пологосходящим добывающим скважинам [68]. На Рисунке 3.4 представлена схема разработки подземно-поверхностным способом.



1 – паронагнетательные скважины; 2 – добывающие скважины; 3 – нефтешахта;
4 – уклонный блок; 5 – нефтяной пласт; 6 – горные породы выше продуктивного пласта; 7 – парогенераторная установка

Рисунок 3.4 – Схема подземно-поверхностной системы разработки Ярегского месторождения

Применение подземно-поверхностной системы разработки с 2000 г. по сравнению с другими термошахными системами позволило увеличить темпы закачки теплоносителя в продуктивные пласты за счёт строительства паронагнетательных линий на поверхности, что положительно сказалось на рудничной атмосфере в нефтешахтах с пологовосходящими добывающими скважинами [32].

Подземно-поверхностная система за счёт большего давления закачки теплоносителя позволяет создать высокие темпы закачки теплоносителя и увеличить КИН. Но при этом существует фактор неравномерного прогрева пласта от кровли к подошве (ВНК), что подтверждается и геофизическими исследованиями скважин. Опыт термошахтной разработки Ярегской площади подтверждает преимущественное распространение тепла в верхней (прикровельной) части коллектора. На Рисунке 3.5 приведён фактический профиль температуры оценочной скважины уклонного блока Юг-2 после его ввода в паротепловое воздействие [32].

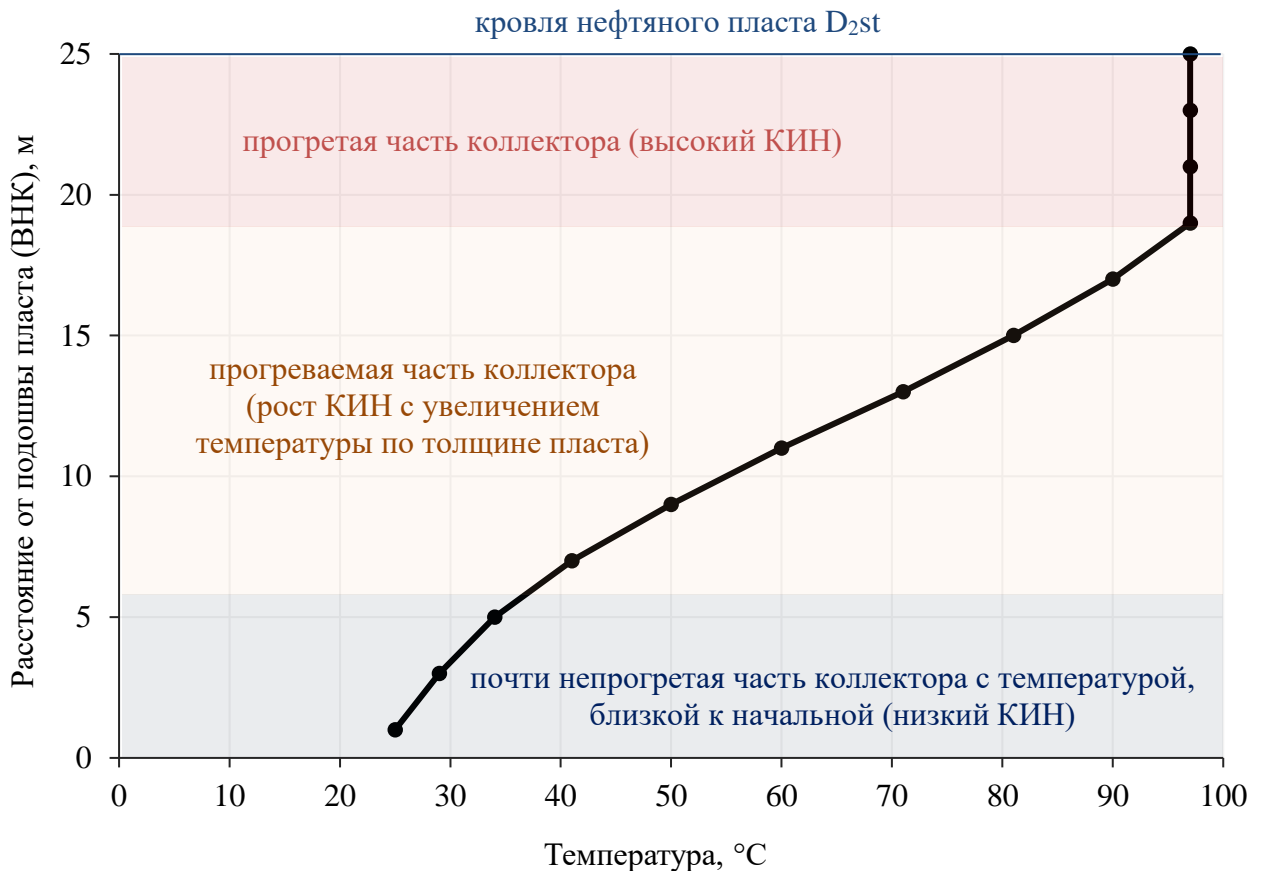


Рисунок 3.5 – Распределение температуры по толщине пласта в блоке Юг-2 Ярегской площади (адаптировано из [32])

Естественно предположить, что выработка запасов нефти будет происходить от кровли пласта к подошве (ВНК) при данном механизме прогрева. При этом зона теплового воздействия по мере закачки теплоносителя в прикровельной части пласта будет увеличиваться быстрее. Неравномерное распределение температуры подтверждается и при выполнении геофизических исследований вертикальных паронагнетательных скважин Ярегского месторождения в процессе закачки теплоносителя.

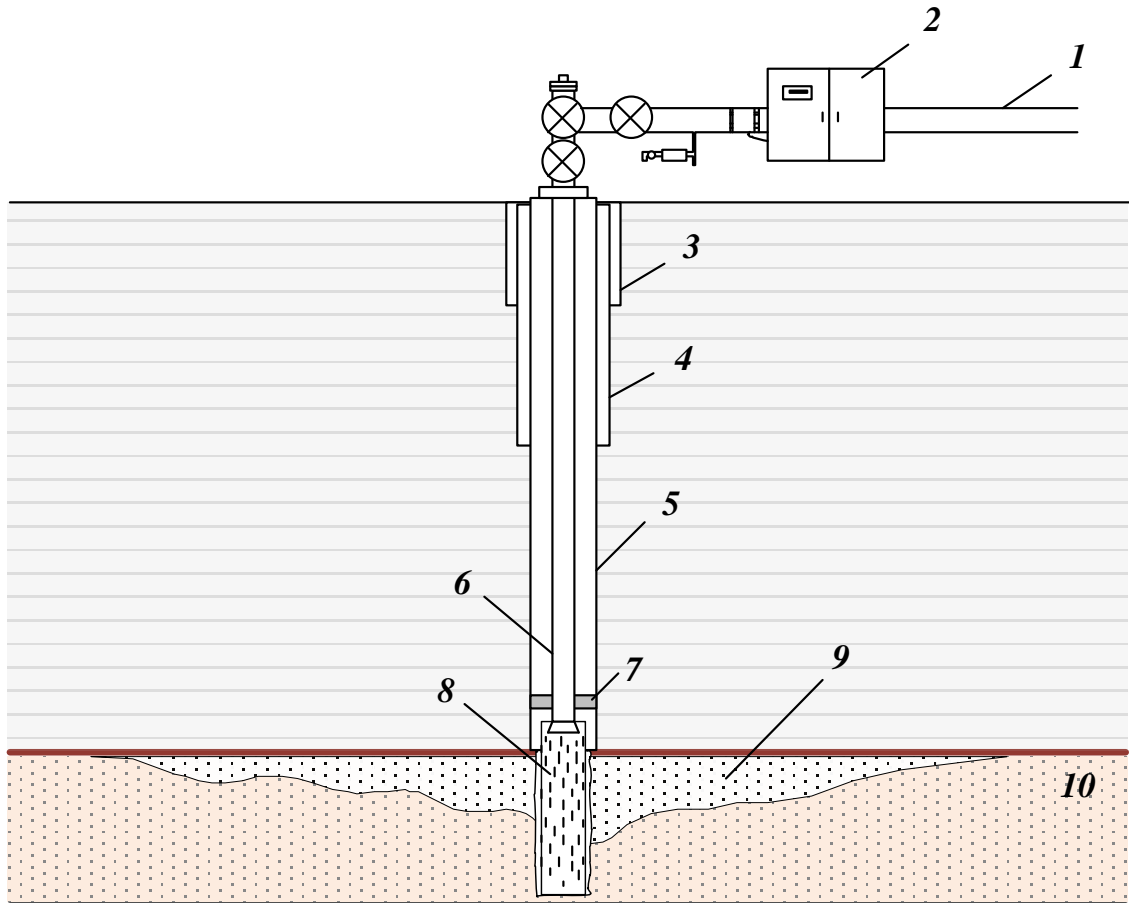
3.3 Прогрев пласта в направлении от кровли к подошве

Распределение теплоносителя по толщине нефтяного пласта зависит от многих факторов, таких как анизотропия проницаемости (вертикальная, горизонтальная), наличие тектонических нарушений и кавернозности. Перечисленные неоднородности коллектора влияют на распределение нефтенасыщенности и фильтрационные потоки флюида и теплоносителя по мере разработки, что сказывается на коэффициенте извлечения нефти.

Значительным фактором влияния на температуру по толщине пласта является концентрация паровой зоны в прикровельной части пласта. Естественно предположить, что в более удалённых участках от призабойной зоны паронагнетательной скважины паровая зона будет стремиться в прикровельную часть пласта (Рисунок 3.6).

В условиях Ярегского месторождения пар закачивается с низким давлением – порядка 0,2-1,0 МПа, максимально возможное давление закачки теплоносителя – 2,0 МПа. Такое давление закачки определяется как гидростатическим фактором за счёт небольшой глубины залегания пласта, так и проницаемостью вскрытой горной породы. Очевидно, что репрессия в верхней части пласта значительно выше, чем в нижней части. Совокупность факторов приводит к преимущественному направлению прогрева от кровли к подошве.

Механизм прогрева представляется как теплопроводность и конвективный перенос тепла сконденсировавшейся жидкостью, движущейся под действием гравитационных сил и давления закачки пара в прикровельной части пласта.



1 – паропровод; 2 – система учёта закачки теплоносителя; 3 – направление;
4 – кондуктор; 5 – ОЭЖ; 6 – НКТ; 7 – термопакер; 8 – щелевой фильтр;
9 – паровая зона; 10 – нефтяной пласт

Рисунок 3.6 – Принципиальная схема поверхностной паронагнетательной скважины Ярегской площади и распространения пара в прикровельной зоне

На Рисунке 3.7 представлены температурные профили скважин в интервале открытого ствола с фильтром до глубины остановки прибора. В случае исследований паронагнетательных скважин 14 НШ-1 и 14 НШ-3 Ярегского месторождения видно, что ближе к глубине остановки прибора температура имеет тенденцию снижения, что свидетельствует о наличии жидкости и низкой эффективности прогрева.

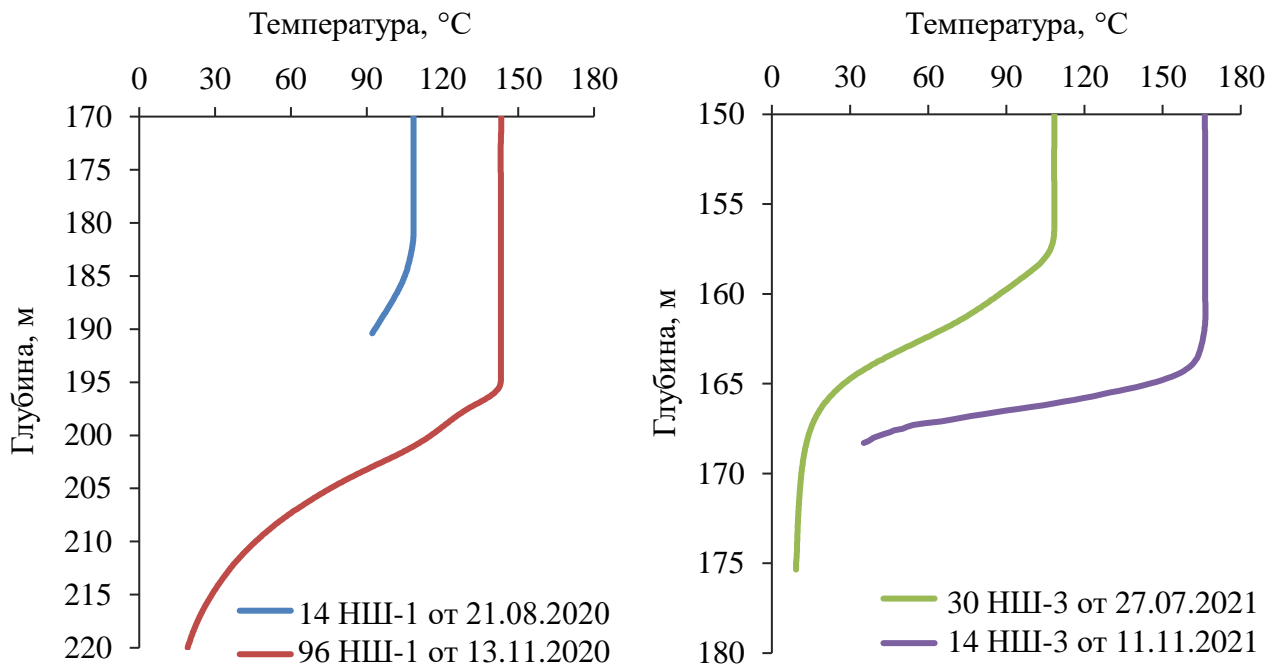


Рисунок 3.7 – Распределение температуры в фильтрах паронагнетательных скважинах Ярегской площади при закачке теплоносителя с характерным падением температуры

Температурные профили в паронагнетательных скважинах при выполнении ГИС указывают на распределение температуры преимущественно в прикровельной зоне пласта, однако, не всегда наблюдается неравномерное распределение температуры по глубине. Снижение температуры вызвано наличием сконденсировавшейся воды в стволе паронагнетательной скважины, которая ввиду анизотропии по проницаемости и ухода теплоносителя в виде пара преимущественно в прикровельную часть пласта, прогревается довольно слабо и постепенно уменьшается по мере увеличения прогрева по толщине. Наиболее показательным параметром неравномерного прогрева является расходомерия, прогнозировать которую с математической точки зрения невозможно.

Задача о прогреве пласта от кровли к подошве рассматривалась ранее, но при этом предполагалось, что прогрев происходит только за счёт теплопроводности [77]. Механизмом прогрева нефтяного пласта является процесс конвекции и теплопроводности [34, 79].

Дифференциальное уравнение конвективного переноса тепла, уравнении Фурье-Кирхгофа, получено из уравнения теплопроводности заменой локального изменения температуры полным:

$$\frac{\partial T}{\partial t} + v_x \cdot \frac{\partial T}{\partial x} + v_y \cdot \frac{\partial T}{\partial y} + v_z \cdot \frac{\partial T}{\partial z} = a \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right). \quad (3.16)$$

Следуя идеям поставленной нами задачи будем считать, что фильтрация строго по вертикали ($v_x = v_y = 0$). Будем пренебрегать также теплопроводностью в горизонтальном направлении. Тогда в упрощённой форме задача примет вид:

$$\frac{\partial T(z, t)}{\partial t} = a \cdot \frac{\partial^2 T(z, t)}{\partial z^2} - \frac{\rho_n \cdot c_n}{(1-m) \cdot \rho_{ск} \cdot c_{ск} + m \cdot \rho_n \cdot c_n} \cdot v_z \cdot \frac{\partial T(z, t)}{\partial z}, \quad (3.17)$$

$$0 < z < h, \quad t > 0.$$

Задачу рассмотрим при граничных условиях

$$T(z=0, t) = T_{z=0} = T_{II}, \quad T(h, t) = T_{z=h} = T_B, \quad (3.18)$$

$$\text{и начальном условии } T(z, t=0) = T_{t=0} = T_0. \quad (3.19)$$

Здесь $T(z, t)$ – нестационарная температура по толщине пласта; v_z – скорость фильтрации жидкости по вертикали; T_{II} – температура в прикровельной зоне; T_B – температура в подошве пласта (ВНК); T_0 – начальная температура пласта; h – толщина пласта; a – коэффициент температуропроводности; $\rho_n \cdot c_n$ и $\rho_{ск} \cdot c_{ск}$ – объёмная теплоёмкость нефти и скелета горной породы; m – пористость.

Уравнение (3.17) представляет собой уравнение сохранения энергии для пористой среды в одномерном виде. Первое слагаемое правой части описывает перенос тепла теплопроводностью (уравнение Фурье), второе слагаемое – конвективный перенос тепла движущейся нефтью. В рассматриваемой модели пренебрегаются следующими эффектами: дросселированием (эффект Джоуля-Томсона), адиабатическим охлаждением, фазовыми превращениями, а также теплопроводностью в горизонтальном направлении.

Учитывая то, что для нефтяного пласта Ярегского месторождения плотность нефти $\rho_n = 933 \text{ кг/м}^3$, удельная теплоёмкость нефти c_p около $2100 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}$.

Плотность скелета горных пород составляет $\rho_{ск} = 2400 \text{ кг/м}^3$, удельная теплоёмкость — $c_{ск} = 879 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}$. Средняя пористость коллектора 0,26. Тогда коэффициент перед скоростью фильтрации при температуре пласта 20 °C составит:

$$\frac{\rho_n \cdot c_n}{(1-m) \cdot \rho_{ск} \cdot c_{ск} + m \cdot \rho_n \cdot c_n} = \frac{933 \cdot 2100}{(1-0,26) \cdot 2400 \cdot 879 + 0,26 \cdot 933 \cdot 2100} = 0,95.$$

При увеличении времени прогрева данный коэффициент будет приближаться к 1. С ростом температуры теплоёмкость нефти увеличивается, плотность нефти снижается, а коллектор испытывает «напряжение», вызванное тепловым расширением нефти. Следовательно, для упрощения модели данный коэффициент можно принять равным 1.

Находим приближённое аналитическое решение задачи методом Бубнова-Галеркина [33, 78]. Ограничиваясь первым приближением, решение имеет следующий вид:

$$T(z, t) = T_{II} + \frac{T_B - T_{II}}{h} \cdot z + B(t) \cdot z \cdot (h - z). \quad (3.20)$$

Решение (3.20) удовлетворяет граничным условиям (3.18), но не удовлетворяет уравнению (3.17). Появляется «невязка» решения при подстановке решения (3.20) в уравнение (3.17):

$$\begin{aligned} L(z, t, B(t)) = & \frac{\partial T_1}{\partial t} - a \cdot \frac{\partial^2 T_1}{\partial z^2} + v_z \cdot \frac{\partial T_1}{\partial z} = B'(t) \cdot (z \cdot h - z^2) + \\ & + B(t) \cdot (2 \cdot a + v_z \cdot (h - 2 \cdot z)) + v_z \cdot \frac{T_B - T_{II}}{h}. \end{aligned} \quad (3.21)$$

Необходимо минимизировать «невязку», то есть добиться того, чтобы решение $T_1(z; t)$ во внутренних точках отрезка $[0; h]$ как можно меньше отличалось от точного решения. Для этого необходимо выполнение условия:

$$\int_0^h L(z, t, B(t)) \cdot z \cdot (h - z) dz = 0. \quad (3.22)$$

Подставив (3.21) в уравнение (3.22) и вычислив интеграл, получим:

$$B'(t) + \frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot B(t) + \frac{5 \cdot v_z \cdot (T_B - T_{II})}{h^3} = 0. \quad (3.23)$$

Общее решение линейного дифференциального уравнения первого порядка (3.23) будет иметь вид:

$$B(t) = C \cdot \exp\left(\frac{-10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z \cdot (T_B - T_{II})}{2 \cdot a \cdot h}. \quad (3.24)$$

Необходимо найти коэффициент C . Для начального условия тоже появится «невязка»:

$$L(z, 0, B(0)) = T_0 - T_1(z, 0) = T_0 - \left(T_{II} + \frac{T_B - T_{II}}{h} \cdot z + B(0) \cdot z \cdot (h - z)\right). \quad (3.25)$$

Минимизируем «невязку» начального условия (3.19):

$$\int_0^h L(z, 0, B(0)) \cdot z \cdot (h - z) dz = 0. \quad (3.26)$$

Вычислив интеграл (3.22), получим:

$$B(0) = \frac{5 \cdot (T_0 - T_{II})}{h^2} - \frac{5 \cdot (T_B - T_{II})}{2 \cdot h^2}. \quad (3.27)$$

Найдём коэффициент C , подчинив (3.24) условию (3.27):

$$C = \frac{5 \cdot (T_0 - T_{II})}{h^2} + (T_B - T_{II}) \cdot \left(\frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} - \frac{5}{2 \cdot h^2}\right). \quad (3.28)$$

Таким образом, решение поставленной задачи (3.17)-(3.19) имеет следующий вид [69]:

$$T(z, t) = T_{II} + \frac{T_B - T_{II}}{h} \cdot z + \left[C \cdot \exp\left(\frac{-10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z \cdot (T_B - T_{II})}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot z \cdot (h - z). \quad (3.29)$$

Если предположить, что прогрев осуществляется только за счёт теплопроводности, то есть $v = 0$, то формула (3.29) примет вид:

$$T(z, t) = T_{II} + \frac{T_B - T_{II}}{h} \cdot z + \left[\left(\frac{5 \cdot (T_0 - T_{II})}{h^2} - \frac{5 \cdot (T_B - T_{II})}{2 \cdot h^2} \right) \right]. \quad (3.30)$$

$$\cdot \exp\left(\frac{-10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) \cdot z \cdot (h - z).$$

$$\text{При } v = 0 \text{ и } t \rightarrow \infty: T_1(z, t) = T_{II} + \frac{T_B - T_{II}}{h} \cdot z.$$

Формула для расчёта безразмерной температуры по толщине пласта имеет следующий вид:

$$\theta(z, t) = 1 - \left[\frac{z}{h} + \frac{B(t) \cdot (z \cdot h - z^2)}{T_0 - T_{II}} \right]. \quad (3.31)$$

В качестве конкретных исходных данных использованы: коэффициент температуропроводности – $a = 2,45 \text{ м}^2/\text{мес}$. [76]; температура закачки пара – $T_{II} = 130 \text{ }^\circ\text{C}$; начальная температура пласта – $T_0 = 10 \text{ }^\circ\text{C}$; толщина пласта – $h = 15 \text{ м}$. Для расчёта параметров C и $B(t)$ необходимо знать среднюю скорость фильтрации флюида за счёт гравитационных сил, которую можно лишь предположить исходя из закона Дарси [79]:

$$v_g = \frac{k}{\mu_\phi} \cdot \rho \cdot g, \quad (3.32)$$

где k – коэффициент проницаемости; μ_ϕ – динамическая вязкость флюида; ρ – плотность жидкости; g – ускорение свободного падения.

В формуле скорости фильтрации (3.32) изменяется вязкость флюида при увеличении температуры. На начальном этапе прогрева пласта скорость фильтрации близка к нулю, так как фильтрационное сопротивление слишком велико. По мере прогрева происходит снижение вязкости нефти, что приводит к проникновению теплоносителя сначала в высокопроницаемые зоны коллектора, его конденсации и расширению зоны теплового воздействия.

Различают два вида стационарной фильтрации при гравитационном режиме – напорный и безнапорный [79]. При напорной фильтрации давление во всех точках пласта выше атмосферного. Безнапорный режим фильтрации характеризуется отсутствием избыточного давления – на верхней границе потока, представляющая свободную поверхность, атмосферное давление. Безнапорное течение при

атмосферном давлении над свободной поверхностью наблюдается при шахтном способе разработки месторождения [14, 74, 83].

Давление закачки теплоносителя, гидростатическое давление горячей воды – факторы, также влияющие на скорость пропитки по толщине пласта высоковязкой нефти, поэтому скорость фильтрации можно представить в виде [79]:

$$v_z = \frac{Q}{S} = \frac{k}{\mu_\phi} \cdot \left(\frac{\Delta p}{h} + \rho \cdot g \right), \quad (3.33)$$

где Δp – разность давлений между кровлей и подошвой; S – площадь; Q – объёмный расход жидкости через пористую среду.

Вязкость нефти Ярегского месторождения, как функция температуры, хорошо согласуется с зависимостью [7]:

$$\mu(T) = \exp(0,000411 \cdot T^2 - 0,108 \cdot T + 10,167), \quad T \in [10; 130 \text{ } ^\circ\text{C}]. \quad (3.34)$$

Очевидно, что для оценки динамики температуры по формуле (3.29) необходимо знать числовое значение гравитационной скорости фильтрации, которую определяют по формуле (3.33) согласно вязкости нефти, зависящая от температуры. Для нефтей аномально высокой вязкости или природных битумов при начальных пластовых условиях закачка теплоносителя происходит с высокими фильтрационными сопротивлениями. Это означает, что до температуры прогрева, при которой нефть будет иметь подвижность, теплоноситель не будет проникать в пласт – скорость фильтрации будет равна нулю, что описывается зависимостью, представленное в формуле (3.30). Следовательно, для оценки скорости фильтрации можно взять числовые значения температуры при теплопроводном прогреве пласта с последующим расчетом вязкости нефти. На Рисунке 3.8 представлено распределение температуры при теплопроводном прогреве пласта.

Для расчёта гравитационной скорости фильтрации используем значений средней проницаемости – $k = 3,074 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, плотность нефти – $\rho = 933 \text{ кг/м}^3$ [32, 68]. По мере увеличения температуры плотность нефти также будет снижаться, но при проведении расчётов данная величина принимается постоянной, так как влияние на температуры более существенное именно на вязкость нефти. На Рисунке 3.9

представлена зависимость вязкости от температуры теплопроводного прогрева по толщине пласта (расстоянию от кровли до подошвы пласта), вычисленная согласно формуле (3.34).

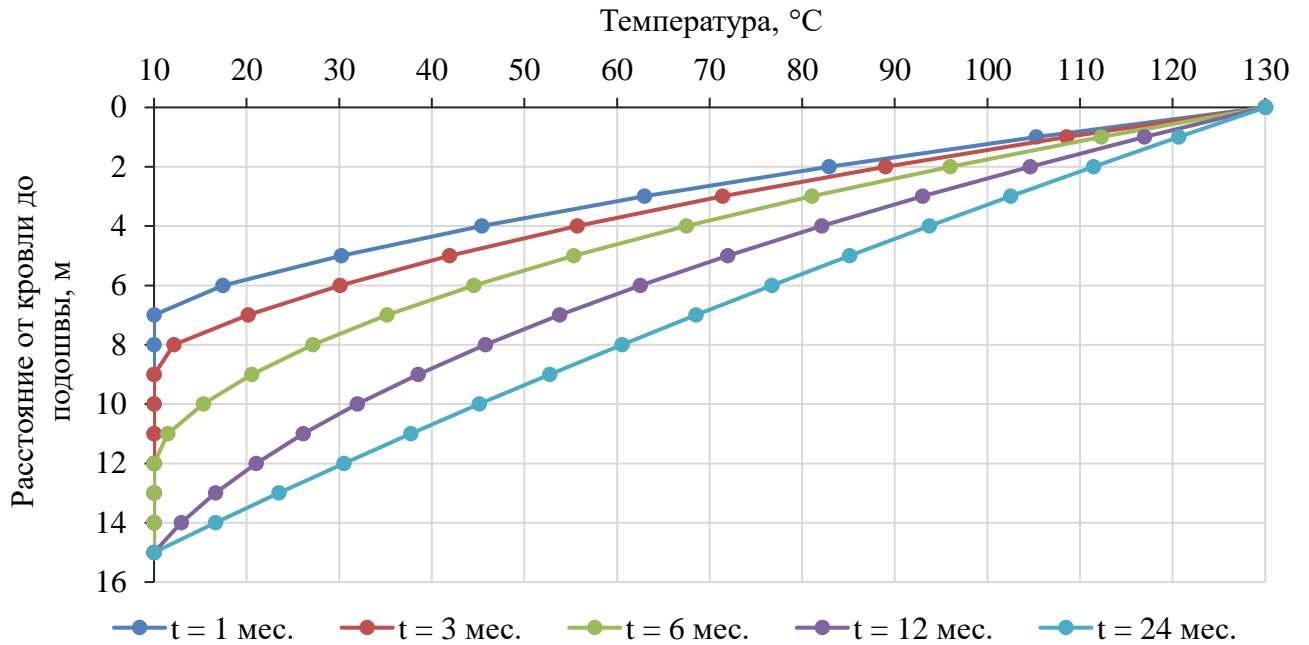


Рисунок 3.8 – Изменение температуры от кровли до подошвы пласта при теплопроводном прогреве

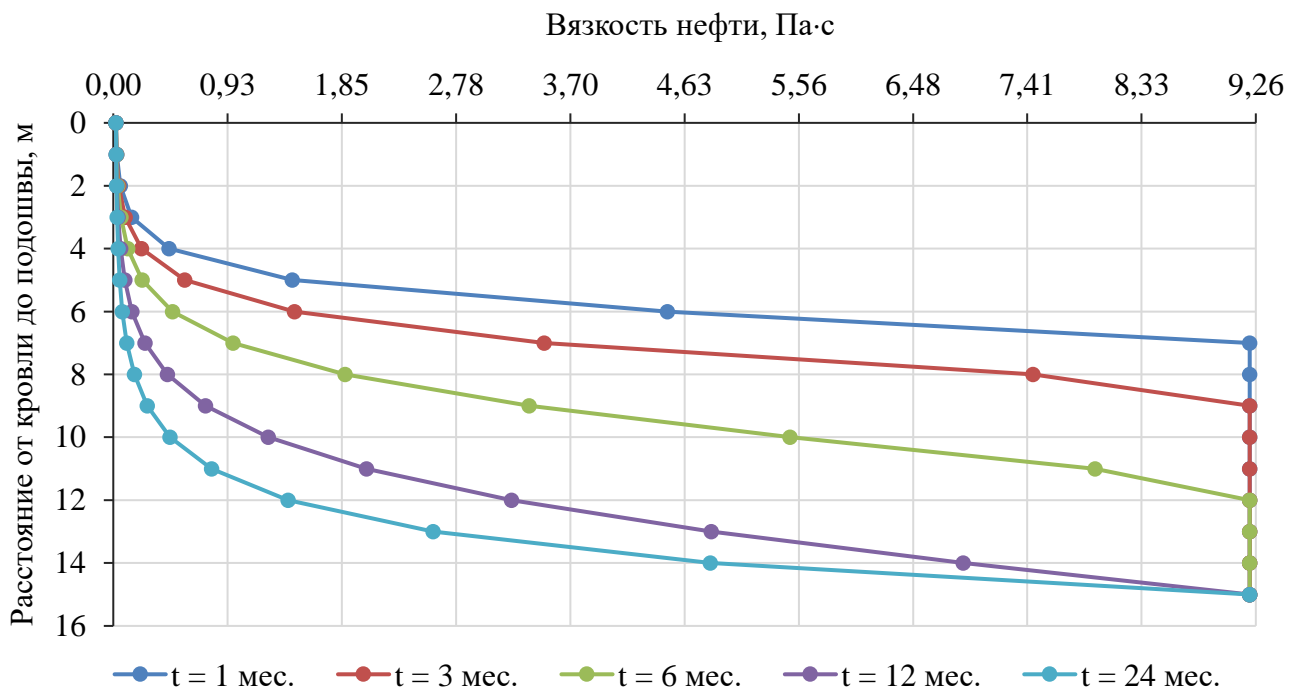


Рисунок 3.9 – Распределение расчётной вязкости нефти по толщине пласта

На Рисунке 3.10 представлено распределение температуры, полученное по формуле (3.29) при различных скоростях фильтрации за счёт гравитационных сил. Видно, что учёт конвективной составляющей существенно увеличивает температуры по толщине пласта начиная с 3 мес. постоянного прогрева, за счёт увеличения температуры формируется «паровой слой» около кровли нефтяного пласта с температурой закачиваемого теплоносителя.

Выполним расчёт температуры по толщине пласта с учётом разности давлений между кровлей и подошвой пласта: $\Delta p = 3, 6$ и 10 атм. В качестве сравнения выбраны профили температуры за $t = 6, 24$ мес., результаты представлены на Рисунке 3.11. Согласно полученным результатам расчёта температуры были вычислены средние значения температуры по толщине пласта, которые представлены в Таблице 3.1. Видно, что на начальном этапе прогрева влияние Δp не значительное, но по мере прогрева увеличивается средняя температура по толщине пласта за счёт увеличения толщины «парового слоя» на несколько метров.

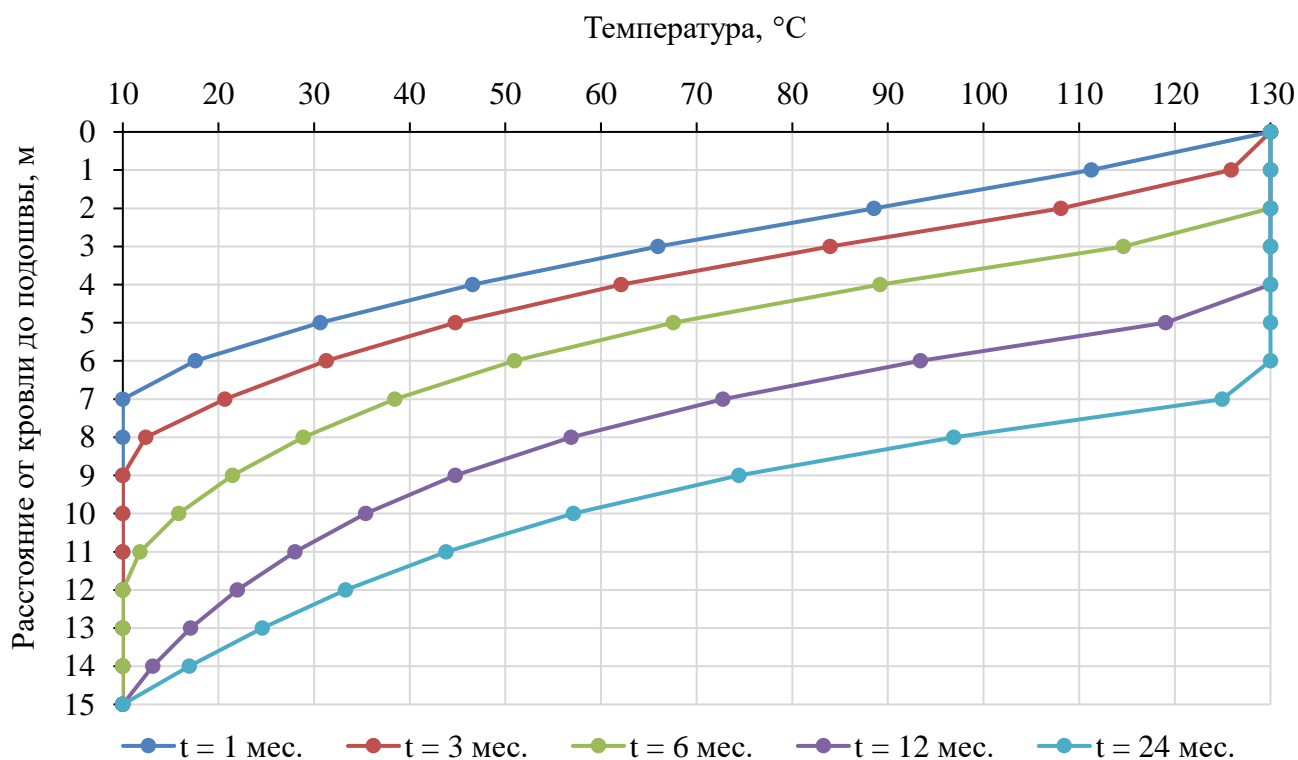


Рисунок 3.10 – Изменение температуры от кровли до подошвы пласта при прогреве с учётом конвекции за счёт гравитационных сил

Таблица 3.1 – Средние значения температуры по толщине при прогреве от кровли к подошве пласта

Параметр		Время прогрева, мес.				
		1	3	6	12	24
Температура при теплопроводном прогреве пласта, °С		35,3	39,3	46,0	57,4	66,6
Температура при безнапорном (гравитационном) режиме фильтрации, °С		36,3	43,1	54,3	72,7	87,0
Температура при напорном режиме фильтрации, °С	$\Delta p = 3$ атм.	38,5	47,9	61,2	81,4	95,3
	$\Delta p = 6$ атм.	40,2	50,6	64,6	85,7	98,8
	$\Delta p = 10$ атм.	42,1	52,6	67,6	89,7	102,0

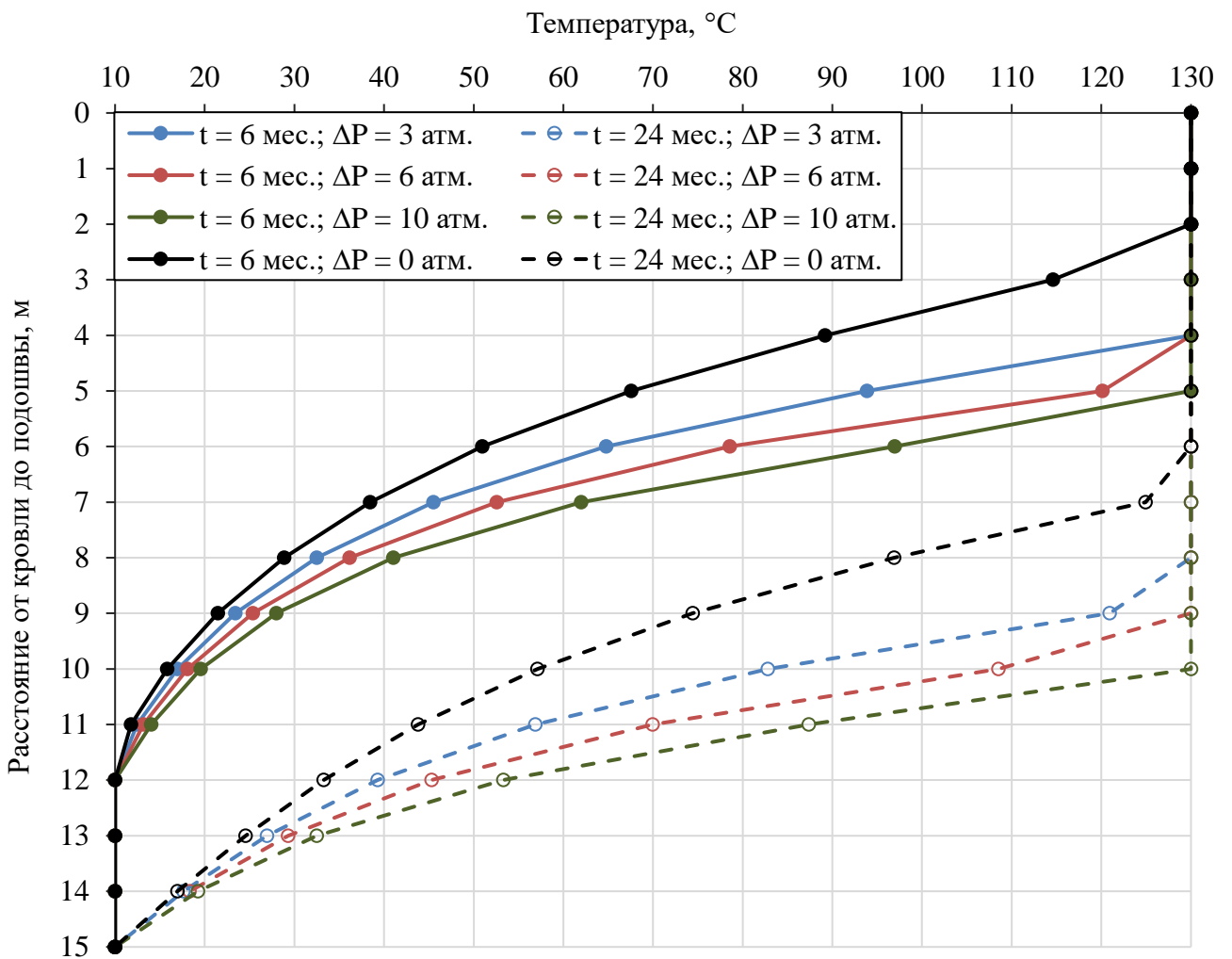


Рисунок 3.11 – Распределение температуры при напорно-гравитационном режиме прогрева пласта от кровли к подошве

При больших временах ($t \rightarrow \infty$) (3.21) принимает вид:

$$T(z, \infty) = T_{II} + \frac{T_B - T_{II}}{h} \cdot z - \frac{v_z \cdot (T_B - T_{II})}{2 \cdot a \cdot h} \cdot z \cdot (h - z). \quad (3.35)$$

На Рисунке 3.12 представлено распределение температуры при прогреве с $t \rightarrow \infty$ с учётом конвективной составляющей при разных условных скоростях фильтрации $v = 0 \div 1$ м/мес. при тех же исходных данных, представленных выше.

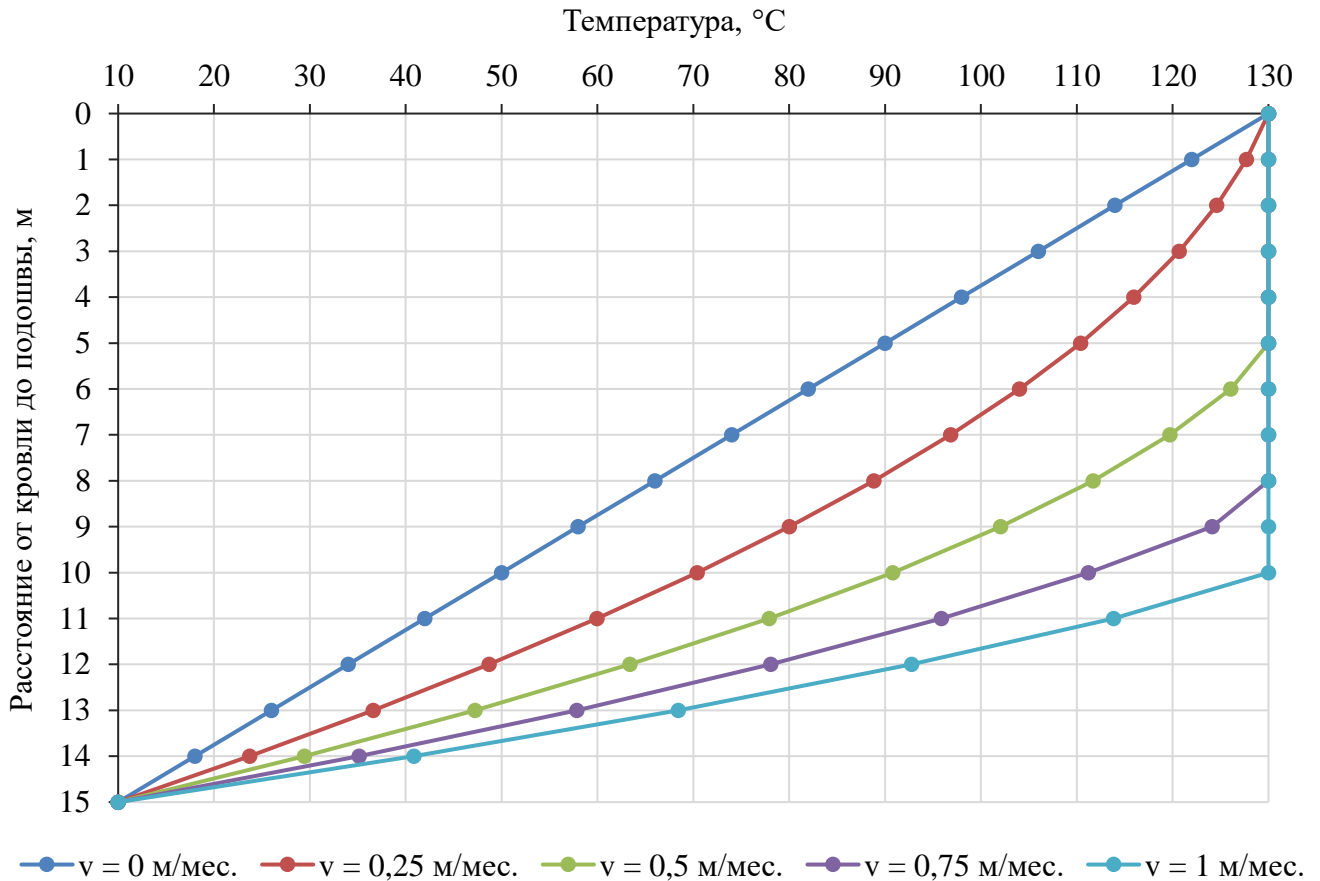


Рисунок 3.12 – Распределение температуры от кровли к подошве пласта с учётом конвективного переноса при длительном прогреве с разными скоростями фильтрации по вертикали

Согласно полученным результатам моделирования видно, что минимальная средняя скорость фильтрации при длительном прогреве пласта, при которой формируется «паровая зона» с температурой закачиваемого теплоносителя, равна около 0,35 м/мес. При данной средней скорости формируется паровая зона с T_{II} толщиной 1 м и по мере роста скорости фильтрации увеличивается.

Влияние конвекции при прогреве от кровли к подошве можно оценить по формуле (3.29). На Рисунке 3.13 представлено распределение средних температур по толщине пласта $h = 30$ м с температурой закачиваемого теплоносителя $130\text{ }^{\circ}\text{C}$ и фильтрацией жидкости при гравитационном и напорном режиме при давлении за- качки пара $1,1\text{ МПа}$ ($\Delta p = 1,0\text{ МПа}$).

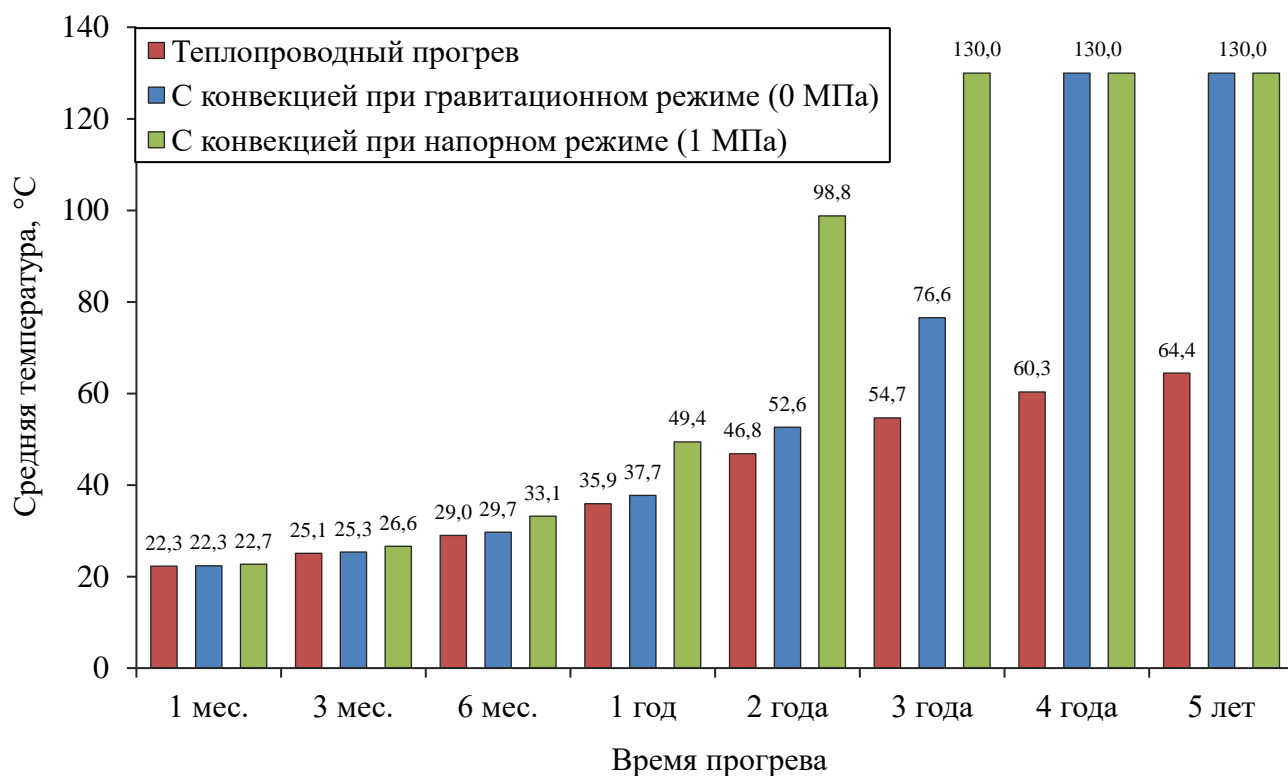


Рисунок 3.13 – Средние температуры по толщине при различных случаях прогрева от кровли к подошве нефтяного пласта

3.4 Прогноз температуры с учётом термогравитационной конвекции и потерь тепла в кровлю пласта

Динамика температуры при условии прогрева пласта в случае поступления пара в прикровельную зону с учётом термогравитационной конвекции горячей жидкости в вертикальном направлении и потерь тепла через кровлю пласта по закону Ньютона для одиночной паронагнетательной скважины будет описываться уравнением:

$$\frac{\partial T(r, z, t)}{\partial t} = a \cdot \left(\frac{\partial^2 T(r, z, t)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial T(r, z, t)}{\partial r} + \frac{\partial^2 T(r, z, t)}{\partial z^2} \right) - v_z \cdot \frac{\partial T(r, z, t)}{\partial z} - \frac{\alpha \cdot P}{c \cdot \rho \cdot S} \cdot (T(r, z, t) - T_0). \quad (3.36)$$

Количество тепла, поступающего в прикровельную зону за промежуток времени Δt согласно схеме процесса, представленного на Рисунке 3.14, будет $\alpha \cdot (T(r, z, t) - T) \cdot P \cdot \Delta z \cdot \Delta t$, где $P \cdot \Delta z$ – площадь боковой поверхности; α – коэффициент теплообмена.

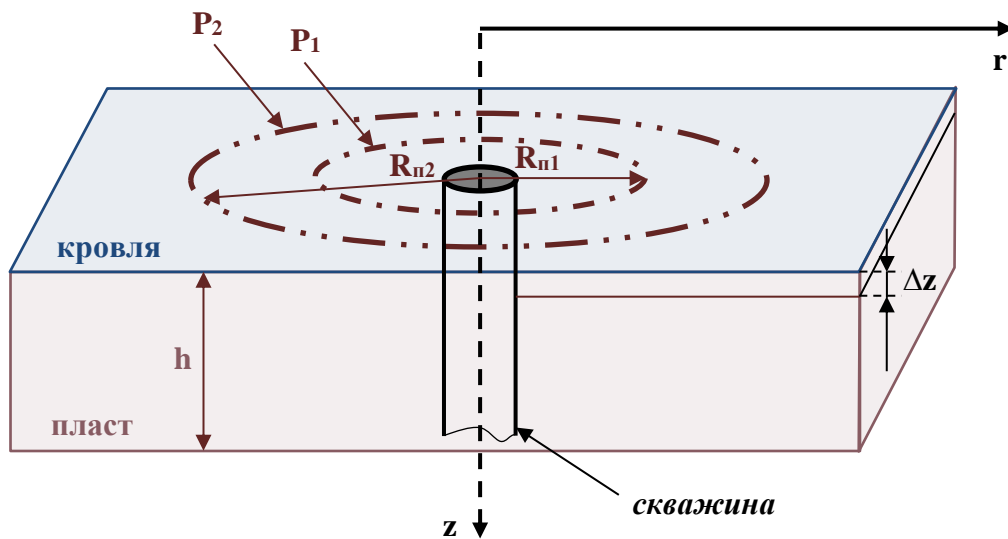


Рисунок 3.14 – Схема распространения пара в прикровельной зоне пласта

Перейдя в уравнении теплового баланса к пределу, получим уравнение (3.36). В работе [13] рассматривали задачу теплопроводности в стержне при условии теплообмена с внешней средой через боковую поверхность. Авторы отметили, что предположение постоянства температуры по любому сечению в каждый момент времени является физически менее оправданным, так как в этом случае вблизи контура сечения температура должна меняться довольно резко. Тем не менее, с учётом данного допущения параметр теплопотерь можно использовать для прогноза распределения температуры.

Уравнение распределения температуры (3.17) с оценочными теплопотерями в кровлю можно записать в виде:

$$\frac{\partial T(z, t)}{\partial t} = a \cdot \frac{\partial^2 T(z, t)}{\partial z^2} - v_z \cdot \frac{\partial T(z, t)}{\partial z} - \frac{\alpha \cdot P}{c \cdot \rho \cdot S} \cdot (T(z, t) - T_0), \quad (3.37)$$

при граничных условиях

$$T_{z=0} = T_{II}; \quad T_{z=h} = T_B, \quad (3.38)$$

и начальном условии

$$T_{t=0} = T_0, \quad (3.39)$$

где $T = T(z, t)$ – переменная температура, °С; T_{II} , T_B , T_0 – температура в зоне пара, в водонасыщенном горизонте и начальная температура соответственно, °С; v_z – вертикальная скорость фильтрации, м/с; α – коэффициент теплоотдачи между паровой зоной и кровлей пласта, Дж/(с·м²·°С); $a = \lambda/(c \cdot \rho)$ – коэффициент температуропроводности пласта, м²/с; c – коэффициент теплоёмкости горной породы, Дж/(кг·°С); ρ – плотность породы, кг/м³; λ – коэффициент теплопроводности горной породы, Дж/(с·м·°С); S и P – соответственно площадь и периметр паровой зоны, м² и м [34].

Обозначим $\beta = \frac{\alpha \cdot P}{c \cdot \rho \cdot S}$. Сделаем подстановку в уравнении (3.37)

$T(z, t) - T_0 = Z(z, t) = Z$. Откуда

$$T(z, t) = Z + T_0. \quad (3.40)$$

Сделаем подстановку (3.39) в уравнение (3.37). Учитывая известные свойства производных, уравнение (3.37) примет вид:

$$\frac{\partial Z}{\partial t} = a \cdot \frac{\partial^2 Z}{\partial z^2} - v \cdot \frac{\partial Z}{\partial z} - \beta \cdot Z. \quad (3.41)$$

Пересчитаем краевые условия (3.38):

$$T_{II} = Z_{z=0} + T_0; \quad T_B = Z_{z=h} + T_0 \quad (3.42)$$

Учитывая, что температура водоносного горизонта практически всегда равна начальной температуре пласта, то последнее равенство примет вид $T_B = Z_{z=h} + T_B$.

При $t = 0$: $T_0 = Z_{t=0} + T$.

Для уравнения (3.41) получим следующие граничные условия:

$$Z_{z=0} = T_{II} - T_0 = \Delta T_{II}; Z_{z=h} = 0. \quad (3.43)$$

Начальное условие:

$$Z_{t=0} = 0. \quad (3.44)$$

Задачу (3.41)-(3.44) будем решать методом Бубнова-Галеркина [33, 78]:

$$Z(z, t) = \varphi_0(z) + \sum_{i=1}^n B_i(t) \cdot \varphi_i(z), \quad (3.45)$$

где $\varphi_0(z)$ удовлетворяет граничным условиям (3.43);

$\varphi_i(z)$ – линейно независимые функции, удовлетворяющие нулевым граничным условиям.

В данном случае за функцию $\varphi_0(z)$ можно принять $\varphi_0(z) = \frac{h-z}{h} \cdot \Delta T_{II}$. Она удовлетворяет условиям (3.43). За $\varphi_i(z)$ можно рассмотреть функции $\varphi_i(z) = z \cdot (h-z)^i$. Ограничиваясь первым приближением, решение уравнения (3.41) будем искать в виде:

$$Z_1(z, t) = \frac{h-z}{h} \cdot \Delta T_{II} + B_1(t) \cdot z \cdot (h-z). \quad (3.46)$$

Решение (3.46) удовлетворяет граничным условиям (3.43) задачи, но не удовлетворяет уравнению. В этом случае говорят, что появляется «невязка» – разность между точным и приближенным решениями внутри отрезка $[0; h]$.

Необходимо найти эту «невязку», а также минимизировать её. «Невязка» находится подстановкой (3.46) в уравнение (3.41):

$$\begin{aligned} L(z, t, B_1(t)) &= \frac{\partial Z_1}{\partial t} - a \cdot \frac{\partial^2 Z_1}{\partial z^2} + v_z \cdot \frac{\partial Z_1}{\partial z} + \beta \cdot Z_1 = z \cdot (h-z) \cdot B_1'(t) - \\ &- a \cdot (-2 \cdot B_1(t)) + v_z \cdot \left(\frac{\Delta T_{II}}{h} + B_1(t) \cdot (h-2 \cdot z) \right) + \beta \cdot \left(\frac{h-z}{h} \cdot \Delta T_{II} + \right. \\ &+ B_1(t) \cdot z \cdot (h-z) \left. \right) = z \cdot (h-z) \cdot B_1'(t) + (2 \cdot a + v_z \cdot (h-2 \cdot z) + \\ &+ \beta \cdot z \cdot (h-z)) \cdot B_1(t) + \left(\frac{v_z}{h} + \beta - \beta \cdot \frac{z}{h} \right) \cdot \Delta T_{II}. \end{aligned} \quad (3.47)$$

Минимизация «невязки» $L(z, t, B_1(t))$ будет при условии выполнения условия:

$$\int_0^h L(z, t, B_1(t)) \cdot z \cdot (h - z) dz = 0. \quad (3.48)$$

В нашем случае:

$$\begin{aligned} & B_1'(t) \cdot \int_0^h z^2 \cdot (h - z)^2 dz + \\ & + B_1(t) \cdot \int_0^h \left(2 \cdot a + v_z \cdot (h - 2 \cdot z) + \beta \cdot z \cdot (h - z) \right) \cdot z \cdot (h - z) dz + \\ & + \left(\frac{v_z}{h} + \beta \right) \cdot \Delta T_{II} \cdot \int_0^h z \cdot (h - z) dz - \frac{\beta}{h} \cdot \Delta T_{II} \cdot \int_0^h z^2 \cdot (h - z) dz = 0. \end{aligned} \quad (3.49)$$

После вычисления интегралов (3.49) примет вид:

$$B_1'(t) + 10 \cdot \left(\frac{a}{h^2} + \beta \right) \cdot B_1(t) = - \frac{5}{h^2} \cdot \left(\frac{v_z}{h} + \frac{\beta}{2} \right) \cdot \Delta T_{II}. \quad (3.50)$$

Получено линейное дифференциальное уравнение первого порядка относительно $B_1(t)$. Необходимо минимизировать начальное условие (3.44):

$$\begin{aligned} L(z, B_1(0)) = Z(t=0) - Z_1(t=0) &= 0 - \frac{h-z}{h} \cdot \Delta T_{II} - B_1(0) \cdot z \cdot (h-z); \\ \int_0^h L(z, t, B_1(t)) \cdot z \cdot (h-z) dz &= - \frac{\Delta T_{II}}{h} \cdot \int_0^h (h-z)^2 \cdot z dz - \\ & - B_1(0) \cdot \int_0^h z^2 \cdot (h-z)^2 dz = 0, \end{aligned} \quad (3.51)$$

откуда
$$B_1(0) = - \frac{5 \cdot \Delta T_{II}}{2 \cdot h^2}.$$

Решая уравнения (3.50) при условии (3.51), получим:

$$B_1(t) = \left(\frac{5 \cdot \Delta T_{II}}{h} - \frac{v_z \cdot h - a}{10 \cdot a + 5 \cdot \beta \cdot h^2} \right) \cdot \exp \left(- \left(\frac{10 \cdot a}{h^2} + 10 \cdot \beta \right) \cdot t \right) - \quad (3.52)$$

$$\frac{5 \cdot \left(\frac{v_z}{h} + \frac{\beta}{2} \right) \cdot \Delta T_{II}}{h^2 \cdot \left(\frac{10 \cdot a}{h^2} + 10 \cdot \beta \right)}$$

Решение поставленной задачи согласно (3.45) и подстановки (3.40) будет:

$$T_1(z, t) = T_0 + \frac{h-z}{h} \cdot \Delta T_{II} - \left(\left(\frac{5 \cdot \Delta T_{II}}{h^2} - \frac{v_z \cdot h - a}{10 \cdot a + 5 \cdot \beta \cdot h^2} \right) \cdot \exp \left(- \left(\frac{10 \cdot a}{h^2} + 10 \cdot \beta \right) \cdot t \right) - \frac{5 \cdot \left(\frac{v_z}{h} + \frac{\beta}{2} \right) \cdot \Delta T_{II}}{h^2 \cdot \left(\frac{10 \cdot a}{h^2} + 10 \cdot \beta \right)} \right) \cdot z \cdot (h-z). \quad (3.53)$$

Как отмечалось выше, при закачке пара с поверхности, в прикровельной зоне образуется паровая зона. Паровую зону, образующуюся в зоне нагнетательной скважины, будем моделировать в виде круга увеличивающегося радиуса. Радиус паровой зоны, согласно исследованиям Малофеева Г. Е. [37], можно определить по формуле:

$$R_{II} = \sqrt{\frac{q_{II} \cdot c_{II} \cdot \rho_{II} \cdot t}{\pi \cdot c_{СК} \cdot \rho_{СК} \cdot h_{II}}}, \quad (3.54)$$

где q_{II} – объёмный расход пара, м³/мес.;

$c_{II} \cdot \rho_{II}$ – объёмная теплоёмкость пара, кДж/(м³·°С);

$c_{СК} \cdot \rho_{СК}$ – объёмная теплоёмкость скелета горной породы, кДж/(м³·°С);

h_{II} – толщина парового слоя, м;

t – время теплового воздействия, мес.

Коэффициент $\beta = \frac{\alpha \cdot P}{c \cdot \rho \cdot S}$ в (3.37), характеризующий теплопотери в кровлю

пласта, непосредственно связан с радиусом паровой зоны R_{II} :

$$\beta = \frac{\alpha \cdot P}{c \cdot \rho \cdot S} = \frac{\alpha}{c \cdot \rho \cdot S/P} = \frac{\alpha}{c \cdot \rho \cdot (\pi \cdot R_{II}^2)/(2 \cdot \pi \cdot R_{II})} = \frac{\alpha}{c \cdot \rho \cdot R_{II}/2}. \quad (3.55)$$

Из (3.55) видно, что для определения β необходимо предварительно найти R_{II} . Для пластов Ярегского месторождения [32] плотность скелета горных пород ρ

$= \rho_{СК} = 2400 \text{ кг/м}^3$, удельная теплоёмкость пород $c = c_{СК} = 879 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}$, коэффициент теплоотдачи α для пласта с $h = 10 \text{ м}$ равен $\alpha = 0,35 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{°C)} = 0,35 \text{ Дж/(с}\cdot\text{м}^2\cdot\text{°C)}$ [64]. Подставив числовые значения в (3.47), получим:

$$\beta = \frac{0,35 \cdot 10^4}{2,78 \cdot 879 \cdot 2400 \cdot R_{II}/2} = \frac{0,35 \cdot 10^4 \cdot 24 \cdot 30}{2,78 \cdot 879 \cdot 2400 \cdot R_{II}/2} = \frac{0,43}{R_{II}/2} = \frac{0,86}{R_{II}}. \quad (3.56)$$

Для определения β необходимо найти радиус паровой зоны по формуле (3.54), приняв $c_{II} \cdot \rho_{II} = 4,2 \text{ кДж/(м}^3\cdot\text{°C)}$ и $c_{СК} \cdot \rho_{СК} = 0,8 \text{ кДж/(м}^3\cdot\text{°C)}$, получим:

$$R_{II} = \sqrt{\frac{1,672 \cdot q_{II} \cdot t}{h_{II}}}. \quad (3.57)$$

В качестве исходных данных для расчёта температуры по (3.53) примем: $h = 10 \text{ м}$; коэффициент температуропроводности $a = 2,45 \text{ м}^2/\text{мес.}$; температура закачки теплоносителя $T_{II} = 130 \text{ °C}$; начальная температура пласта равна $T_0 = 10 \text{ °C}$; средняя проницаемость однородного пласта – $k = 3,074 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Скорость вертикальной фильтрации с учётом давления закачки $0,5 \text{ МПа}$ (5 атм.) вычислялась согласно полученным температурам при теплопроводном прогреве по формуле (3.25). Согласно результатам геофизических исследований паронагнетательных скважин h_{II} при подземно-поверхностном способе разработки при толщине пласта 10 м в среднем составляет 3 м , при средней приёмистости теплоносителя $q_{II} = 45 \text{ тыс. м}^3/\text{мес.}$ На Рисунке 3.15 представлена динамика изменения радиуса паровой зоны при $q_{II} = \text{const}$ и $h_{II} = \text{const}$. В результате вычислений получена зависимость температуры по толщине нефтяного пласта при теплопроводном прогреве, а также при прогреве с учётом конвекции и теплопотерь в кровлю (Рисунок 3.16).

Для сопоставления фактического (зарегистрированного в результате исследования) профиля температуры паронагнетательной скважины с расчётными температурами для условий скважины № 30 НШ-3 от 27.07.2020 используются следующие исходные данные: $T_{II} = 108,4 \text{ °C}$, $T_B = T_0 = 10 \text{ °C}$, $h = 23 \text{ м}$, $k = 3 \text{ мкм}^2$, $\Delta p = 0,11 \text{ МПа}$, $t = 20 \text{ мес.}$ (время с начала ввода в паронагнетание), $h_{II} = 6,91 \text{ м}$, $q_{II} = 31,26 \text{ тыс. м}^3/\text{мес.}$, $a = 2,45 \text{ м}^2/\text{мес.}$ Также выполнен прогноз температуры при

увеличении времени паротеплового воздействия до $t = 32$ мес. (через 1 год при той же репрессии) и увеличения Δp до 1,21 МПа (Рисунок 3.15).

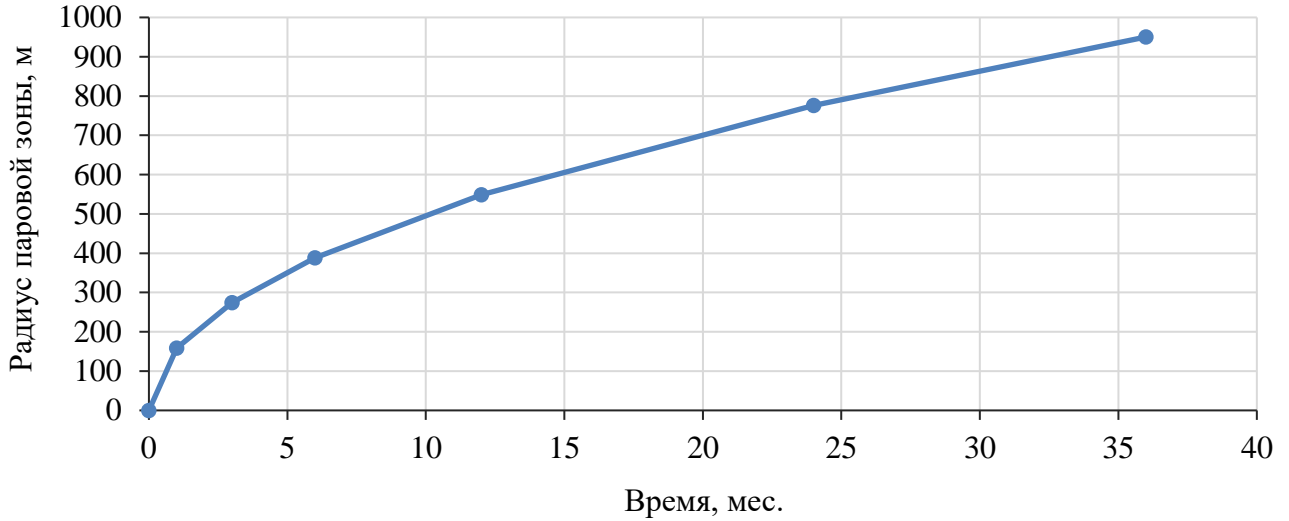


Рисунок 3.15 – Распределение радиуса паровой зоны для оценки температуры с учётом термогравитационной конвекции и теплопотерь в кровлю пласта

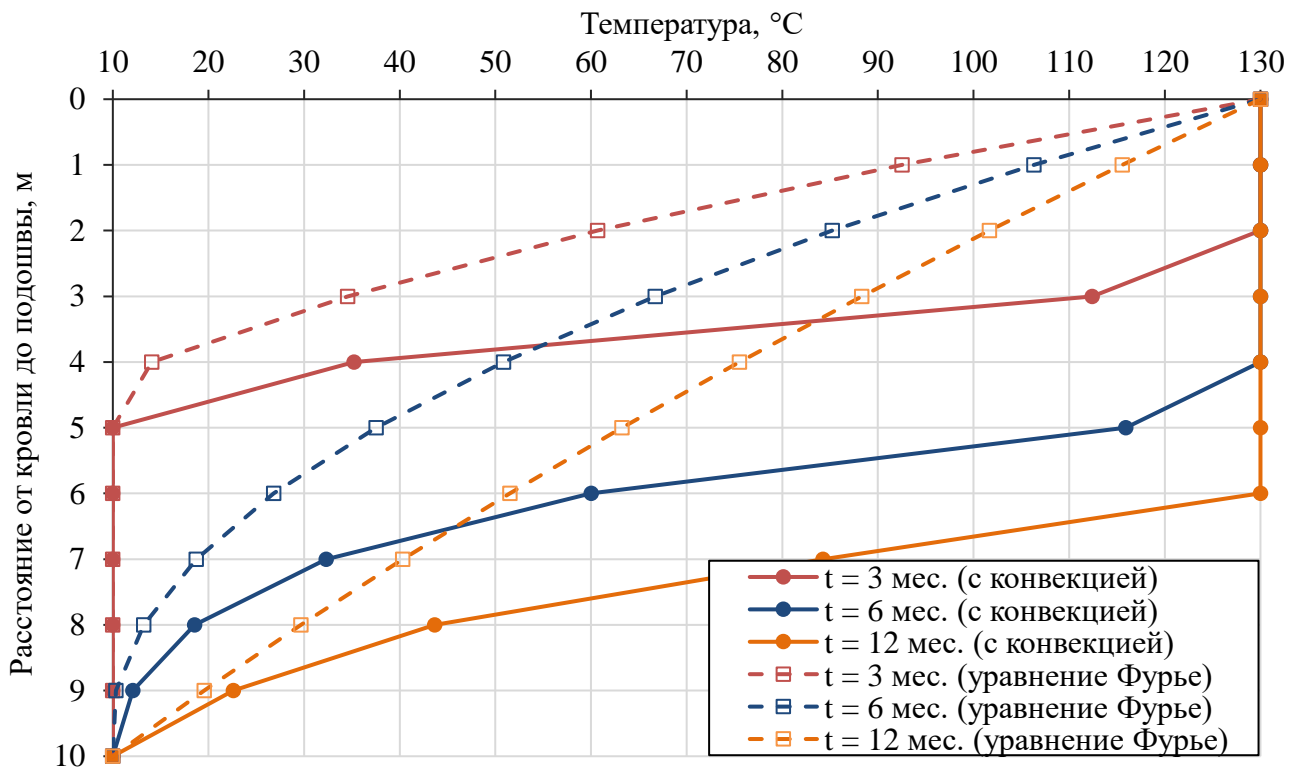


Рисунок 3.16 – Распределение температур при теплопроводном прогреве и прогреве с учётом конвекции при наличии теплопотерь в кровлю пласта

Из результатов расчёта температуры в призабойной зоне пласта паронагнетательной скважины № 30 НШ-3 видно, что расчётная кривая температура хорошо согласуется с фактическим профилем температуры, зарегистрированным после 20 мес. закачки пара. При увеличении времени паротеплового воздействия ещё на 1 год паровая зона около кровли пласта увеличится на 2 м (с 6 до 8 м). Увеличение создаваемой репрессии с 0,11 до 1,21 МПа при тех же условиях через 1 год позволило бы увеличить толщину парового слоя на 50 % (с 8 до 12 м). То есть, увеличение использование формулы (3.44) позволяет прогнозировать охват паротепловым воздействием после увеличения давления закачки пара. Согласно расчётному температурному профилю без учёта теплопотерь β можно отметить, что из-за наличия времени теплового воздействия t в формуле (3.57) происходит постепенный рост погрешности получаемой толщины парового слоя, которая по сравнению с расчётной температурой с учётом β закономерно увеличивается.

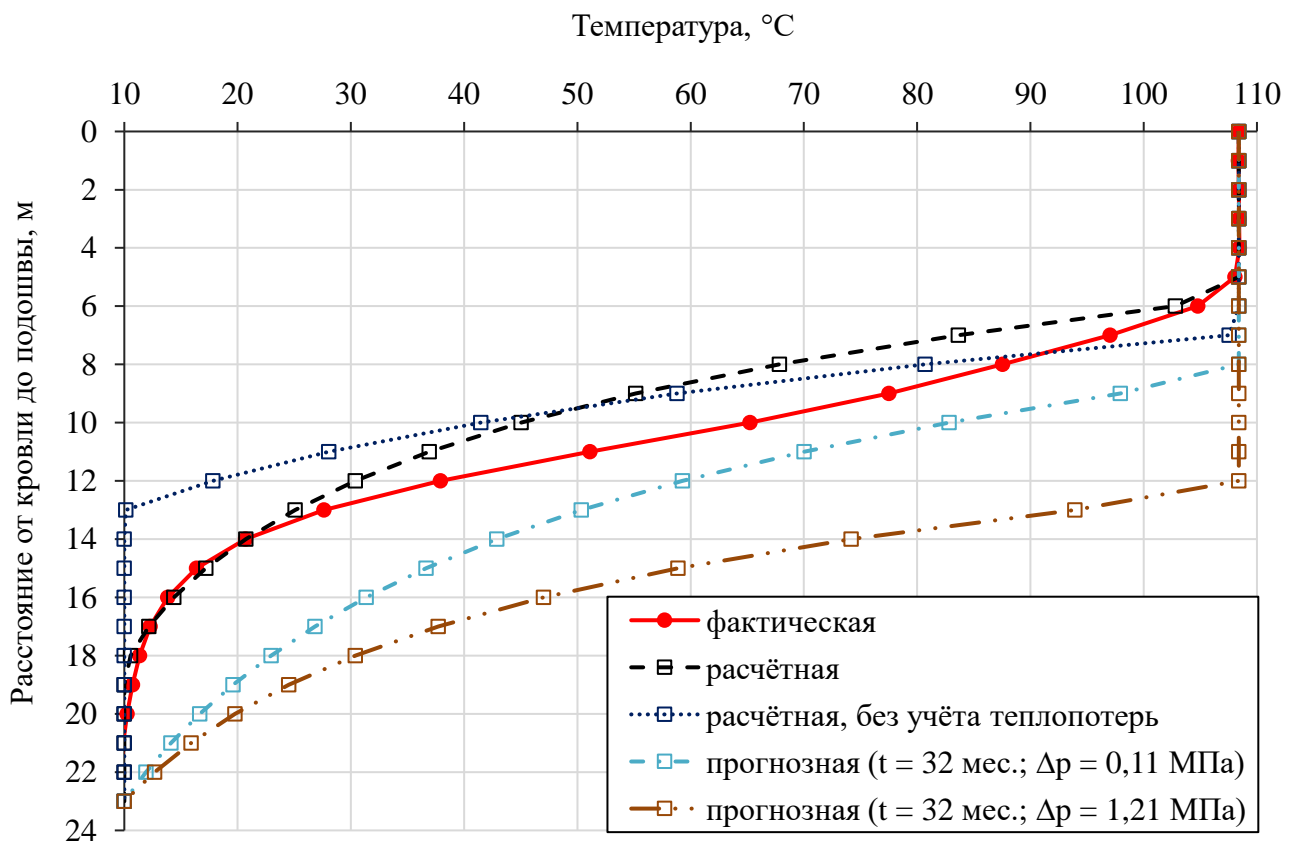


Рисунок 3.17 – Фактическое, расчётное и прогнозное распределение температуры при прогреве в направлении от кровли к подошве пласта в скважине № 30 НШ-3

К недостаткам расчётной формулы (3.53) и предложенной математической модели (3.37) можно отнести изменение граничных условий (3.38) при длительных закачках теплоносителя, оценочные теплотери в кровлю по радиусу паровой зоны, а также отсутствие возможности учёта анизотропии по вертикали (непроницаемых глинистых пропластков по толщине пласта). В качестве примера рассмотрим следующие исходные данные по скважине № 14 НШ-1: $T_{II} = 108,6$ °С, $T_B = T_0 = 10$ °С, $h = 30$ м, $k = 3$ мкм², $\Delta p = 0,12$ МПа, $t = 77,2$ мес., $h_{II} = 9$ м, $q_{II} = 12,06$ тыс. м³/мес., $a = 2,45$ м²/мес. Для прогноза температуры при увеличении времени паротеплового воздействия взят промежуток до $t = 120$ мес. (через 3,5 года при той же репрессии), а также с увеличением Δp до 1,21 МПа.

В результате расчётов, представленных на Рисунке 3.18, видно, что расчётный профиль температуры отражает только толщину парового слоя – 14 м, а снижение температуры (с 14 до 30 м) имеет существенное расхождение. Следовательно, температура в подошве пласта может быть выше 10 °С, но подтвердить это не удалось из-за засыпанного песком интервала фильтра скважины с 20 до 30 м на момент проведения исследования скважины № 14 НШ-1. При низких репрессиях и длительных периодах закачки пара увеличение коэффициента охвата паротепловым воздействием толщины пласта становится явной проблемой – паровая зона за 3,5 года увеличилась всего на 1 м. С ростом репрессии до 1,21 МПа толщина парового слоя в интервале пласта увеличивается на 7 м (с 13 до 20 м).

Стоит отметить, что при анализе применения формулы (3.53) для расчёта температуры прогрева пласта от кровли к подошве не учитывается ряд факторов: рост температуры за счёт повышения давления закачки пара (создаваемой репрессии), увеличение коэффициента теплового расширения ярегской нефти при нагреве и другие. Несмотря на указанные допущения, автором разработана простая формула для оценки и прогноза температуры в призабойной зоне паронагнетательной скважины при паротепловом воздействии, определяющим фактором которого является термогравитационная конвекция в направлении от кровли к подошве пласта.

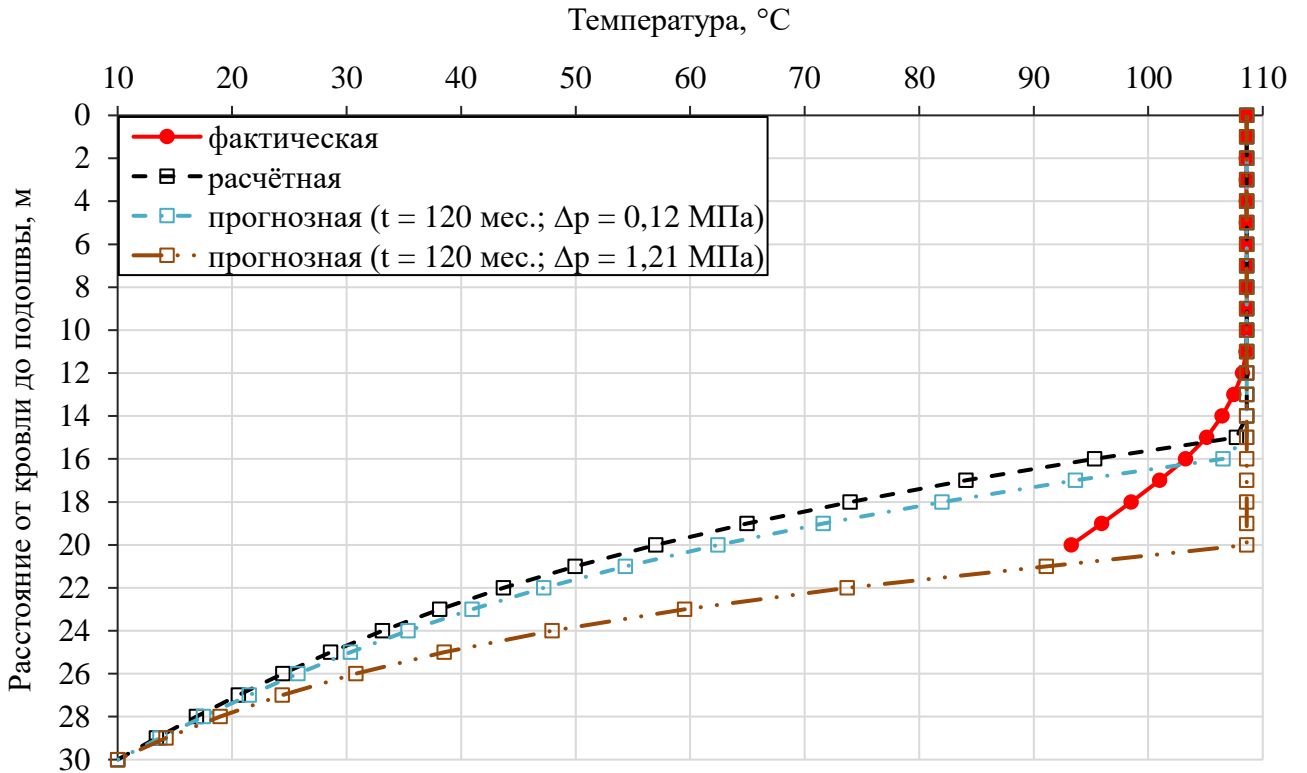


Рисунок 3.18 – Фактическое, расчётное и прогнозное распределение температуры при прогреве в направлении от кровли к подошве пласта в скважине № 14 НШ-1

3.5 Средние температуры по толщине пласта для слоисто-неоднородного пласта

Приведённые выше расчёты предполагают распределение температуры при прогреве теплоносителем от кровли к подошве для однородного коллектора. Рассмотрим случай распределения средней температуры по толщине каждого пропластка в слоисто-неоднородном пласте с разными фильтрационными свойствами.

Формулу (3.29) можно записать в виде:

$$T(z, t) = T_{II} + \frac{T_B - T_{II}}{h} \cdot z + (T_B - T_{II}) \cdot \left[\bar{C} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot z \cdot (h - z), \quad (3.58)$$

где

$$\bar{C} = \frac{5}{h^2} \cdot \frac{T_0 - T_{II}}{T_B - T_{II}} + \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} - \frac{5}{2 \cdot h^2}. \quad (3.59)$$

Переходим к безразмерному виду распределения температуры:

$$\theta(z, t) = \frac{T - T_{II}}{T_B - T_{II}} = \frac{z}{h} + \left[\bar{C} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot z \cdot (h - z). \quad (3.60)$$

Найдём среднюю безразмерную температуру по толщине пласта:

$$\begin{aligned} \bar{\theta}_h(t) &= \frac{1}{h} \cdot \int_0^h \theta(z, t) dz = \frac{1}{h} \cdot \left(\frac{1}{h} \cdot \int_0^h z dz + \left[\bar{C} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \right. \right. \\ &\quad \left. \left. - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \int_0^h (h \cdot z - z^2) dz \right) = \frac{1}{2} + \left[\bar{C} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \frac{h^2}{6}. \end{aligned} \quad (3.61)$$

Формула безразмерной температуры (3.61) с учётом (3.59) примет вид:

$$\begin{aligned} \bar{\theta}_h(t) &= \frac{1}{2} + \left[\left(\frac{5}{h^2} \cdot \frac{T_0 - T_{II}}{T_B - T_{II}} + \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} - \frac{5}{2 \cdot h^2} \right) \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \right. \\ &\quad \left. - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \frac{h^2}{6}. \end{aligned} \quad (3.62)$$

Если в (3.62) принять $T_0 = T_B$ (начальная температура пласта равна температуре в водонефтяном контакте), то:

$$\bar{\theta}_h(t) = \frac{1}{2} + \left[\left(\frac{5}{2 \cdot h^2} + \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right) \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \frac{h^2}{6}. \quad (3.63)$$

При больших t ($t \rightarrow \infty$) средняя безразмерная температура по толщине h :

$$\bar{\theta}_{t \rightarrow \infty}(h) = \frac{1}{2} - \frac{v_z \cdot h}{12 \cdot a}. \quad (3.64)$$

При $v = 0$ – только теплопроводный прогрев пласта:

$$\bar{\theta}_{v=0}(t) = \frac{1}{2} + \frac{5}{2 \cdot h^2} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) \cdot \frac{h^2}{6} = \frac{1}{2} + \frac{5}{12} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right). \quad (3.65)$$

Рассмотрим формулу для неоднородного пласта, состоящего из трёх пропластков (слоёв) одинаковой толщины. Так, формула средней температуры в первом слое имеет следующий вид:

$$\begin{aligned}
\bar{T}_1(z, t) &= \frac{1}{h} \cdot \int_0^3 T(z, t) dz = \frac{3}{h} \cdot \int_0^{h/3} \left(T_{II} + \frac{T_B - T_{II}}{h} \cdot z + (T_B - T) \cdot \right. \\
&\quad \left. \cdot \left[\bar{C} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot z \cdot (h - z) \right) dz = \frac{3}{h} \cdot \left(T_{II} \cdot \frac{h}{3} + \right. \\
&\quad \left. + \frac{T_B - T_{II}}{18} \cdot h + (T_B - T_{II}) \cdot \left[\bar{C} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \frac{7 \cdot h^3}{162} \right) = \\
&= T_{II} + \frac{T_B - T_{II}}{6} + (T_B - T_{II}) \cdot \left[\bar{C} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \frac{7 \cdot h^2}{54}.
\end{aligned} \tag{3.66}$$

Средняя безразмерная температура в 1-ом слое:

$$\frac{\bar{T}_1 - T_{II}}{T_B - T_{II}} = \bar{\theta}_1 = \frac{1}{6} + \left[\bar{C} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \frac{7 \cdot h^2}{54}, \tag{3.67}$$

если принять $T_0 = T_B$, то \bar{C} :

$$\bar{C} = \frac{5}{h^2} + \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} - \frac{5}{2 \cdot h^2} = \frac{5}{2 \cdot h^2} + \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h}. \tag{3.68}$$

Тогда формула (3.67) примет вид:

$$\bar{\theta}_{1h}(t) = \frac{1}{6} + \left[\left(\frac{5}{2 \cdot h^2} + \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right) \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \frac{7 \cdot h^2}{54}. \tag{3.69}$$

Частный случай:

а) при $t \rightarrow \infty$:

$$\bar{\theta}_{t \rightarrow \infty} = \frac{1}{6} - \frac{7 \cdot v_z \cdot h^2}{108 \cdot a}; \tag{3.70}$$

б) при $v_z = 0$:

$$\bar{\theta}_{v=0}(t) = \frac{1}{6} + \frac{35}{108} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right); \tag{3.71}$$

Для второго пропластка (слоя) формула средней температуры имеет следующий вид:

$$\begin{aligned}
\bar{T}_2(z, t) &= \frac{1}{\frac{2}{3} \cdot h - \frac{1}{3} \cdot h} \cdot \int_{\frac{h}{3}}^{\frac{2h}{3}} T(z, t) dz = \frac{3}{h} \cdot \int_{\frac{h}{3}}^{\frac{2h}{3}} T(z, t) dz = \\
&= \frac{3}{h} \cdot \int_{\frac{h}{3}}^{\frac{2h}{3}} \left(T_{II} + \frac{T_B - T_{II}}{h} \cdot z + (T_B - T) \cdot \left[\bar{C} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \right. \\
&\quad \left. \cdot z \cdot (h - z) \right) dz = T_{II} + \frac{T_B - T_{II}}{2} + (T_B - T) \cdot \left[\bar{C} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \right. \\
&\quad \left. - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \frac{13 \cdot h^2}{54}.
\end{aligned} \tag{3.72}$$

Средняя безразмерная температура для второго слоя:

$$\begin{aligned}
\frac{\bar{T}_2 - T_{II}}{T_B - T_{II}} = \bar{\theta}_2 &= \frac{1}{2} + \left[\bar{C} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \frac{13 \cdot h^2}{54} = \\
&= \frac{1}{2} + \left[\left(\frac{5}{h^2} + \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right) \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \frac{13 \cdot h^2}{54}.
\end{aligned} \tag{3.73}$$

Средняя температура в третьем слое пласта:

$$\begin{aligned}
\bar{T}_3(z, t) &= \frac{1}{h - \frac{2}{3} \cdot h} \cdot \int_{\frac{2h}{3}}^h T(z, t) dz = \frac{3}{h} \cdot \int_{\frac{2h}{3}}^h T(z, t) dz = \\
&= \frac{3}{h} \cdot \int_{\frac{2h}{3}}^h \left(T_{II} + \frac{T_B - T_{II}}{h} \cdot z + (T_B - T) \cdot \left[\bar{C} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \right. \\
&\quad \left. \cdot z \cdot (h - z) \right) dz = T_{II} + \frac{5 \cdot (T_B - T_{II})}{6} + (T_B - T) \cdot \left[\bar{C} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \right. \\
&\quad \left. - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \frac{7 \cdot h^2}{54}.
\end{aligned} \tag{3.74}$$

В безразмерном виде средняя температура в третьем слое примет вид:

$$\begin{aligned}
\frac{\bar{T}_3 - T_{II}}{T_B - T_{II}} = \bar{\theta}_3 &= \frac{5}{6} + \left[\bar{C} \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \frac{13 \cdot h^2}{54} = \\
&= \frac{5}{6} + \left[\left(\frac{5}{h^2} + \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right) \cdot \exp\left(-\frac{10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot \frac{13 \cdot h^2}{54}.
\end{aligned} \tag{3.75}$$

Для расчёта средней температуры по слоям пласта (формулы (3.66), (3.72), (3.74)) примем следующие исходные данные: общая толщина пласта – $h = 30$ м (каждый пропласток (слой) имеет толщину 10 м); время постоянного прогрева – $t = 5$ лет; коэффициент температуропроводности – $a = 2,45$ м²/мес.; начальная температура пласта и температура в водоносном горизонте – $T_0 = T_B = 10$ °С; температура закачиваемого теплоносителя (пара) на забое скважины – $T_{II} = 130$ °С; перепад при напорном режиме фильтрации – $\Delta p = 1$ МПа. Скорость фильтрации по формуле (3.33) вычисляется исходя из проницаемости в каждом пропластке – $k_1 = 3$ мкм²; $k_2 = 2,5$ мкм²; $k_3 = 1$ мкм². Аналогично ранее выполненным расчётам вязкость нефти вычислялась согласно полученным температурам при теплопроводном прогреве по формуле (3.34). На Рисунке 3.19 представлено распределение средних температур в каждом пропластке неоднородного пласта.

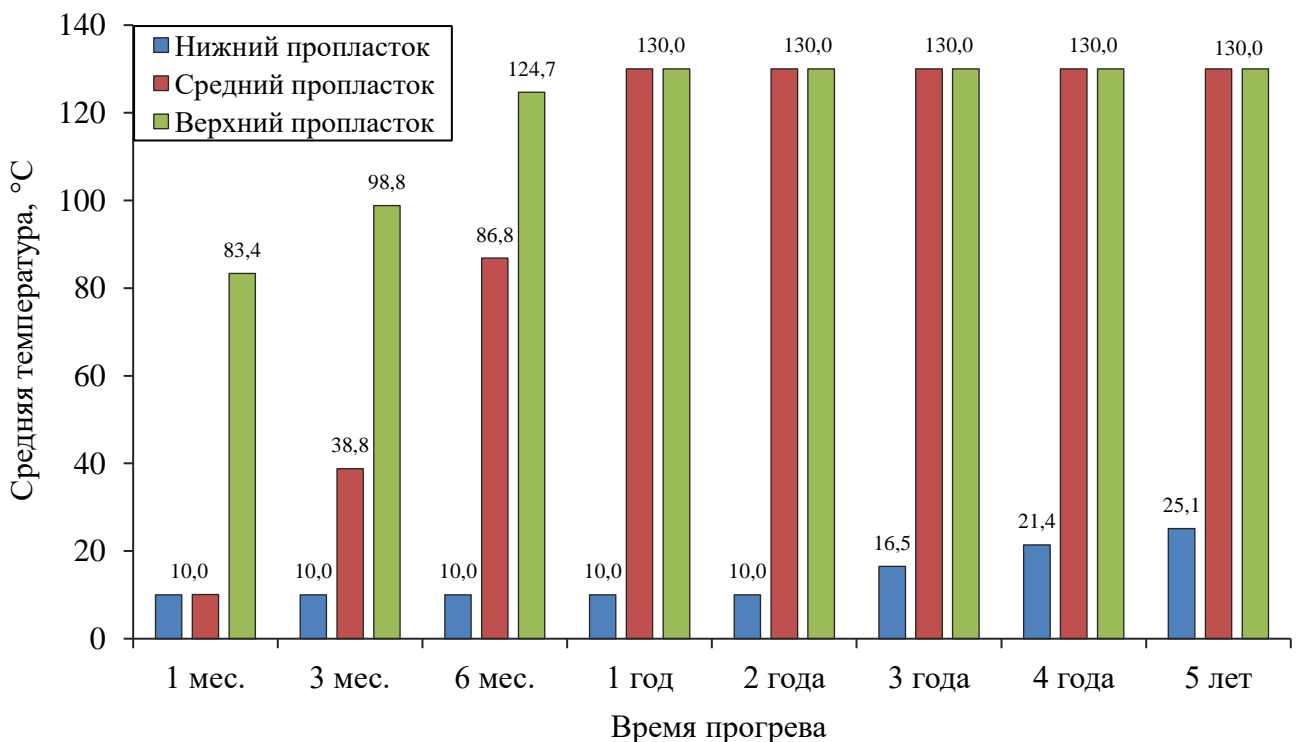


Рисунок 3.19 – Средняя температура в пропластках (слоях) слоисто-неоднородного пласта

3.6 Прогрев пласта через систему параллельных трещин

Как известно [67, 68], нефтяной пласт в пределах Ярегской площади Ярегского месторождения разбит трещинами, расположенными в среднем через 20-25 м. Угол падения данных составляет 60-90°, а раскрытость достигает нескольких сантиметров [32, 68]. Целью моделирования является определение динамики температуры внутри пористого блока при прогреве через параллельные трещины с учётом особенностей закачки теплоносителя при разработке подземно-поверхностным методом.

Если считать блок пласта однородным по проницаемости и теплофизическим свойствам слагаемых горных пород, то профиль температуры в первый момент времени прогрева будет T_1 , при увеличении времени прогрева – T_2 (Рисунок 3.20). То есть, в любой момент времени профиль температуры будет симметричным относительно оси OT . В данном случае задачу можно рассматривать в промежутке OL .

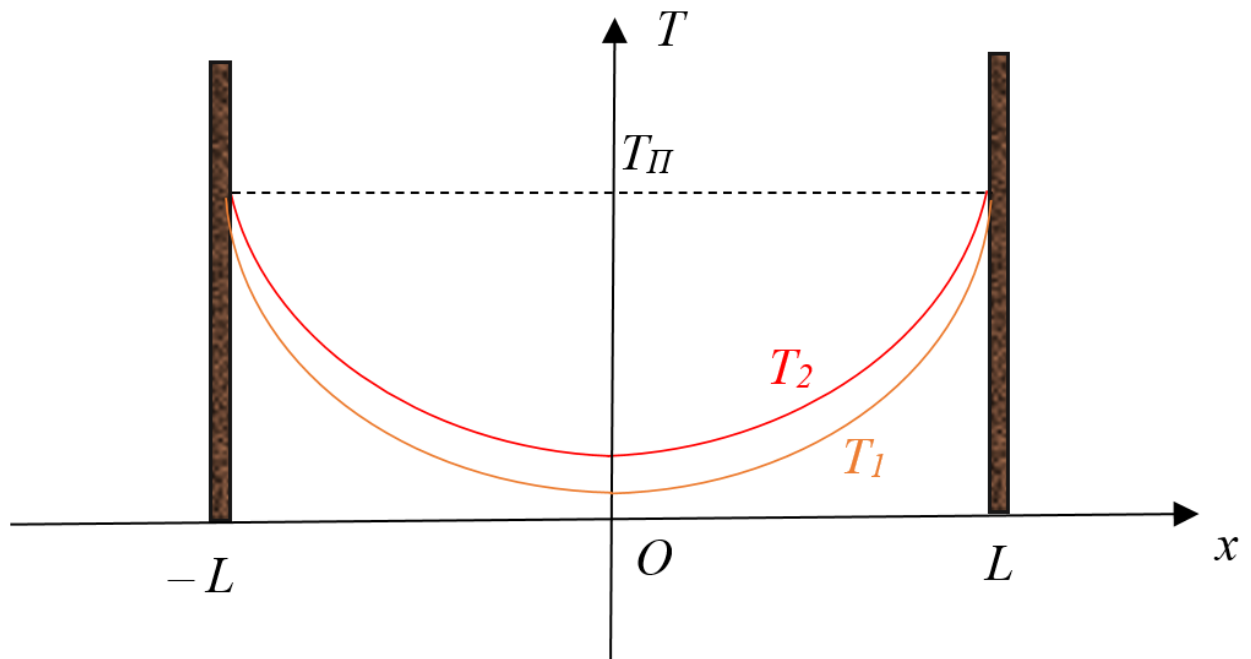


Рисунок 3.20 – Температурные профили в различные моменты времени при прогреве блока пласта через параллельные трещины [71]

В одномерном случае уравнение теплопроводности с учётом конвективной составляющей и потерь тепла в кровлю и подошву пласта запишется в виде:

$$\frac{\partial T(x, t)}{\partial t} = a \cdot \frac{\partial^2 T(x, t)}{\partial x^2} - v \cdot \frac{\partial T(x, t)}{\partial x} - \frac{\alpha}{c \cdot \rho \cdot \tilde{h}} \cdot (T(x, t) - T_0), \quad (3.76)$$

$$\text{при начальном условии } T_{t=0} = T_0 \quad (3.77)$$

$$\text{и смешанных граничных условиях } \begin{cases} \left. \frac{\partial T}{\partial x} \right|_{x=0} = -\frac{q}{\lambda} = Q_H, \\ T_{x=L} = T_{II}. \end{cases} \quad (3.78)$$

В уравнении (3.76) обозначим $\beta = \frac{\alpha}{c \cdot \rho \cdot \tilde{h}}$ и выполним замену:

$$T(x, t) - T_0 = u(x, t). \quad (3.79)$$

Тогда уравнение (3.76) примет вид:

$$\frac{\partial u}{\partial t} = a \cdot \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} - v \cdot \frac{\partial u}{\partial x} - \beta u. \quad (3.80)$$

Граничные условия для уравнения (3.80) будут иметь вид:

$$\begin{cases} \left. \frac{\partial u}{\partial x} \right|_{x=0} = Q_H, \\ u_{x=L} = T_{II} - T_0 = \Delta T_{II}. \end{cases} \quad (3.81)$$

Начальное условие примет вид:

$$u_{t=0} = T_{t=0} - T_0 = T_0 - T_0 = 0. \quad (3.82)$$

Здесь $T(x, t)$, $u(x, t)$ – переменная температура; $a = \frac{\lambda}{c \cdot \rho}$ – коэффициент температуропроводности; T_{II} – температура теплоносителя в трещинах; T_0 – начальная температура пласта; v – скорость фильтрации теплоносителя в пористой зоне пласта в направлении x ; \tilde{h} – половина толщины пласта [76]; α – коэффициент теплоотдачи (система пласт – окружающие породы); c – теплоёмкость скелета пласта; ρ – плотность скелета породы; λ – коэффициент теплопроводности.

Аналогично предыдущим задачам, поставленная задача по прогреву через параллельные трещины решается методом Галеркина [33, 78]. Приближённое решение

нужно искать в виде $u_n(x, t) = \varphi_0(x) + \sum_{i=1}^n B_i(t) \cdot \varphi_i(x)$, где $\varphi_0(x)$ должна

удовлетворять граничным условиям задачи, а функции $\varphi_i(x)$ – нулевым граничным условиям. Число слагаемых в сумме достаточно взять от одного до трех. При граничных условиях (3.80) нашей задачи в качестве $\varphi_0(x)$ можно взять $\varphi_0(x) = \Delta T_{II} + Q_H \cdot (x - L)$. Эта функция удовлетворяет условиям (3.71). В качестве функций $\varphi_i(x)$ можно взять систему линейно независимых функций

$$(x - L) \cdot (x + L); (x - L)^2 \cdot \left(x + \frac{L}{2}\right); \dots; (x - L)^n \cdot \left(x + \frac{L}{n}\right).$$

Приближенное решение в таком случае будет иметь вид:

$$u_n(x, t) = \Delta T_{II} + Q_H(x - L) + \sum_{i=1}^n B_i(t) \cdot (x - L)^i \cdot \left(x + \frac{L}{i}\right).$$

Для решения нашей задачи ограничимся первым приближением:

$$\begin{aligned} u_1(x, t) &= \Delta T_{II} + Q_H \cdot (x - L) + B_1(t) \cdot (x - L) \cdot (x + L) = \\ &= \Delta T_{II} + Q_H \cdot (x - L) + B_1(t) \cdot (x^2 - L^2). \end{aligned} \quad (3.83)$$

Решение (3.83) удовлетворяет граничным условиям (3.81), но не удовлетворяет уравнению. Внутри отрезка

$$u(x, t) - u_1(x, t) = L(x, B_1(t)) \neq 0. \quad (3.84)$$

Для минимизации $L_n(x, B_1(t))$ применяется условие ортогональности невязки в виде:

$$\int_0^L L_n(x, B_i(t)) \cdot \varphi_i(x) dx = 0 \quad (i = 1, 2, \dots, n). \quad (3.85)$$

В результате такого преобразования получаем систему дифференциальных уравнений относительно $B_i(t)$. Минимизация невязки L_n в указанной форме принято называть ортогонализацией по методу Галеркина [23, 42].

Найдём невязку решения согласно (3.75). Подставим (3.83) в уравнение (3.80):

$$L(x, B_1(t)) = a \cdot \frac{\partial^2 u_1}{\partial x^2} - v \cdot \frac{\partial u_1}{\partial x} - \beta u_1 - \frac{\partial u_1}{\partial t} = -(x^2 - L^2) \cdot B_1'(t) + \\ + (2 \cdot a - 2 \cdot x \cdot v - \beta \cdot (x^2 - L^2)) \cdot B_1(t) - (v \cdot Q_H + \beta \cdot \Delta T_{II} + \beta \cdot Q_H \cdot (x - L)). \quad (3.86)$$

Минимизируем невязку согласно (3.77):

$$\int_0^L L(x, B_1(t)) \cdot (x^2 - L^2) dx = \int_0^L \left(-(x^2 - L^2) \cdot B_1'(t) + (2 \cdot a - 2 \cdot x \cdot v - \beta \cdot (x^2 - L^2)) \cdot B_1(t) - (v \cdot Q_H + \beta \cdot \Delta T_{II} + \beta \cdot Q_H \cdot (x - L)) \right) dx = 0.$$

Вычислив интеграл, получим дифференциальное уравнение:

$$B_1'(t) + \left(\frac{5 \cdot a}{2 \cdot L^2} - \frac{15 \cdot v}{16 \cdot L} + \beta \right) \cdot B_1(t) = \frac{5 \cdot v \cdot Q_H}{4 \cdot L^2} + \frac{5 \cdot \beta \cdot \Delta T_{II}}{4 \cdot L^2} - \frac{25 \cdot \beta \cdot Q_H}{32 \cdot L}, \quad (3.87)$$

обозначим $\frac{5 \cdot a}{2 \cdot L^2} - \frac{15 \cdot v}{16 \cdot L} + \beta = M$, $\frac{5 \cdot v \cdot Q_H}{4 \cdot L^2} + \frac{5 \cdot \beta \cdot \Delta T_{II}}{4 \cdot L^2} - \frac{25 \cdot \beta \cdot Q_H}{32 \cdot L} = N$.

Найдем невязку для начального условия:

$$u(x, t)|_{t=0} - u_1(x, t)|_{t=0} = 0 - \Delta T_{II} - Q_H \cdot (x - L) - B_1(0) \cdot (x^2 - L^2) = \\ = -(\Delta T_{II} + Q_H \cdot (x - L) + B_1(0) \cdot (x^2 - L^2)). \quad (3.88)$$

Минимизируем невязку (3.88) согласно равенству (3.85):

$$-\int_0^L (\Delta T_{II} + Q_H \cdot (x - L) + B_1(0) \cdot (x^2 - L^2)) \cdot (x^2 - L^2) dx = 0. \quad (3.89)$$

После вычисления интеграла получим:

$$B_1(0) = \frac{5 \cdot \Delta T_{II}}{4 \cdot L^2} - \frac{25 \cdot Q_H}{32 \cdot L}. \quad (3.90)$$

Для нахождения $B_1(t)$ необходимо решить уравнение (3.87) при начальном условии (3.90). Общее решение уравнения (3.87) имеет вид:

$$B_1(t) = C \cdot e^{-Mt} + \frac{N}{M}. \quad (3.91)$$

Подчиним это решение начальному условию (3.90) и получим, что

$$C = \frac{5 \cdot \Delta T_{II}}{4 \cdot L^2} - \frac{25 \cdot Q_H}{32 \cdot L} - \frac{N}{M}. \quad (3.92)$$

Частное решение будет иметь вид:

$$B_1(t) = \left(\frac{5 \cdot \Delta T_{II}}{4 \cdot L^2} - \frac{25 \cdot Q_H}{32 \cdot L} - \frac{N}{M} \right) \cdot e^{-Mt} + \frac{N}{M}. \quad (3.93)$$

Таким образом получим первое приближение:

$$\begin{aligned} u_1(x, t) &= \Delta T_{II} + Q_H \cdot (x - L) + B_1(t) \cdot (x^2 - L^2) = \\ &= T_{II} - T_0 + Q_H \cdot (x - L) + B_1(t) \cdot (x^2 - L^2), \end{aligned} \quad (3.94)$$

где $B_1(t) = \left(\frac{5 \cdot \Delta T_{II}}{4 \cdot L^2} - \frac{25 \cdot Q_H}{32 \cdot L} - \frac{N}{M} \right) \cdot e^{-Mt} + \frac{N}{M}$, а M и N по формулам (3.78)

Решение задачи (3.72) при условиях (3.73)-(3.74) будет иметь вид:

$$T(x, t) = T_0 + u_1(x, t) = T_{II} + Q_H \cdot (x - L) + B_1(t) \cdot (x^2 - L^2),$$

где $B_1(t) = \frac{\frac{5 \cdot v \cdot Q_H}{4 \cdot L^2} + \frac{5 \cdot \beta \cdot \Delta T_{II}}{4 \cdot L^2} - \frac{25 \cdot \beta \cdot Q_H}{32 \cdot L}}{\frac{5 \cdot a}{2 \cdot L^2} - \frac{15 \cdot v}{16 \cdot L} + \beta} + \left(\frac{5 \cdot \Delta T_{II}}{4 \cdot L^2} - \frac{25 \cdot Q_H}{32 \cdot L} - \right.$

$$\left. - \frac{\frac{5 \cdot v \cdot Q_H}{4 \cdot L^2} + \frac{5 \cdot \beta \cdot \Delta T_{II}}{4 \cdot L^2} - \frac{25 \cdot \beta \cdot Q_H}{32 \cdot L}}{\frac{5 \cdot a}{2 \cdot L^2} - \frac{15 \cdot v}{16 \cdot L} + \beta} \right) \cdot \exp \left(- \left(\frac{5 \cdot a}{2 \cdot L^2} - \frac{15 \cdot v}{16 \cdot L} + \beta \right) \cdot t \right). \quad (3.95)$$

В рамках поставленной задачи пористый блок, насыщенный высоковязкой нефтью, прогревается через параллельные трещины, температура в которых постоянна и равна T_{II} . В данном случае плотность теплового потока при $L=0$ будет нулевым, следовательно, $Q_H=0$. Нулевое значение производной можно обосновать и тем фактом, что при поставленной задаче при $x=0$ температура будет минимальной в каждый момент времени (Рисунок 3.21). Тогда решение (3.95) примет вид:

$$\begin{aligned} T(x, t) &= T_{II} + B_1(t) \cdot (x^2 - L^2), \\ \text{где } B_1(t) &= \frac{\frac{5 \cdot \beta \cdot \Delta T_{II}}{4 \cdot L^2}}{\frac{5 \cdot a}{2 \cdot L^2} - \frac{15 \cdot v}{16 \cdot L} + \beta} + \left(\frac{5 \cdot \Delta T_{II}}{4 \cdot L^2} - \frac{\frac{5 \cdot \beta \cdot \Delta T_{II}}{4 \cdot L^2}}{\frac{5 \cdot a}{2 \cdot L^2} - \frac{15 \cdot v}{16 \cdot L} + \beta} \right) \cdot \\ &\quad \cdot \exp \left(- \left(\frac{5 \cdot a}{2 \cdot L^2} - \frac{15 \cdot v}{16 \cdot L} + \beta \right) \cdot t \right). \end{aligned} \quad (3.96)$$

Среднеинтегральная температура нефтяного пласта при прогреве, согласно формуле (3.96), имеет следующий вид:

$$\bar{T}(t) = \frac{1}{L} \cdot \int_0^L T(x, t) dx = \frac{1}{L} \cdot \int_0^L (T_{II} + B_1(t) \cdot (x^2 - L^2)) dx = T_{II} - \frac{2}{3} \cdot L^2 \cdot B_1(t). \quad (3.97)$$

В качестве исходных данных для решения задачи прогрева через параллельные трещины примем: температура пара в трещине – $T_{II} = 130$ °С; начальная температура пласта – $T_0 = 10$ °С; удельная теплоёмкость и плотность скелета породы – $c = 879$ Дж/(кг·°С) и $\rho = 2400$ кг/м³; толщина пласта – $h = 30$ м; коэффициент теплоотдачи – $\alpha = 0,012$ кг/(м·с·°С); расстояние до трещины – $L = 10$ и $12,5$ м; коэффициент теплопотерь в кровлю и подошву пласта – $\beta = 1 \cdot 10^{-3}$ 1/мес. Средние скорости фильтрации по всей толщине пласта для разных моментов времени прогрева в зависимости от проницаемости для выполнения расчётов принимаются: $t_1 = 3$ мес. – $v_1 = 0$ м/мес.; $t_2 = 6$ мес. – $v_2 = 0,04$ м/мес.; $t_3 = 12$ мес. – $v_3 = 0,09$ м/мес.; $t_4 = 24$ мес. – $v_4 = 0,25$ м/мес. На Рисунке 3.21 представлены распределение температур от расстояния до трещины с течением времени прикровельного прогрева при расстоянии между трещинами 20 м ($L = 10$ м), а на Рисунке 3.22 – при расстоянии между трещинами 25 м ($L = 12,5$ м).

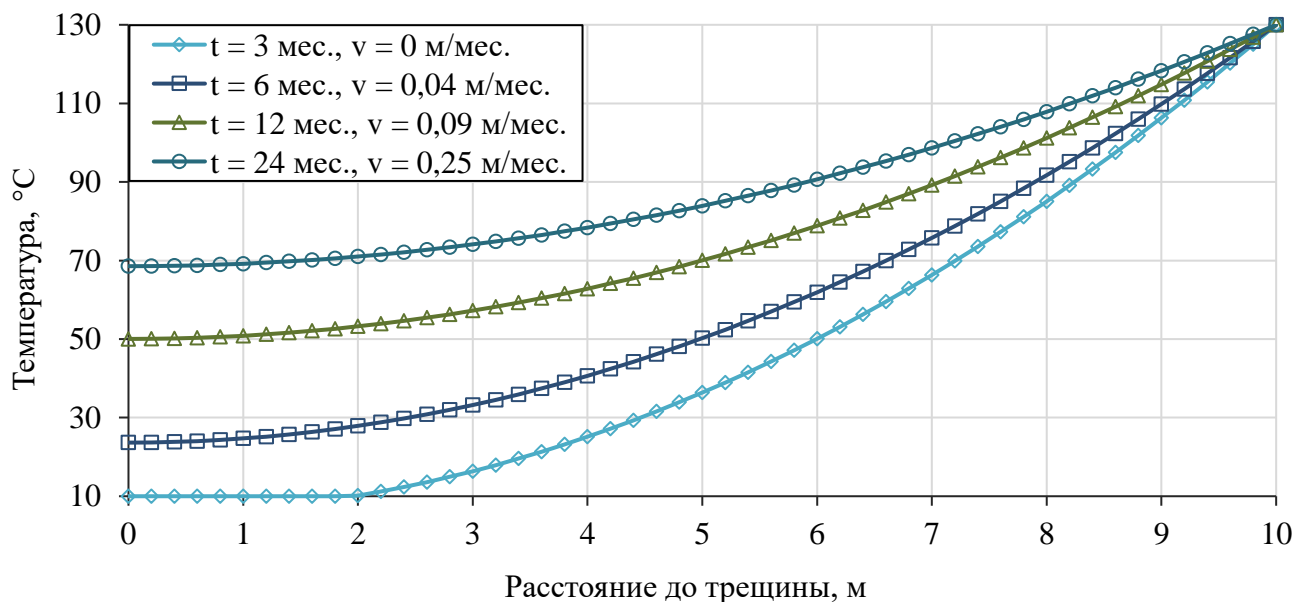


Рисунок 3.21 – Температура в пласте при расстоянии 10 м до трещины

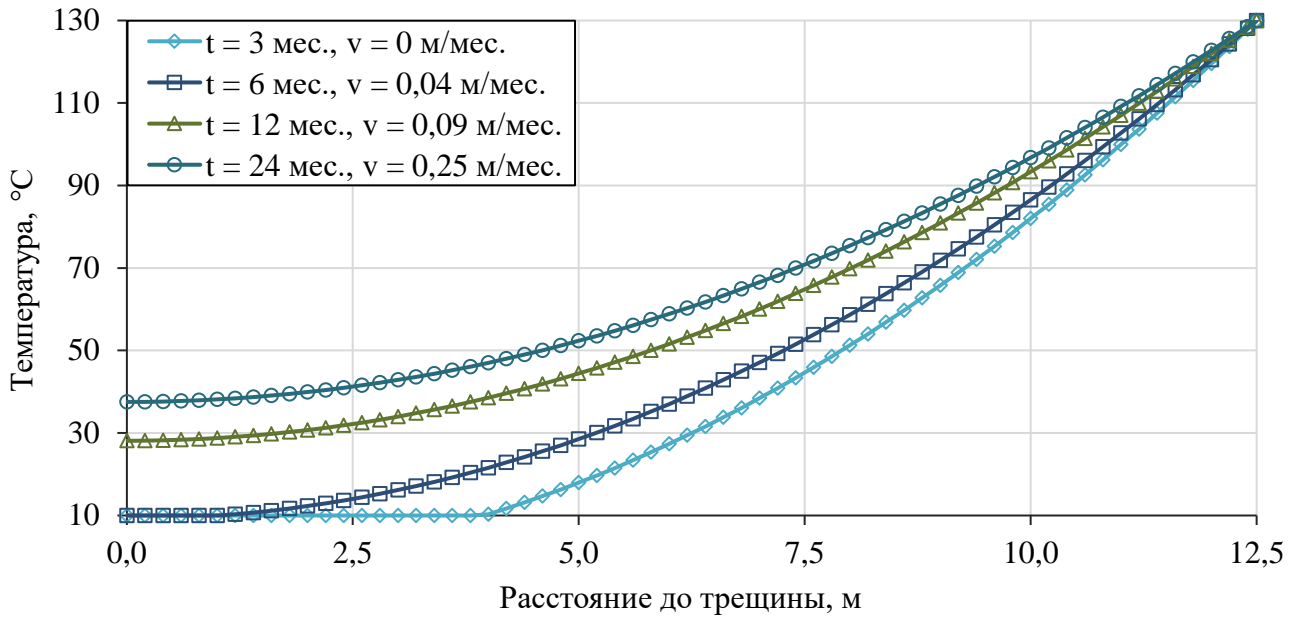


Рисунок 3.22 – Температура в пласте при расстоянии 12,5 м до трещины

На Рисунке 3.23 представлено распределение среднеинтегральных температур, рассчитанных по формуле (3.97) с использованием тех же исходных данных.

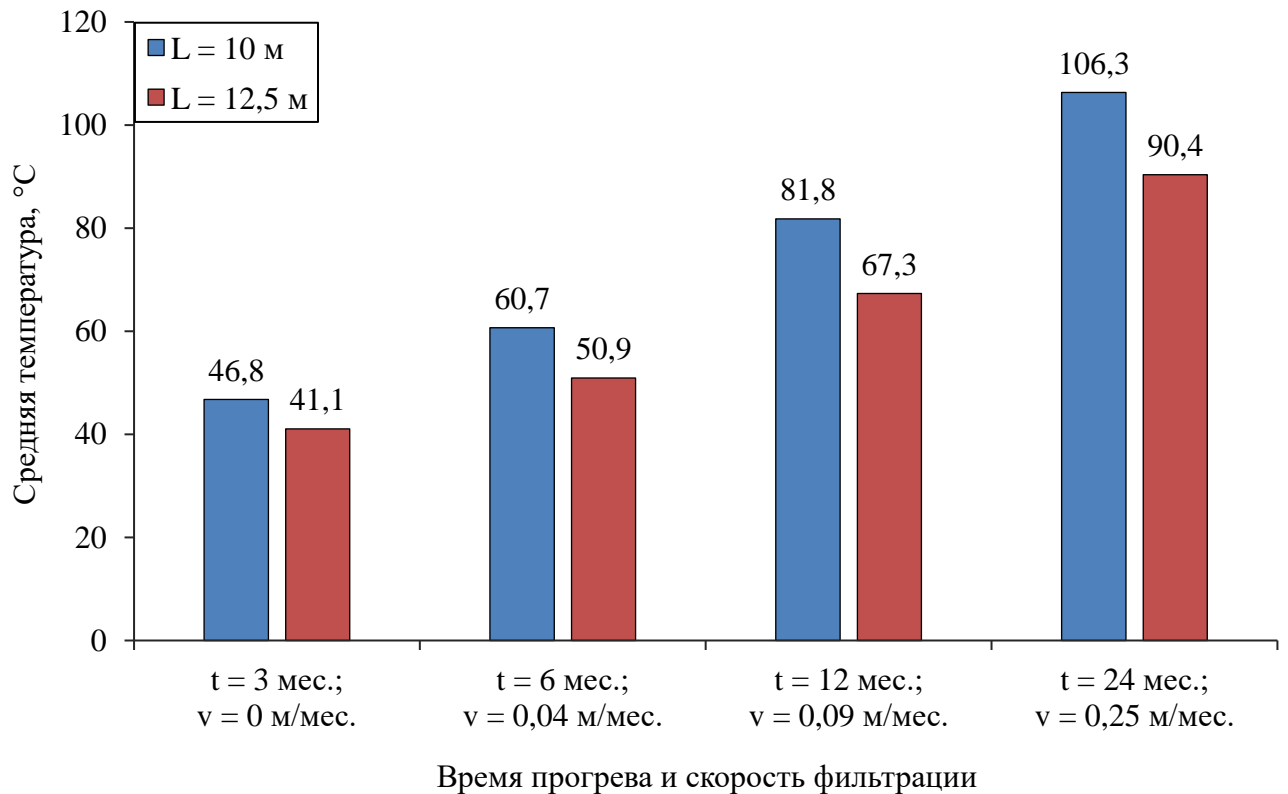


Рисунок 3.23 – Средние температуры в пласте от времени прогрева через вертикальные трещины

3.7 Выводы по главе 3

1. Принципиальной особенностью прогрева залежи высоковязких нефтей и природных битумов является то, что фильтрация закачиваемого теплоносителя происходит в основном по высокопроницаемым зонам (трещинам). Известно также, что подтверждается практикой, что благодаря гравитационному разделению фаз водяной пар имеет тенденцию к преимущественному распространению в верхней части пласта.

2. Поставлены и решены задачи о динамике температуры пласта при прогреве от кровли к подошве и через систему параллельных трещин. Эти процессы характерны при разработке Ярегского месторождения подземно-поверхностной системой.

3. Во всех случаях использован эффективный метод Бубнова-Галеркина. Полученные рабочие формулы просты для практического использования и не требуют специализированного программного обеспечения.

4. Анализ результатов моделирования показал, что динамика давления закачки теплоносителя не оказывает существенного влияния на среднюю температуру пласта на начальном этапе паротеплового воздействия, так как в этот период высокое фильтрационное сопротивление не позволяет внедрять теплоноситель в матрицу пласта. При этом любые высокопроницаемые зоны осложняют прогрев пласта по всей толщине. Установлено, что за 3 месяца непрерывной закачки теплоносителя в прикровельной зоне однородного пласта формируется паровая зона, увеличение которой зависит от времени и создаваемой репрессии. Использование предложенной формулы (3.53) расчёта позволяет выполнять прогноз температуры при прогреве пласта.

5. При прогреве пласта от кровли к подошве интенсивно разрабатывается только верхняя часть пласта. Для полного охвата пласта паротепловым воздействием необходимо теплоноситель закачивать вблизи подошвы пласта и использовать технологии, направленные на выравнивание профиля приёмистости паронагнетательных скважин.

4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОСАДКООБРАЗУЮЩИХ СОСТАВОВ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ОХВАТА ПАРОТЕПЛОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ И ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ПРИ ЗАКАЧКЕ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

4.1 Методология экспериментального исследования

В рамках выполнения любого экспериментального, в том числе лабораторного, исследования на начальном этапе необходимо определить цель и задачи, предполагаемые результаты в рамках выполненного обзора литературных источников, применяемое оборудование и средства измерений, а также выполнить анализ получаемых результатов с определением зависимостей и описания происходящих физических процессов [22].

Целью исследования по применению осадкообразующих составов является оценка снижения проницаемости горной породы при различных скоростях фильтрации пароводяной смеси после осадкообразования и изменения фильтрационного потока теплоносителя. В реализации поставленной цели необходимо выполнить ряд экспериментальных исследований, направленных на:

1. Определение фильтрации пароводяной смеси в пористой среде – оценка эффективного порового объёма, по которому движется теплоноситель в виде пароводяной смеси.

2. Влияние прогрева на изменение порового объёма в целом – оценка влияния термобарических условий на поровый объём.

3. Определение эффективности после применения осадкообразующих составов – оценка изменение абсолютной проницаемости по дифференциальному давлению по серии экспериментов, изменение эффективного порового объёма и оценка коэффициента довытеснения остаточной нефти за счёт изменения фильтрационного потока теплоносителя.

Образование нерастворимых осадков в открытых порах горной породы в результате химических реакций ионного обмена теоретически приведёт к изменению

фильтрационного потока теплоносителя. Концентрированные растворы неорганических солей, закачиваемые в разогретую горную породу, имеют возможность перехода в паровую фазу. Частичный или полный переход в фазу теплоносителя растворов неорганических солей может привести к большой глубине проникновения, и как следствие, осадкообразованию в поровом объёме, по которому движется теплоноситель.

Применение осадкообразующих составов, вероятней всего, будет использовано в неоднородной пористой среде (наличие изменений вертикальной и горизонтальной проницаемости горной породы) с целью выравнивания профиля приёмистости теплоносителя, поэтому необходимо разработать методику формирования такого рода моделей пласта с различной анизотропией. Сформированные неоднородные модели пласта предполагается использовать в разных экспериментальных исследованиях, направленных на достижение поставленной цели.

При выполнении экспериментального исследования с целью оценки уменьшения коэффициента открытой пористости при увеличении температуры выполняется следующий ряд задач:

- формирование керновых моделей пласта;
- насыщение моделей высоковязкой нефтью Ярегской площади Ярегского месторождения и дистиллированной водой (конденсатом), определение порового объёма и коэффициента открытой пористости;
- нагревание насыщенной модели с поддержанием постоянного давления в поровом пространстве до стабилизации вытесненного объёма за счёт температурного расширения жидкости;
- определение зависимости коэффициента открытой пористости от температуры.

В рамках исследования фильтрации конденсата и пароводяной смеси в пористой среде выполняется:

- формирование однородных и неоднородных керновых моделей;

- насыщение дистиллированной водой (конденсатом) и определение порового объёма;
- закачка раствора неорганической соли и конденсата или пароводяной смеси с постоянным расходом;
- отслеживание динамики электрического сопротивления на выходе из модели с последующей обработкой зафиксированных данных и определением эффективного порового объёма по зависимости «прокачанный поровый объём – электрическое сопротивление».

Экспериментальное исследование, направленное на определение эффективности применения осадкообразующих составов для снижения проницаемости горной породы при фильтрации пароводяной смеси, заключается в следующем:

- насыщение дистиллированной водой (конденсатом) неоднородных ядерных моделей, прогрев модели за счёт закачки пароводяной смеси;
- закачка осадкообразующих составов и прокачка нескольких поровых объёмов пара;
- отслеживание выходящей из модели жидкости на наличие нерастворимых частиц и определение массы образованных осадков в пористой среде;
- определение дифференциального давления при постоянном расходе теплоносителя, построение зависимостей «дифференциальное давление – объёмный расход» при изменении темпа закачки теплоносителя и прокачке теплоносителя, а также оценка изменения фильтрационного сопротивления согласно полученному приросту давления;
- закачка раствора неорганической соли в пароводяную смесь и отслеживание динамики электрического сопротивления жидкости на выходе – оценка изменения фильтрационного потока за счёт образованных нерастворимых осадков.

Оценка эффективности довытеснения нефти после закачки осадкообразующих составов после прорыва пара выполняется согласно выполнению следующий действий:

- создание остаточной водонасыщенности при вытеснении воды высоковязкой нефтью Ярегской площади Ярегского месторождения при 20 °С;
- закачка теплоносителя в нефтенасыщенную неоднородную модель с постоянным давлением закачки пароводяной смеси – прокачка около 3 поровых объёмов теплоносителя, последующая закачка теплоносителя осуществляется при постоянном объёмном расходе до прорыва пара к выходу модели;
- отслеживание выходящей жидкости из модели с последующим разделением фаз и расчётом обводнённости в отбираемом объёме и коэффициента вытеснения нефти;
- закачка осадкообразующих составов с отбором жидкости и оценка присто давления закачки, дифференциального давления и температуры в модели;
- отбор жидкости с оценкой содержания нефти и нерастворимых частиц;
- закачка пароводяной смеси до достижения стабилизации показаний с оценкой изменения фильтрационного сопротивления при постоянном объёмном расходе.

Для формирования неоднородных насыпных моделей предполагается использовать керновый материал и естественный помол керна Ярегского месторождения. При этом цилиндрические керновые образцы распиливаются вдоль своей оси и укладываются в нижнюю часть трубы насыпной модели, а естественный помол керна засыпается в верхнюю часть, тем самым формируя зонально-неоднородную пористую среду по длине. Количеством засыпанной массы песка (фракций естественного помола керна) можно регулировать проницаемость в верхней части насыпной модели. Для разделения полуцилиндрических керновых образцов и песка без нарушения сообщаемости между ними при движении нагнетаемого агента используется фильтровальная бумага по всей длине насыпной модели. Таким образом, фильтровальная бумага в неоднородной насыпной модели после выполнения экспериментального исследования по закачке осадкообразующих составов является неким критерием оценки глубины осадкообразования при разборе

модели. Для оценки выпадения осадков в пористой среде на входе и выходе модели предполагается вскрытие модели после остановки закачки теплоносителя.

Согласно полученным результатам фильтрации пароводяной смеси в пористой среде предусматривается разработка методики закачки осадкообразующих составов в неоднородную насыпную модель. Рассматриваемые осадкообразующие составы для выравнивания профиля приёмистости теплоносителя в условиях паронагнетательных скважин Ярегского месторождения должны быть подобраны таким образом, чтобы они удовлетворяли ряду критериев: термоустойчивость, экологическая безопасность, относительная дешевизна (распространённость).

Согласно пункту «4.6» используемого стандарта [49] при лабораторных исследованиях по вытеснению нефти водой используется постоянный объёмный расход. В случае проведения эксперимента с высоковязкой нефтью при закачке теплоносителя в нефтенасыщенную модель без предварительного её подогрева создаются высокие гидравлические сопротивления, которые постепенно снижаются по мере прогрева модели. Поэтому в рамках экспериментального исследования по оценке коэффициента вытеснения предусматривается 2 режима закачки теплоносителя, что приближено к промысловым данным при вводе паронагнетательных скважин в разработку. На начальном этапе при постоянном давлении закачки пара нагрев распространяется за счёт теплопроводности, а по мере увеличения подвижности – за счёт конвекции и теплопроводности. В рамках проведения и подготовки к экспериментальным исследованиям в той или иной степени использована информация из руководств и нормативных документов [4, 18-21, 61, 73].

Проведение каждого исследования сопровождается составлением гидравлической схемы эксперимента с полным описанием используемого оборудования. В результате выполненных экспериментальных исследований предусматривается обработка данных телеметрии с определением зависимостей путём аппроксимации или оценки изменения регистрируемых параметров.

4.2 Оборудование для проведения экспериментов

На этапе подготовки кернового материала перед проведением экспериментального исследования использовалось следующее оборудование:

- станок для продольной и поперечной резки керновых образцов «Göls ST 120 A»;
- станок для выбуривания керновых образцов диаметром 30 мм из полноразмерного керна «Dayton 17 Drill Press»;
- экстрактор Сокслетта для экстракции керновых образцов и песка;
- сушильный сухожаровой шкаф «Binder»;
- набор сит «Вибротехник» для определения гранулометрического состава песка с диаметром ячеек от 0,1 до 10 мм;
- весы лабораторные общего назначения «Mettler Toledo MS 204TS».

На Рисунке 4.1 представлен станок для резки керновых образцов. Данный станок использовался для продольной резки полноразмерных керновых образцов, в том числе и кернов диаметром 30 мм.



Рисунок 4.1 – Станок для продольной и поперечной резки керновых образцов

Для подготовки песка полноразмерный керн Ярегского месторождения нефтешахты № 2 измельчается с помощью шпателя, горная порода экстрагируется и сушится при температуре 105 °С до постоянной массы. Для формирования насыпных моделей пласта после определения фракционного состава были выбраны наиболее распространенные фракции песка с диаметром частиц $0,10 \div 0,25$ мм и $0,25 \div 0,50$ мм в соотношении фракций 0,45/0,55.

Фильтрационные параметры (пористость и проницаемость) сухих керновых образцов диаметром 30 мм определялись на анализаторе «ПИК-ПП» волюметрическим методом по газу (гелий), общий вид которого представлен на Рисунке 4.2.



Рисунок 4.2 – Анализатор газопроницаемости и пористости сухих цилиндрических образцов керна «ПИК-ПП»

Для проведения серий экспериментов по исследованию течения фаз теплоносителя (пароводяной смеси или воды) в пористой среде использовалась установка

для высокотемпературных исследований керна «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т», оснащённая проточным парогенератором-перегревателем (Рисунок 4.3). Для создания насыпных моделей используются стальная труба диаметром 0,3 м с нарезной внутренней резьбой для создания гидравлических сопротивлений при течении жидкости или пара. Длина трубы малой насыпной модели составляет 0,5 м. Стальная труба для насыпных моделей оснащена нагревательными элементами для термостатирования перед проведением экспериментов. Для снижения теплотерь при нагреве или за- качке теплоносителя предусмотрены терморубашки, а также теплоизоляция соединительных трубок и иных элементов установки волокнистым теплоизоляционным материалом (стекловатой).



Рисунок 4.3 – Общий вид установки для высокотемпературных исследований керна «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т»

Для контроля температуры в проточном парогенераторе-перегревателе установки «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т» и насыпных моделях предусмотрены термопары. Для контроля давления присутствуют цифровые и аналоговые манометры до 40 МПа, а также два дифференциальных манометра с рабочим диапазоном измерений перепада давлений 250 кПа и 1600 кПа соответственно. Установка оборудована

системой телеметрии с возможностью записи всех данных при проведении эксперимента.

Для подачи воды используется двухплунжерный гидравлический насос (Рисунок 4.4) с ёмкостью объёмом $0,019 \text{ м}^3$, что позволяет обеспечить длительную безостановочную работу на моделях с большим поровым объёмом. Подача воды в плунжеры насоса происходит за счёт давления сжатого воздуха $0,3 \text{ МПа}$. Насос работает в диапазоне подачи жидкости от $0,001$ до $25 \text{ см}^3/\text{мин}$ в режиме постоянного расхода или постоянного давления закачки. За счёт работы двух цилиндров объёмом 100 см^3 происходит постоянная подача воды при заданном режиме. Максимальное давление закачки – 80 МПа . Плунжерный насос оснащён датчиками давления и расхода и объёма, прокачанного через насос жидкости.

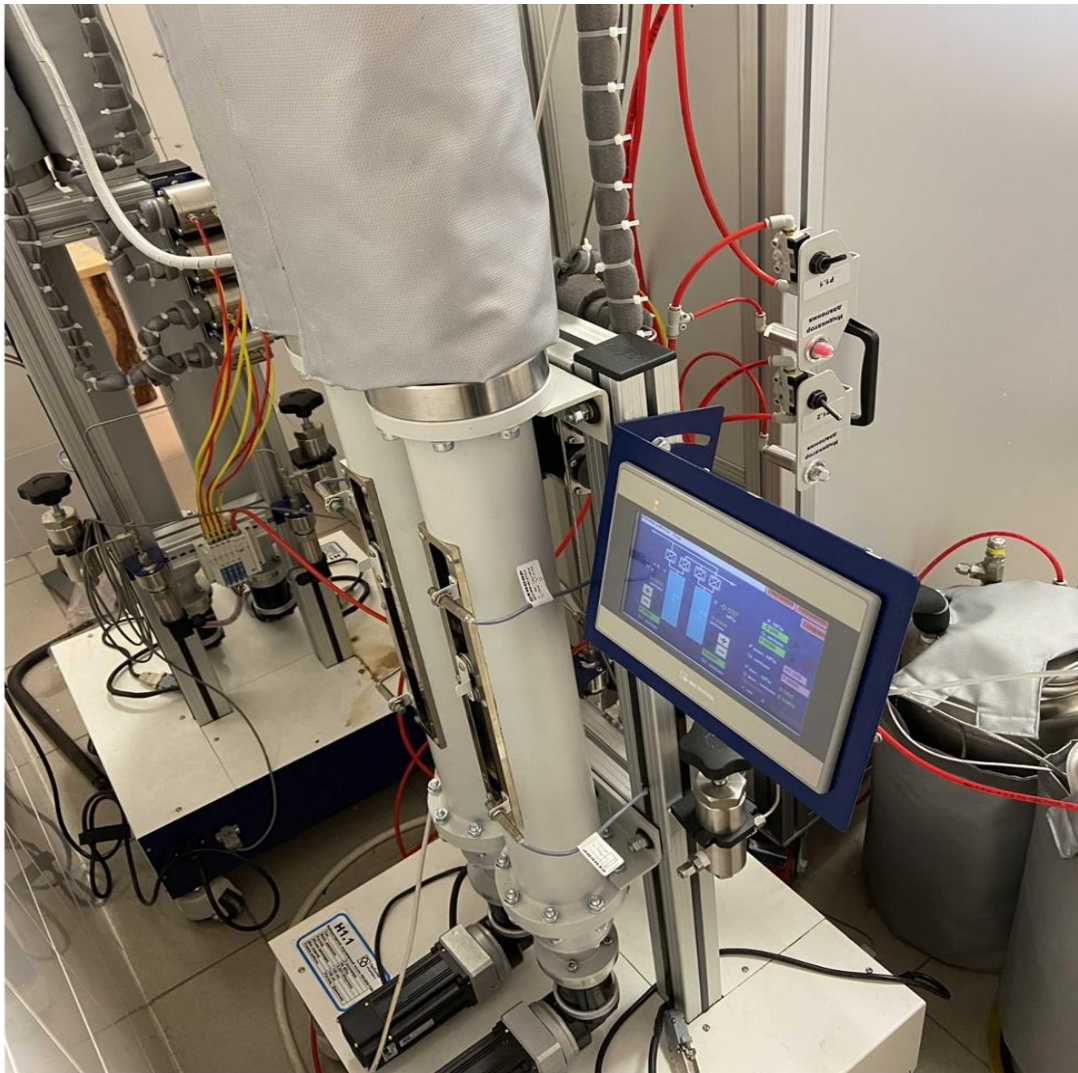


Рисунок 4.4 – Лабораторный двухплунжерный насос ЛН-800-100 для подачи воды

Для подготовки дистиллированной воды используется электрический аквадистиллятор АЭ-4.

Для проведения экспериментов по исследованию течения конденсата и пароводяной смеси в качестве трассирующего вещества использовалась неорганическая соль NaCl, а в качестве отслеживания выхода трассера – метод оценки сопротивления выходящей из насыпной модели воды или пароводяной смеси с помощью измерительной кюветы прибора «ПетроОм» объёмом 7 см³, общий вид прибора и кюветы представлен на Рисунке 4.5.



Рисунок 4.5 – Общий вид прибора «ПетроОм» (измеритель иммитанса) с кюветой для определения электрического сопротивления жидкости

4.3 Подготовительные работы и фильтрационно-ёмкостные свойства керновых моделей

4.3.1 Однородная насыпная модель

Для создания насыпной модели пласта использовалась малая труба насыпной модели, на которую с торцов трубы на резьбе накручиваются бронзовые вставки с фитинговыми соединениями для входных и выходных трубок. Общий объём модели составляет 353,25 см³.

Процесс засыпки происходил небольшими порциями помола песка с закрытым концом стальной трубки снизу в вертикальном положении стальной трубы насыпной модели. Навески с песком смешанных фракций с диаметром частиц $0,10 \div 0,25$ мм – 45 % и диаметром частиц $0,25 \div 0,50$ мм – 55 % перед засыпкой порций взвешивались для контроля массы. После взвешивания и засыпки каждой порции песка происходил процесс трамбовки в течение 5 мин, который представляет собой многочисленные удары по силовым элементам насыпной модели с помощью молотка-киянки. Масса каждой порции составляет порядка 50 г, общая масса засыпанного песка равна 633,63 г. Общее время трамбовки песка в модели составило около 70 мин.

После процесса засыпки песка, подготовленная насыпная модель в вертикальном положении с помощью соединительной трубки входного торца снизу подсоединялась к насосу для насыщения дистиллированной водой и определения коэффициента открытой пористости. Выходная трубка из насыпной модели погружена в измерительный цилиндр для оценки прошедшего объёма воды через насыпную модель. Процесс насыщения можно считать завершённым, когда объём закачанной воды в насыпную модель равен набранному объёму на выходе в измерительном цилиндре. В конце насыщения выходной торец модели закрывается и проводится опрессовка модели до 2 МПа с целью определения герметичности всех соединений. Поровый объём ($V_{\text{пор}}$) однородной насыпной модели составил $134,39 \text{ см}^3$, что соответствует коэффициенту открытой пористости – 38,04 %.

Полученный ёмкостной параметр пористой среды не соответствует средней пористости коллектора Ярегского месторождения [72], но стоит отметить, что данная пористость вполне может соответствовать высокопроницаемой зоне в коллекторе или прикровельной части пласта, по которой преимущественно движется рабочий агент – пароводяная смесь, и по мере отдаления от паронагнетательной скважины – конденсат (дистиллированная вода).

4.3.2 Создание неоднородных насыпных моделей

Для создания неоднородных насыпных моделей используется как естественный помол зерна в соотношении фракций с диаметром частиц $0,10 \div 0,25$ мм – 45 % и диаметром частиц $0,25 \div 0,50$ мм – 55 %, так и выбуренные керновые образцы диаметром 30 мм из полноразмерного зерна. Таким образом, неоднородная насыпная модель состоит из насыпной части (песка) и погружной части (полуцилиндрических керновых образцов).

В Таблице 4.1 представлены геометрические и фильтрационные параметры цилиндрических образцов, выбуренные из разведочных скважин Ярегского месторождения. Сухие цилиндрические образцы зерна диаметром 30 мм после измеренных параметров были распилены вдоль своей оси на станке для продольной и поперечной резки полноразмерного зерна «Göls ST 120 A».

Таблица 4.1 – Геометрические и фильтрационные параметры высокопроницаемых керновых образцов для создания неоднородных насыпных моделей

№ образца	Длина, см	Диаметр, см	Масса, г	Объём образца, см ³	Поровый объём, см ³	Пористость, %	Абс. проницаемость по газу (гелий), $\cdot 10^{-15}$ м ²
13	8,09	2,94	93,78	56,14	14,81	26,38	9913,3
45	8,08	2,77	91,34	51,19	12,64	24,70	5262,4
51	7,12	2,98	94,85	49,67	12,28	24,72	2280,8
55	4,90	2,95	62,53	33,49	8,21	24,50	2004,5
33	6,01	2,98	80,93	41,92	9,88	23,58	2320,0
101	3,70	2,95	48,19	25,29	6,72	26,56	1078,0
67	7,62	2,95	105,36	52,08	11,10	21,32	1149,0
79	3,90	2,97	52,39	27,02	6,58	24,37	1632,0
134	5,50	2,96	72,66	37,85	10,00	26,42	2199,0
81	6,70	2,96	90,47	46,11	11,67	25,32	2000,0

Общая длина распиленных полуцилиндров для неоднородной насыпной модели № 1 составляет 46,6 см, поэтому недостающая длина (3,4 см) восполнилась подпиленным полуцилиндром зернового образца № 55.

Полуцилиндры керновых образцов и помол керна в стальной трубе для создания насыпной модели были разделены фильтровальной бумагой. На Рисунке 4.6 представлены полуцилиндрические керновые образцы и фильтровальная бумага. Толщина алмазного диска станка для резки керна составляет 2 мм, поэтому при продольном распиле происходит потеря 10-20 % от массы цилиндрических керновых образцов в зависимости от их абсолютной проницаемости по газу.

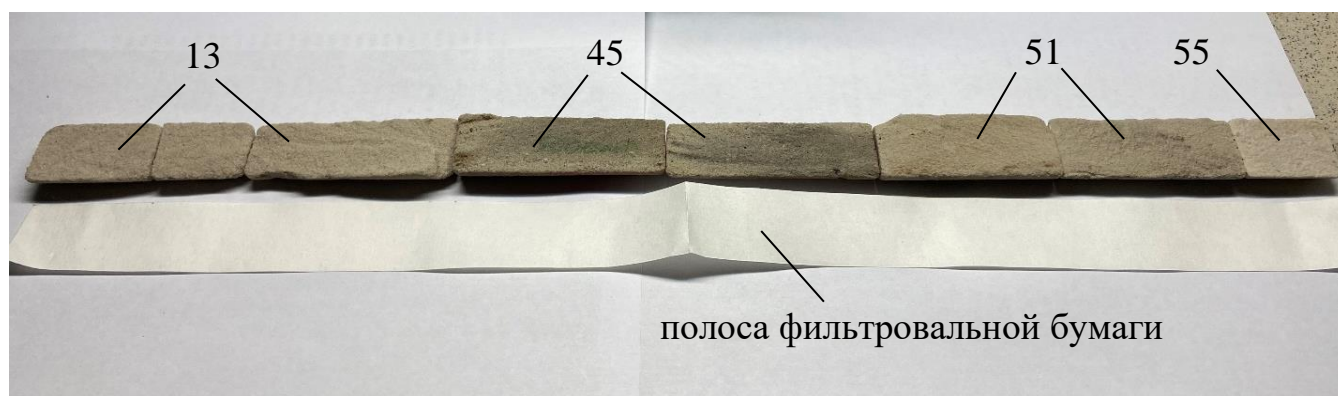


Рисунок 4.6 – Полуцилиндрические керновые образцы керна Ярегского месторождения для создания неоднородной насыпной модели пласта № 1

Формирование неоднородной насыпной модели состоит из следующих этапов (Рисунок 4.7):

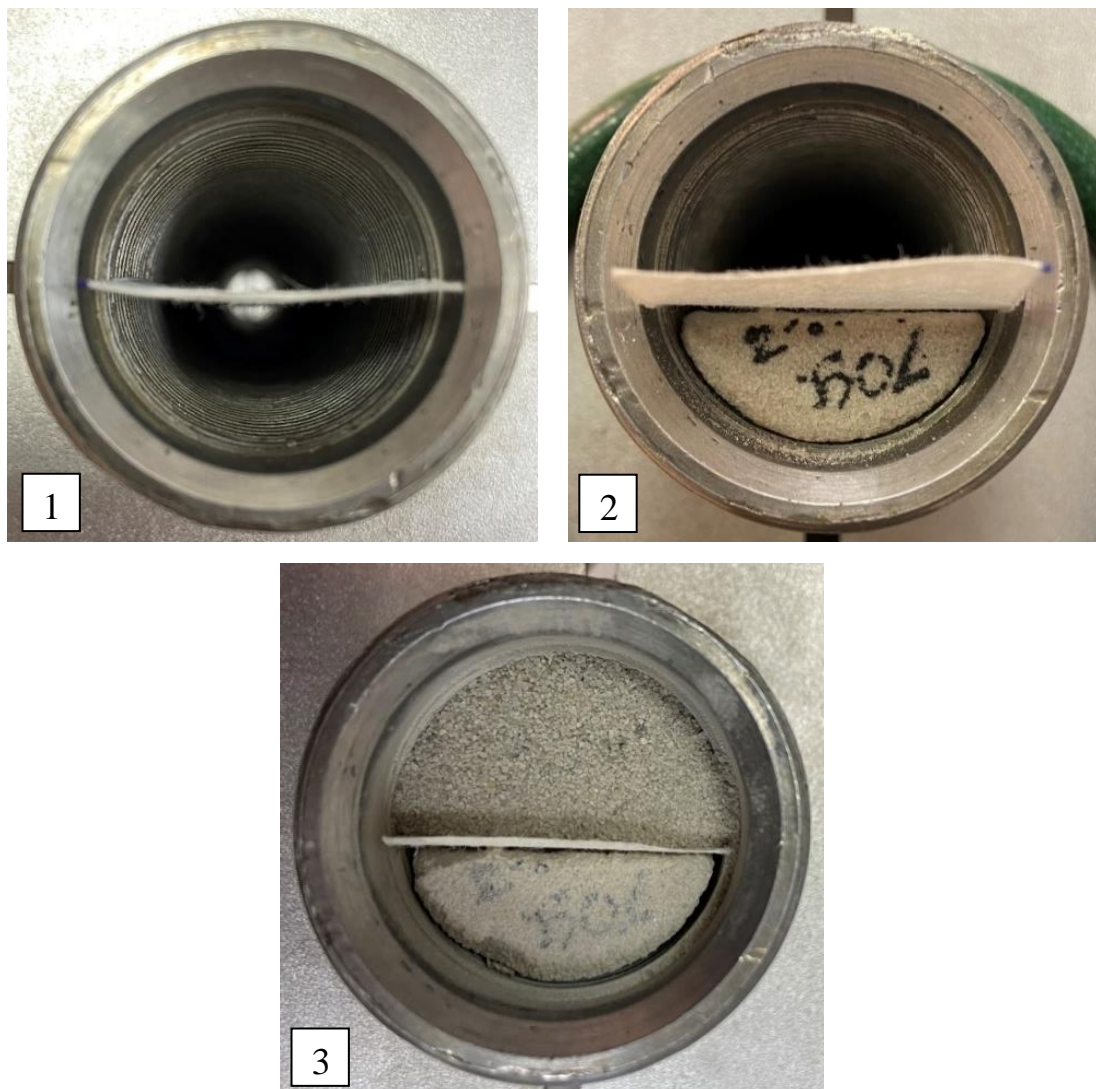
1. Погружение полосы фильтровальной бумаги и её фиксация в стальной трубе насыпной модели.

2. Подготовленные полуцилиндрические керновые образцы керна помещаются в стальную трубу. Во избежание загибания фильтровальной бумаги при проталкивании полуцилиндрических керновых образцов керна стальная труба наклоняется под углом 5-10°.

3. После погружения всех образцов керна происходит полная засыпка песка с постепенной усадкой с помощью ударов резиновой киянкой по стальной трубе в вертикальном положении стальной трубы, и постепенной досыпке порций песка (Таблица 4.2). Излишки фильтровальной полосы были обрезаны до паза входной вставки с капиллярами и резьбовыми соединениями для трубок подачи жидкости.

Суммарная масса неоднородной насыпной модели № 1 составила 547,86 г. После подготовки насыпной модели и фиксации входной вставки с резиновым уплотнением производились удары киянкой по стальной трубе в горизонтальном положении для усадки керна в нижней части насыпной модели.

Полуцилиндрические керновые образцы расположены таким образом, чтобы создать максимальную разность проницаемостей на входном торце насыпной модели и минимальную на выходе из насыпной модели (проницаемость полуцилиндрических образцов на выходе больше).



1 – фильтровальная бумага в стальной трубе; 2 – погружение полуцилиндрических керновых образцов; 3 – засыпка помола керна (песка)

Рисунок 4.7 – Этапы подготовки неоднородной насыпной модели

Насыщение модели проводилось в вертикальном положении при заданном расходе $0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ с открытым концевым фитингом торца модели для выхода воздуха из насыпной модели и отбором жидкости. Поровый объём ($V_{\text{пор}}$) неоднородной насыпной модели № 1 составил $117,2 \text{ см}^3$, коэффициент открытой пористости – $33,2 \%$.

Таблица 4.2 – Массы засыпанных порций песка и полуцилиндрических образцов керна для неоднородной модели пласта № 1

Засыпка помола керна (песка)			Погружение полуцилиндрических образцов керна	
Номер порции	Масса, г	Стадия	№ образца	Масса, г
1	21,65	Засыпка песка до заполнения полуцилиндрической модели	13 (выход модели)	34,93
2	20,32			
3	22,32			35,95
4	22,07			
5	22,43		45	44,89
6	22,24			
7	20,94			40,32
8	20,88			
9	21,13		51	44,16
10	14,84			
11	12,63			35,11
12	15,07			
13	17,3		55 (вход модели)	10,88
14	13,21			
15	3,98	сумма		
16	3,68			
17	1,75	сумма	246,24	
18	7,04			
19	8,02			
20	3,64			
21	6,48	сумма	246,24	
сумма	301,62			

Аналогичным образом подготовлены неоднородные насыпные модели с другими кернами образцами и массами засыпанного песка. Суммарная масса неоднородной насыпной модели № 2 составила $655,88 \text{ г}$ (больше на $108,02 \text{ г}$ неоднородной насыпной модели № 1). В Таблице 4.3 представлены засыпанные порции экстрагированного помола керна и массы используемой горной породы. Поровый объём ($V_{\text{пор}}$) неоднородной насыпной модели № 2 в результате насыщения в

вертикальном положении составил $93,4 \text{ см}^3$, коэффициент открытой пористости – 26,4 %.

Неоднородная насыпная модель № 3 сформирована с большей массой цементированной керновой части. Общая масса горной породы (Таблица 4.4) составила 656,59 г, из которой 45,6 % от общей массы полуцилиндрические керновые образцы с проницаемостью не более $2,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Поровый объем модели в результате насыщения составил $94,6 \text{ см}^3$, коэффициент открытой пористости – 26,78 %.

Таблица 4.3 – Массы засыпанных порций песка и полуцилиндрических образцов керна для неоднородной модели пласта № 2

Засыпка помола керна (песка)			Погружение полуцилиндрических образцов керна		
Номер порции	Масса, г	Стадия	№ образца	Масса, г	
1	20,18	Засыпка песка до заполнения полуцилиндрической модели	13 (выход модели)	24,28	
2	23,29			35,10	
3	24,41		45	44,84	
4	25,17			40,32	
5	22,76		33	30,54	
6	24,23			30,52	
7	21,42		101 (вход модели)	21,39	
8	24,24			21,14	
9	24,28		сумма	сумма	248,13
10	25,7				
11	23,84				
12	23,04				
13	14,48				
14	10,72				
15	13,22	Засыпка порций при усадке			
16	14,18				
17	15,87				
18	15,03				
19	11,1				
20	10,05				
21	12,82				
22	7,72				
сумма	407,75				

Таблица 4.4 – Массы засыпанных порций песка и полуцилиндрических образцов керна для неоднородной модели пласта № 3

Засыпка помола керна (песка)			Погружение полуцилиндрических образцов керна	
Номер порции	Масса, г	Стадия	№ образца	Масса, г
1	20,76	Засыпка песка до заполнения половины насыпной модели	67 (выход модели)	46,53
2	21,03			47,81
3	23,69			
4	20,27			
5	23,85			
6	20,61			
7	22,75		70	13,93
8	21,52			
9	21,1			
10	20,73			
11	22,2			
12	22,84		79	24,13
13	22,67			22,39
14	17,81			
15	9,98			
16	13,76	Засыпка порций при усадке	134	32,93
17	9,43			31,42
18	9,82			
19	6,11			
20	6,02		81 (вход модели)	40,18
				40,32
сумма	356,95		сумма	299,64

4.4 Влияние термобарических условий на коэффициент открытой пористости горных пород

При разработке тепловыми методами помимо снижения вязкости в пласте происходят другие процессы, такие как температурное расширение пластового флюида – увеличение объёма жидкости за счёт увеличения температуры, изменение структуры коллектора – образование высокопроницаемых зон за счёт растрескивания низкопроницаемых горных пород, и другие.

Для выполнения экспериментов использовались экстрагированные керны диаметром около 30 мм. Из общей выборки керновых образцов выбраны наиболее распространенные горные породы с коэффициентом открытой пористости не превышающий 15 % (низкопроницаемые – около $1 \cdot 10^{-15}$ м², приурочены к

прикровельной зоне пласта) и пористости от 15 до 37 % (высокопроницаемые – более $1 \cdot 10^{-12}$ м², приурочены к зоне коллектора) [72].

На Рисунке 4.8 представлена гидравлическая схема проведения экспериментов с помощью основных узлов установки по исследованию керна «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т» [73]. Эксперимент состоит в следующем:

1. Керновая модель – высокопроницаемая или низкопроницаемая, параметры кернов для которых представлены в Таблице 4.5, помещается в резиновую манжету 2 кернадержателя 4 и фиксируется с двух сторон вставками 3.

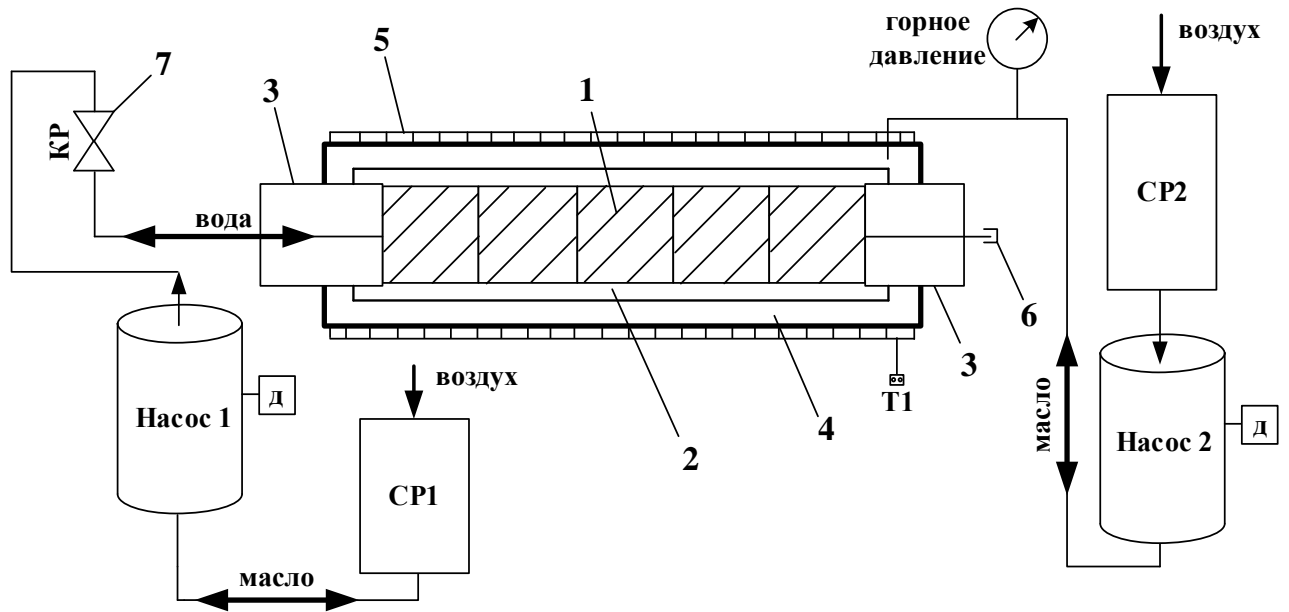
2. Создаётся горное давление, превышающее поровое, подаётся вода в керновую модель 1 с последующей оценкой коэффициента открытой пористости при начальном давлении и температуре.

3. Выполняется последовательное увеличение горного давления для оценки изменения порового объёма при начальной температуре и поровом давлении.

4. Изменяя температуру с помощью нагревательной ленты 5, выполняется оценка изменения порового объёма для определения зависимости коэффициента открытой пористости от температуры и давления. Контроль давления, расхода и объёма прокачки осуществляется с помощью датчиков на насосах 1 и 2.

На входе в модель до крана 7 давление поднималось до 4 МПа для выявления утечек, после чего установка выдерживалась в течение 8 ч до стабилизации датчиков насосов с последующим обнулением объёма прокачки масла насоса 2 и воды насоса 1. После создания давлений кран подачи воды 7 открывается с открытием концевого фитинга 6 для полного выхода воздуха из керновой модели, после начала поступления воды фитинг закручивается для создания порового давления.

Расчёт коэффициента открытой пористости выполнен согласно [73], а именно изменению объёма прокачки воды по данным телеметрии датчика на гидравлическом насосе 1 установки «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т» при изменении термобарических условий (Рисунок 4.9).



- 1 – керновые образцы; 2 – резиновая манжета; 3 – резьбовые вставки для осевого сжатия; 4 – кернодержатель заполненный трансформаторным маслом;
- 5 – нагревательная лента; 6 – концевой фитинг выходящей трубки;
- 7 – вентильный кран; СР1 – разделительные ёмкости с трансформаторным маслом под давлением сжатого воздуха; д – датчик телеметрии; Т1 – термомпара

Рисунок 4.8 – Гидравлическая схема экспериментов по влиянию термобарических условий на коэффициент открытой пористости горных пород

Таблица 4.5 – Характеристика фильтрационно-ёмкостных и геометрических параметров образцов керна для составных моделей

№ образца	Длина, см	Диаметр, см	Объём образца, см ³	Поровый объём, см ³	Пористость, %	Абсолютная проницаемость по газу (гелий), $\cdot 10^{-15}$ м ²
1	2	3	4	5	6	7
высокопроницаемая составная модель						
65	4,398	2,944	29,945	6,423	21,45	1125,77
92	4,215	2,963	29,057	7,153	24,62	1127,06
95	6,566	2,958	45,13	10,952	24,27	1083,55
102	4,076	2,949	27,842	7,172	25,76	1054,76
104	3,751	2,955	25,728	6,567	25,47	1035,25
94	4,375	2,959	30,083	7,58	25,18	1045,037

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4	5	6	7
низкопроницаемая составная модель						
25-I	4,023	2,996	28,352	3,155	11,13	1,178
26	4,467	3,000	31,573	4,217	13,35	1,263
42-I	4,095	2,940	27,791	2,133	7,68	1,05
24-I	4,208	2,998	29,709	4,127	13,89	0,973
42-II	4,044	2,935	27,354	1,977	7,23	0,399

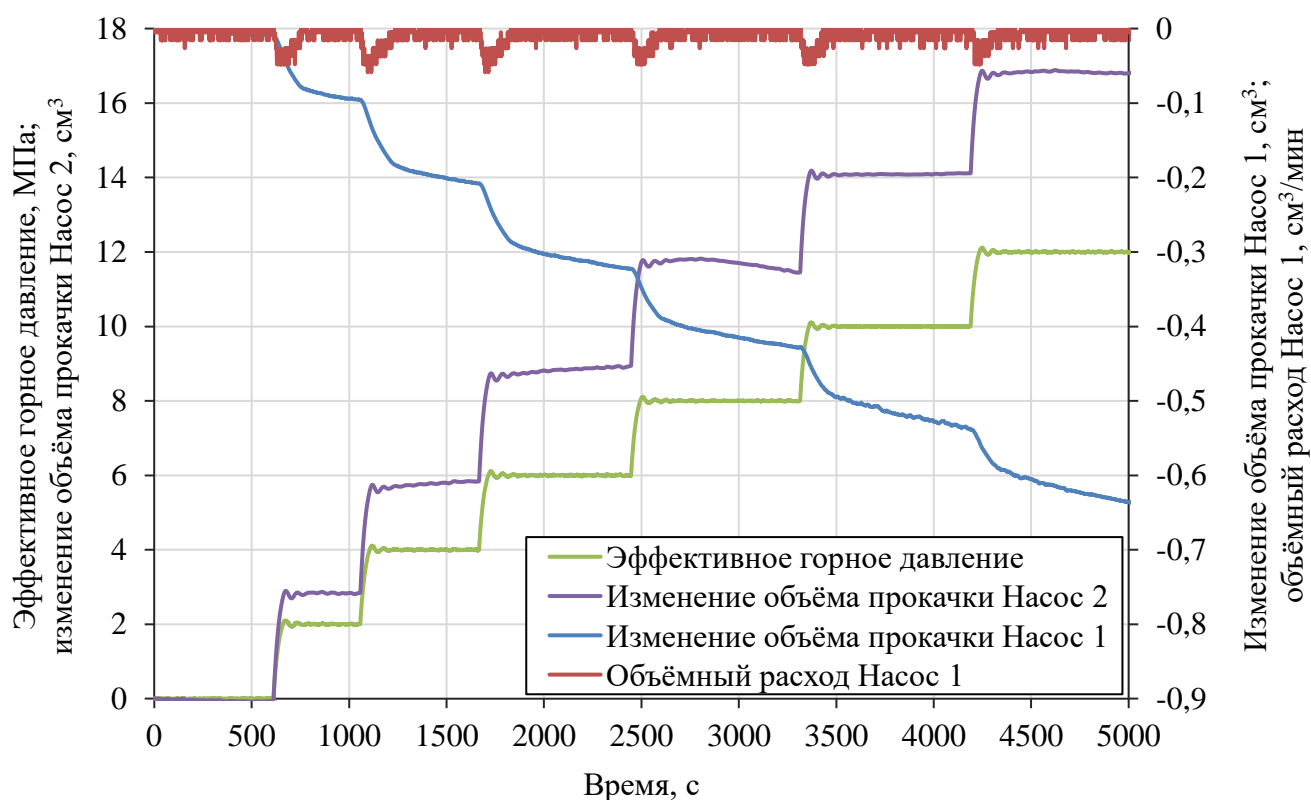


Рисунок 4.9 – Пример изменения параметров при выполнении экспериментов

По полученным данным изменения объёма прокачки воды насоса 1 рассчитывается коэффициент открытой пористости насыщенных водой высокопроницаемых (Рисунок 4.10) и низкопроницаемых (Рисунок 4.11) керновых моделей. Исходя из динамики изменения коэффициента открытой пористости можно сделать вывод, что увеличение давления на образцы вне зависимости от ФЕС незначительно уменьшает коэффициент открытой пористости – только на $0,04 \div 0,06$ % при увеличении давления обжима керновой модели (горного давления) на 2 МПа вне зависимости от температуры. Увеличение температуры существенно снижает величину

коэффициента открытой пористости керновых образцов – на 40 °С за счёт теплового расширения пористость уменьшается на $0,75 \div 0,92$ % и зависит от начального значения (чем выше пористость, тем меньше изменение порового объёма с увеличением температуры). Для подтверждения зависимости коэффициента открытой пористости от температуры проведено дополнительное исследование на насыпной модели пласта с большим поровым объёмом.

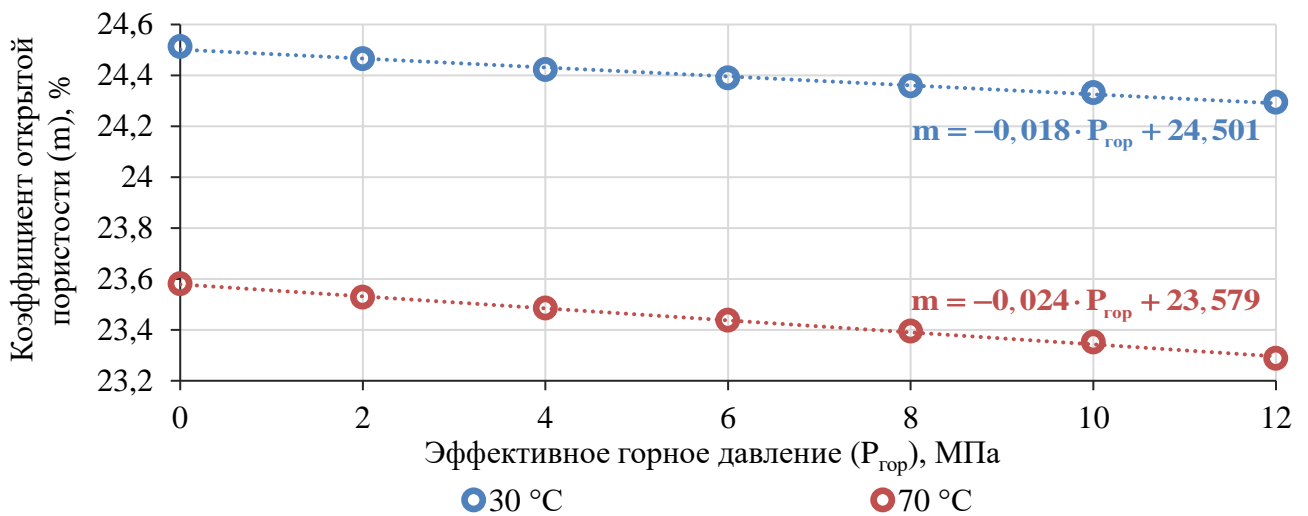


Рисунок 4.10 – Зависимость коэффициента открытой пористости от давления при разных температурах для высокопроницаемых образцов керна

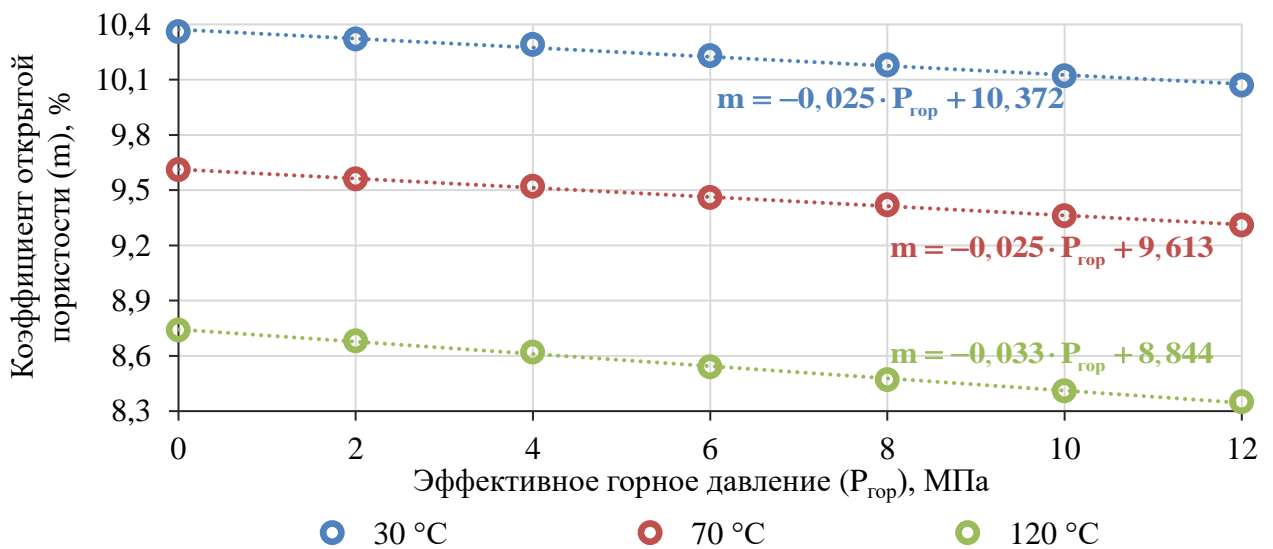


Рисунок 4.11 – Зависимость коэффициента открытой пористости от давления при разных температурах для низкопроницаемых образцов керна

В качестве насыпной модели используется неоднородная насыпная модель № 3, коэффициент открытой пористости которой равен 26,78 %.

Отличительной особенностью проведения экспериментов на насыпной модели является то, что в отличие от кернодержателя, стальная труба насыпной модели не имеет большого объёма масла для создания горного давления, тем самым сокращая время термостатирования насыпной модели. Для определения динамики изменения порового объёма используется как дистиллированная вода, так и высоковязкая нефть Ярегской площади Ярегского месторождения.

После насыщения насыпной модели водой и определения порового объёма насыпная модель герметизируется и нагревается до 130 °С с последующим термостатированием. Далее температура снижается до стабилизации объёма прокачки жидкости (Рисунок 4.12). Выполнив эксперимент по воде, насыпная модель насыщалась высоковязкой нефтью до остаточной водонасыщенности 7,36 %.

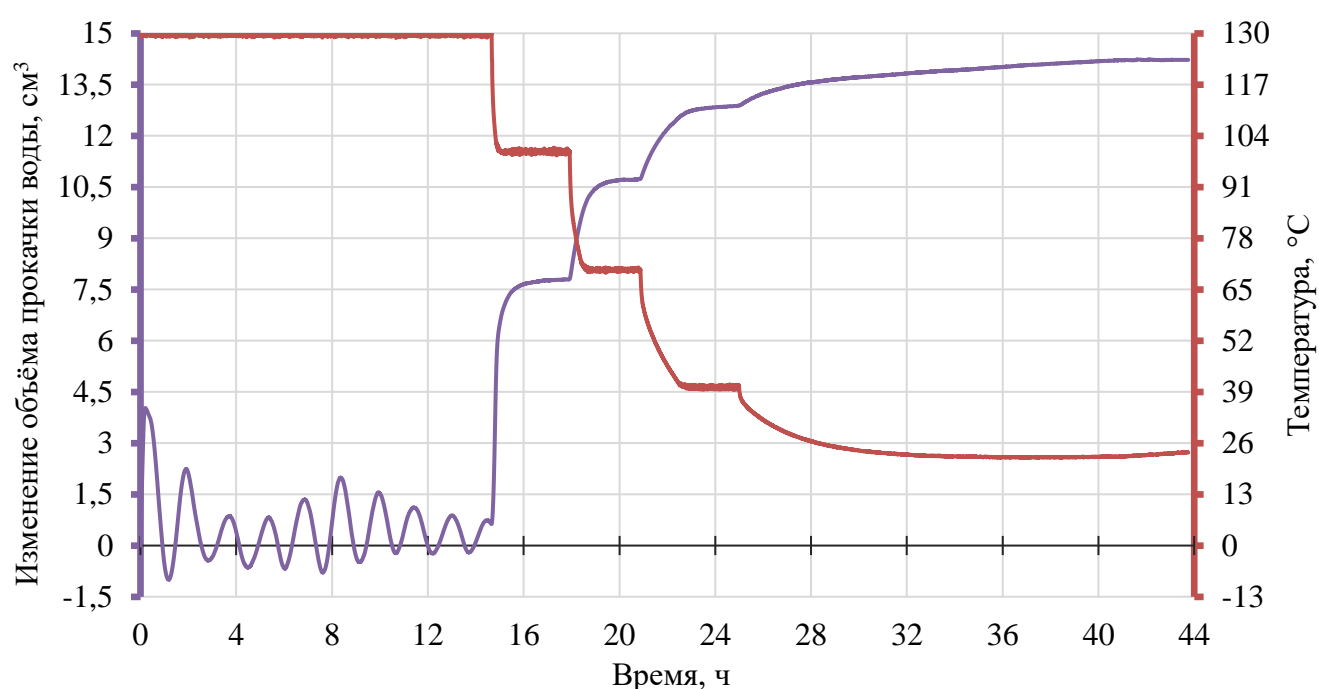


Рисунок 4.12 – Изменение объёма прокачки воды от температуры в неоднородной насыпной модели № 3

Согласно полученной зависимости коэффициента открытой пористости от температуры, представленной на Рисунке 4.13, видно, что нефть Ярегского

месторождения имеет большой коэффициент теплового расширения (α_n выше в 3,57 раза по сравнению с α_v). За счёт этого поровый объём модели с нефтенасыщенностью 92,6 % при нагревании до 130 °С снижается с 94,6 до 60,5 см³ (на 36,0 %). Коэффициент открытой пористости при нагревании насыпной модели с дистиллированной водой до 130 °С снижается на 14,2 %. Согласно полученным экспериментальным данным, можно оценить величину термоупругого вытеснения нефти на разрабатываемом участке Ярегской площади [35].

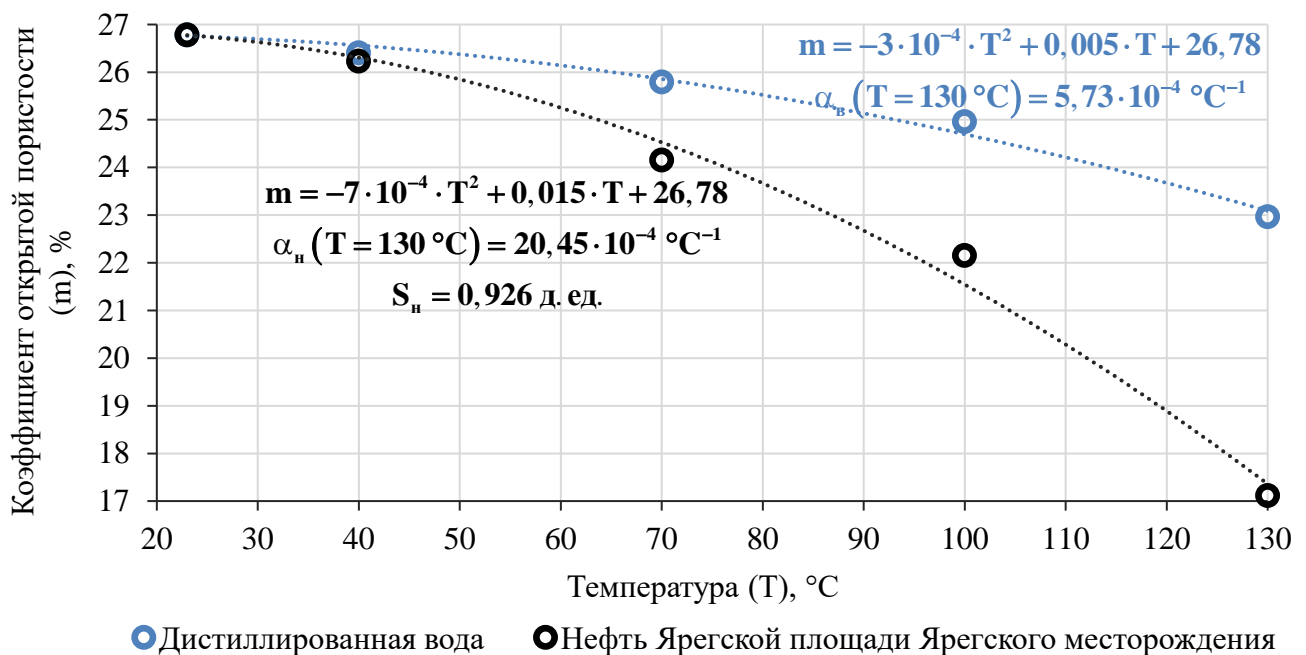


Рисунок 4.13 – Зависимость коэффициента открытой пористости от температуры

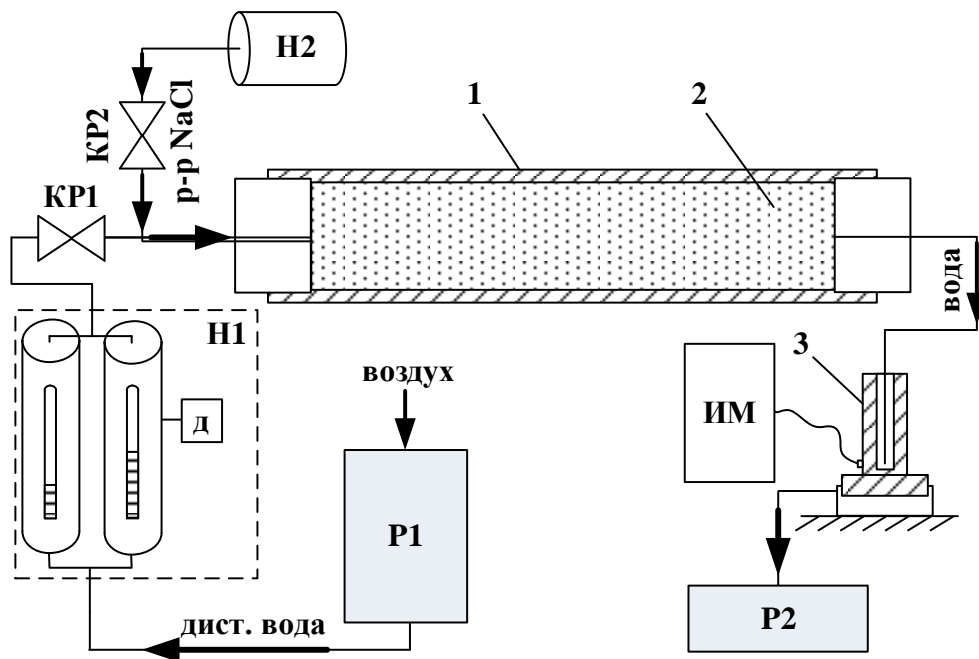
4.5 Исследование течения конденсата в пористой среде

4.5.1 Однородная насыпная модель

Гидравлическая схема проведения серии экспериментов представлена на Рисунке 4.14. Перед проведением экспериментов по закачке оторочки солевого раствора происходит прокачка $(5-7) \cdot V_{\text{пор}}$ дистиллированной воды в насыпную модель в горизонтальном положении с расходом 5 см³/мин до постоянного сопротивления раствора в измерительной кювете прибора «ПетроОм». Далее закачка

дистиллированной воды останавливается для ввода раствора NaCl с концентрацией 10 г/л объёмом 2 см³ через соединительную трубку входного торца модели с открытием крана КР2, после чего кран закрывается и закачивается дистиллированная вода с постоянным расходом, отслеживая динамику сопротивления раствора в измерительной кювете. При проведении экспериментов кювета всё время заполнена водой, при наличии ионов неорганической соли сопротивление раствора снижается, что обеспечивает постоянное отслеживание выхода ионов солевого раствора при проведении фильтрации.

Для исследования течения жидкости в однородной пористой среде проведено 4 эксперимента при различных расходах закачки воды (Рисунок 4.15). На Рисунке 4.16 представлена динамика изменения сопротивления в зависимости от прокачанных поровых объёмов дистиллированной воды.



1 – стальная труба насыпной модели; 2 – естественный помол зерна (песок);
3 – кювета для измерения сопротивления раствора; P1 – резервуар для воды;
P2 – резервуар для выходящей из модели воды; Н1 – насос для подачи воды с датчиком «д»; Н2 – насос для закачки раствора NaCl; КР1 и КР2 – краны

Рисунок 4.14 – Гидравлическая схема для исследования фильтрации воды в однородной насыпной модели

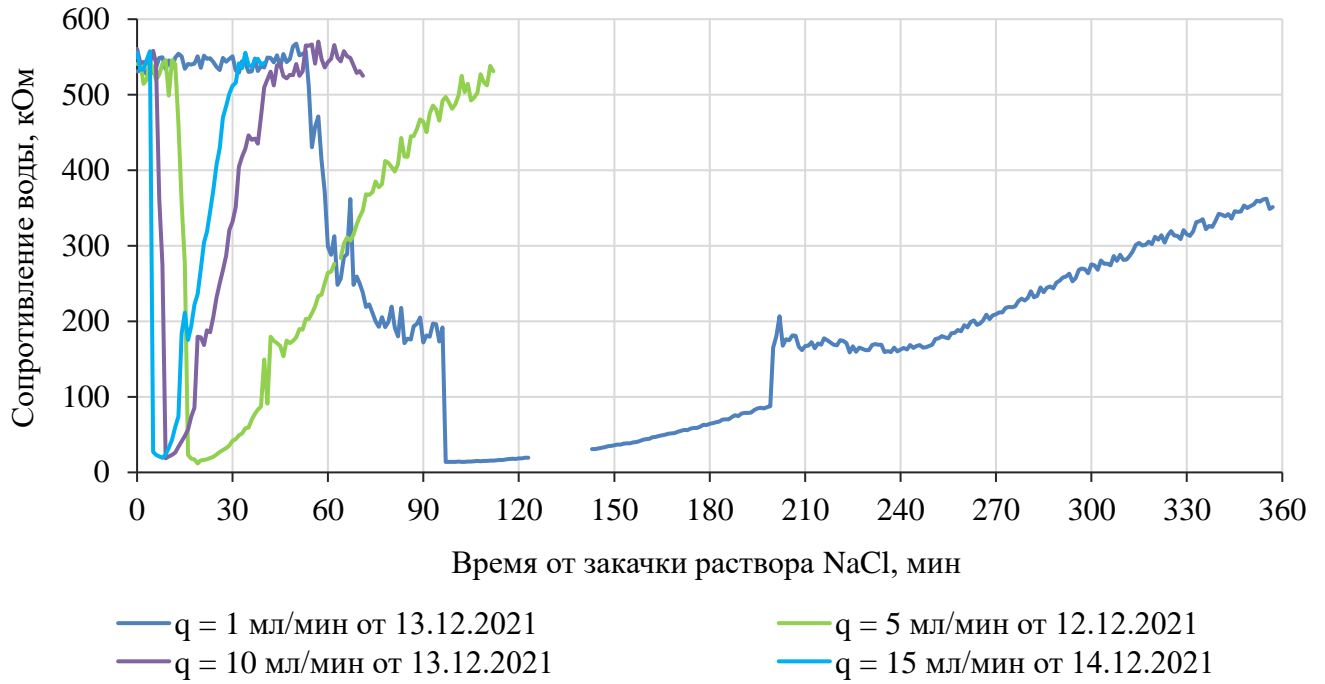


Рисунок 4.15 – Изменение сопротивления в кювете при различных расходах

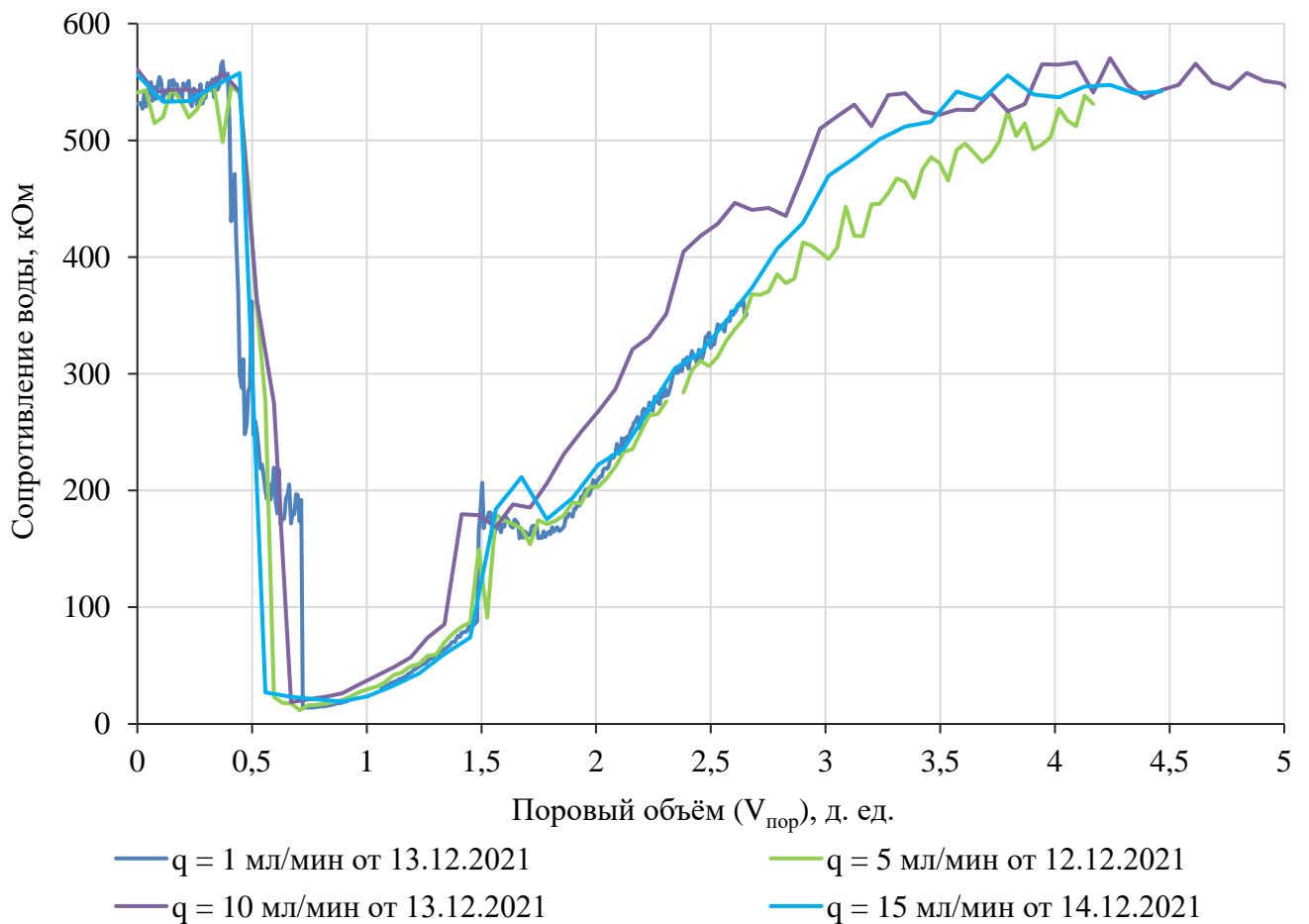


Рисунок 4.16 – Изменение сопротивления выходящей воды из однородной насыпной модели в зависимости от прокачки поровых объёмов воды

Согласно полученным результатам фильтрации видно, что при закачке 2 см^3 раствора NaCl концентрацией 10 г/л сохраняется форма кривой сопротивления от объёма закачанной дистиллированной воды. Минимальное сопротивление раствора после закачки раствора NaCl в насыпную модель в поровых объёмах составляет порядка $(0,55 \div 0,75) \cdot V_{\text{пор}}$. Начало снижения сопротивления – $0,35 \cdot V_{\text{пор}}$, восстановление сопротивления до фонового значения – около $3,4 \cdot V_{\text{пор}}$. Способ оценки эффективного порового объёма защищён патентом РФ № 2820738 (Приложение Б).

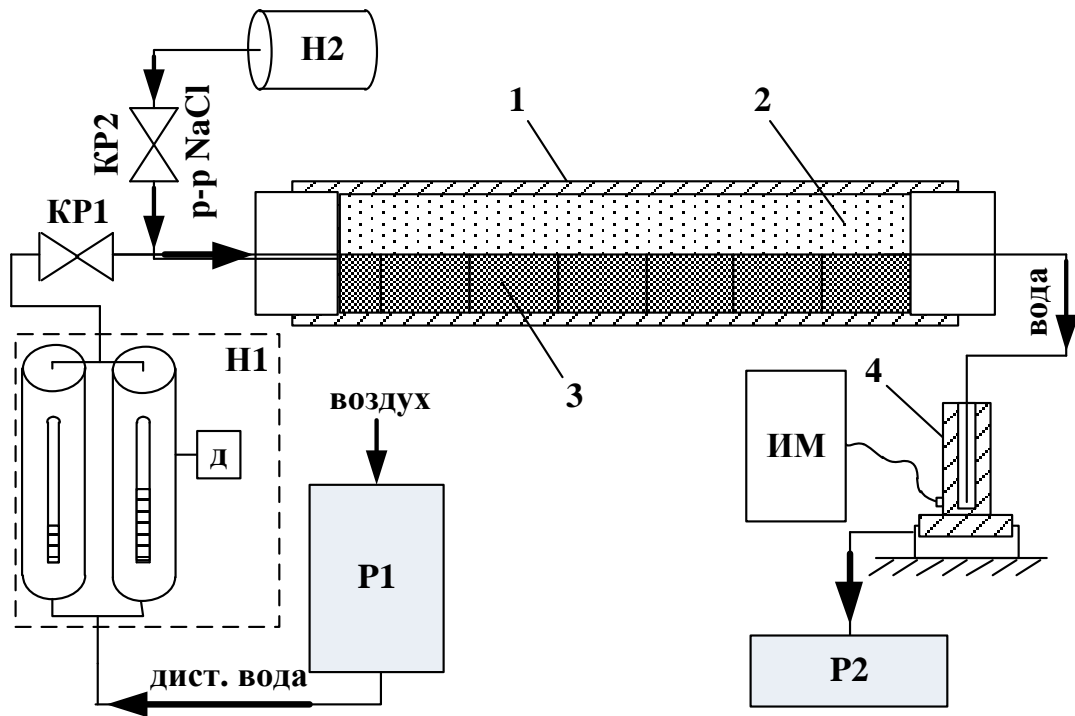
Стоит отметить, что при изменении расхода закачки воды минимальное сопротивление раствора в кювете находится в диапазоне $12 \div 19 \text{ кОм}$, что свидетельствует о движении солевого раствора в насыпной модели в виде одной порции, при этом концентрация выходящего раствора уменьшается до $0,2 \div 0,3 \text{ г/л}$ из-за движения «оторочки» в поровом объёме насыпной модели.

4.5.2 Результаты фильтрации в неоднородной пористой среде

Гидравлическая схема проведения серии экспериментов на неоднородной насыпной модели идентична схеме по экспериментальному исследованию в однородной насыпной модели, единственным отличием является лишь сама насыпная модель (Рисунок 4.17).

Всего проведено 5 экспериментов на расходах закачки дистиллированной воды 2, 5, 10, 15 и 1 мл/мин. На Рисунке 4.18 представлена зависимость сопротивления раствора от порового объёма неоднородной модели пласта № 1.

В Таблице 4.6 представлены результаты фильтрации в неоднородной модели пласта. В результате эксперимента при расходе $2 \text{ см}^3/\text{мин}$ пик наименьшего зафиксированного сопротивления приходится на $0,73 \cdot V_{\text{пор}}$, начало снижения сопротивления приходится на $0,18 \cdot V_{\text{пор}}$. После минимального значения сопротивления раствора последовал плавный рост сопротивления по мере закачки дистиллированной воды до $3,40 \cdot V_{\text{пор}}$ (период восстановления сопротивления – $3,22 \cdot V_{\text{пор}}$).



1 – стальная труба насыпной модели; 2 – естественный помол зерна (песок);

3 – полуцилиндрические керновые образцы; 4 – кювета ИМ

Рисунок 4.17 – Гидравлическая схема для исследования фильтрации воды в неоднородной насыпной модели

Исходя из полученных результатов видно, что происходит смещение зафиксированного минимума сопротивления раствора, вызванное изменением порового пространства из-за увеличения расхода закачки воды. На Рисунке 4.19 представлены торцы модели после проведения экспериментов, на входном торце при повышенных расходах закачки происходило образование пустотной полости. Движение дистиллированной воды и раствора NaCl при расходах 5-15 см³/мин преимущественно осуществляется по полости, что объясняет увеличение скорости выхода ионов по мере увеличения объёмного расхода. При проведении эксперимента при объёмном расходе 1 см³/мин не удалось достичь восстановления сопротивления раствора вплоть при прокачке более $30 \cdot V_{\text{пор}}$ воды, что, вероятней всего, вызвано насыщением керновых образцов солёной водой и постепенным «вымыванием» ионов NaCl посредством диффузии. При повышении расхода с 1 до 5 см³/мин произошёл рост сопротивления выходящей из модели воды.

Таблица 4.6 – Результаты фильтрации в неоднородной насыпной модели

Параметр	Расход, см ³ /мин				
	2	5	10	15	1
Начало снижения сопротивления в $V_{\text{пор}}$, д. ед.	0,19	0,14	0,07	0,05	0,04
Минимальное сопротивление раствора в $V_{\text{пор}}$, д. ед.	0,82	0,64	0,43	0,33	0,32
Восстановление сопротивления до начального фонового сопротивления в $V_{\text{пор}}$, д. ед.	3,65	4,59	4,37	9,03	-
Период восстановления сопротивления в $V_{\text{пор}}$, д. ед.	3,46	4,45	4,30	8,98	>30

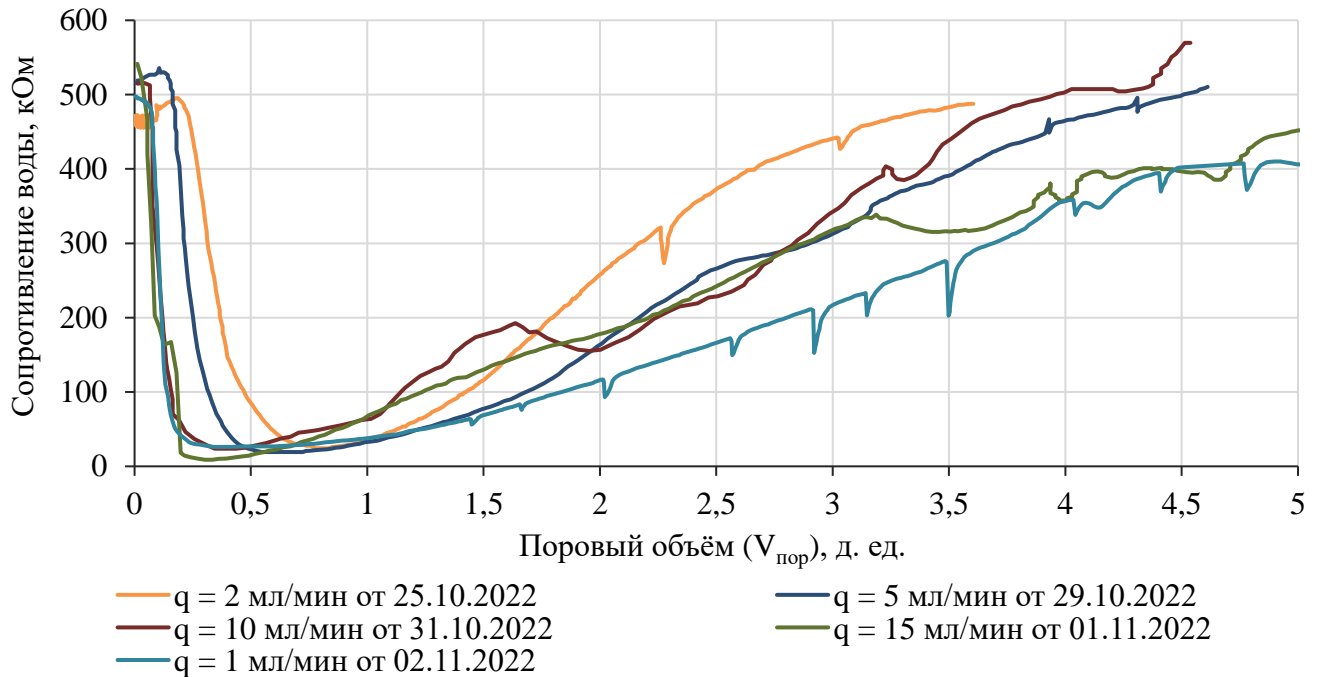
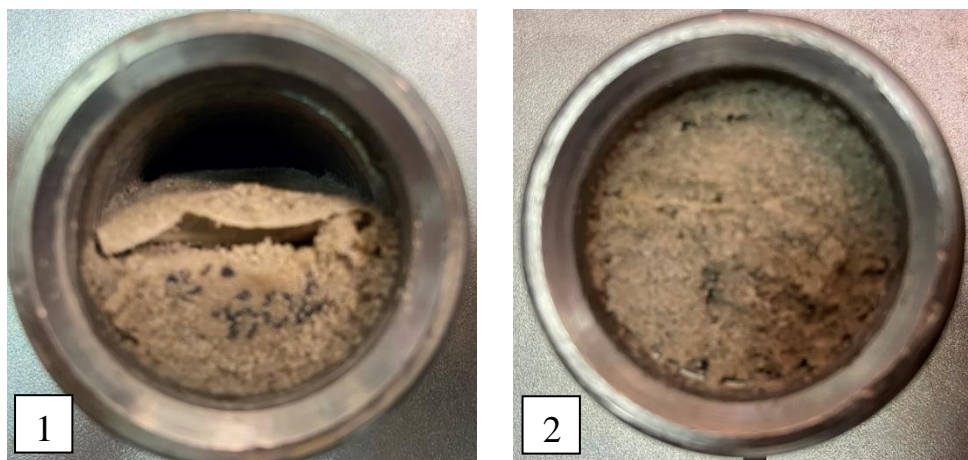


Рисунок 4.18 – Изменение сопротивления выходящей воды из неоднородной насыпной модели № 1 в зависимости от прокачки поровых объемов воды



1 – входной торец модели; б – выход неоднородной насыпной модели

Рисунок 4.19 – Торцы неоднородной насыпной модели № 1 после проведения экспериментов

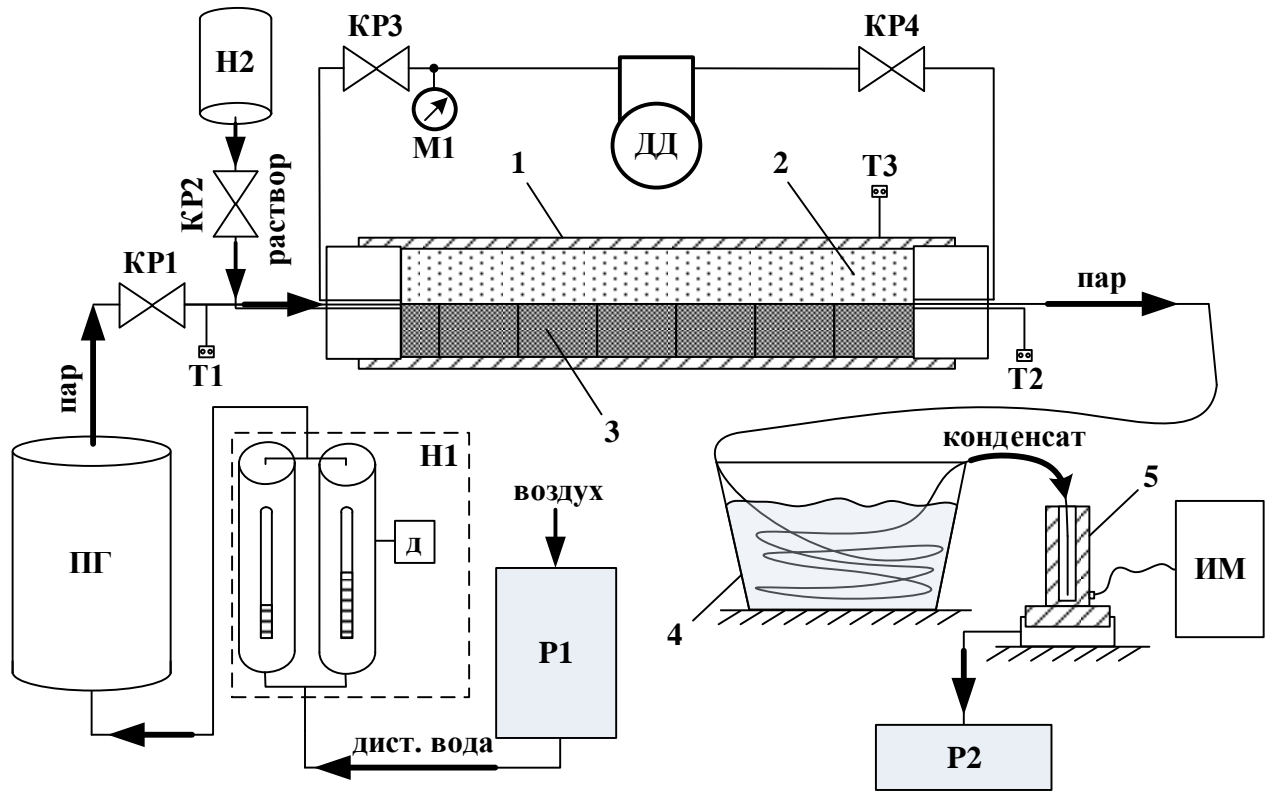
4.6 Исследование течения пароводяной смеси в неоднородных насыпных моделях

Для исследования фильтрации пароводяной смеси использовалась неоднородная насыпная модель пласта № 1 после проведения экспериментов по фильтрации конденсата. Перед проведением экспериментов с пароводяной смесью выполнялась прокачка нескольких поровых объёмов дистиллированной воды с расходом $5 \text{ см}^3/\text{мин}$ в наклонном положении (около 45°) насыпной модели для перераспределения песка к входному торцу насыпной модели и вытеснения воздуха.

На Рисунке 4.20 представлена изменённая гидравлическая схема проведения экспериментов. Для генерации пара выставлена температура нагрева $300 \text{ }^\circ\text{C}$ в проточном парогенераторе-перегревателе. Для контроля температуры на входе и выходе из модели установлены термодатчики, а также дифференциальный манометр для оценки изменения перепада давления при проведении экспериментов. С учётом высокой температуры выходящей пароводяной смеси из модели предусмотрена гибкая полиуретановая трубка объёмом $11,98 \text{ см}^3$, которая опущена в ёмкость со льдом для конденсации пара и измерения сопротивления жидкости.

При исследовании фильтрации пара путём закачки фиксированного объёма раствора NaCl $2 \text{ см}^3/\text{мин}$ концентрацией 10 г/л отмечается сильное запаздывание выхода ионов (начало снижения сопротивления) в сравнении с закачкой воды в насыпную модель. На Рисунке 4.21 представлена динамика изменения сопротивления сконденсировавшегося пара после закачки солевого раствора в зависимости от расхода подачи дистиллированной воды в парогенератор. Исходя из полученных результатов видно, что по мере увеличения объёмного расхода дистиллированной воды увеличивается период восстановления сопротивления. Так, например, для объёмного расхода $q = 15 \text{ см}^3/\text{мин}$ сопротивление конденсата начало восстанавливаться до фонового только после изменения режима закачки. Восстановление сопротивления до фонового значения не означает полного выхода ионов из насыпной модели, поскольку при дальнейших изменениях режима закачки отмечается

снижение сопротивления, что свидетельствует по вовлечении новых фильтрационных каналов, которые ранее не участвовали в фильтрации.



1 – стальная труба насыпной модели; 2 – естественный помол зерна (песок);
 3 – полуцилиндрические зерновые образцы; 4 – холодильная ёмкость;
 5 – кювета для измерения сопротивления раствора; Н2 – насос для закачки растворов в модель; ПГ – парогенератор; Т1, Т2 и Т3 – термопара на входе, на выходе и стальной трубе насыпной модели; ДД – дифференциальный манометр; КР3 и КР4 – краны для измерения давления; М1 – манометр для измерения давления пара на входе насыпной модели; ИМ – измеритель иммитанса

Рисунок 4.20 – Гидравлическая схема проведения экспериментов по фильтрации пара в неоднородной насыпной модели

После каждого проведённого эксперимента по закачке пара в неоднородную насыпную модель № 1 модель вскрывалась для оценки развития пустотного пространства на входном торце (Рисунок 4.22). При закачке поровых объёмов пароводяной смеси происходило изменение пустотного пространства, что повлияло на

сопротивление выходящего конденсата, как это было при исследовании фильтрации дистиллированной воды на данной модели.

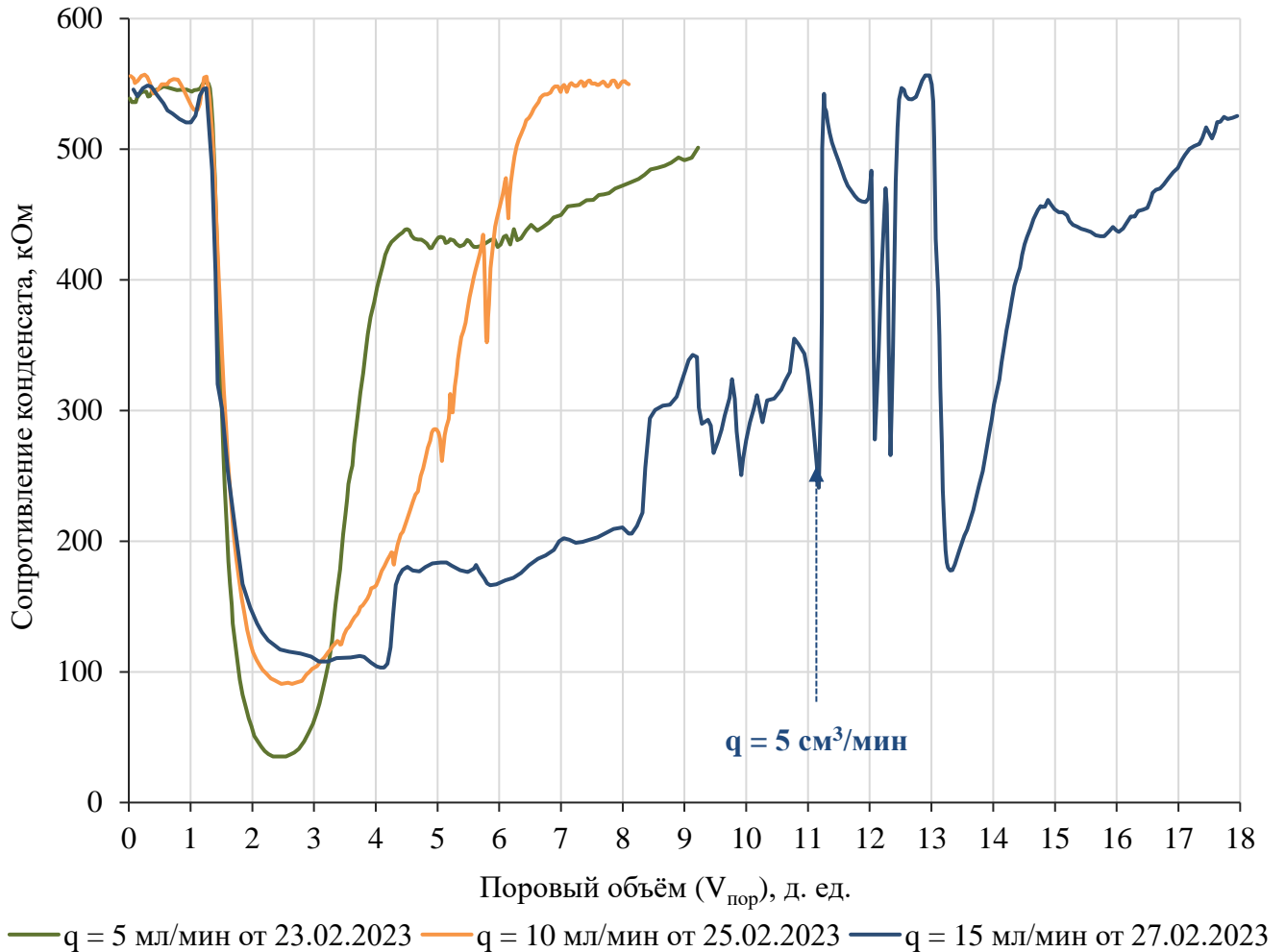
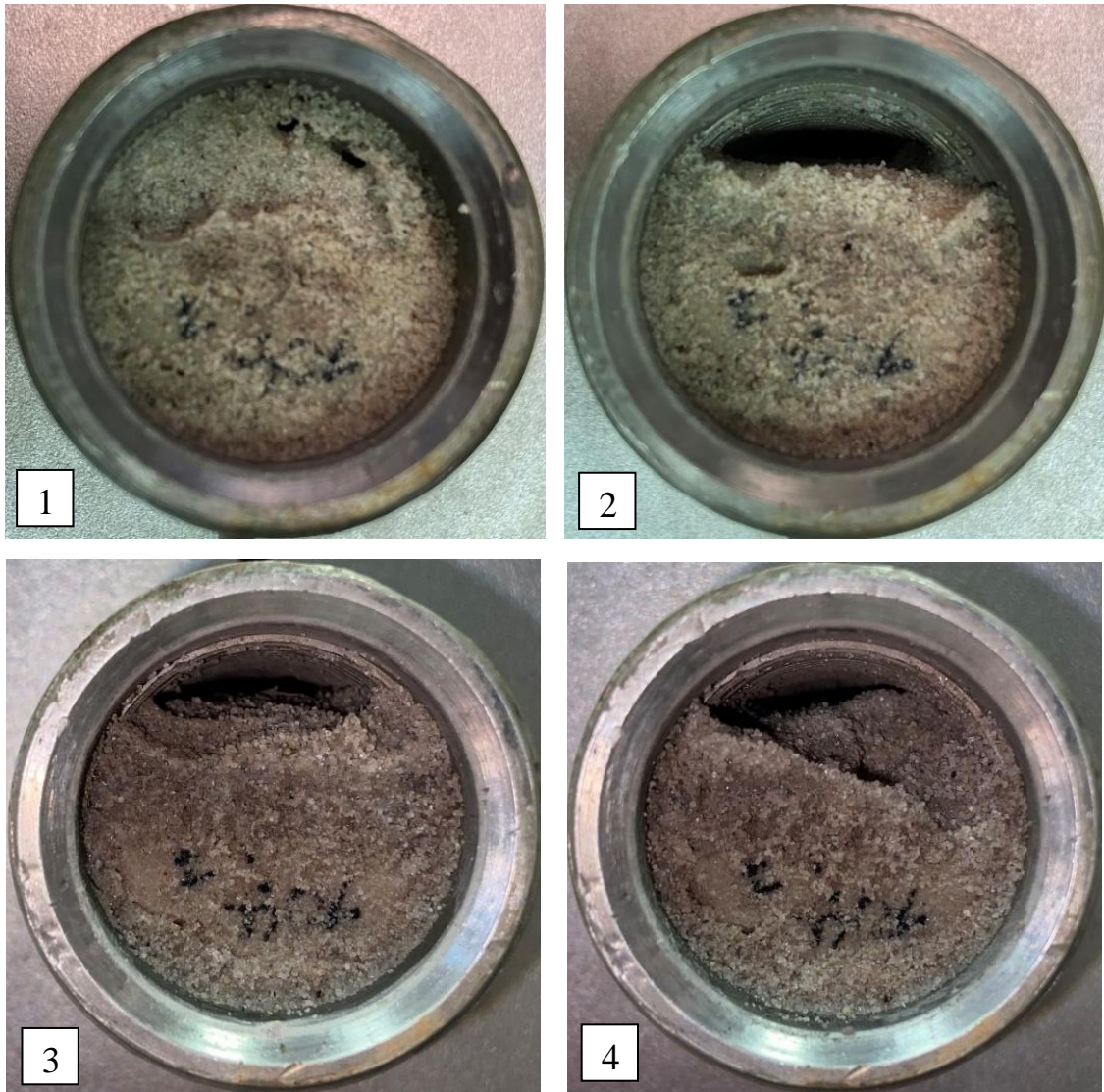


Рисунок 4.21 – Изменение сопротивления конденсата, выходящего из неоднородной насыпной модели № 1 в зависимости от прокачки поровых объемов воды

Стоит также отметить, что после конденсации пароводяной смеси и прокачки воды или пара через насыпную модель сопротивление выходящего из модели конденсата ниже, чем фоновой дистиллированной воды, что говорит о распределении ионов из полуцилиндрических керновых образцах после конденсации в верхнюю часть с песком.



1 – $5 \cdot V_{\text{пор}}$ при $q = 5 \text{ см}^3/\text{мин}$; 2 – $17 \cdot V_{\text{пор}}$ при $q = 5 \text{ см}^3/\text{мин}$;

3 – $10 \cdot V_{\text{пор}}$ при $q = 10 \text{ см}^3/\text{мин}$; 4 – $11 \cdot V_{\text{пор}}$ при $q = 15 \text{ см}^3/\text{мин}$

Рисунок 4.22 – Входной торец неоднородной насыпной модели № 1 от закачки поровых объёмов пара при объёмном расходе воды

По мере увеличения расхода происходит развитие пустотного пространства, при этом давление закачки при $q = 3 \text{ см}^3/\text{мин}$ постепенно падает (Рисунок 4.23), что свидетельствует о увеличении проницаемости. Также наблюдается снижение температуры ближе к выходному торцу насыпной модели, что коррелирует со снижением давления при изменении порового пространства.

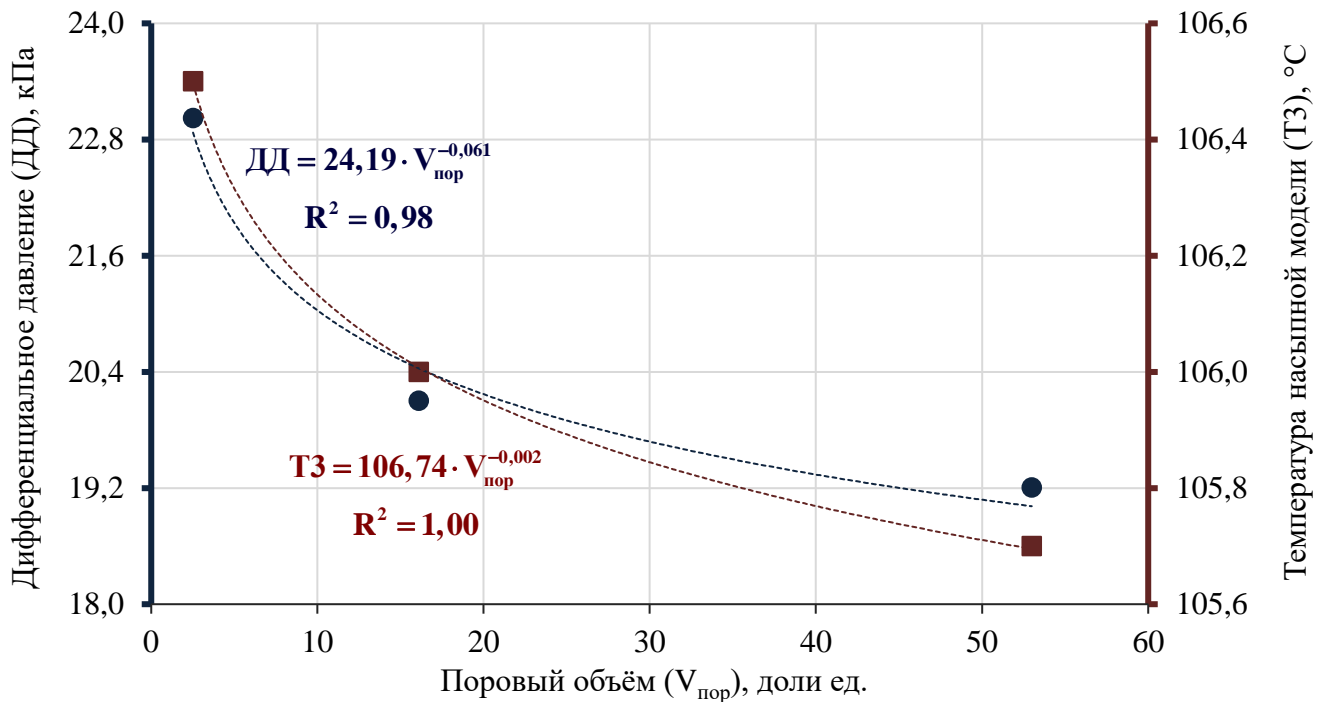


Рисунок 4.23 – Изменение дифференциального давления и температуры при объемном расходе $3 \text{ см}^3/\text{мин}$ в неоднородной насыпной модели № 1 по мере закачки поровых объемов пароводяной смеси

С целью предупреждения образования пустотной полости в неоднородной насыпной модели при фильтрации пароводяной смеси была подготовлена модель № 2 с увеличенной массой засыпанного песка в верхнюю часть (Таблица 4.3). При разборе неоднородной насыпной модели № 1 часть полуцилиндрических керновых образцов была повреждена, поэтому для создания модели использованы другие керновые образцы из Таблицы 4.1. Полуцилиндрический образец № 13, находящийся у выхода насыпной модели, подпилен для достижения общей длины в $0,5 \text{ м}$.

Перед выполнением фильтрации пароводяной смеси осуществлена проверка образования пустотной полости в верхней части насыпной модели на повышенных расходах пароводяной смеси (10 и $15 \text{ см}^3/\text{мин}$). В результате закачки $64,7 \cdot V_{\text{пор}}$ пароводяной смеси существенного изменения дифференциального давления и температур не последовало, что свидетельствует о постоянстве пористой среды. На Рисунке 4.24 представлена зависимость перепада давления при закачке $33,3 \cdot V_{\text{пор}}$ 15.03.2023 и $31,4 \cdot V_{\text{пор}}$ 16.03.2023, которые фиксировались после 10 мин

постоянного объёмного расхода. На Рисунке 4.25 представлены температуры от объёмного расхода подачи дистиллированной воды в парогенератор в неоднородную насыпную модель № 2.

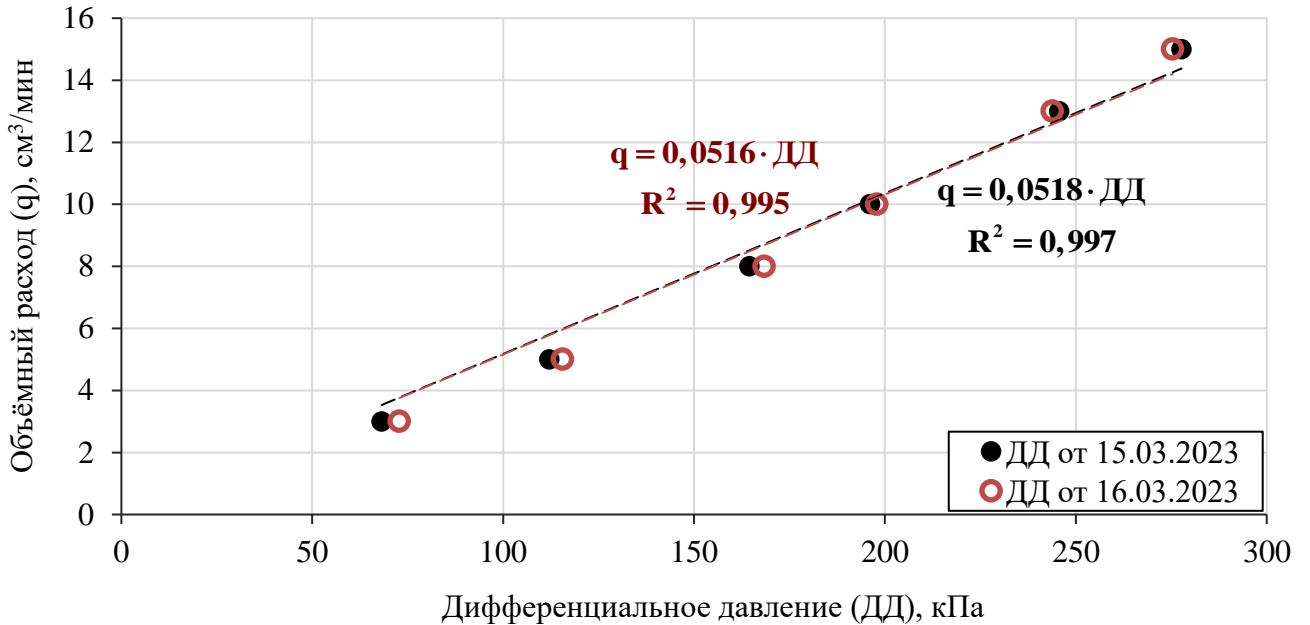


Рисунок 4.24 – Изменение дифференциального давления в модели от объёмного расхода пароводяной смеси в неоднородной модели № 2

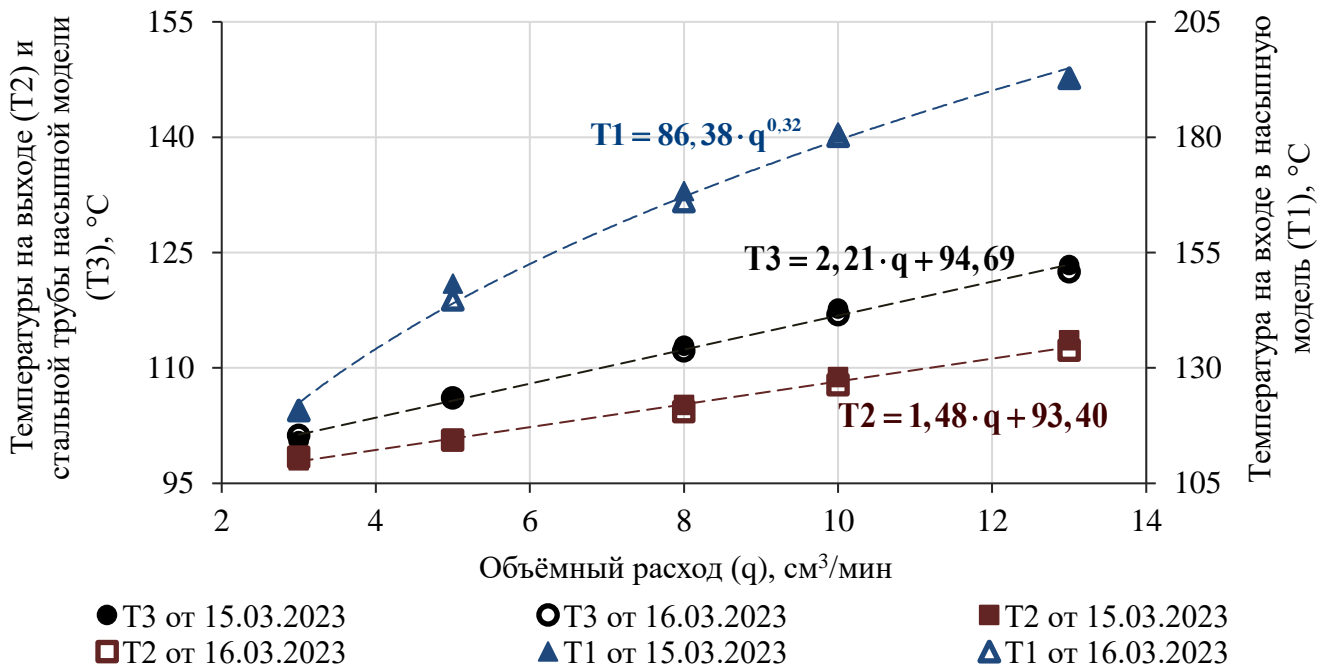
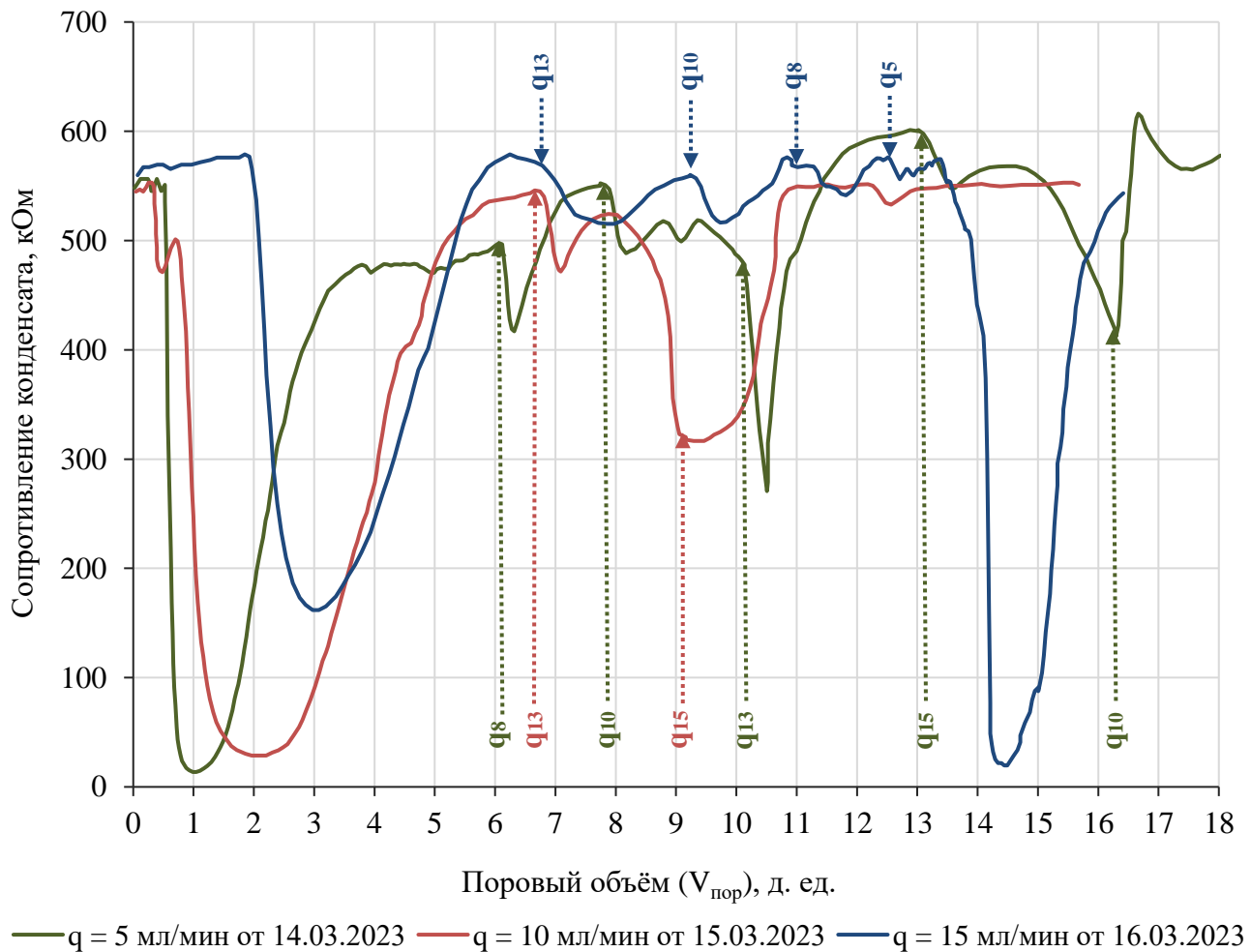


Рисунок 4.25 – Изменение температур от объёмного расхода в неоднородной модели № 2 по мере закачки пара

Исходя из зафиксированного перепада давления и температур, можно сделать вывод, что несмотря на закачку большого количества пара развития пустотного пространства в насыпной модели № 2 не наблюдается.

При оценке постоянства пористой среды проведены эксперименты по закачке раствора NaCl для изучения фильтрации в насыпной модели без пустотной полости. Согласно полученным данным по фильтрации пара в насыпной модели № 1, было принято решение менять объёмный расход закачки в процессе измерения сопротивления, выходящей пароводяной смеси из насыпной модели (Рисунок 4.26).



q_i – расход подачи дистиллированной воды, где i – значение расхода в $\text{см}^3/\text{мин}$

Рисунок 4.26 – Динамика сопротивления конденсата от прокачки порового объёма водяного пара с изменением расхода в неоднородной насыпной модели № 2

Исходя из полученных результатов, представленных на Рисунке 4.26, видно, что изменение объёмного расхода влечёт за собой изменение сопротивления, что подтверждает полученные результаты по фильтрации пара в неоднородной насыпной модели № 1. Также стоит отметить, что с увеличением расхода пароводяной смеси увеличивается время выхода первой порции минерализованного раствора.

4.7 Исследование применения осадкообразующих составов

Осадкообразующие составы представляют собой растворы неорганических солей, которые в результате смешивания образуют аморфные или кристаллические осадки. Образованные осадки коагулируют поровое пространство, по которому движется нагнетаемый агент, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков, снижению обводнённости и увеличению коэффициента извлечения нефти. Несмотря на относительно неплохую эффективность применения осадкообразующих составов на сегодняшний день их используют довольно редко по причине небольшого количества дополнительно добытой нефти по сравнению с другими технологиями [27].

Ярким примером осадкообразующих составов являются водные растворы карбоната натрия и хлорида кальция, которые при смешивании образуют карбонат кальция в виде мелкодисперсного осадка. В ряде случаев нерастворимые осадки карбоната кальция могут быть использованы для повышения нефтеизвлечения из неохваченных зон заводнением, так как содержание мелкодисперсной среды меняет смачиваемость поверхности горной породы [115].

Закачка осадкообразующих составов преимущественно направлена на увеличение фильтрационных сопротивлений в удалённой зоне пласта. В ряде случаев осадкообразующие составы закачивают совместно с дисперсными частицами (твёрдыми частицами), что способствует осадконакоплению в призабойной зоне. Существенным преимуществом технологии осадкообразования в отличие от других методов регулирования фильтрационных потоков от нагнетательных скважин

является высокая селективность – способность герметизации исключительно обводнённых фильтрационных каналов [26].

Существует большое количество технологий ограничения водопритока к добывающим скважинам от нагнетательных скважин, помимо применения осадкообразующих составов, такие как закачка гелеобразующих составов, полимерно-дисперсных систем, силикатных растворов и т. д. [26]. Можно отметить следующие технологии снижения проницаемости за счёт закачки осадкообразующих составов или их использования в композиции водных растворов:

– патент РФ № 2168009 – использование водных растворов сернокислого алюминия и карбоната натрия с последующей закачкой технической воды с растворов хлорида кальция [50];

– патент РФ № 2527424 – закачка натриевой соли нафтеновых кислот и воды, в результате чего происходит осадкообразование, сопровождающийся нефтеотмывающим механизмом за счёт ПАВ [51];

– патент РФ № 2541667 – закачка раствора хлорида алюминия, карбамида и термостабилизирующей добавки, что приводит к снижению проницаемости обводнённых участков и увеличению нефтеотдачи за счёт разложения карбамида [52];

– патент РФ № 2560047 – закачка соли алюминия, лингосульфонов на натриевой основе, соляной кислоты и нефтепродуктов в карбонатный коллектор способствует образованию гидроксида алюминия, закупоривающий высокопроницаемые каналы фильтрации [54];

– патент РФ № 2581070 – применение титанового коагулянта для герметизации высокообводнённых фильтрационных каналов [55];

– патент РФ № 2633466 – образование нерастворимых осадков при взаимодействии растворов сульфаминовой кислоты или её эфира и хлорида кальция при температуре выше 80 °С [56];

– патент РФ № 2716316 – закачка состава, включающего титановый коагулянт, хлорид алюминия и карбамид, в результате чего образуется прочный гель гидроксида алюминия с соединениями титанового коагулянта [57];

– патент РФ № 2811129 – состав для вытеснения нефти и селективного ограничения водопритока путём осадконакопления, состоящий из хлорида натрия, лингосульфоната натрия, нефтенола-ВКС, нефтенола-ГФ, оксиэтилидендифосфорной кислоты и воды [58];

– патент РФ № 94039241 – образование геля за счёт закачки раствора хлорида алюминия, карбамида и полиакриламида, а также увеличение нефтеотдачи за счёт разложения карбамида с выделением углекислого газа и аммиака [59];

– патент РФ № 95103352 – закачка осадкообразующего и гелеобразующего составов, в состав которых входят силикат натрия (калия), хлорид кальция и хлорида натрия в разных концентрациях [60];

На скважинах пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения при проведении ПЦО уже существует положительный опыт применения гелеобразующей композиции «ГАЛКА» [10] и нефтewытесняющей композиции «НИНКА» [12, 53]. Для повышения эффективности проведения обработок скважин нефтewытесняющими и гелеобразующими составами могут быть добавлены ПАВ, растворители и другие компоненты [8, 9, 11].

В рассмотренных выше технологиях есть свои плюсы и минусы при применении и получаемой эффективности, но есть одно сходство – это применение водных растворов, чаще всего с ограничением пластовой температуры. Помимо этого, с учётом успешного опыта применения тех или иных реагентов на месторождениях высоковязких нефтей стоит отметить, что не все они подойдут для применения в скважинах Ярегской площади из-за образования газообразных продуктов химических реакций. Также стоит учитывать, что приёмистость паронагнетательной скважины в случае кольматации призабойной зоны при применении термотропных химических соединений в высоких термобарических условиях, таких как сульфат алюминия или хлорид алюминия, может резко снизиться, тем самым уменьшится радиус теплового воздействия и, как следствие, упадёт добыча высоковязкой нефти. Отсюда следует, что необходимо определить критерии применимости осадкообразующих составов именно в паронагнетательных скважинах, в качестве

которых можно отметить: термоустойчивость в широком диапазоне температур (до 320 °С); стабильность с течением времени теплового воздействия, большая глубина проникновения для поддержания должных темпов закачки теплоносителя с относительно небольшим приростом давления закачки пара; применение во всех типах коллектора; возможность повторного применения в паронагнетательных скважинах – низкая стоимость химических реагентов для выполнения мероприятия.

Кристаллические и аморфные осадки, выпадающие при смешивании растворов неорганических солей, образуются в небольшом поровом объёме, занимаемом этими растворами [27]. Поэтому сам механизм кольматации не предусматривает их полной закупорки, что теоретически благоприятно скажется на перераспределении потока пароводяной смеси без существенного падения приёмистости и роста давления закачки пара. Более того, при закачке небольших объёмов осадкообразующих составов вероятен переход ионов из растворов неорганических солей в пароводяную смесь (в другое фазовое состояние), что приведёт к осадконакоплению исключительно в части пласта, заполненной теплоносителем. Таким образом, применение осадкообразующих составов в паронагнетательных скважинах может способствовать минимизации прорывов по высокопроницаемым каналам и увеличить прогрев за счёт конвекции и перераспределения фильтрационного потока теплоносителя в менее проницаемые области, которые прогревались только теплопроводностью.

4.7.1 Увеличение фильтрационного сопротивления при закачке пароводяной смеси

В качестве осадкообразующих растворов для проведения экспериментов по снижению проницаемости неоднородных моделей были выбраны следующие неорганические соединения: сульфат железа (II), карбонат натрия и хлорид кальция. Проведение закачки осадкообразующих составов состоит из следующих этапов:

1. Остановка закачки пара и закачка раствора FeSO_4 с концентрацией $0,45 \text{ г/см}^3$ объёмом n (количество см^3). Закачка пара с расходом $5 \text{ см}^3/\text{мин}$ в течение 2 мин. Остановка закачки пара и закачка буферного раствора объёмом n (техническая вода для промывки), после чего продолжение закачки в течение 1-2 мин с объёмным расходом $5 \text{ см}^3/\text{мин}$.

2. Остановка закачки пара и закачка раствора Na_2CO_3 с концентрацией $0,45 \text{ г/см}^3$ объёмом $2 \cdot n$. Закачка пара с расходом $7,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ в течение 1-2 мин. Остановка закачки пара и закачка «буфера» объёмом $2 \cdot n$, далее происходит закачка пара в течение 2 мин с объёмным расходом $7,5 \text{ см}^3/\text{мин}$.

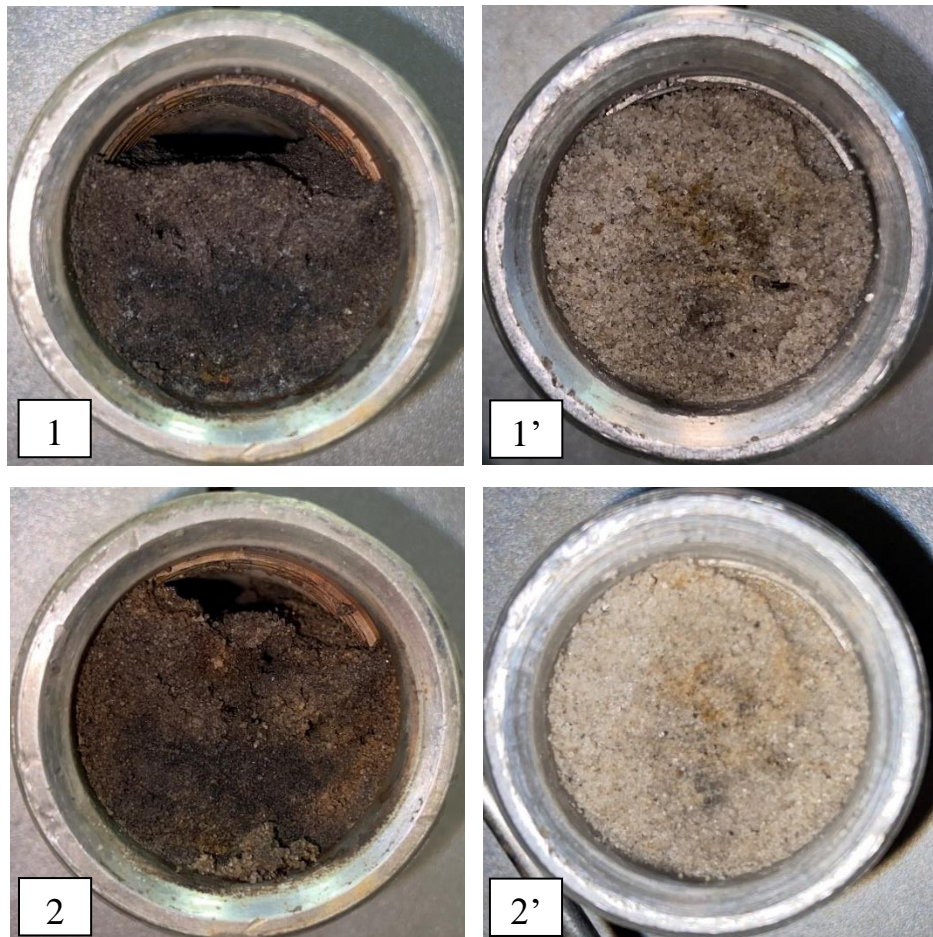
3. Остановка закачки пара и закачка раствора CaCl_2 с концентрацией $0,45 \text{ г/см}^3$ объёмом n . Закачка пара с расходом $10 \text{ см}^3/\text{мин}$ (объёмный расход до применения осадкообразующих растворов).

Таким образом, при закачке растворов трёх неорганических солей образуются различные нерастворимые осадки, так как все составы так или иначе реагируют между собой благодаря увеличению скорости потока пароводяной смеси (объёмного расхода), что, в свою очередь, позволяет увеличить глубину проникновения нерастворимых частиц дисперсных систем, в которых дисперсной средой является водяной пар.

Эксперимент № 1 по применению осадкообразующих составов (ООС) был выполнен на неоднородной насыпной модели № 1 после закачки более $50 \cdot V_{\text{пор}}$ пароводяной смеси с различными объёмными расходами (после образования пустотной полости на входном торце модели). На Рисунке 4.27 представлены вход и выход неоднородной насыпной модели № 1 после обработки осадкообразующими растворами: FeSO_4 в объёме 4 см^3 , Na_2CO_3 в объёме 8 см^3 и CaCl_2 в объёме 4 см^3 . Предполагаемая суммарная масса нерастворимых осадков в случае полной коагуляции составляет $3,6 \text{ г}$ ($0,66 \%$ от массы модели).

После закачки растворов отслеживалась динамика сопротивления и наличие механических частиц в выходящем из насыпной модели конденсате. Наибольшее количество осадка выходило через 10 мин после закачки всех осадкообразующих

растворов, далее выхода осадков не наблюдалось. В процессе фильтрации через каждые 5 мин отбирались пробы конденсата для проведения анализа на наличие осадкообразующего раствора FeSO_4 при его реагировании с раствором NaOH . В результате выполненного анализа через 5 мин концентрация FeSO_4 составляла $6,4 \text{ мг/см}^3$. Через 10 мин раствор FeSO_4 начал реагировать с раствором Na_2CO_3 при конденсации пароводяной смеси в трубке холодильной ёмкости, поэтому наблюдались механические примеси коричневого оттенка в выходящем конденсате. Концентрация ионов Fe^{2+} при добавлении NaOH в пробу через 10 мин после обработки осадкообразующими растворами с учётом выпавшего осадка в процессе закачки пара составила $22,4 \text{ мг/см}^3$.



1 и 1' – входной и выходной торцы модели после закачки $9,5 \cdot V_{\text{пор}}$;

2 и 2' – входной и выходной торцы модели после закачки $23,5 \cdot V_{\text{пор}}$

Рисунок 4.27 – Торцы насыпной модели № 1 после закачки осадкообразующих растворов при постоянном объёмном расходе $10 \text{ см}^3/\text{мин}$

Весь вышедший после обработки конденсат проходил через фильтровальную бумагу для оценки массы нерастворимого осадка (Рисунок 4.28). Всего закачено в неоднородную насыпную модель $23,5 \cdot V_{\text{пор}}$ теплоносителя с объёмным расходом $10 \text{ см}^3/\text{мин}$. Общая масса осадка в результате взвешивания фильтра составила $0,15 \text{ г}$, следовательно, в насыпной модели осталось около $3,45 \text{ г}$ осадка.

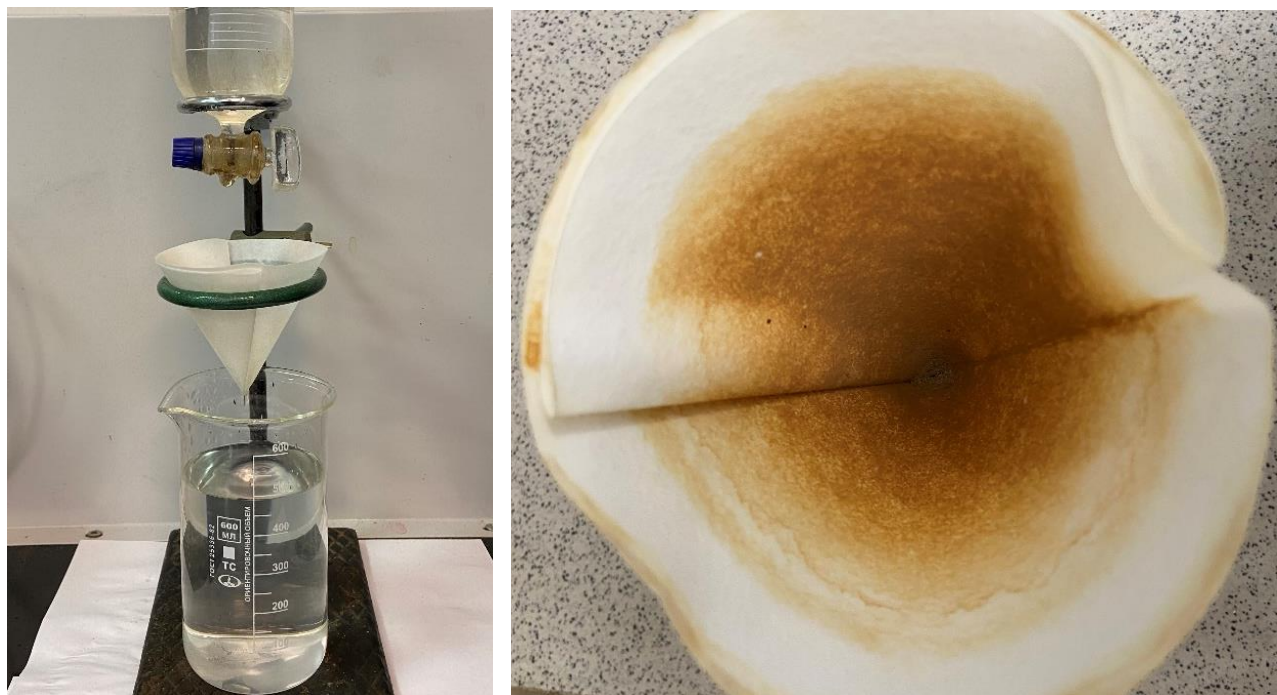


Рисунок 4.28 – Фильтрация конденсата, вышедшего из насыпной модели № 1 после закачки ООС и осадок на бумажном фильтре

На рисунке 4.29 представлены основные показатели после закачки осадкообразующих растворов при объёмном расходе $10 \text{ см}^3/\text{мин}$. Из рисунка 4.27 видно, что после прокачки $23,5 \cdot V_{\text{пор}}$ на входе насыпной модели № 1 уменьшается просвет пустотного пространства, благодаря чему увеличивается давление закачки пароводяной смеси на $26,0 \%$. Образовавшийся осадок наблюдается на выходном торце насыпной модели, что свидетельствует о хорошей глубине проникновения нерастворимых наночастиц.

Перепад давления после осадкообразования в пористой среде (Рисунок 4.29) изменился на $35,2 \%$, давление на выходе из модели (согласно зафиксированному

перепаду и давлению на входе в модель) увеличилось на 10 %, температура насыпной модели увеличилась на 3,5 %. Таким образом, при постоянном расходе пароводяной смеси 10 см³/мин перепад давления насыпной модели увеличился на 35,2 %, если считать, что вязкость пароводяной смеси при изменении термобарических условий снизилась незначительно, то фильтрационное сопротивление согласно разнице квадратов давлений на выходе и входе увеличилось на 64,4 %.

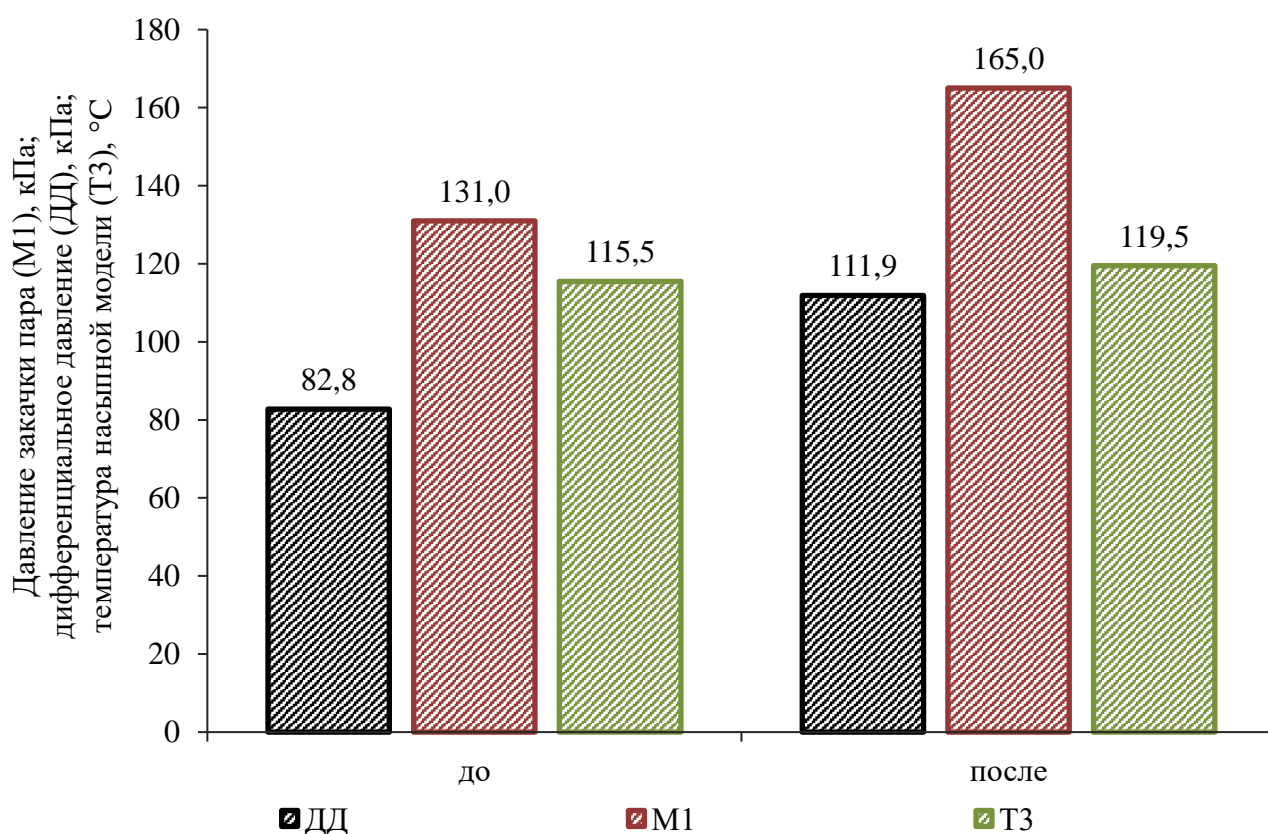


Рисунок 4.29 – Показатели в неоднородной насыпной модели № 1 до и после применения ООС при объёмном расходе 10 см³/мин

Наночастицы FeCO₃, CaCO₃ и CaSO₄ (в случае избытка продуктов первой химической реакции обмена при закачке третьего раствора CaCl₂), судя по прокачанным поровым объёмам пароводяной смеси и отсутствию выхода частиц в конденсате после проведения обработки, сорбируются на более крупных частицах песка, тем самым изменяя скелет породы и поровое пространство как на входном торце, так и ближе к выходу насыпной модели. Увеличение давления закачки пара

свидетельствует о наличии фильтрационных сопротивлений на входе в насыпную модель. Исходя из разности давления закачки пара и дифференциального давления, также происходит увеличение давления на выходе из модели на 9,2 %, что обусловлено протяжённостью зоны образовавшихся нерастворимых наночастиц при фильтрации пароводяной смеси.

После проведения эксперимента по применению осадкообразующих растворов в пароводяной смеси насыпная модель № 1 вскрывалась для определения глубины проникновения нерастворимых частиц. На Рисунке 4.30 представлены полоса фильтровальной бумаги и керновые образцы после проведения эксперимента. В результате разбора насыпной модели некоторые керновые образцы разрушены, а фильтровальная бумага была разорвана и после осушки в термощкафу складывалась по линиям разрыва. Глубина осадкообразования в верхней части насыпной модели составила около 21 см, на поверхности керновых образцов длина выпадения осадков от входного торца модели составила 14 см.



Рисунок 4.30 – Фильтровальная бумага и полуцилиндрические образцы керна после проведения эксперимента на насыпной модели № 1

Эксперимент № 2 выполнен на неоднородной насыпной модели № 2 с поровым объёмом – $93,4 \text{ см}^3$ (коэффициент открытой пористости 26,4 %). Данная модель, согласно полученным результатам фильтрации конденсата на повышенных расходах (Рисунок 4.26), не подвергается изменению порового пространства (образованию пустотных полостей), поэтому при исследовании эффективности

увеличения фильтрационного сопротивления запланировано 3 цикла закачки ООС с определением изменения перепада давления по мере закачки теплоносителя. На Рисунке 4.31 представлена измеренная зависимость дифференциального давления от объёмного расхода с осуществлением первой закачки ООС.

Каждая обработка ООС насыпной модели № 2 осуществлялась следующими объёмами растворов: FeSO_4 – 3 см³, Na_2CO_3 – 6 см³, CaCl_2 – 3 см³ (возможная масса осадков 2,7 г, или 0,41 % от общей массы модели). После закачки ООС выполняется прокачка теплоносителя на разных объёмных расходах с оценкой изменения перепада давления в модели.

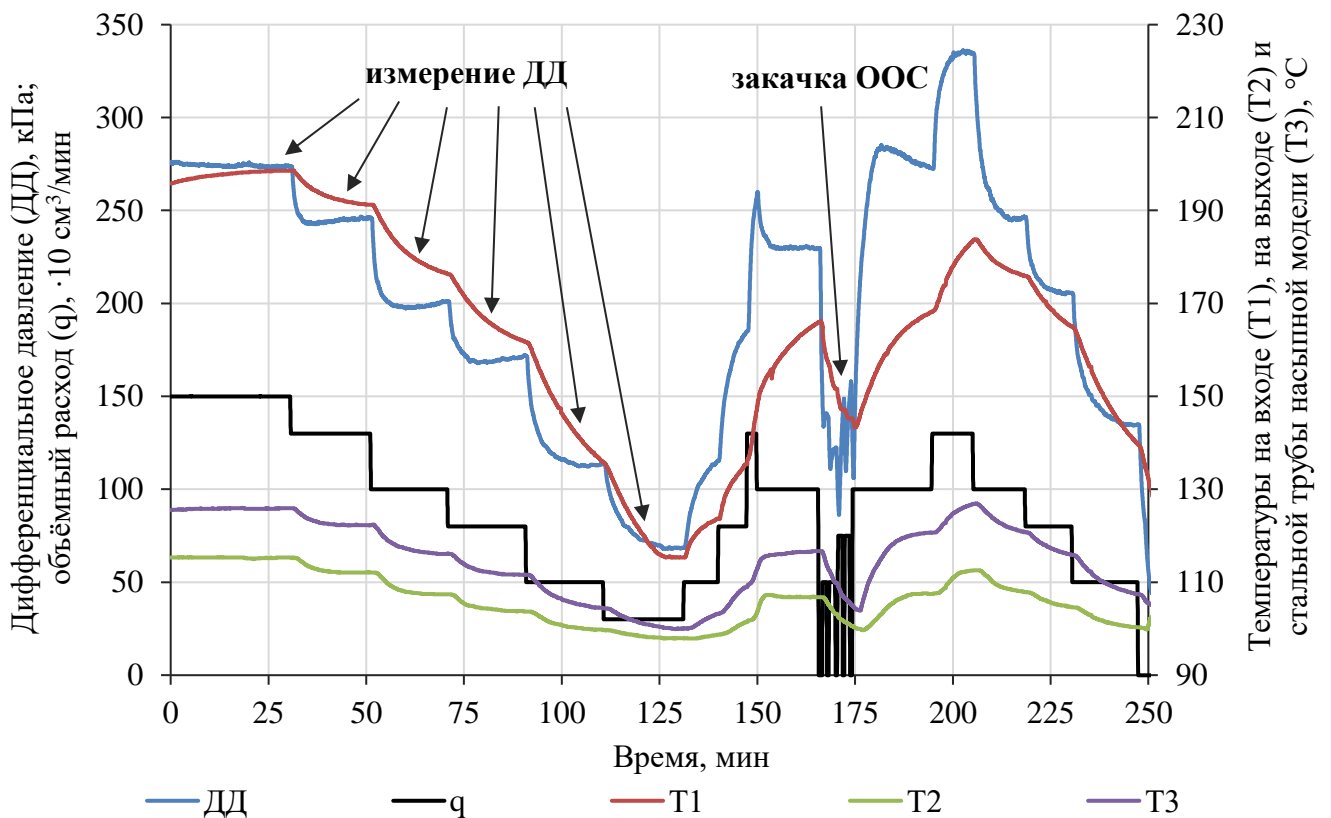
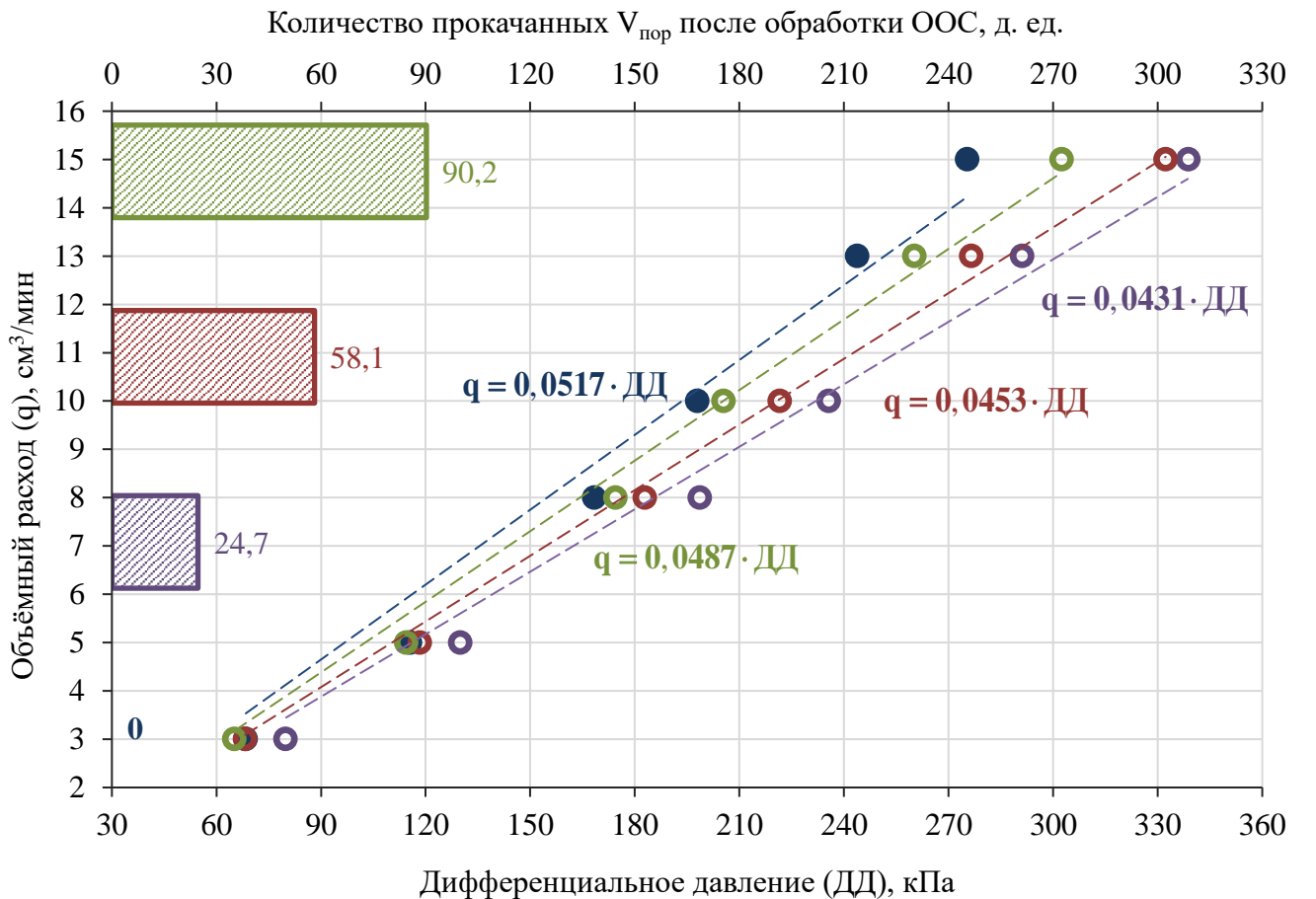


Рисунок 4.31 – Определение зависимости «q-ДД» и проведение первой обработки ООС неоднородной насыпной модели № 2

После фильтрации конденсата при первой обработке ООС масса вышедших из модели осадков составила 0,21 г, осталось около 2,49 г в насыпной модели. Цвет

полученного осадка после фильтрации конденсата – преимущественно ржавого оттенка (осадок железа).

На Рисунке 4.32 представлена зависимость объёмного расхода от дифференциального давления пароводяной смеси по мере закачки теплоносителя после первой обработки ООС, в результате которой отмечается изменение перепада давления при тех же объёмных расходах, особенно это заметно на расходах выше $8 \text{ см}^3/\text{мин}$. Так, при закачке $24,7 \cdot V_{\text{пор}}$ дифференциальное давление на всех режимах закачки теплоносителя в среднем превышает начальное на 19,1 %, а при суммарной закачке теплоносителя около $90 \cdot V_{\text{пор}}$ перепад давления превышает по отношению к начальному лишь на 4,9 %, что свидетельствует об изменении порового пространства неоднородной насыпной модели № 2 по мере закачки пара.



● до обработки ООС ○ через 12 ч после ООС ○ через 96 ч после ООС ● через 120 ч после ООС

Рисунок 4.32 – Зависимость q от ДД до и после первой обработки ООС насыпной модели № 2 по мере закачки теплоносителя

После второй обработки ООС в вышедшем из модели конденсате наблюдаются осадки преимущественно бежевого оттенка (осадок кальция) общей массой 0,17 г, который вышел примерно через 4-8 мин после включения подачи пароводяной смеси с постоянным расходом $10 \text{ см}^3/\text{мин}$. Аналогично и при выполнении третьей обработки ООС насыпной модели № 2 наблюдался осадок бежевого оттенка общей массой 0,15 г с тем же временем выхода из модели (около 5-7 мин). При дальнейшей закачке $V_{\text{пор}}$ теплоносителя на различных расходах нерастворимых осадков на выходе из насыпной модели не наблюдается. Общая масса выпавших в поровом пространстве нерастворимых осадков после трёх циклов закачки ООС – 7,57 г.

При каждом выполнении обработки ООС выполнялась закачка пара в количестве: после 1-ой обработки – $90 \cdot V_{\text{пор}}$; после 2-ой – $163 \cdot V_{\text{пор}}$; после 3-ей – $185 \cdot V_{\text{пор}}$ и замерялся перепад давления на каждом режиме закачки (Рисунок 4.33).

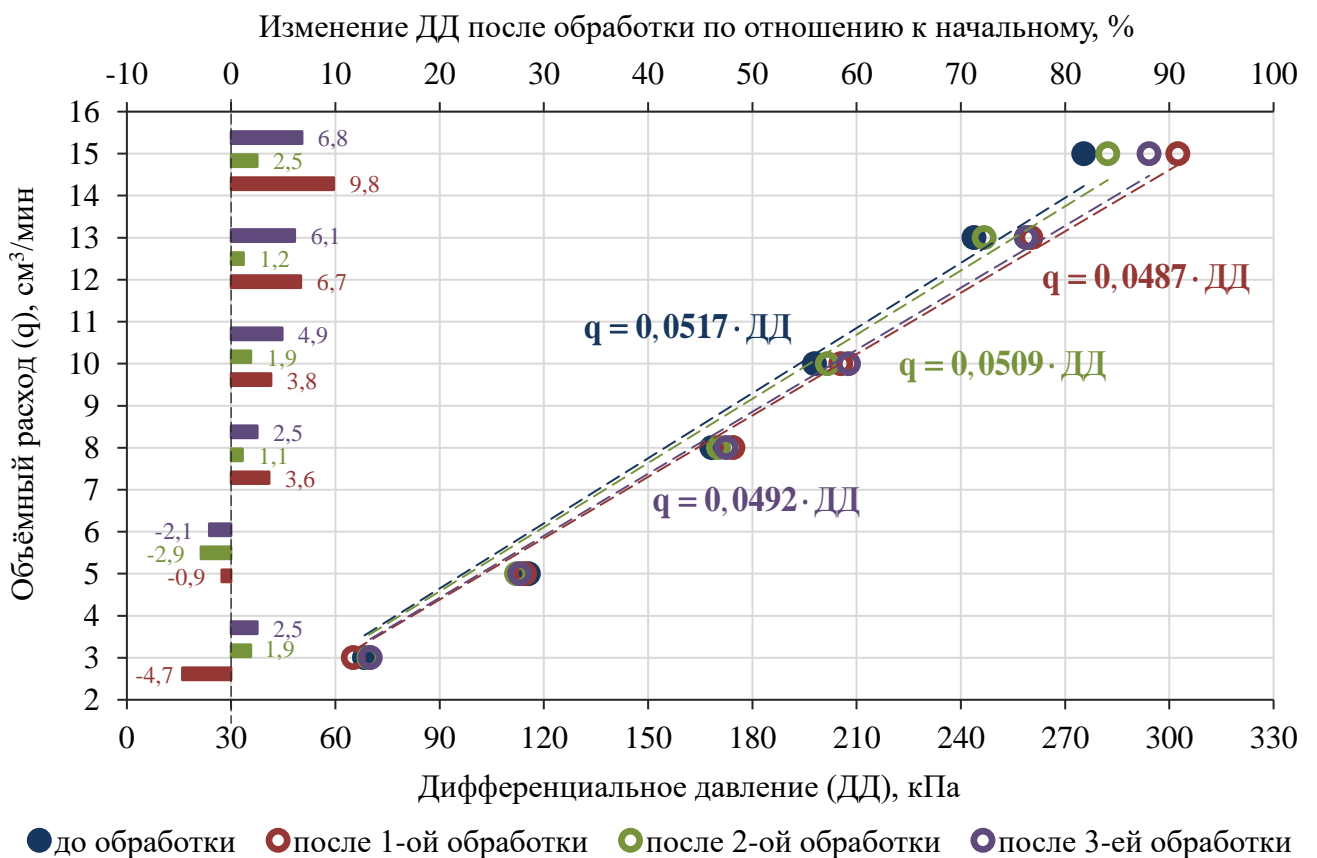
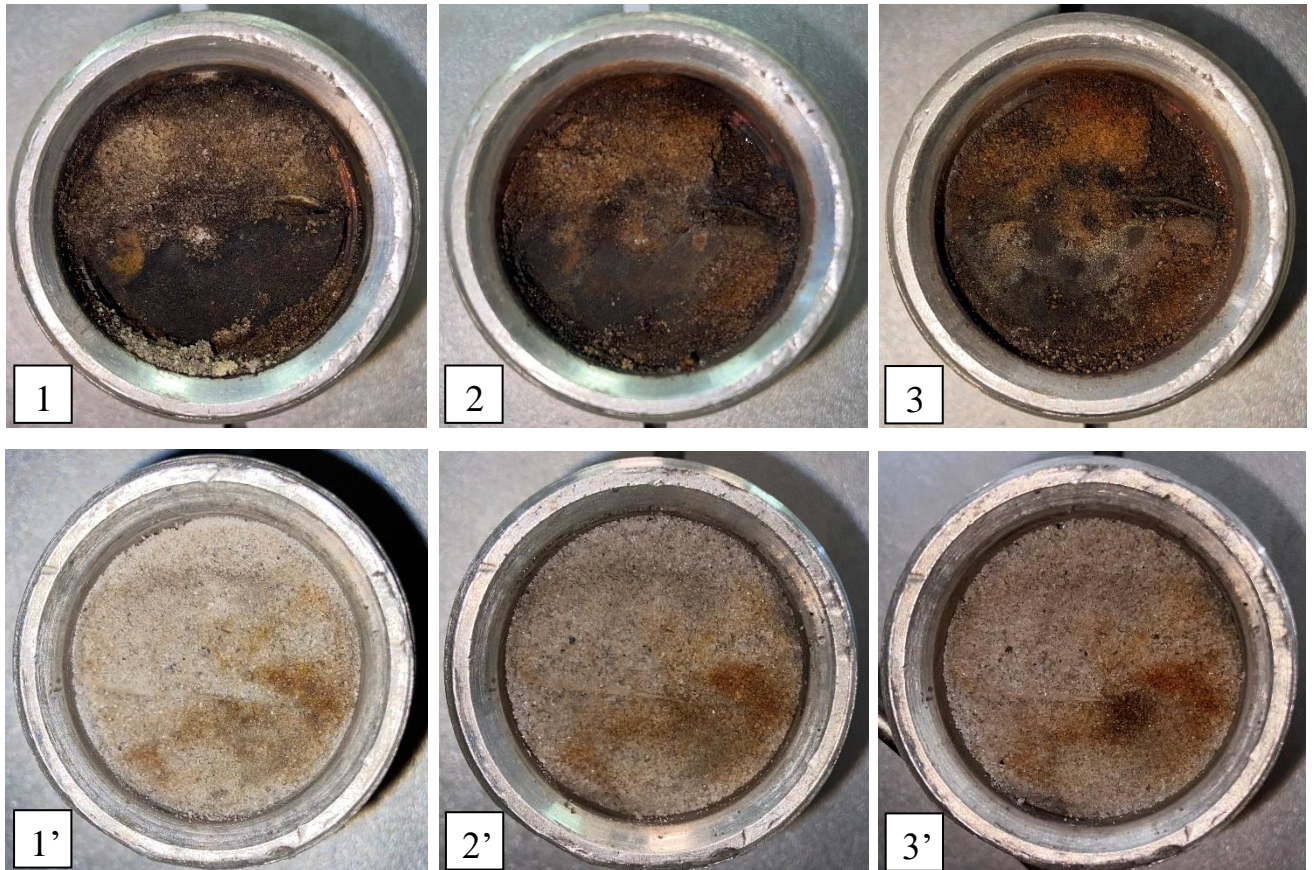


Рисунок 4.33 – Зависимость q от ДД после выполнения обработок ООС и изменение ДД в зависимости от начального значения после прокачки пара

На Рисунке 4.34 представлены входные и выходные торцы неоднородной насыпной модели № 2 после выполнения обработок ООС и закачки $V_{\text{пор}}$ теплоносителя через модель, на которых видно характерный процесс осадконакопления после закачки растворов как в начале, так и в конце пористой среды.



1 и 1' – вход и выход после 1-ой закачки ООС; 2 и 2' – вход и выход после 2-ой закачки ООС; 3 и 3' – вход и выход после 3-ей закачки ООС

Рисунок 4.34 – Входные и выходные торцы насыпной модели № 2 после закачки ООС и прокачки поровых объёмов теплоносителя

Согласно зависимости q от ДД, представленной на Рисунке 4.33, после каждой закачки ООС в насыпную модель № 2 и прокачки $V_{\text{пор}}$ теплоносителя самое значительное изменение перепада давления происходит после первой закачки ООС, после третьей закачки – минимальное изменение ДД (увеличение в среднем на 1,5 % от начального). Каждая закачка растворов солей и образование

нерастворимых осадков сопровождается снижением средней проницаемости насыпной модели, что обуславливает изменение дифференциального давления.

Поскольку ДД – это разница давлений на входном и выходном торцах насыпной модели, то разница между измеренным манометрическим давлением (М1) закачки пара (Рисунок 4.20) и ДД даст значение давления на выходе модели. На Рисунке 4.35 представлены измеренные значения давлений закачки после обработки ООС насыпной модели и закачки $V_{пор}$ теплоносителя при измеренных ДД. Видно, что на каждом режиме закачки теплоносителя давление М1 увеличивалось по отношению к начальным давлениям: после 1-ой обработки ООС – в среднем на 7,5 %, после 2-ой обработки – в среднем на 11,9 %, после 3-ей обработки – в среднем на 15,2 %. Согласно вычисленным значениям давления на выходе из модели, которые представлены на Рисунке 4.36, также наблюдается рост давления после каждой обработки ООС и прокачки $V_{пор}$ теплоносителя. Более того, рост давления на выходе из модели в среднем от закачки к закачке ООС больше, что свидетельствует о большем снижении проницаемости.

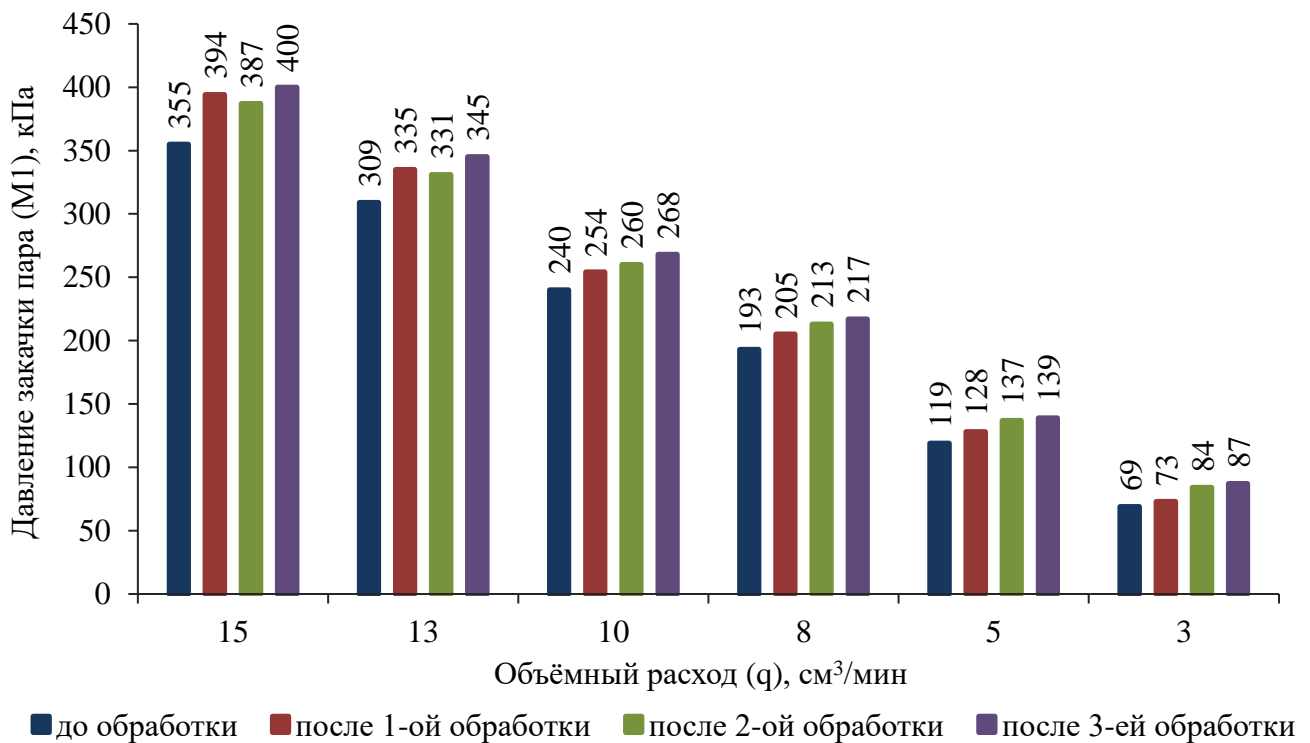


Рисунок 4.35 – Значения манометрических давлений (М1) закачки теплоносителя на входе в насыпную модель № 2

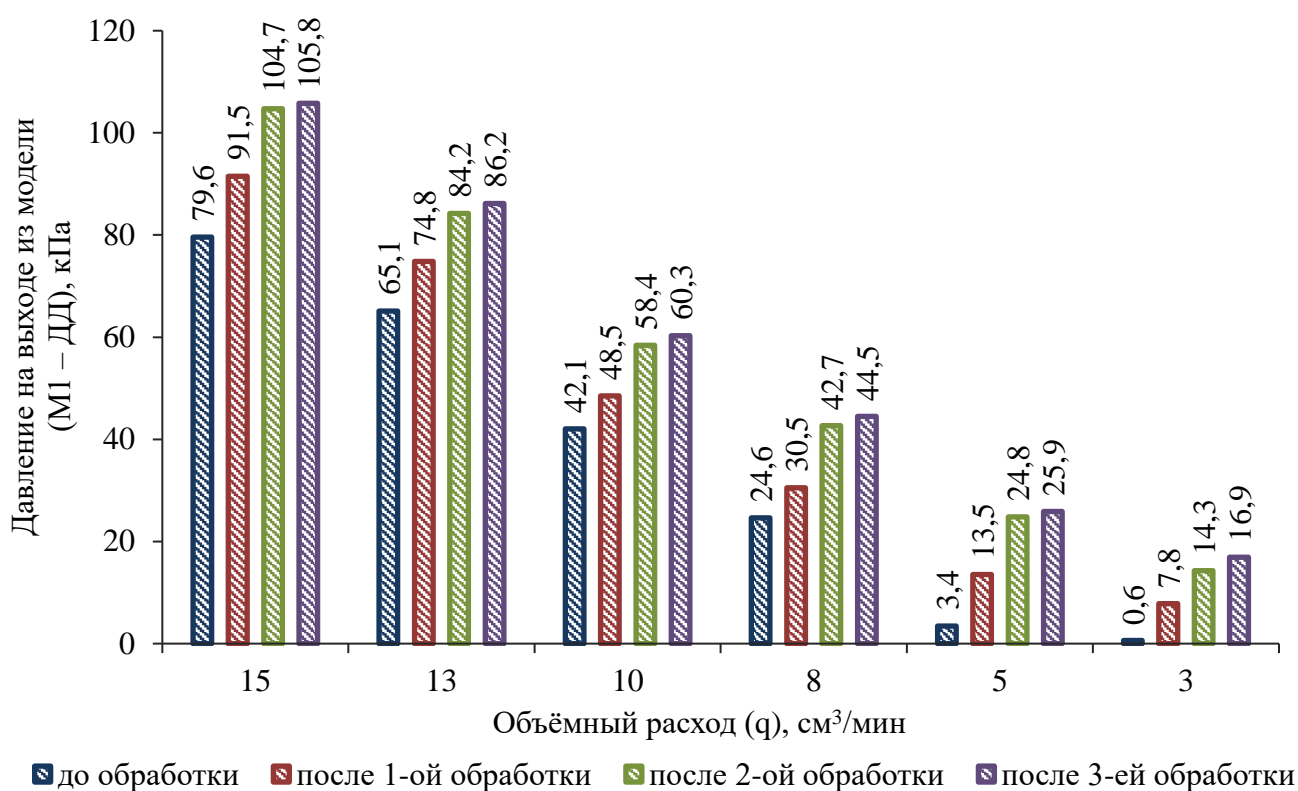
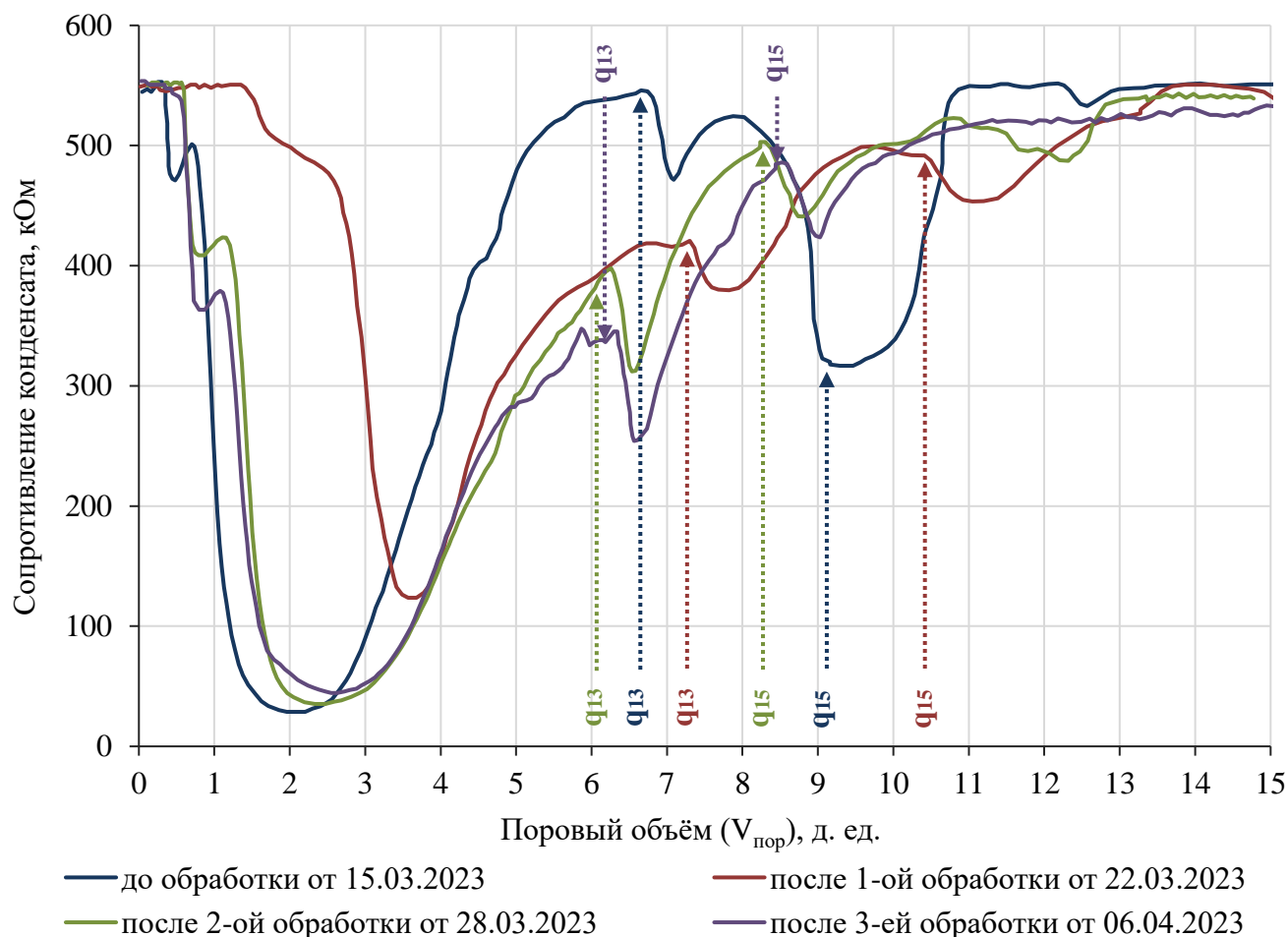


Рисунок 4.36 – Вычисленные значения давлений на выходе неоднородной насыпной модели № 2 после выполнения обработок ООС

Так, давление на выходе насыпной модели № 2 при всех шести режимах фильтрации после первой обработки ООС в среднем увеличилось на 260,2 %. При режимах 3 и 5 см³/мин наблюдается увеличение давления в несколько раз (Рисунок 4.30), что, вероятней всего, вызвано частичным фазовым переходом теплоносителя ближе к концу модели (температура в конце модели на данных режимах составляла менее 100 °С) и за счёт снижения проницаемости фильтрация жидкостной фазы (горячей воды) осложнена. Средние давления на выходе модели № 2 при последующих ООС увеличились на 512,9 % и 593,1 % соответственно, то есть после второй ООС эффективность снижения проницаемости уменьшилась.

Если рассматривать один режим фильтрации при 10 см³/мин, то давление на входе и на выходе насыпной модели № 2 после применения трёх ООС с последующей закачкой поровых объёмов теплоносителя увеличилось: после 1-ой ООС – 5,8 % и 15,3 %; после 2-ой ООС – 8,3 % и 38,8 %; после 3-ей ООС – 11,7 % и 43,3 %. То есть, фильтрационные сопротивления в насыпной модели № 2 после

каждой обработки и прокачки теплоносителя увеличились на 11,3 %, 14,9 % и 22,1 %. Изменение проницаемости по длине модели коррелирует с исследованием фильтрации теплоносителя, результатом которого является динамика сопротивления выходящего из модели конденсата (Рисунок 4.37).



q_i – расход подачи дистиллированной воды, где i – значение расхода в $\text{см}^3/\text{мин}$

Рисунок 4.37 – Динамика сопротивления при начальном объёмном расходе $10 \text{ см}^3/\text{мин}$ от закачиваемых поровых объёмов водяного пара с изменением расхода до и после обработки ООС неоднородной насыпной модели № 2

Согласно представленной на Рисунке 4.37 динамике сопротивления видно, что после 1-ой обработки ООС произошло существенное изменение фильтрационного потока – наименьшее сопротивление зафиксировано на $3,7 \cdot V_{\text{пор}}$ в 113,6 кОм (до обработки $2,0 \cdot V_{\text{пор}}$ в 28,7 кОм), что свидетельствует о движении теплоносителя

преимущественно по каналу с высоким фильтрационным сопротивлением. После 2-ой обработки ООС с последующей закачкой поровых объёмов теплоносителя наблюдается изменение фильтрационного потока больше похожую на динамику до применения ООС – минимум сопротивления $35,3 \text{ кОм}$ зафиксирован на $2,5 \cdot V_{\text{пор}}$. После 3-ей обработки ООС изменения поведения сопротивления выходящего конденсата из модели при фильтрации порции NaCl незначительны – минимум сопротивления $44,4 \text{ кОм}$ наблюдается на $2,6 \cdot V_{\text{пор}}$, что обуславливает небольшое изменение проницаемости насыпной модели и почти одинаковое поведение сопротивления при изменении режима закачки теплоносителя (объёмного расхода).

На Рисунке 4.38 представлены полосы фильтрационной бумаги после проведения экспериментов по применению ООС в неоднородных насыпных моделях №№ 1 и 2. Видно, что на фильтрационной бумаге неоднородной насыпной модели № 2 прослеживаются линии образованных осадков как в верхней, так и в нижней части почти по всей длине модели, которые подтверждают движение нерастворимых осадков к выходу модели и увеличению давления на выходе насыпной модели.



1 – сторона бумаги, контактируемая с песком (верхняя часть модели); 2 – сторона бумаги, контактируемая с кернавыми образцами (нижняя часть модели)

Рисунок 4.38 – Извлеченная фильтровальная бумага из неоднородных насыпных моделей №№ 1 и 2 после обработки ООС

4.7.2 Довытеснение остаточной нефти после прорыва пара

Для выполнения эксперимента по исследованию влияния ООС на коэффициент вытеснения нефти использовалась неоднородная насыпная модель № 3. После насыщения дистиллированной водой насыпной модели выполнялось вытеснение воды нефтью Ярегской площади Ярегского месторождения, из предварительно подогретой разделительной ёмкости до 50 °С для снижения фильтрационных сопротивлений, создаваемых в нагнетательной линии. Насыпная модель при этом не нагревалась (начальная температура модели равна 20 °С). В результате насыщения остаточная водонасыщенность в модели составила 0,07 д. ед., нефтенасыщенность – 0,93 д. ед. Насыщение выполнялось при постоянном расходе нефти – 0,2 см³/мин с оценкой вышедшей из модели жидкости до отсутствия воды на выходе из модели (Рисунок 4.39). Всего закачано в насыпную модель $2,35 \cdot V_{\text{пор}}$ высоковязкой нефти (222,3 см³).

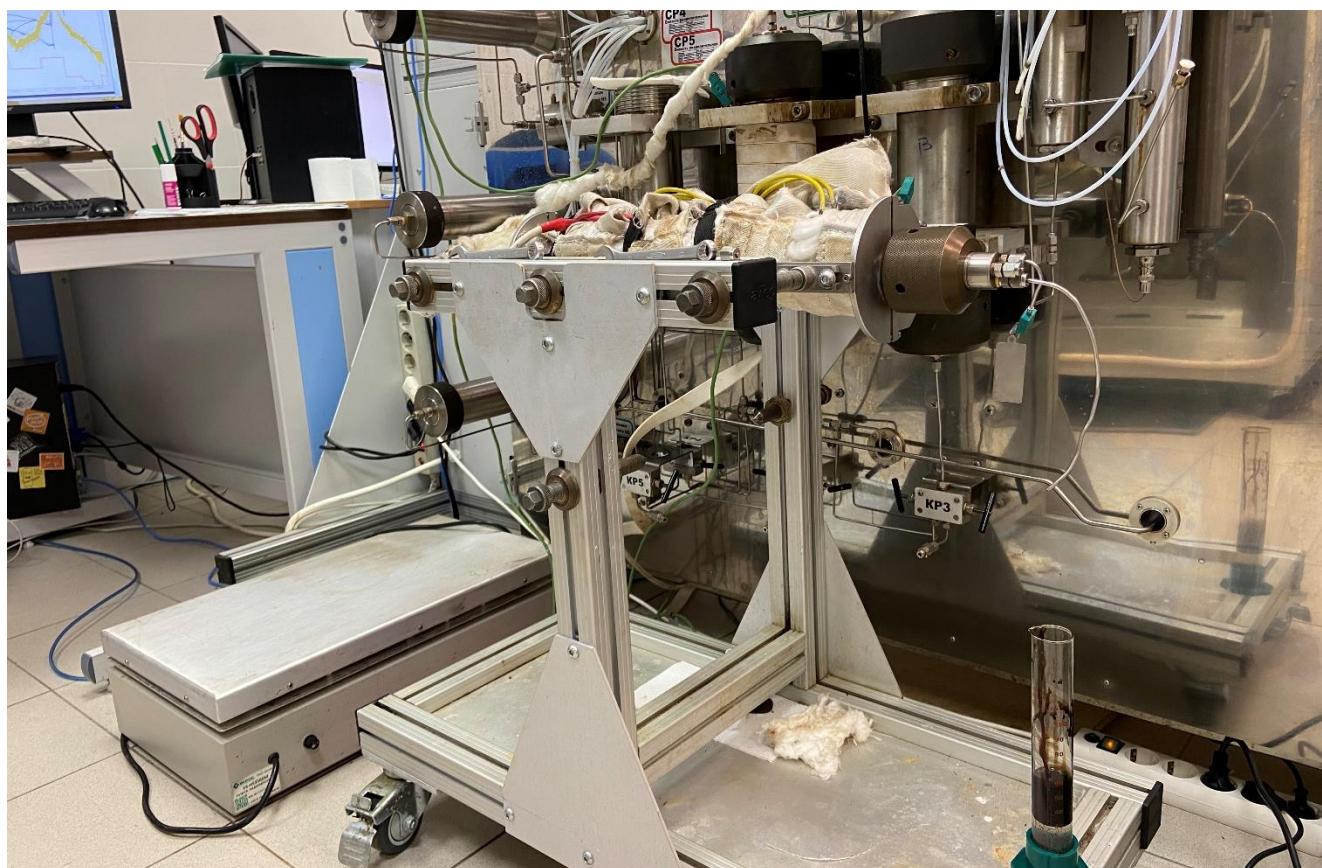


Рисунок 4.39 – Насыщение насыпной модели № 3 нефтью Ярегской площади

Перед проведением эксперимента трубная линия от проточного парогенератора-перегревателя прогревалась до температуры выше 120-130 °С. Затем нагнетательная линия подсоединялась к насыпной модели и выполнялась закачка теплоносителя в зависимости от этапа проведения эксперимента.

На первом этапе вытеснение нефти выполнялось при постоянном давлении закачки теплоносителя – около 0,4 МПа. Высокие фильтрационные сопротивления нефти аномальной вязкости с начальной температурой в насыпной модели 20,1 °С не позволяют выполнить закачку теплоносителя с постоянным расходом. Данный этап характеризует ввод любой паронагнетательной скважины в разработку нефтенасыщенного пласта на начальном этапе. При постоянном давлении закачиваемого теплоносителя его объёмный расход увеличивается по мере движения жидкости к выходу насыпной модели и увеличения теплового фронта за счёт теплопроводности. С ростом объёмного расхода увеличивается прогрев за счёт конвекции в фильтрационных каналах, по которым двигается теплоноситель. Планируемый объём закачки теплоносителя на первом этапе составляет около $3 \cdot V_{\text{пор}}$.

На втором этапе эксперимента по вытеснению предполагается закачка теплоносителя в режиме постоянного объёмного расхода до момента прорыва теплоносителя к выходу насыпной модели. При этом значение объёмного расхода выбирается исходя из конечного зафиксированного объёмного расхода после закачки $3 \cdot V_{\text{пор}}$ теплоносителя на первом этапе. С целью увеличения охвата теплоносителем горной породы и доизвлечения остаточной нефти из керновых образцов неоднородной модели после первого этапа темп закачки теплоносителя принято увеличить в 2 раза (+100 % к объёмному расходу в конце первого этапа). Увеличение темпа закачки теплоносителя увеличивает его температуру за счёт роста давления, что, в свою очередь, увеличивает зону прогрева за счёт конвекции и теплового расширения нефти. Второй этап выполняется после конденсации теплоносителя и остывания модели по завершению первого этапа с открытым выходом модели.

Вытеснение нефти выполнялось с постоянным отбором жидкости на выходе из модели в тару объёмом 10 см³. Аналогично ранее проведённым экспериментам,

выходящая из насыпной модели гибкая трубка погружена в ёмкость с холодной водой для конденсации прорывающегося теплоносителя. В каждую тару предварительно добавлялся деэмульгатор СТХ-1 массой 0,01 г на 10 см³ жидкости для лучшего разделения фаз и определения количества выходящей из модели нефти. Отобранная жидкость для разрушения эмульсии и разделения фаз помещалась в сушильный шкаф «Binder» на 12 ч с температурой 65 °С. Коэффициент вытеснения нефти и содержание воды в каждом отбираемом объёме жидкости рассчитывались от начала закачки теплоносителя на каждом этапе эксперимента.

В результате выполнения первого этапа экспериментального исследования по вытеснению нефти была получена динамика дифференциального давления и давления закачки от прокачанных поровых объёмов теплоносителя (Рисунок 4.40). При уставленном режиме работы насоса объёмный расход постепенно увеличивался до 2 см³/мин, дифференциальное давление и давление закачки постепенно снижается после прокачанных $1,6 \cdot V_{\text{пор}}$, что обусловлено прорывом горячей воды к выходу насыпной модели (Рисунок 4.41).

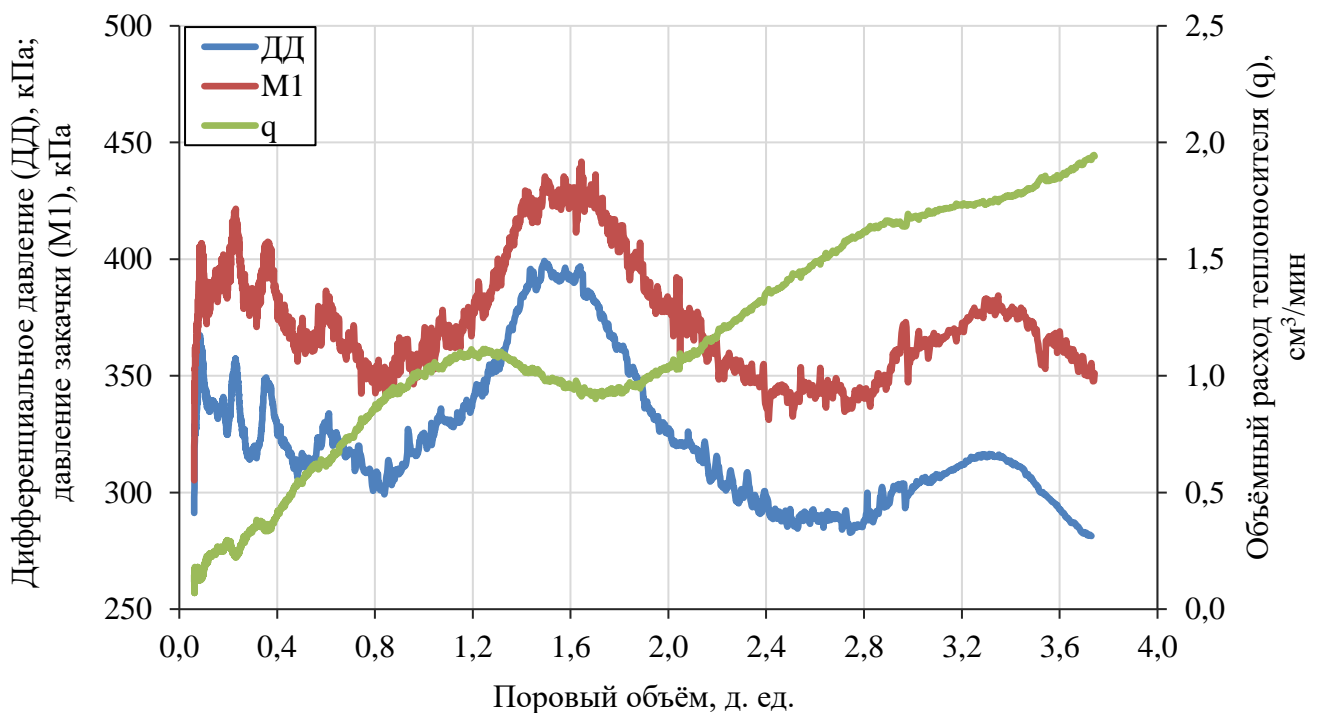


Рисунок 4.40 – Динамика дифференциального давления, объёмного расхода и давления закачки теплоносителя при вытеснении нефти на первом этапе

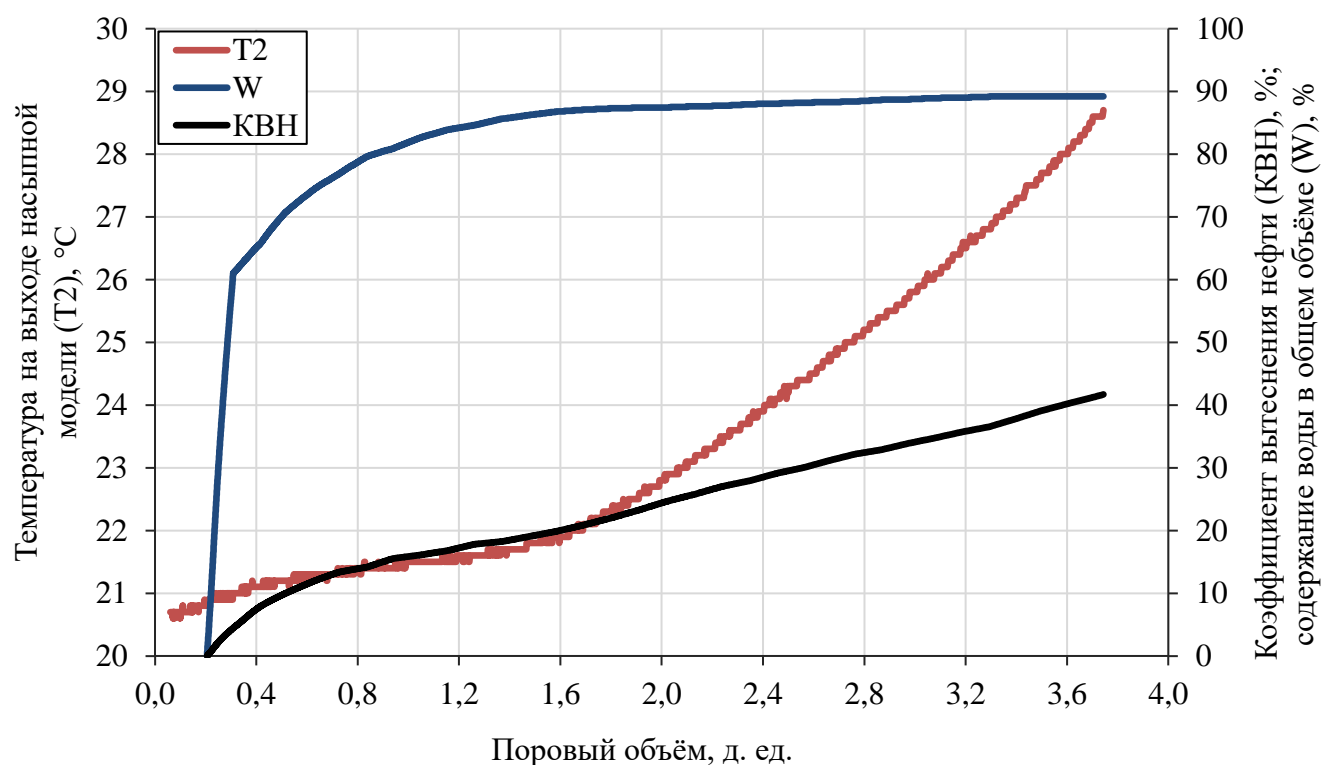


Рисунок 4.41 – Динамика коэффициента вытеснения нефти, температуры на выходе насыпной модели и содержания воды к отобранному объёму жидкости при закачке пара с постоянным давлением

Коэффициент вытеснения нефти несмотря на прорыв горячей воды к выходу насыпной модели постепенно растёт. В результате прокачки $3,75 \cdot V_{\text{пор}}$ с учётом остаточного перепада давления после остановки закачки пара конечный коэффициент вытеснения составил 44,4 % при содержании воды в выходящей жидкости из неоднородной насыпной модели – 89,0 %. Паронефтяное отношение при поступлении теплоносителя в виде пара в насыпную модель на $0,6 \cdot V_{\text{пор}}$ составило $5,6 \text{ см}^3/\text{см}^3$ (Рисунок 4.42). Однако с ростом обводнённости выходящей жидкости ПНО неуклонно растёт до $8,6 \text{ см}^3/\text{см}^3$ на момент прорыва горячей воды ($1,6 \cdot V_{\text{пор}}$), к концу первого этапа вытеснения нефти ПНО составляет $9,7 \text{ см}^3/\text{см}^3$. Высокое ПНО и содержание воды в выходящей жидкости свидетельствуют о снижении эффективности паротеплового воздействия. Причём, прорыв воды к выходу модели наблюдается уже при закачке горячей воды насыпную модель – содержание воды 57,2 % на $0,3 \cdot V_{\text{пор}}$ при температуре закачиваемого теплоносителя $44,9 \text{ }^\circ\text{C}$, что говорит о

высокой проницаемости в верхней части насыпной модели, а вытесненная нефть, вероятней всего, была преимущественно из этой же половины насыпной модели.

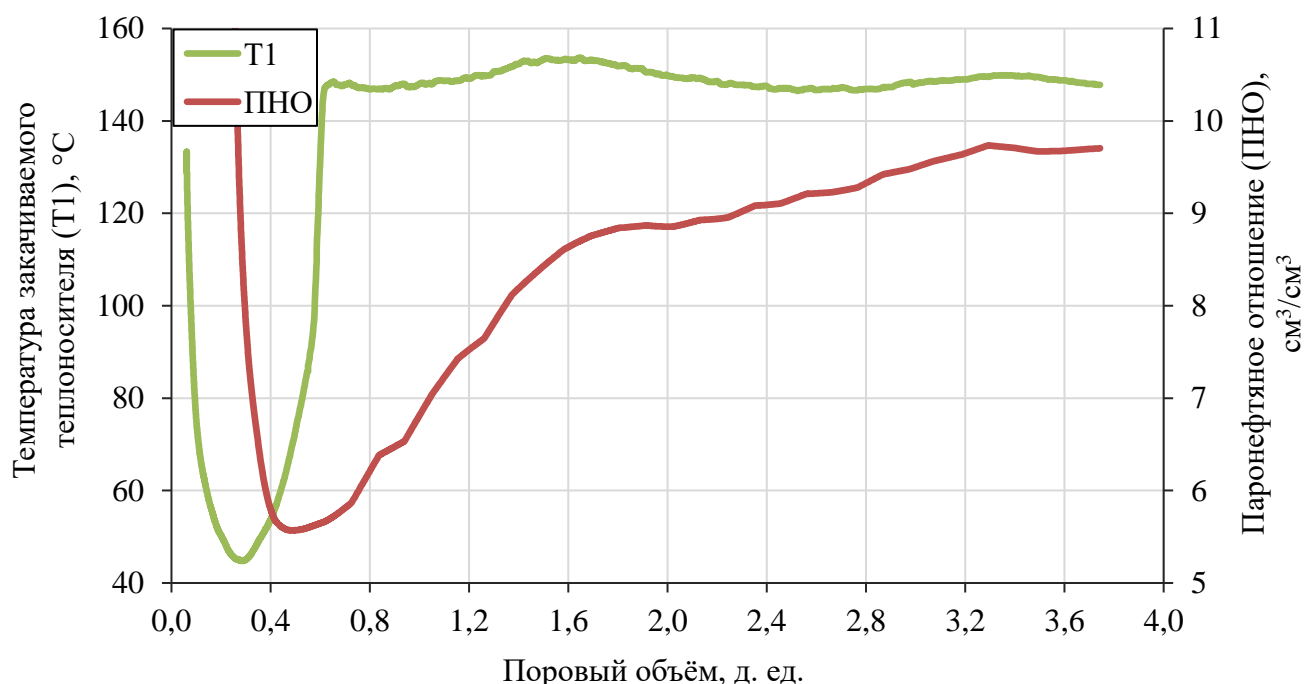


Рисунок 4.42 – Динамика температуры теплоносителя на входе в насыпную модель и расчётное ПНО при вытеснении нефти

Далее выполняется закачка теплоносителя с постоянным объёмным расходом $4 \text{ см}^3/\text{мин}$ с целью довытеснения нефти после первого этапа до момента прорыва пара на выходе из фильтрационной модели. На Рисунке 4.43 представлена динамика давлений при вытеснении нефти с постоянным расходом, на которой видно, что при давлении закачки $0,9 \text{ МПа}$ на $5,8 \cdot V_{\text{пор}}$ накопленной закачки теплоносителя (около $2,1 \cdot V_{\text{пор}}$ от начала закачки теплоносителя на втором этапе) началось вытеснение остаточного объёма нефти из насыпной модели. При вытеснении нефти из горной породы увеличивается давление на выходе из модели до $0,46 \text{ МПа}$ на $7,6 \cdot V_{\text{пор}}$ накопленной закачки теплоносителя ($3,9 \cdot V_{\text{пор}}$ от начала закачки теплоносителя на втором этапе), что отражается на динамике температуры на выходе (Рисунок 4.44). Темп роста коэффициента вытеснения нефти после прорыва пара замедляется, накопленная обводнённость жидкости увеличивается до $91,8 \%$.

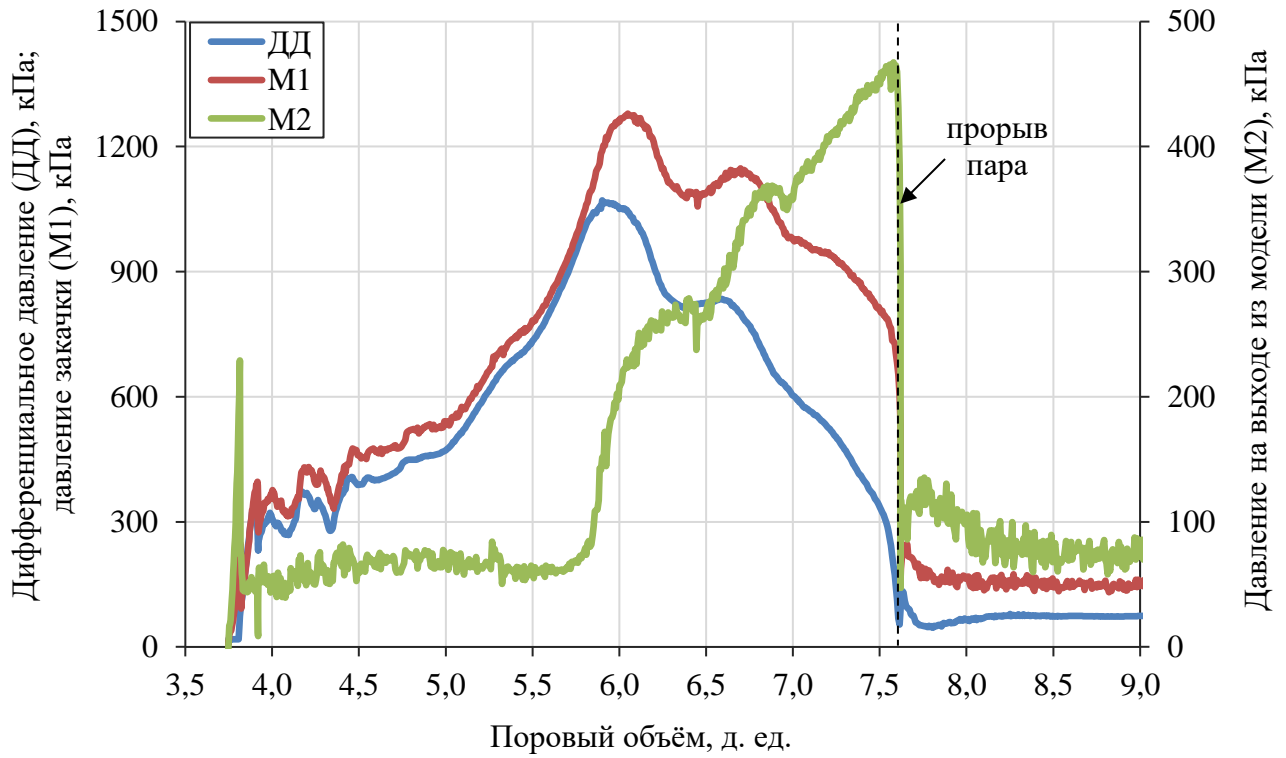


Рисунок 4.43 – Динамика давлений при вытеснении на втором этапе
(при постоянном объёмном расходе теплоносителя)

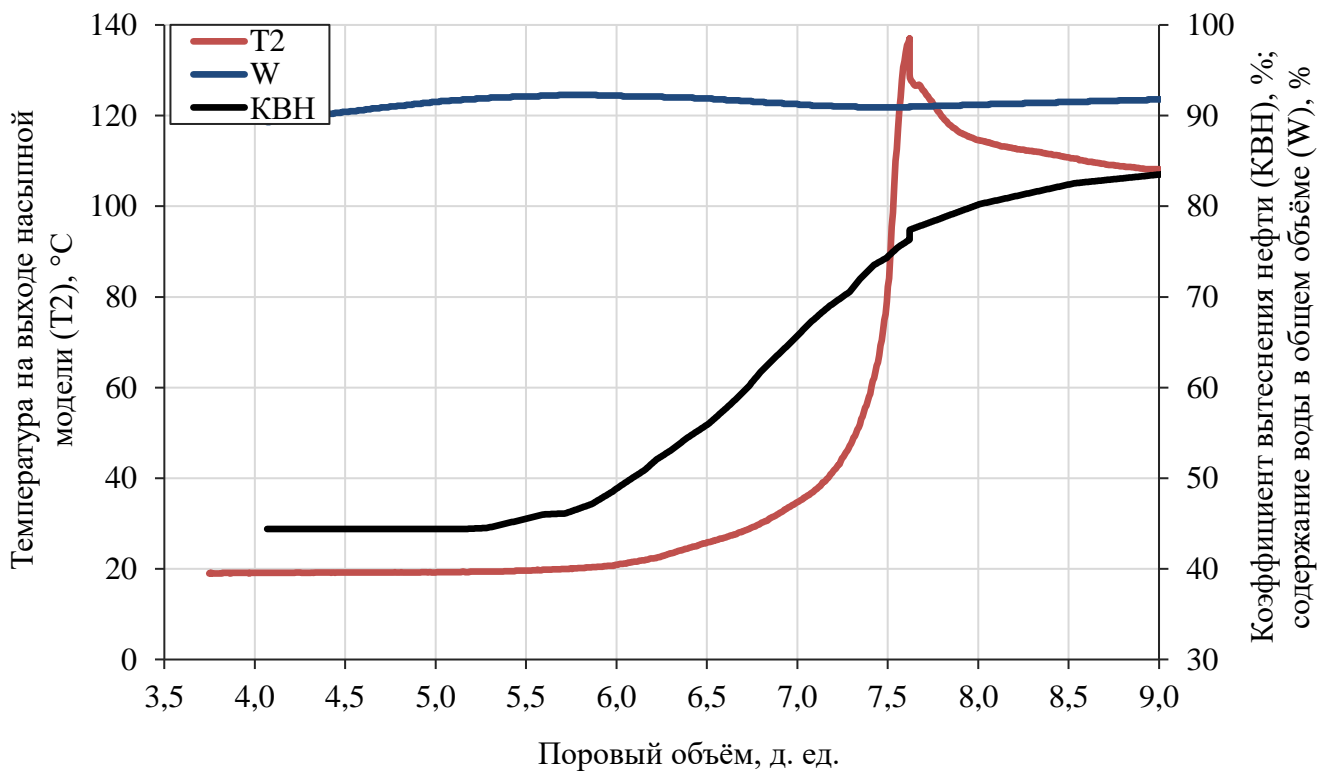


Рисунок 4.44 – Динамика коэффициента вытеснения нефти, температуры на выходе насыпной модели и содержания воды к отобранному объёму жидкости

Конечный коэффициент вытеснения нефти из неоднородной насыпной модели пласта в результате двух этапов закачки теплоносителя составил 83,7 %. Рост коэффициента вытеснения нефти при втором этапе эксперимента вызван, прежде всего, ростом температуры закачиваемого теплоносителя (Рисунок 4.45). После прорыва пара к выходу насыпной модели температура закачиваемого теплоносителя падает с 168,7 °С до 122,6 °С, накопленное ПНО при этом увеличивается. Очевидно, что накопленное ПНО без остановки закачки теплоносителя после первого этапа вытеснения было бы ниже из-за отсутствия повторного прогрева пористой среды за $2 \cdot V_{\text{пор}}$ с 9,9 до 13,4 $\text{см}^3/\text{см}^3$. Однако, если не учитывать прогрев на втором этапе, то потенциальное накопленное ПНО до и после прорыва пара составило бы 7,2 и 8,1 $\text{см}^3/\text{см}^3$ соответственно.

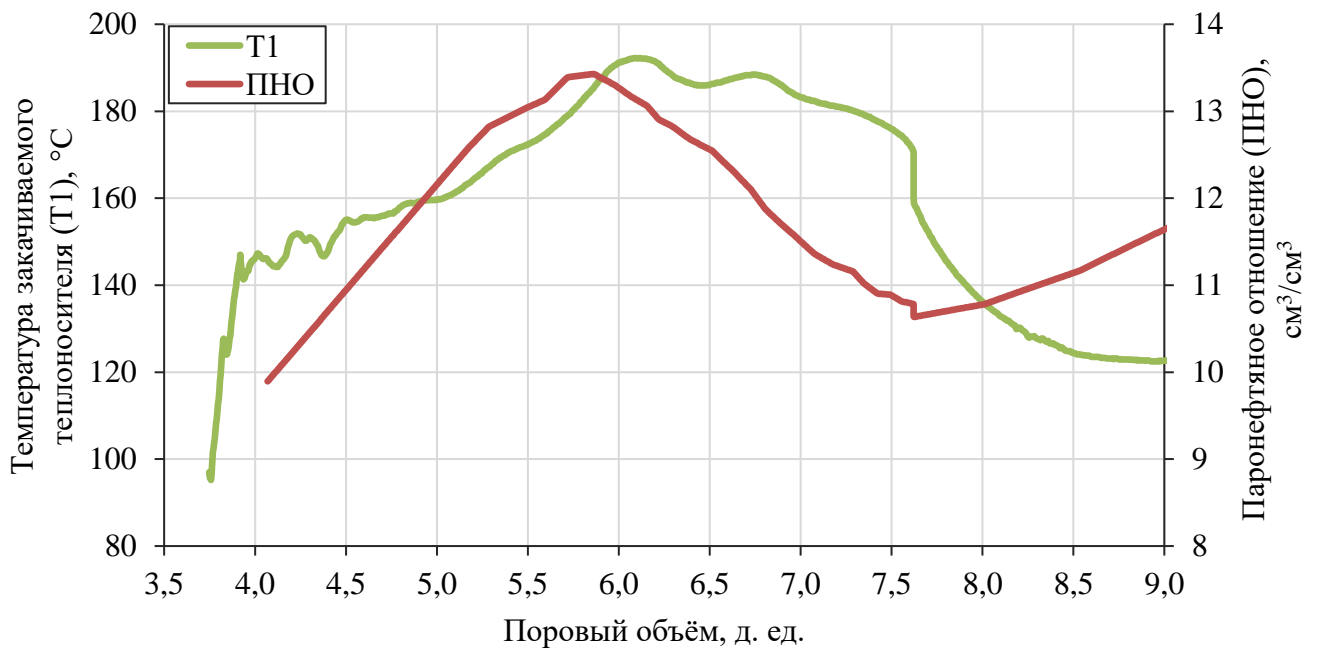


Рисунок 4.45 – Динамика температуры теплоносителя на входе в насыпную модель и расчётное ПНО при вытеснении нефти с постоянным расходом пара

Стоит также отметить, что прорыв горячей воды к выходу насыпной модели по сравнению с первым этапом вытеснения нефти позже ($1,6 \cdot V_{\text{пор}}$ при постоянном давлении и $2,4 \cdot V_{\text{пор}}$ при постоянном расходе), что связано с большим эффективным объёмом, по которому двигается теплоноситель по сравнению с первым этапом

вытеснения. Большой охват температурным воздействием, вероятней всего, вызван увеличенным давлением закачки теплоносителя, что привело к вовлечению нефти из полуцилиндрических керновых образцов в процесс вытеснения. После прорыва пара к выходу модели вытеснение продолжалось до стабилизации всех фиксируемых показателей, темп роста коэффициента вытеснения нефти замедлился с 77,6 % до 83,7 %, что сопровождалось увеличением содержания воды в жидкости из модели с 90,2 % до 97,9 %.

После закачки теплоносителя с постоянным объёмным расходом при вытеснении нефти до прорыва пара (этап 2) осуществлена аналогичная остановка закачки пара с остыванием модели. Для изучения влияния ООС на изменение ФЕС и возможности довытеснения остаточной нефти из неоднородной насыпной модели осуществлена предварительная прокачка $4,2 \cdot V_{\text{пор}}$ объёмов пара после второго этапа вытеснения, в результате которого коэффициент вытеснения увеличился лишь на 0,5 % (конечный КВН перед закачкой ООС – 84,1 %) с обводнённостью выходящей жидкости 99,9 %. Закачка ООС осуществлялась в насыпную модель объёмами растворов FeSO_4 , Na_2CO_3 и CaCl_2 – 2, 4 и 2 см^3 соответственно, между растворами солей, также, как и в ранее выполненных экспериментах, закачивалась техническая вода для промывки нагнетательной линии. Время закачки растворов солей и технической воды составляло около 3 мин с осуществлением режима закачки теплоносителя при постоянном объёмном расходе 2, 3 и 4 $\text{см}^3/\text{мин}$, в зависимости от закачиваемых растворов для осадкообразования.

На Рисунке 4.46 представлено влияние закачки ООС на фиксируемые показатели в процессе выполнения эксперимента. Прорыв горячей воды при прогреве насыпной модели наблюдается на $1,3 \cdot V_{\text{пор}}$, что свидетельствует о преимущественном движении теплоносителя в верхней части насыпной модели. Из результатов видно, что до начала закачки ООС: $M1 = 169,3$ кПа; ДД = 113,7 кПа; $T2 = 105,2$ °С; $T1 = 126,3$ °С; $M2 = 55,6$ кПа. После закачки ООС и прокачки более $3,0 \cdot V_{\text{пор}}$ объёмов пара получены следующие значения показателей: $M1 = 210,2$ кПа; ДД = 124,8 кПа; $T2 = 111,2$ °С; $T1 = 130,7$ °С; $M2 = 85,4$ кПа.

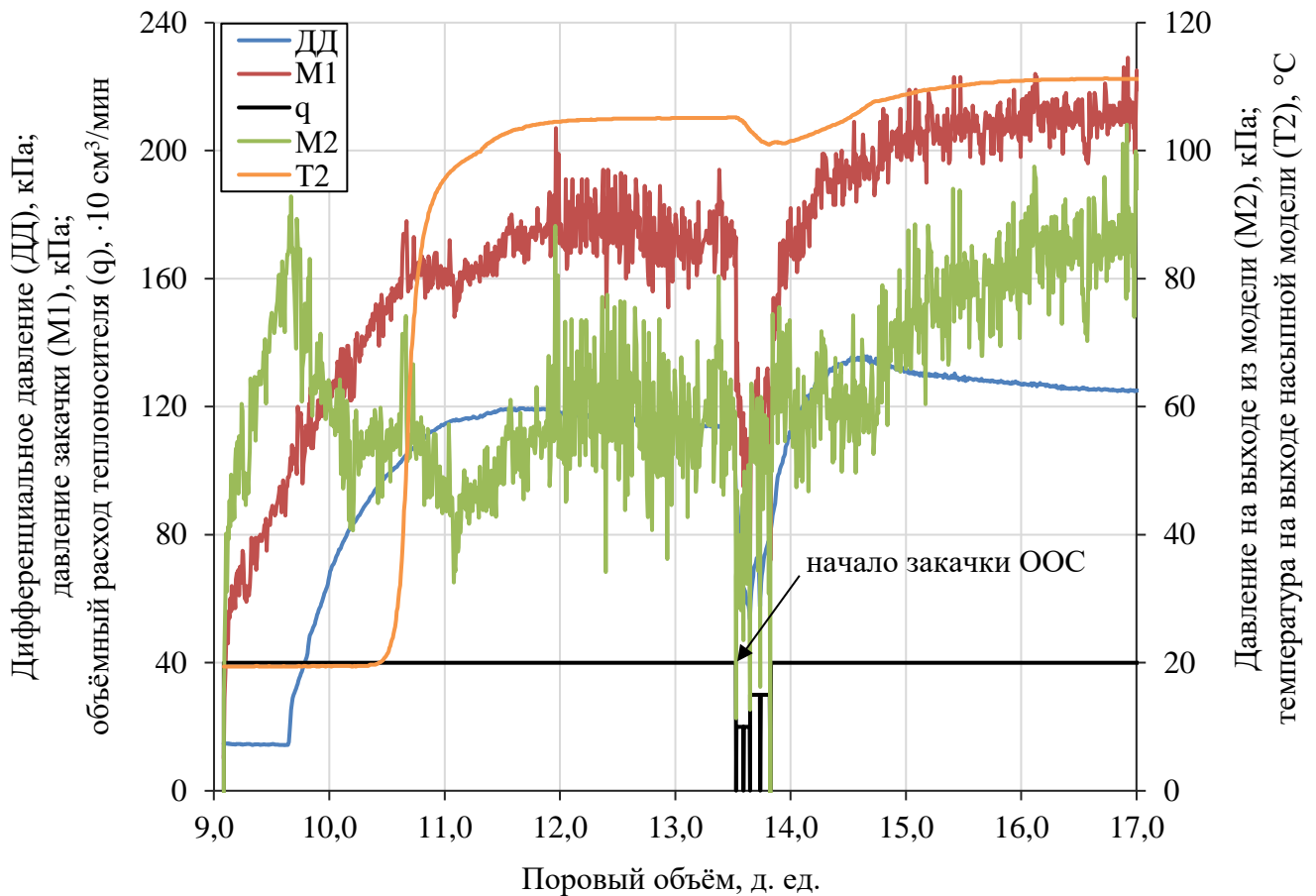


Рисунок 4.46 – Динамика данных эксперимента до и после закачки ООС

Сразу после начала закачки ООС наблюдается снижение текущей обводнённости и увеличение КВН за счёт перераспределения фильтрационного потока и возможного изменения поверхностного натяжения на границе нефть-порода при фильтрации продуктов реакции ООС. Эффект по увеличению КВН на 2,6 % продолжался недолго – около $0,86 \cdot V_{\text{пор}}$ объёмов пара после начала закачки ООС (Рисунок 4.47). Увеличение фильтрационных сопротивлений на начальном этапе, как и в ранее проведённых исследованиях по снижению ФЕС на насыпных моделях, небольшое.

Аналогично ранее проведённым экспериментам наблюдается выход осадков в выходящей из фильтрационной модели жидкости (Рисунок 4.48). Начало выхода нерастворимых осадков и продуктов реакций приходится на $0,33 \cdot V_{\text{пор}}$, период выхода нерастворимых осадков равен $1,6 \cdot V_{\text{пор}}$. Общая масса образованных нерастворимых осадков при их смешивании в насыпной модели должно было составить

1,8 г, однако вместе с продуктами реакции были вытеснены и реагирующие осадкообразующие растворы, которые при смешивании на выходе выпадали в осадок с общей массой – около 0,19 г (в насыпной модели образовалось 1,61 г нерастворимых осадков).

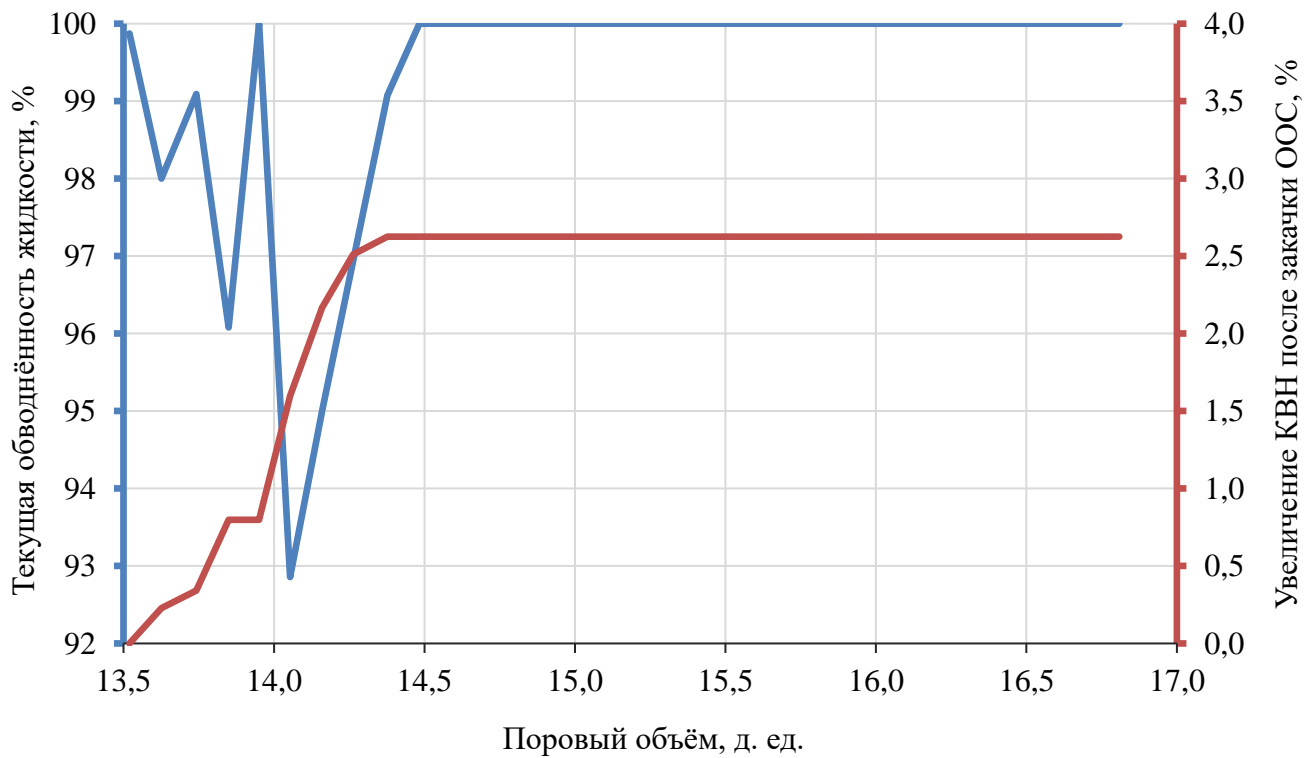


Рисунок 4.47 – Изменение текущей обводнённости жидкости и увеличение КВН после начала закачки ООС

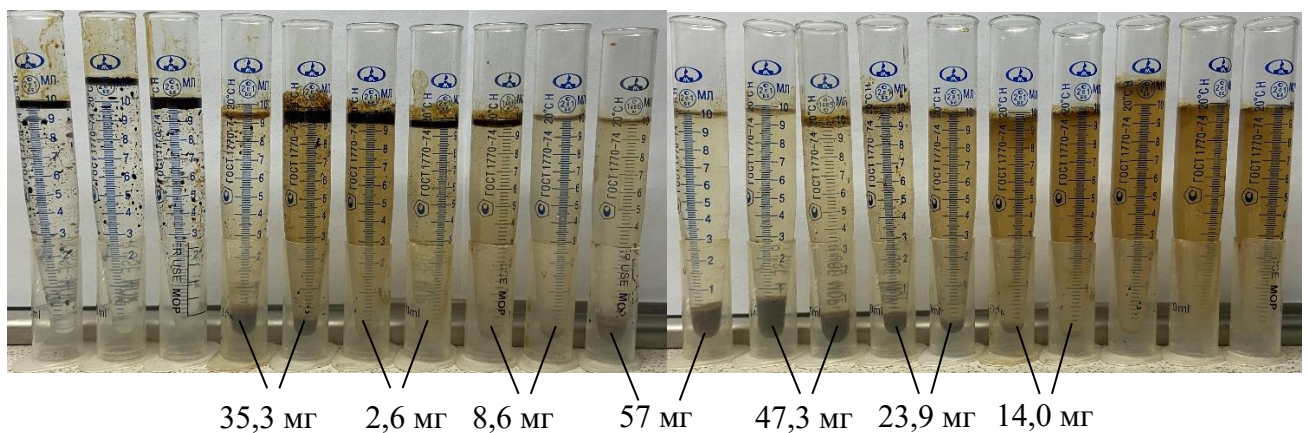


Рисунок 4.48 – Отобранные объёмы жидкости после закачки ООС и массы нерастворимых осадков

После прокачки более $3 \cdot V_{\text{пор}}$ объёмов теплоносителя и его конденсации (остывания модели до 20°C в течение суток) для визуальной оценки распределения образованных осадков на горной породе вскрывался выход модели. В сравнении с выходом модели до закачки ООС на Рисунке 4.49, видно, что образованные осадки преимущественно распределены в верхней части насыпной модели.

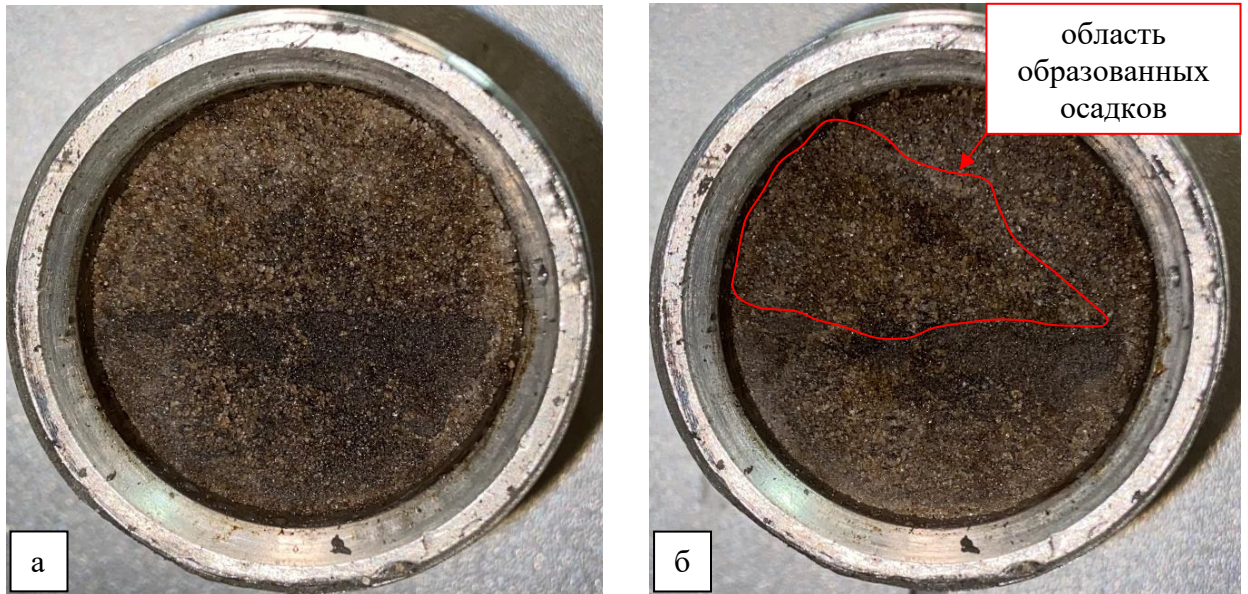


Рисунок 4.49 – Выходной торец насыпной модели до (а) и после (б) закачки ООС с областью визуального наблюдения нерастворимых осадков

После герметизации насыпной модели выполнялась дальнейшая закачка теплоносителя для оценки получаемых термобарических параметров и устойчивости образованных нерастворимых частиц на горной породе. С увеличением поровых объёмов прокачки теплоносителя после остывания модели фильтрационное сопротивление ближе к концу модели постепенно увеличивается, что отражается на изменяющихся термобарических условиях закачиваемого теплоносителя при постоянном объёмном расходе $4 \text{ см}^3/\text{мин}$ (Рисунок 4.50). Прорыв горячей воды наблюдается при прокачке $1,45 \cdot V_{\text{пор}}$ теплоносителя, что меньше на 9 % по сравнению с прогревом модели до закачки ООС после вытеснения нефти ($1,3 \cdot V_{\text{пор}}$). Также, наблюдается увеличение термобарических условий закачиваемого теплоносителя, при этом выхода нерастворимых частиц вместе с конденсатом при фильтрации

через бумажный фильтр не наблюдается. Содержание нефти в выходящей жидкости низкое (около $0,4 \text{ см}^3$ при прокачке более $5 \cdot V_{\text{пор}}$). Все расчётные и полученные данные сведены в Таблицу 4.7.

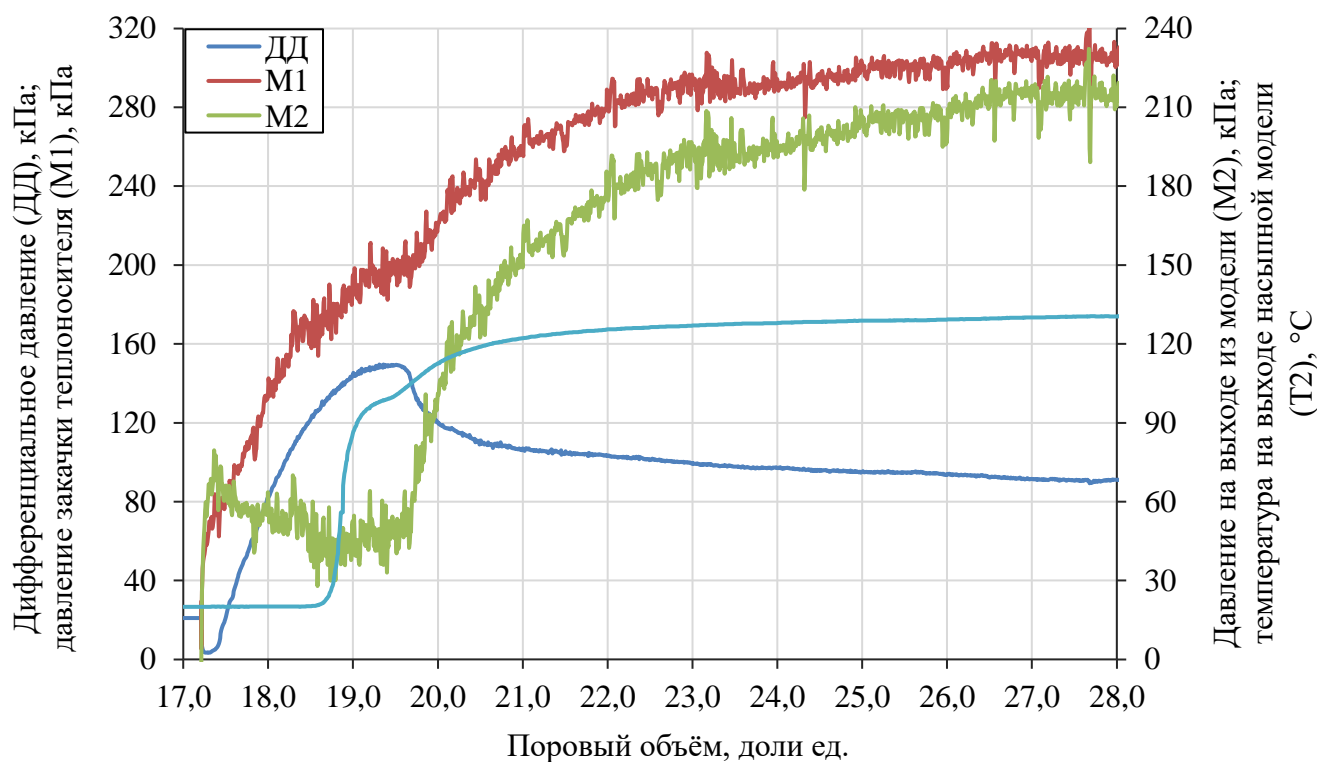


Рисунок 4.50 – Динамика данных эксперимента в процессе закачки теплоносителя с объёмным расходом $4 \text{ см}^3/\text{мин}$ после закачки ООС и остывания модели

Таблица 4.7 – Полученные результаты по вытеснению нефти с закачкой ООС

Параметр	Значения параметров в результате выполнения этапа эксперимента			
	вытеснение нефти при 0,4 МПа	вытеснение нефти при $4 \text{ см}^3/\text{мин}$	закачка ООС	после закачки ООС
Количество проченных $V_{\text{пор}}$ пара, д. ед.	3,75	9,77	3,70	11,16
Прорыв горячей воды в $V_{\text{пор}}$ при прогреве модели, д. ед.	1,6	2,4	1,3	1,45
M1, кПа	351,0	169,3	210,2	307,2
ДД, кПа	281,4	113,7	124,8	91,1
M2, кПа	69,6	55,6	85,4	216,1
T1, °C	147,8	126,3	130,7	142,4
T2, °C	28,7	105,2	111,2	130,2
КВН, %	44,4	39,7	2,6	0,5

Исходя из полученных результатов видно, что за счёт закачки ООС суммарным объёмом 8 см^3 (8,45 % от порового объёма) в неоднородную насыпную модель № 3 с образованием около 1,6 г осадков (0,24 % от общей массы горной породы) при постоянной закачке теплоносителя $4 \text{ см}^3/\text{мин}$ способствует: увеличению давления и температуры закачиваемого теплоносителя на 24,2 % и 3,5 % соответственно; увеличению коэффициента вытеснения нефти на 2,6 %; увеличению температуры насыпной модели за счёт созданных фильтрационных сопротивлений на 5,7 %. При конденсации теплоносителя в насыпной модели после закачки ООС с последующей закачкой нескольких поровых объёмов теплоносителя изменения параметров по сравнению с исходными более существенное: давление закачки (M1) и температура (T1) увеличились на 81,5 % и 12,7 %; температура на выходе модели (T2) увеличилась на 23,8 %.

4.8 Выводы по главе 4

В результате выполненных экспериментальных исследований по изучению влияния температуры на насыщенные горные породы дистиллированной водой и высоковязкой нефти можно отметить следующее:

1. За счёт теплового расширения при температуре $130 \text{ }^\circ\text{C}$ поровый объём насыпной модели, насыщенной дистиллированной водой, уменьшается на 14,2 %. При тех же условиях при нагревании модели с высоковязкой нефтью Ярегского месторождения с остаточной водонасыщенностью 7,4 % поровый объём уменьшился на 36,0 %.

2. Построены диаграммы изменения коэффициента открытой пористости от температуры в зависимости от насыщения керновой модели. Расширение нефти при повышении температуры в пласте является дополнительным фактором добычи из пористой части коллектора, где теплоперенос происходит преимущественно за счёт теплопроводности до снижения фильтрационных сопротивлений и роста термодинамической конвекции.

Таким образом, с увеличением зоны прогрева увеличивается подвижная нефтяная зона, которая может расширяться и в неохваченные теплоносителем области за счёт коэффициента теплового расширения, который при 130 °С минимум в 3,5 раза выше, чем у сконденсировавшегося теплоносителя. Следовательно, для вовлечения неохваченных подвижных нефтяных зон коллектора необходимо создание репрессии с последующим увеличением охвата вытеснением нефти и расширением тепловой зоны за счёт конвекции.

При выполнении фильтрационных исследований по определению эффективного порового объёма при течении дистиллированной воды и теплоносителя в неоднородных насыпных моделях различных проницаемостей установлено:

1. Большая разница проницаемостей между керновыми образцами и засыпанной частью из естественного помола керна способствует образованию пустотных полостей из-за движения частиц помола керна от входа к выходу насыпной модели при высоких скоростях фильтрации.

2. С увеличением скорости фильтрации дистиллированной воды в неоднородной насыпной модели № 1 при изменении эффективного порового объёма из-за образования пустотной полости темп выхода ионов «меченой» жидкости снижается, что связано с большим «застойным» поровым объёмом. При закачке теплоносителя и формировании пустотной полости отмечается стабильность эффективного порового объёма ($1,6 \cdot V_{\text{пор}}$ в водном эквиваленте) несмотря на темп закачки, что обусловлено подвижностью ионов в пустотной полости, но при этом часть ионов остаётся в порах и выходит только при изменении темпа закачки теплоносителя.

3. При исследовании неоднородной насыпной модели № 2 при закачке теплоносителя отмечается изменение эффективного порового объёма и динамики выноса ионов хлорида натрия, что обусловлено режимом течения пароводяной смеси и термобарическими параметрами теплоносителя. Выявлено, что чем выше скорость фильтрации пара, тем больше ионов остаётся в «застойной» области пористой среды, при этом сообщаемость эффективного порового объёма с данной областью также зависит от объёмного расхода теплоносителя.

4. Исходя из проведённых исследований обнаружено, что при закачке теплоносителя с ионами хлорида натрия в горную породу с низким объёмным расходом способствует более быстрому выходу ионов из пористой среды. При высоких скоростях фильтрации большая часть «меченой» жидкости остаётся в «застойных» зонах порового объёма, что может быть обусловлено как степенью сухости пара, которая, в свою очередь, характеризует плотность теплоносителя и его подвижность в более мелких порах, так и турбулентным или смешивающимся потоком теплоносителя при нарушении линейности закона Дарси (ламинарного течения в пористой среде).

При изучении эффективности применения осадкообразующих составов с целью увеличения фильтрационных сопротивлений при закачке теплоносителя выявлено:

1. После реагирования осадкообразующих составов увеличиваются фильтрационные сопротивления при движении теплоносителя в пористой среде за счёт образованных нерастворимых осадков. Образованные частицы закупоривают открытые поры, тем самым увеличивая фильтрационные сопротивления в области движения пароводяной смеси. При различных объёмных расходах теплоносителя через неоднородную пористую среду образованные продукты ионообменных химических реакций показали высокую устойчивость к фильтрации большого количества закачиваемых объёмов пароводяной смеси.

2. При выполнении закачки осадкообразующих составов непосредственно в пароводяную смесь с разделением их технической водой, а также регулированием темпа закачки теплоносителя способствовало большей глубине проникновения и образованию нерастворимых частиц. Согласно проведённым фильтрационным исследованиям после осадкообразования при закачке раствора хлорида натрия в пароводяную смесь зафиксировано изменение эффективного порового объёма, по которому двигается теплоноситель в неоднородной пористой среде.

3. В результате образования нерастворимых продуктов осадкообразующих составов преимущественно увеличивается давление на выходе из модели, причём, чем ниже скорость фильтрации, тем выше гидравлические сопротивления в целом.

При фильтрации пара существует вероятность постепенного осадконакопления от входа к выходу насыпной модели, что подтверждается снижением давления закачки и дифференциального давления. С ростом дифференциального давления после закачки осадкообразующих составов происходит изменение фильтрационного потока теплоносителя с турбулентного на смешанный и ламинарный режимы течения при повышенных темпах закачки теплоносителя, что отражается на изменении угла наклона полученных зависимостей дифференциального давления от объёмного расхода (рисунок 4.33). Смена режима течения способствует увеличению коэффициента охвата теплоносителем и вероятному вовлечению новых (ранее не охваченных) участков горной породы в случаях высокой неоднородности пласта.

В результате выполненного исследования по изучению влияния осадкообразующих составов на довытеснение высоковязкой нефти Ярегского месторождения можно отметить следующее:

1. Образование осадков после прорыва пара к выходу насыпной модели приводит к незначительному повышению коэффициента вытеснения нефти на 2,6 %, так как это является дополнительным фактором к основному – снижению проницаемости в эффективном поровом объёме и перераспределение потока теплоносителя, что подтверждается на неоднородной линейной модели пласта.

2. При небольшом объёмном расходе закачки теплоносителя «глубина» выпадения нерастворимых осадков большая. Равномерное распределение ионов в горной породе позволяет получить дополнительные фильтрационные сопротивления после конденсации теплоносителя и повторной закачке водяного пара. Данный процесс можно описать как образование в эффективном поровом объёме нерастворимых осадков за счёт диффузии и снижения давления при конденсации пара из застойного порового объёма, в который попали ионы при образовании осадков на пути движения пароводяной смеси. Более того, допустимо предположить, что при изменении фильтрационного потока часть осадкообразующих реагентов осталась в области с остаточной нефтенасыщенностью, из которой при снижении давления после остановки закачки пара были образованы нерастворимые осадки за счёт уменьшения расстояния между молекулами воды с ионами солей.

В результате экспериментальных исследований разработан способ выравнивания профиля приёмистости (Приложение В) и сформированы следующие рекомендации к применению осадкообразующих составов в паронагнетательных скважинах при проведении опытно-промышленных испытаний (Приложение Г):

– при выборе скважин-кандидатов для выполнения обработки ООС использовать в качестве критериев: высокую приёмистость, низкое давление закачки, неравномерное распределение теплоносителя по вскрытой толщине пласта, выявленным прорывам пара в результате эксплуатации фонда паронагнетательных скважин;

– для определения гидродинамической связи между паронагнетательными скважинами использовать результаты геофизических исследований в процессе паронагнетания и при регулировании работы соседних паронагнетательных скважин;

– для гарантированного процесса осадкообразования и осадконакопления в высокопроницаемых фильтрационных каналах вне зависимости от режима течения пароводяной смеси использовать три реагента (сульфат железа, карбонат натрия, хлорид кальция);

– для повышения эффективности осадконакопления в удалённой зоне пласта рекомендуется регулировать технологический режим закачки теплоносителя, а именно снижать темп закачки при выполнении обработки с целью достижения ламинарного или смешанного режима течения;

– использовать небольшие объёмы закачиваемых жидкостей для быстрого их перехода в пароводяную смесь и увеличения охвата осадкообразующими ионами, а также минимизировать возможность существенного падения приёмистости теплоносителя после осадкообразования;

– выполнение обработки ООС рекомендуется использовать на второй и третьей стадии разработки с целью снижения обводнённости продукции и паронефтяного отношения, в условиях применения на четвертой стадии разработки возможно перераспределение фильтрационных потоков теплоносителя и довытеснение остаточных запасов, при необходимости обработки ООС можно выполнять повторно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установлены особенности механизма прогрева пласта, разрабатываемого подземно-поверхностной системой термошахтной разработки Ярегского месторождения, подтверждённые данными профилей приёмистости. Особенности заключаются в преобладании термогравитационной конвекции и формировании зоны активной фильтрации пара, за счёт которых 73,8 % закачиваемого теплоносителя уходит в прикровельную часть залежи.

2. Разработана математическая модель прогрева пласта в направлении от кровли к подошве с учётом термогравитационной конвекции нефти. Получено решение поставленной задачи, выполнены расчёты распределения температуры по толщине пласта, результаты которых сопоставлены с фактическими профилями температуры паронагнетательных скважин. Установлено, что за 3 месяца непрерывной закачки теплоносителя в прикровельной зоне формируется паровая зона, увеличение которой зависит от времени и создаваемой репрессии. Использование предложенной формулы расчёта позволяет выполнять прогноз температуры при прогреве пласта.

3. Экспериментально подтверждена возможность определения эффективного порового объёма в лабораторных условиях методом поточной резистивиметрии. Установлено, что при нагнетании воды в модель пласта вне зависимости от скорости фильтрации эффективный объём пор стабилен и равен 35 % от порового объёма горной породы. Предложенный метод позволяет количественно оценивать долю вовлечённых в фильтрацию пор, в том числе после применения потокоотклоняющих технологий.

4. Экспериментально установлена эффективность перераспределения потока теплоносителя при поэтапной закачке осадкообразующих составов на зонально-неоднородных моделях пласта. Установлено, что за счёт миграции и переуплотнения осадка коэффициент охвата в модели пласта № 2 увеличивается в 1,7-4 раза. В модели пласта № 3 с остаточной нефтенасыщенностью доказана высокая эффективность перераспределения фильтрационного потока за счёт использования

осадкообразующих составов, проявляющаяся в росте фильтрационных сопротивлений на 86,4 %, что обеспечивает вовлечение в процесс фильтрации менее проницаемых зон и дополнительное увеличение коэффициента вытеснения нефти на 3,1 %.

5. Разработан способ выравнивания профиля приёмистости теплоносителя, включающий поэтапную закачку осадкообразующих составов (растворы сульфата железа, карбоната натрия и хлорида кальция одинаковой концентрации в объёмном соотношении 1:2:1) и теплоносителя. Использование осадкообразующих составов обеспечивает формирование протяжённого термостабильного фильтрационного барьера в паровой зоне пласта и позволяет реализовать ступенчатое регулирование фильтрационных сопротивлений для повышения коэффициента извлечения нефти. Способ рекомендован для промышленного применения на месторождениях высоковязких нефтей, разрабатываемых паротепловыми методами.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВГ – внутрипластовое горение
- ВНК – водонефтяной контакт
- ГИС – геофизическое исследование скважины
- ГК – гамма-каротаж
- ДД – дифференциальное давление
- ДС – двухгоризонтная система
- ИМ – измеритель иммитанса
- КВН – коэффициент вытеснения нефти
- КИН – коэффициент извлечения нефти
- КОТ – коэффициент охвата теплоносителем
- КПТ – коэффициент притока теплоносителя
- КРТН – карьерная разработка тяжёлой нефти
- МУН – методы увеличения нефтеотдачи
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- НШ – нефтешахта
- ООС – осадкообразующие составы
- ОС – одногоризонтная система
- ОЭК – обсадная эксплуатационная колонна
- ПАВ – поверхностно-активные вещества
- ПВК – пароводяной контакт
- ПНО – паронефтяное отношение
- ППС – подземно-поверхностная система
- ПТ – приток теплоносителя
- ПТВ – паротепловое воздействие
- ПЦО – пароциклическая обработка
- ТГДП – термогравитационное дренирование пласта
- УКП – удельный коэффициент приёмистости
- ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аббасов, А. А. Гидродинамические и экспериментальные исследования вопросов, связанных с применением термического метода воздействия. – Баку : Издательство АН Аз ССР, 1966. – 66 с.
2. Авдонин, Н. А. О некоторых формулах для расчёта температурного поля пласта при тепловой инжекции / Н. А. Авдонин // Известия вузов. Нефть и газ. – 1964. – № 3. – С. 37–41.
3. Авдонин, Н. А. О различных методах расчёта температурного поля пласта при тепловой инжекции / Н. А. Авдонин // Известия вузов. Нефть и газ. – 1964. – № 8. – С. 39–46.
4. Автоматизированный прибор для измерения пористости и проницаемости ПИК-ПП : руководство по эксплуатации / ЗАО «ГеоЛогика». – Новосибирск, 2015. – 16 с.
5. Автономный высокотемпературный скважинный прибор АМТЛМР-32-280 : руководство по эксплуатации / ООО «ППЛ САФ». – Набережные Челны. – 2019. – 18 с.
6. Авторский надзор за реализацией «Технологического проекта разработки Яреской площади Ярегского нефтетитанового месторождения» : отчёт о НИР / ООО «ПечорНИПИнефть» ; рук. Ю. П. Коноплев. – Ухта, 2015. – 105 с.
7. Алиев, А. Г. Математическое моделирование технологических процессов при термошахтной разработке нефтяных месторождений / А. Г. Алиев. – Ухта, 1998. – 56 с.
8. Алтунина, Л. К. Композиции на основе поверхностно-активных веществ для увеличения нефтеотдачи месторождений высоковязких нефтей в Арктической зоне / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов [и др.] // Петролеомика. – 2022. – Т. 2. – № 1. – С. 49–63. – Режим доступа: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_49098868_68972909.pdf.
9. Алтунина, Л. К. Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей /

Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, Л. А. Статьева [и др.] // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 4. – Ч. 1. – С. 281–288. – Режим доступа: https://geors.ru/media/pdf/5_Altunina_5bgx0yK.pdf.

10. Алтунина, Л. К. Применение термотропных композиций для увеличения нефтеотдачи при пароциклических обработках скважин на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, И. В. Кувшинов // Журнал Сибирского федерального университета. Химия. Journal of Siberian Federal University. Chemistry. – 2019. – № 12 (1). – С. 136–143. – Режим доступа: https://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/2311/109519/11_Altunina.pdf.

11. Алтунина, Л. К. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов [и др.] // Журнал Сибирского федерального университета. Химия. Journal of Siberian Federal University. Chemistry. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 103–113. – Режим доступа: https://geors.ru/media/pdf/05_Altunina_souZwY1.pdf.

12. Алтунина, Л. К. Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, И. В. Кувшинов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 7. – С. 26–29. – Режим доступа: <https://core.ac.uk/reader/162283725>.

13. Араманович, И. Г. Уравнения математической физики / И. Г. Араманович, В. И. Левин. – Москва : Наука, 1969. – 286 с.

14. Баренблатт, Г. И. Движение жидкости и газов в природных пластах / Г. И. Баренблатт, В. М. Ентов, В. М. Рыжик. – Москва : Недра, 1984. – 211 с.

15. Боксерман, А. А. Внутрипластовое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений / А. А. Боксерман, Ю. П. Желтов, С. А. Жданов и др. – Москва : Недра, 1974. – 168 с.

16. Боксерман, А. А. Роль конвективного и диффузионного механизмов теплопереноса при внутрипластовом горении / А. А. Боксерман, В. И. Мигунов // Сб.

науч. тр. ВНИИ. – Москва : Всесоюз. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т, 1973. - Вып. 47. – С. 207–216.

17. В Совете Федерации обсудили вопросы добычи и переработки в России высоковязкой и сверхвязкой нефти : информационный ресурс Федерального Собрания Российской Федерации. – Режим доступа: <http://www.council.gov.ru/events/news/135249/>.

18. ГОСТ 12536–2014. Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава : межгосударственный стандарт. – Москва : Стандартинформ, 2019. – 23 с.

19. ГОСТ 26450.0–85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств : государственный стандарт Союза ССР. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1985. – 6 с.

20. ГОСТ 26450.2–85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации : государственный стандарт Союза ССР. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1985. – 17 с.

21. ГОСТ 7.32–2017. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления : межгосударственный стандарт. – Москва : Стандартинформ, 2018. – 30 с.

22. Григораш, О. В. Методология экспериментальных исследований / О. В. Григораш // Научный журнал КубГАУ. – № 127(03). – 2017. – 16 с. – Режим доступа: <http://ej.kubagro.ru/2017/03/pdf/59.pdf>.

23. Демидович, Б. П. Численные методы анализа / Б. П. Демидович, И. А. Марон, Э. З. Шувалова. – Москва : Наука, 1967. – 364 с.

24. Дополнение к технологической схеме разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения : проектный документ. – Ухта : Научно-проектный центр в г. Ухте филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2016. – 523 с.

25. Желтов, Ю. П. Состояние и развитие теории разработки нефтяных месторождений с применением тепловых и термохимических методов воздействия на пласты / Ю. П. Желтов, А. Б. Золотухин, Е. И. Коробков // Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – Москва : Недра, 1990. – С. 14–20.

26. Земцов, Ю. В. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях / Ю. В. Земцов, А. В. Баранов, А. О. Гордеев // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 7. – С. 11–21. – Режим доступа: https://oilgasconference.ru/upload/iblock/f18/neft.gaz.novatsii_2015.pdf?ysclid=lsreb9x3su267454477.

27. Земцов, Ю. В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи: литературно-патентный обзор : монография / Ю. В. Земцов, В. В. Мазаев. – Екатеринбург : ООО «Издательские решения», 2021. – 240 с.

28. Золотухин, А. Б. Определение температурного поля пласта при нагнетании в него водяного пара / А. Б. Золотухин, Г. Е. Малофеев // Известия вузов. Нефть и газ. – 1975. – № 10. – С. 35–39.

29. Ирбахтин, А. Н. Анализ результатов геофизических исследований скважин, предназначенных для пароциклических обработок с использованием метода термометрии / А. Н. Ирбахтин, Д. Ю. Саврей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 12(348). – С. 27–32.

30. Коноплёв, Ю. П. Первые результаты подземно-поверхностной системы термошахтной разработки / Ю. П. Коноплёв, Б. А. Тюнькин, Л. Г. Груцкий [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 1. – С. 38–40.

31. Коноплёв, Ю. П. Термошахтная разработка месторождений с тяжёлыми нефтями и природными битумами (на примере Ярегского нефтяного месторождения) / Ю. П. Коноплёв, В. В. Питиримов, В. П. Табаков, Б. А. Тюнькин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2005. – С. 246–253.

32. Коноплёв, Ю. П. Термошахтная разработка нефтяных месторождений / Ю. П. Коноплёв, В. Ф. Буслаев, З. Х. Ягубов, Н. Д. Цхадая; под ред. д-ра техн. наук Н. Д. Цхадая. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 288 с.

33. Конторович, Л. В. Приближённые методы высшего анализа / Л. В. Конторович, В. И. Крылов. – Москва : Физматгиз, 1962. – 708 с.
34. Лыков, А. В. Теория теплопроводности / А. В. Лыков. – Москва : Высшая школа, 1967. – 510 с.
35. Малофеев, Г. Е. Оценка эффекта термоупругого вытеснения нефти / Г. Е. Малофеев, И. Д. Чоловская // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2005. – С. 256–259.
36. Малофеев, Г. Е. Потери тепла в кровлю и подошву при закачке в пласт горячей воды // Известия вузов. Нефть и газ. – 1959. – № 5. – С. 37–43.
37. Малофеев, Г. Е. Распределение температуры в пласте при нагнетании в него водяного пара / Г. Е. Малофеев // Сборник научных трудов. Термические методы увеличения нефтеотдачи и геотермия нефтяных месторождений. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1967. – 187 с.
38. Малофеев, Г. Е. Сравнительная оценка формул для расчёта нагревания пласта при нагнетании в него водяного пара / Г. Е. Малофеев, Ф. А. Кеннави // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 11. – С. 36–42.
39. Маркано Гонсалес, А. А. О термическом повышении нефтеотдачи при добыче высоковязких нефтей и битумов для месторождений Венесуэлы / А. А. Маркано Гонсалес, И. К. Басниева, Н. А. Еремин [и др.] // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – № 1(24). – 12 с. – Режим доступа: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art9>.
40. Мартузан, Б. Я. О температурном поле трехслойного пласта при тепловой инжекции / Б. Я. Мартузан // Теоретические и экспериментальные исследования разработки нефтяных месторождений. – Казань : Изд-во ЮГУ, 1964. – С. 65–69.
41. Менделеев, Д. И. Будущая сила, покоящаяся на берегах Донца. Сочинения // Изд-во АН СССР. – Т. XI. – 1949. – С. 53–207.
42. Михлин, С. Г. Вариационные методы в математической физике / С. Г. Михлин. – Москва : Издательство технико-теоретической литературы, 1957. – 472 с.

43. Мордово-Кармальское месторождение // Деловой журнал «Neftegaz.RU». – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141653-mordovo-karmalskoe-mestorozhdenie/>.

44. На Ашальчинском месторождении Татнефти с начала разработки добыто 10 млн т сверхвязкой нефти. – Режим доступа: https://www.akm.ru/news/v_tatnefti_dobyto_10 mln_t_sverkhvazkoj_nefti/.

45. Николаева, М. В. Обзор технологий разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов в условиях многолетнемерзлых пород / М. В. Николаева, Р. А. Атласов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 126–131. – Режим доступа: http://ngdelo.ru/files/old_ngdelo/2015/4/ngdelo-4-2015-p126-131.pdf.

46. Никонов, А. Н. Проведение геофизических исследований скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти в Республике Коми / А. Н. Никонов, И. В. Геник, В. И. Пузиков, А. В. Шумилов // Геофизика. – 2017. – № 5. – С. 79–83. – Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=30682285>.

47. Нуреева, Н. С. Особенности разработки залежей сверхвязкой нефти западного склона Южно-Татарского свода / Н. С. Нуреева, Е. А. Аглиуллина, О. В. Петрова, Э. Э. Шишкина // Территория «НЕФТЕГАЗ». – № 10. – 2016. – С. 64–69.

48. Основные тенденции развития мирового рынка жидких углеводородов до 2035 года // ПАО «ЛУКОЙЛ». – 2019. – 110 с. – Режим доступа: <https://lukoil.ru/FileSystem/9/451551.pdf>.

49. ОСТ 39–195–86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – Москва : Миннефтепром, 1986. – 15 с.

50. Патент № 2168009 Российская Федерация, МПК E21B 43/32. Способ выравнивания профиля приёмистости нагнетательной скважины / Ю. Н. Букаринов, А. Г. Козубовский, А. А. Карандаев, М. В. Ржавин ; заявитель ЗАО Научно-производственное объединение «ИНТЭК» ; патентообладатели Ю. Н. Букаринов, А. Г. Козубовский, А. А. Карандаев, М. В. Ржавин. – № 2000104446/03 ; заявл. 22.02.2000

; опубл. 27.05.2001, Бюл. № 15. – Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2168009C1/ru?q=2168009>.

51. Патент № 2527424 Российская Федерация, МПК С09К 8/86, С09К 8/528. Осадкообразующий реагент для выравнивания профиля приемистости скважин / Р. Ф. Саматов, И. В. Симакова, Р. Р. Вафин ; заявитель и патентообладатель ЗАО «Опытный завод Нефтехим». – № 2013130128/03 ; заявл. 01.07.2013 ; опубл. 01.07.2013, Бюл. № 24. – Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2527424C1/ru?q=2527424>.

52. Патент № 2541667 Российская Федерация, МПК С09К 8/58. Состав для повышения нефтеотдачи пластов / Р. Н. Фахретдинов, Г. Х. Якименко, Д. Ф. Селимов ; заявитель и патентообладатель ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг». – № 2013157277/03 ; заявл. 24.12.2013 ; опубл. 20.02.2015, Бюл. № 5. – Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2541667C1/ru?q=2541667>.

53. Патент № 2546700 Российская Федерация, МПК С09К 8/84, С09К 8/74. Состав для повышения нефтеотдачи пластов (варианты) / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинников, Л. А. Стасьева; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения РАН (ИХН СО РАН). – № 2014115488/03 : заявл. 17.04.2014 : опубл. 10.04.2015, Бюл. № 10. – Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2546700C1/ru>.

54. Патент № 2560047 Российская Федерация, МПК Е21В 43/22. Состав для выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин / Ю. Ф. Антонов, В. А. Мордвинов, Д. А. Мартюшев ; заявитель и патентообладатель Пермский национальный исследовательский политехнический университет. – № 2014128223/03 ; заявл. 09.07.2014 ; опубл. 20.08.2015, Бюл. № 23. – Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2560047C1/ru?q=2560047>.

55. Патент № 2581070 Российская Федерация, МПК Е21В 43/22, С09К 8/60. Применение титанового коагулянта для обработки обводненного нефтяного пласта / В. В. Муляк ; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». –

№ 2015105688/03 ; заявл. 19.02.2015 ; опубл. 10.04.2016, Бюл. № 10. – Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2581070C1/ru?q=2581070>.

56. Патент № 2633466 Российская Федерация, МПК E21B 43/32, C09K 8/42. Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины / А. Я. Учаев, Б. Я. Стуль ; заявитель и патентообладатель ООО «СИНТЕЗ». – № 2016125837 ; заявл. 29.06.2016 ; опубл. 12.10.2017, Бюл. № 29. – Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2633466C1/ru?q=2633466>.

57. Патент № 2716316 Российская Федерация, МПК C09K 8/575, E12B 43/16, E21B 43/20, E21B 33/138, C09K 2208/18, Y10S 507/935, Y10S 507/936. Способ разработки нефтяного месторождения / В. В. Муляк, Н. А. Веремко ; заявители и патентообладатели В. В. Муляк, Н. А. Веремко. – № 2019127882 ; заявл. 04.09.2019 ; опубл. 11.03.2020, Бюл. № 8. – Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2633466C1/ru?q=2633466>.

58. Патент № 2811129 Российская Федерация, МПК C09K 8/584, C09K 8/506, E21B 43/16, E21B 43/16, E21B 33/138. Состав для вытеснения нефти из пластов и селективного ограничения водопритоков / А. А. Сентемов ; заявитель и патентообладатель Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова. – № 2023108501 ; заявл. 05.04.2023 ; опубл. 11.01.2024, Бюл. № 2. – Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2811129C1/ru?q=2811129>.

59. Патент № 94039241 Российская Федерация, МПК E21B 43/22. Состав для изоляции водопритока к скважинам и повышения нефтеотдачи / Л. К. Алтунина, О. А. Крылова, В. А. Кувшинов, В. И. Манжай, А. Н. Ширшов ; заявитель и патентообладатель Институт химии нефти СО РАН. – № 94039241/03 ; заявл. 18.10.1994 ; опубл. 10.08.1996. – Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU94039241A/ru?q=94039241>.

60. Патент № 95103352 Российская Федерация, МПК E21B 43/32. Способ выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин / В. С. Антипов, Л. С. Бриллиант, Н. Р. Старкова ; заявитель и патентообладатель ОАО Нефтяная компания «ПРИОРИТЕТ». – № 95103352/03 ; заявл. 07.03.1995 ; опубл. 20.12.1996. – Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU95103352A/ru?q=95103352>.

61. Прибор для исследования электрических свойств горных пород «ПетроОм» № 17 : паспорт и инструкция по эксплуатации / ООО «ЭкогеосПром». – Тверь, 2012. – 13 с.

62. Прищепа, О. М. Направления развития сырьевой базы нефти России в долгосрочной перспективе / О. М. Прищепа, А. П. Боровинских // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – Т. 11. – № 3. – 2016. – 14 с. – Режим доступа: https://www.ngtp.ru/rub/6/36_2016.pdf.

63. Прищепа, О. М. Состояние сырьевой базы и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России / О. М. Прищепа // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 5(168). – С. 14–20. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41121300>.

64. Пудовкин, М. А. Краевые задачи математической теории теплопроводности в приложении к расчетам температурных полей в нефтяных пластах при заводнении / М. А. Пудовкин, И. К. Волков. – Казань : Изд-во Казанского ун-та, 1978. – 187 с.

65. Пудовкин, М. А. Краевые задачи математической теории теплопроводности в приложении к расчетам температурных полей в нефтяных пластах при заводнении / М. А. Пудовкин, И. К. Волков. – Казань: Казанский университет, 1978. – 187 с.

66. Рубинштейн, Л. И. Температурные поля в нефтяных пластах. – Москва : Недра, 1972. – 276 с.

67. Рузин, Л. М. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов : учебное пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – 2-е изд., перераб. и доп. – Ухта : Изд-во УГТУ, 2015. – 166 с.

68. Рузин, Л. М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / Л. М. Рузин, И. Ф. Чупров; под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта : Изд-во УГТУ, 2007. – 244 с.

69. Саврей, Д. Ю. Моделирование процесса прогрева нефтяного пласта от кровли к подошве / Д. Ю. Саврей, И. Ф. Чупров, М. С. Пармузина // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т. 20, № 4. – С. 31–37.

70. Саврей, Д. Ю. Основные особенности проведения и интерпретации исследований паронагнетательных скважин Ярегского месторождения / Д. Ю. Саврей // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых тяжёлых нефтей : Материалы Всероссийской науч.-техн. конф. (с междунар. участием) (г. Ухта, 08-10 декабря 2021 г.). – Ухта : Изд-во УГТУ, 2022. – С. 103–107. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=48026313>.

71. Саврей, Д. Ю. Решение задачи о прогреве трещиновато-пористого пласта методом Галеркина / Д. Ю. Саврей, И. Ф. Чупров, М. С. Пармузина // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 3. – С. 6–10.

72. Саврей, Д. Ю. Экспериментальное исследование по влиянию теплопроводного нагрева на коэффициент открытой пористости горных пород / Д. Ю. Саврей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 10. – С. 55–59.

73. Установка для исследования влияния воздействия кислот и других реагентов на фильтрационно-ёмкостные и электрические свойства образцов керна в пластовых условиях ПИК-ОФП/ЭП-К-69-40-АР/РР : руководство по эксплуатации / ЗАО «ГеоЛогика». – Новосибирск, 2013. – 43 с.

74. Чарный, И. А. Подземная гидромеханика / И. А. Чарный. – Москва-Ленинград : ОГНЗ, Гостоптехиздат, 1948. – 195 с.

75. Чекалюк, Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. – Москва : Недра, 1965. – 238 с.

76. Чупров, И. Ф. Моделирование процесса прогрева пласта высоковязкой нефти через систему параллельных трещин / И. Ф. Чупров, Д. Ю. Саврей // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 12(612). – С. 28–31. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_41549903_11394936.pdf.

77. Чупров, И. Ф. Прогрев пласта от кровли к подошве в условиях шахтной разработки месторождения / И. Ф. Чупров, М. С. Хозяинова // Нефтегазовое дело, 2017, Т. 15. – № 3. – С. 58–63.

78. Чупров, И. Ф. Решение прикладных задач нефтегазового дела приближёнными методами / И. Ф. Чупров, А. А. Мордвинов. – Ухта : УГТУ, 2008. – 118 с.

79. Чупров, И. Ф. Фильтрация нефти при переменной вязкости по толщине пласта / И. Ф. Чупров, М. С. Хозяинова, Е. А. Терентьева // Нефтегазовое дело, 2019. – Т. 17. – № 5. – С. 37–42.

80. Чупров, И.Ф. Исследование распределения тепла в пласте при радиальном течении горячей жидкости / И.Ф. Чупров // Известия вузов. Нефть и газ. – 1999. – № 5. – С. 34–37.

81. Шейнман, А. Б. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти / А. Б. Шейнман, Г. Е. Малофеев, А. И. Сергеев. – Москва : Недра, 1969. – 254 с.

82. Шишкин, Н. А. Обзор применяемых технологий добычи аномально-вязкой нефти / Н. А. Шишкин, А. В. Лысенков // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-2. – С. 236–242. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=35434287>.

83. Щелкачёв, В. Н. Подземная гидравлика / В. Н. Щелкачёв, Б. Б. Лапук. – Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. – 736 с.

84. Яртиеv, А. Ф. Высоковязкие нефти и природные битумы: государственное участие в повышении эффективности разработки месторождений / А. Ф. Яртиеv // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2012. – № 10. – С. 40–44.

85. Anbari, H. Field performance and numerical simulation study on the toe to heel air injection (THAI) process in a heavy oil reservoir with bottom water / H. Anbari, J. P. Robinson, M. Greaves, S. P. Rigby // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2023. – Vol. 220(111202). – Access mode: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111202>.

86. Athabasca – In Situ Thermal – Reserves and Methodology // Alberta Energy Regulator. – Access mode: <https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st98/reserves/oil-sands-area-assessment/athabasca/reserves-and-methodology>.

87. Athabasca – In Situ Thermal // Alberta Energy Regulator. – Access mode: <https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st98/reserves/oil-sands-area-assessment/athabasca>.

88. Bata, T. AAPG Energy Minerals Division Bitumen and Heavy Oil Committee Annual Commodity Report – May 2019 / T. Bata, S. Schamel, Fustic M., Iratulin R. 2019.

– 66 p. – Access mode: <https://www.aapg.org/about/aapg/overview/committees/emd/articleid/26347>.

89. Bayat A. E. Optimization of solvent composition and injection rate in vapour extraction process / A. E. Bayat, R. Junin, R. Kharrat [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2015. – Vol. 128. – P. 33–43. – Access mode: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.02.015>.

90. Butler, R. M. Solvent Analog Model of Steam-Assisted Gravity Drainage / R. M. Butler, I. J. Mokrys // *AOSTRA Journal of Research*. – 1989. – Vol. 5. – № 1. – P. 17–32. – Access mode: <https://vapextechnologies.com/References/Solvent%20Analog%201.pdf>.

91. Butler, R. M. The gravity drainage of steam heated heavy oil to parallel horizontal wells / R. M. Butler, D. J. Stephens // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 1981. – Vol. 20(2). – P. 90–96. – Access mode: <https://doi.org/10.2118/81-02-07>.

92. Chevron начала продавать нефть проекта Намаса из Венесуэлы другим американским НПЗ // Деловой журнал «Neftegaz.RU». – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/Trading/766662-kompaniya-chevron-nachala-prodavat-neft-iz-venesuely-drugim-amerikanskim-npz/>.

93. Crude Bitumen – In Situ Production // Alberta Energy Regulator. – Access mode: <https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st98/crude-bitumen/production/in-situ>.

94. Crude Bitumen Well Activity // Alberta Energy Regulator. – Access mode: <https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st98/crude-bitumen/well-activity>.

95. Cui, G. A review of SAGD technology development and its possible application potential on thin-layer super-heavy oil reservoirs / G. Cui, T. Liu, J. Xie [et al.] // *Geoscience Frontiers*. – 2022. – Vol. 13(4):101382. – Access mode: <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2022.101382>.

96. Dong, X. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection / X. Dong, H. Liu, Z. Chen [et al.] // *Applied Energy*. – 2019.

– Vol. 239(1). – P. 1190–1211. – Access mode: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.244>.

97. Gao, Y. Air-SAGD technology for super-heavy oil reservoirs / Y. Gao, E. Gao, D. Shen, B. Wang // *Petroleum Exploration and Development*. – 2019. – Vol. 46(1). – P. 113–120. – Access mode: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)30010-2](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)30010-2).

98. Gomaa, S. Recovery of Heavy Oil and Extra Heavy Oil; Current Status, New Trends, and Enhancement Techniques / S. Gomaa, K. G. Salem, A. N. El-hoshoudy // *Petroleum*. – 2023. – Access mode: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.10.001>.

99. Hamidi, H. Recent applications of ultrasonic waves in improved oil recovery: A review of techniques and results / H. Hamidi, A. S. Haddad, E. W. Otumudia [et al.] // *Ultrasonics*. – 2021. – Vol. 110(106288). – Access mode: <https://doi.org/10.1016/j.ultras.2020.106288>.

100. Hein, F. J. Geology of bitumen and heavy oil: An overview / F. J. Hein // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 154. – P. 551–563.

101. Heisler, R. P. Interpretation of Radioactive Tracer Results in a Steamdrive Project / P. R. Heisler // *SPE Reservoir Engineering*. – Vol. 3(01). – P. 281–287.

102. Hou, J. Hybrid optimization technique for cyclic steam stimulation by horizontal wells in heavy oil reservoir / J. Hou, K. Zhou, H. Zhao [et al.] // *Computers and Chemical Engineering*. – 2016. – Vol. 84(4). – P. 363–370. – Access mode: <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2015.09.016>.

103. Kim, B. Investigation of sonochemical treatment of heavy hydrocarbon by ultrasound-assisted cavitation / B. Kim, J. Won, J. A. Duran [et al.] // *Ultrasonics Sonochemistry*. – 2020. – Vol. 68(105216). – Access mode: <https://doi.org/10.1016/j.ultsonch.2020.105216>.

104. Kirmani, F. U. D. Analyzing the effect of steam quality and injection temperature on the performance of steam flooding / F. U. D. Kirmani, A. Raza, R. Gholami [et al.] // *Energy Geoscience*. – 2021. – Vol. 2(1). – P. 83–86. – Access mode: <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.11.002>.

105. Lauwerier, H. A. The Transport of Heat in an Oil Layer Caused by the Injection of Hot Fluid / H. A. Lauwerier // *AppZ. Sci. Res.* – 1955. – Vol. 5. – No 2-3. – P. 145–150.

106. Li, Y. A review of in situ upgrading technology for heavy crude oil / Y. Li, Z. Wang, Z. Hu [et al.] // *Petroleum.* – 2021. – Vol. 7(2). – P. 117–122. – Access mode: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2020.09.004>.

107. Meehan, D. N. *Advanced Reservoir Management and Engineering* / D. N. Meehan, T. Ahmed. – Waltman, Gulf Professional Publishing, 2012. – 701 p. – ISBN: 978-0-1238-5548-0. – Access mode: <http://ndl.ethernet.edu.et/handle/123456789/25427>.

108. Mohan, V. Rich solvent – Steam assisted gravity drainage (RS-SAGD): An option for clean oil sands recovery processes / V. Mohan, Y. Si, J. Wang, I. D. Gates // *Cleaner Engineering and Technology.* – 2022. – Vol. 8(100463). – Access mode: <https://doi.org/10.1016/j.clet.2022.100463>.

109. Mokheimer, E. M. A. A Comprehensive Review of Thermal Enhanced Oil Recovery: Techniques Evaluation / E. M. A. Mokheimer, M. Hamdy, Z. Abubakar [et al.] // *Journal of Energy Resources Technology.* – 2019. – Vol. 141(3):030801. – 59 p. – Access mode: <https://doi.org/10.1115/1.4041096>.

110. Patent № US3954141A United States, E21B 43/16. Multiple solvent heavy oil recovery method : № 546,580 : stat. 03.02.1975 : publ. 04.05.1976 / J. C. Allen, C. D. Woodward, A. Brown, C. H. Wu. – 7 p. – Access mode: <https://patentimages.storage.googleapis.com/b4/c3/94/652139e3ec716f/US3954141.pdf>.

111. Patent № US7464756B2 United States, E21B 43/24. Process for in situ recovery of bitumen and heavy oil : № 11/050,965 : stat. 04.02.2005 : publ. 16.12.2008 / I. D. Gates, A. M. H. Gutek. – 14 p. – Access mode: <https://patentimages.storage.googleapis.com/5e/e5/fd/413e438e07ee73/US7464756.pdf>.

112. Patent № US8807220B2 United States, E21B 36/00, E21B 43/24. Simultaneous conversion and recovery of bitumen using RF : № 13/233,548 : stat. 15.09.2011 : publ. 19.08.2014 / M. J. Madison, D. K. Banerjee, F. E. Parsche, M. A. Trautman. –

10 p. – Access mode: <https://patentimages.storage.googleapis.com/bf/92/b9/b9ab56dea89849/US8807220.pdf>.

113. PPS71 PT Geothermal Tools // Pioneer Petrotech Services Inc. – Access mode: <https://www.pioneerps.com/Pdfs/PPS71-PT-Brochure-V2.pdf>.

114. Qu, X. Thermal cracking, aquathermolysis, and their upgrading effects of Mackay River oil sand / X. Qu, Y. Li, J. Wang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 201(108473). – Access mode: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108473>.

115. Rashidi, M. Performance of environmental friendly water-based calcium carbonate nanofluid as enhanced recovery agent for sandstone oil reservoirs / M. Rashidi, A. Kalantariasl, R. Saboori [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – Vol. 196(107644). – Access mode: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107644>.

116. Schenk, C. J. Natural bitumen resources of the United States / C. J. Schenk, R. M. Pollastro, R. J. Hill // U. S. Geological Survey Fact Sheet 2006-3133. – 2006. – 2 p. – Access mode: https://pubs.usgs.gov/fs/2006/3133/pdf/FS2006-3133_508.pdf.

117. Shi, L. Infill wells assisted in-situ combustion following SAGD process in extra-heavy oil reservoirs / L. Shi, C. Xi, P. Liu [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 157. – P. 958–970. – Access mode: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.015>.

118. ST53: Alberta In Situ Oil Sands Production Summary. – Access mode: <https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st53>.

119. Villarroel, T. New progress and technological challenges in the integral development of the Faja Petrolifera del Oronoco, Venezuela / T. Villarroel, F. J. Hein, D. Leckie [et al.] // AAPG STUDIES IN GEOLOGY. – Vol. 64. – Access mode: <https://doi.org/10.1306/St641337>.

120. Yarboboiev, T. Non-traditional Oils: Analysis of Regional Distribution and Reserves of Heavy Oil and Natural Bitumen / T. Yarboboiev, Sh. Sultanov, F. Aminov, D. Navotova // Bulletin of Science and Practice. – 2020. – Vol. 6. – № 7. – P. 226–234. – Access mode: <https://elibrary.ru/item.asp?id=43322745>.

121. Zhou, S.-w. Application of multilateral wells with limited sand production to heavy oil reservoirs / S.-w. Zhou, F.-j. Sun, X.-l. Zeng, M.-j. Fang // *Petroleum Exploration and Development*. – Vol. 35(5). – P. 630–635. – Access mode: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(09\)60095-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(09)60095-1).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акт о внедрении результатов диссертационного исследования

169300, Республика Коми,
г. Ухта, ул. Моторная, д. 1/9
тел. (8216) 77-06-59
E-mail: info@pfalend.ru
www.alend.org

Общество с ограниченной
ответственностью
производственная фирма
«АЛЕНД»



«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
ООО ПФ «Аленд»
А.Н. Ирбахтин
2026 г.

АКТ О ВНЕДРЕНИИ результатов диссертационного исследования

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационной работы Саврея Дмитрия Юрьевича на тему «Выравнивание профиля приёмности паронагнетательных скважин с применением осадкообразующих составов в процессе разработки месторождений высоковязких нефтей», выполненной в Ухтинском государственном техническом университете, нашли практическое применение при исследовании паронагнетательных скважин. В результате проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) автором диссертации выполнено сравнение работы геофизической аппаратуры PPS71 и АМТЛМР-320 в высокотемпературных условиях в скв. 17 Ярегского месторождения, с последующим использованием АМТЛМР-320 для исследований вертикальных и наклонно-направленных паронагнетательных скважин Ярегского месторождения.

Исследование скв. № 17 Ярегского месторождения выполнено 28.05.2022 геофизической партией ООО ПФ «Аленд», в составе которой непосредственно работал ведущий инженер (геофизик) Саврей Д. Ю. Перед проведением исследования комплексным прибором АМТЛМР-320 осуществлен спуск и подъём прибора PPS71 для определения сходимости регистрируемых данных двух приборов в рамках выполнения ОПИ. При спуске прибора PPS71 наблюдались многократные остановки прибора на глубине 147,5 м (предположительно на глубине установки фильтра скважины зафиксировано резкое снижение натяжения проволоки). Непрохождение прибора PPS71 в область фильтра скважины связано с конструктивными особенностями прибора (наличием магнитной катушки локатора муфт, а также диаметром и длиной PPS71). При спуске АМТЛМР-320 проблем с прохождением прибора в область фильтра не наблюдалось, задача по определению профиля приёмности теплоносителя выполнена в полном объёме. По зарегистрированным данным установлено, что сходимость показаний приборов в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) при закачке теплоносителя находится в пределах нормы; незначительные расхождения обусловлены одновременным спуском приборов. На основании выполненных ОПИ прибор АМТЛМР-320 принят к использованию для исследований в вертикальных и наклонно-направленных паронагнетательных скважинах Ярегского месторождения.

Результаты диссертационной работы Саврея Д. Ю. позволили определить особенности геофизической аппаратуры с целью её совершенствования (повышение надежности работы оборудования и увеличение информативности регистрируемых данных), а также расширить теоретические и практические знания по проведению и интерпретации результатов исследований паронагнетательных скважин Ярегского и Усинского месторождений.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Электронный охранный документ № 2820738

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2820738

**СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО
ПОРОВОГО ОБЪЁМА ГОРНОЙ ПОРОДЫ В
ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ**

Патентообладатель: *Саврей Дмитрий (RU)*

Автор(ы): *Саврей Дмитрий (RU)*

Заявка № 2024104475

Приоритет изобретения 22 февраля 2024 г.

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 07 июня 2024 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 22 февраля 2044 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 429b6a0fe3853164ba96f83b73b4aa7
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 10.05.2025 по 02.08.2024

Ю.С. Зубов



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Электронный охранный документ № 2813288

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2813288

**СПОСОБ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ
ПРИЁМИСТОСТИ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНОЙ
СКВАЖИНЫ**

Патентообладатель: *Саврей Дмитрий (RU)*

Автор(ы): *Саврей Дмитрий (RU)*

Заявка № 2023111382

Приоритет изобретения **03 мая 2023 г.**

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **09 февраля 2024 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **03 мая 2043 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 429b6a0fe3853164ba96f83b73b4aa7
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 10.05.2023 по 02.08.2024

Ю.С. Зубов



ПРИЛОЖЕНИЕ Г**Акт о внедрении результатов диссертационного исследования**

В диссертационный совет

**Акт о внедрении
результатов диссертационного исследования**

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационной работы Саврея Дмитрия Юрьевича на тему «Выравнивание профиля приёмистости паронагнетательных скважин с применением осадкообразующих составов в процессе разработки месторождений высоковязких нефтей», выполненной в Ухтинском государственном техническом университете, имеют практическое значение и могут быть использованы в производственной деятельности.

Разработанная в рамках диссертационной работы технология выравнивания профиля приёмистости паронагнетательных скважин путём поэтапной закачки осадкообразующих составов и теплоносителя рассмотрена и может быть применена в 2027-2030 гг. в рамках опытно-промышленных испытаний (ОПИ).

Сущность предложенной автором технологии заключается в постепенном изменении направлений движения закачиваемого теплоносителя (потокоотклоняющем эффекте) с целью вовлечения в процесс прогрева и вытеснения высоковязкой нефти из ранее недренируемых участков залежи.

Практическая ценность разработанной технологии состоит в обеспечении селективного перераспределения потоков теплоносителя за счёт осадкообразования в высокопроницаемых зонах пласта, что позволяет увеличить охват пласта тепловым воздействием, замедлить преждевременные прорывы пара в добывающие скважины и повысить эффективность разработки месторождений высоковязкой нефти.

Ожидаемый технологический эффект от внедрения (в рамках ОПИ) выражается в увеличении коэффициента извлечения нефти и снижении паронефтяного отношения.

Первый заместитель директора –
главный инженер ТПП "Ухтанефтегаз"


Д.А. Суворов
«15» августа 2026

Начальник Управления по нефтетитановому
производству ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»


С.Ю. Иванченко