

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2026

Работа выполнена в ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет» на кафедре «Разработка и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземная гидромеханика».

Научный руководитель: **Чупров Илья Федорович,**
доктор технических наук, доцент, профессор
кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений и подземная
гидромеханика», ФГБОУ ВО «Ухтинский
государственный технический университет».

Официальные оппоненты: **Гиляев Гани Гайсинович,**
доктор технических наук, профессор, заведующий
кафедрой нефтегазового дела имени профессора
Г. Т. Вартумяна, факультета нефти, газа
и энергетики (ФНГЭ) ФГБОУ ВО «Кубанский
государственный технологический университет»;
Калинин Станислав Александрович,
кандидат технических наук, начальник отдела
специальных исследований ООО «Газпромнефть
НТЦ» ИЦ «Геосфера».

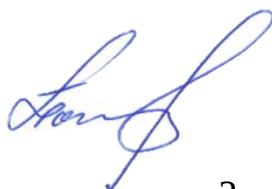
Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», г. Уфа.

Защита состоится «24» сентября 2026 года в 15 часов 30 минут
на заседании диссертационного совета 24.2.419.03, созданного на базе
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», по адресу: 625039,
г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-издательском
комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и на сайте
www.tyuiu.ru.

Автореферат разослан «17» июля 2026 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Пономарева Татьяна Георгиевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 промысловых 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, сформулированы её цель и основные задачи, приведены методы исследования, теоретическая и практическая значимость результатов работы, сформулированы научная новизна и защищаемые положения.

В первой главе выполнен анализ литературных источников по теме разработки месторождений высоковязких нефтей тепловыми методами. Представлено состояние разработки крупных залежей нефтей аномальной вязкости паротепловыми методами. Проанализировано состояние термошахтной разработки Ярегского месторождения.

Нефтяной пласт III в отложениях верхнего и среднего девона содержит высоковязкую нефть (3,6 Па·с при 20 °С) в коллекторе с проницаемостью 2–3 мкм² и пористостью 26 %. Коллектор в широком диапазоне нефтенасыщенных толщин 0,2–49,6 м (в среднем 22,1 м) характеризуется как трещиновато-пористый, терригенный, с крутопадающими (60–80°) трещинами через каждые 20–25 м с раскрытостью до 2–3 см. На конец 2023 г. в разработке термошахтным методом находилось 19 участков на трёх нефтешахтах. Из них подземно-поверхностная система (ППС) термошахтной разработки, принципиальная схема которой представлена на Рисунке 1, используется на 16 участках (84,2 % от общего количества). Всего за всё время использования ППС отработано и выведено из эксплуатации 7 участков с суммарными геологическими запасами 4,2 млн т нефти (Рисунок 2). На текущий момент с ППС на разных стадиях разработки находятся участки с геологическими запасами 54,7 млн т. По ранее выработанным участкам с ППС можно отметить, что чем больше нефтенасыщенная толщина прогреваемого пласта, тем меньше КИН. Это обусловлено двумя факторами: преобладанием гравитационных сил и движением пара по прикровельной зоне, что приводит к неравномерной выработке запасов и низкому КИН.

Известно, что трещиноватость пласта и система подземных скважин на ранее эксплуатированных площадях приводят к прорывам пара в добывающие скважины и непосредственно в нефтешахты. Эти факторы также влияют на эффективность паротеплового воздействия и на конечный КИН.

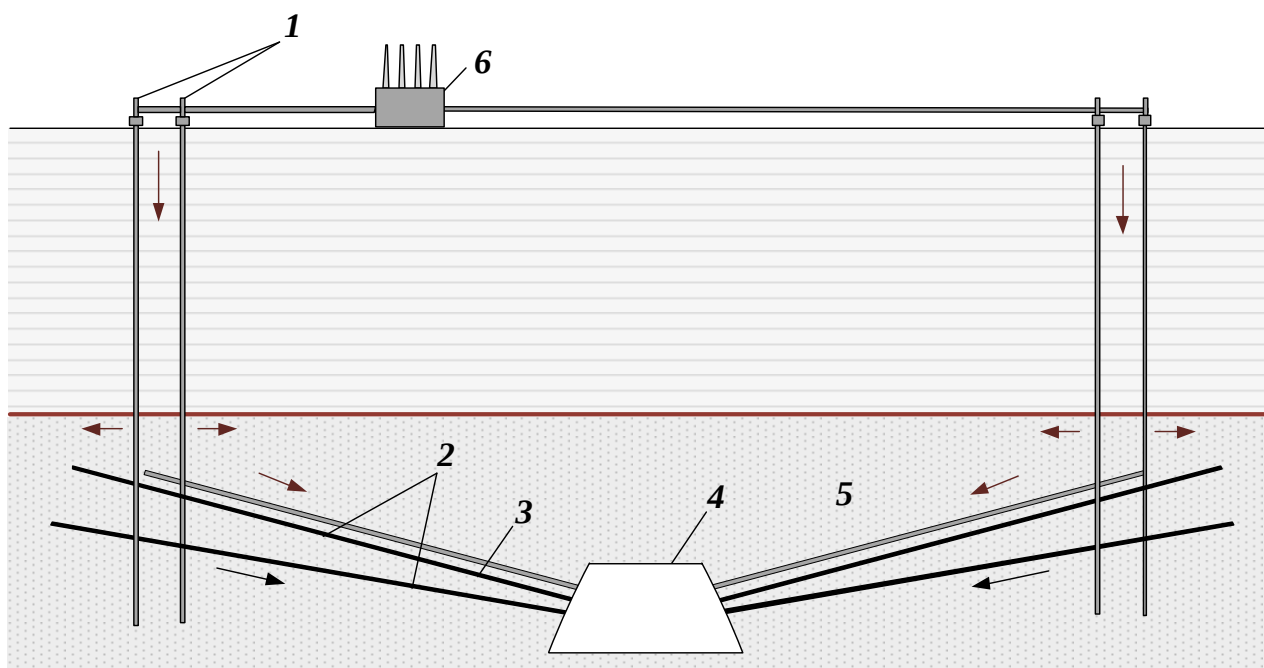


Рисунок 1 – Принципиальная схема ППС термошахтной разработки:

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

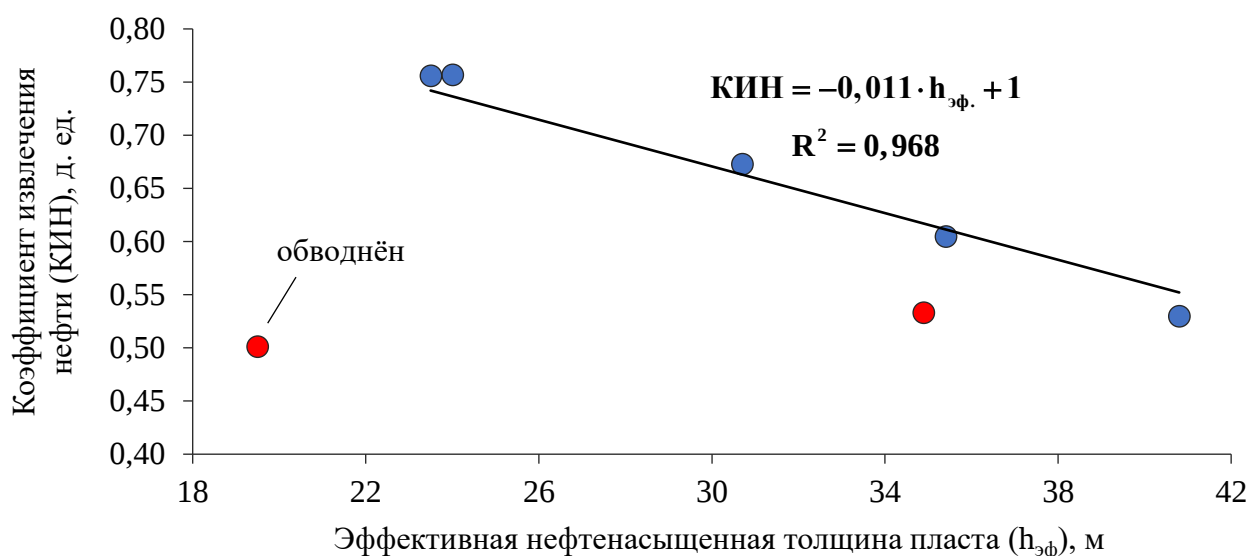


Рисунок 2 – КИН выработанных участков с ППС термошахтной разработки

Во второй главе представлены результаты исследований паронагнетательных скважин ППС термошахтной разработки Ярегского месторождения в период 2020–2023 гг.

Целью геофизических исследований паронагнетательных скважин является определение профиля приёмистости теплоносителя, его термобарических

параметров на забое скважины, а также оценка состояния конструкции скважины в процессе паронагнетания.

Рассмотрен участок с ППС термошахтной разработки 3Т-4 с эффективной нефтенасыщенной толщиной в пределах участка 27,9 м и общим фондом поверхностных паронагнетательных скважин 46 ед. В рассматриваемый период выполнено 37 исследований скважин при закачке теплоносителя, в результате которых забойные температуры и давления закачки пара составили: 107–201,0 °С (в среднем 152,3 °С) и 0,1–1,6 МПа (в среднем 0,58 МПа) соответственно.

Выполнена оценка расчётных параметров по охвату толщины пласта теплоносителем в виде пара согласно расходомерии, а в случае наличия притока теплоносителя при исследовании скважины после остановки закачки – интервала притока из вскрытой толщины паронагнетательной скважиной. При наличии притока рассчитывается коэффициент притока теплоносителя – отношение интервала притока теплоносителя к вскрытому интервалу пласта.

В качестве рассматриваемого параметра используется удельный коэффициент приёмистости ($УКП$) паронагнетательной скважины:

$$УКП = \frac{Q_n}{\Delta p \cdot h}, \quad (1)$$

где Q_n – приёмистость паронагнетательной скважины, м³/сут; Δp – репрессия при закачке теплоносителя, МПа; h – вскрытая толщина пласта (интервал открытого ствола до отметки текущего забоя скважины), м.

Согласно расчётным значениям $УКП$ (Рисунок 3) выявлено неравномерное поступление пара по площади участка 3Т-4, прежде всего обусловленное высокой приёмистостью и низкой репрессией при закачке теплоносителя. Из представленных данных видно, что наибольшими $УКП$ обладают скважины №№ 6 и 30, тогда как окружающие их паронагнетательные скважины имеют меньшую приёмистость при высоких давлениях закачки.

Если разделить интервалы открытого ствола паронагнетательных скважин (в рамках общего исследуемого фонда скважин 3Т-4) на три равных участка, то по данным профилей приёмистости при закачке пара 73,8 % приходится на прикровельную зону (Рисунок 4). Данное распределение обусловлено, прежде всего, термогравитационной конвекцией и, как следствие, прогревом пласта

в направлении от кровли к подошве. В половине исследованных паронагнетательных скважин зафиксирована приёмистость исключительно в прикровельную зону пласта, что препятствует равномерной выработке запасов нефти по толщине пласта из-за низкого коэффициента охвата паротепловым воздействием.

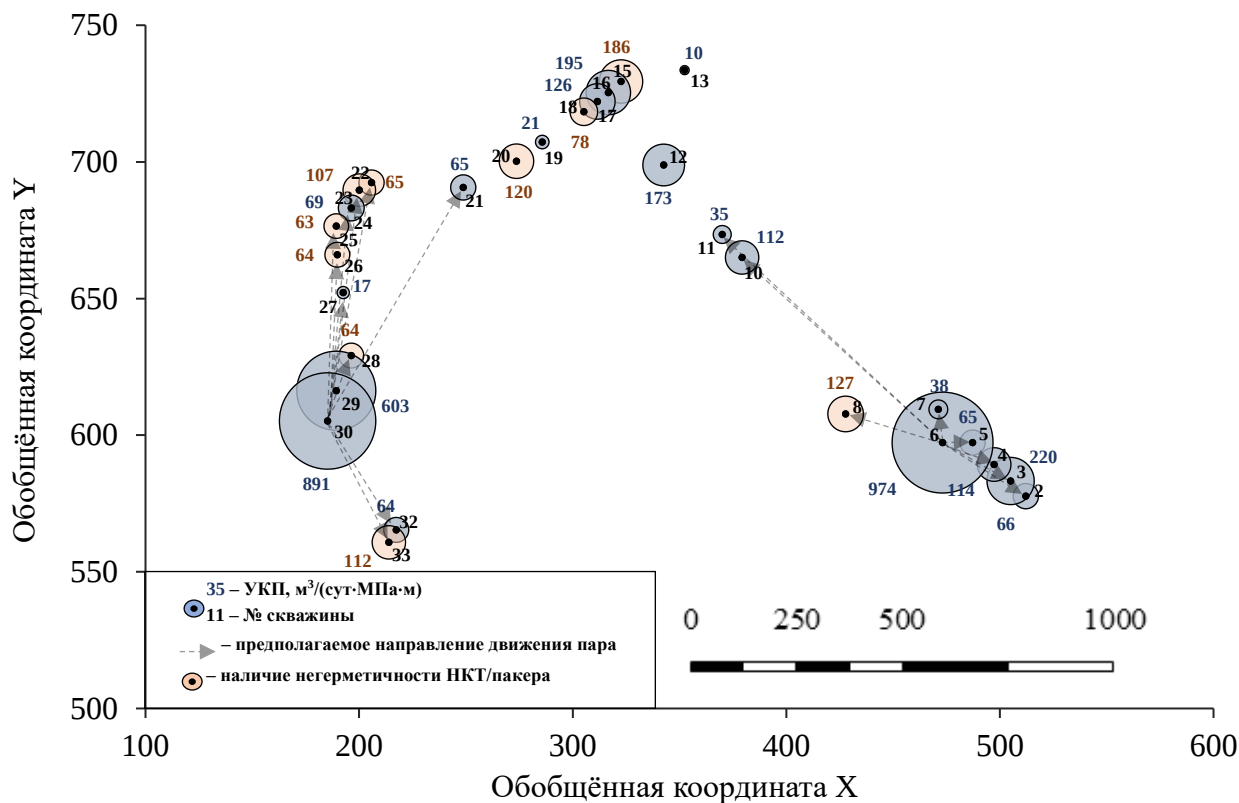


Рисунок 3 – УКП паронагнетательных скважин участка 3Т-4

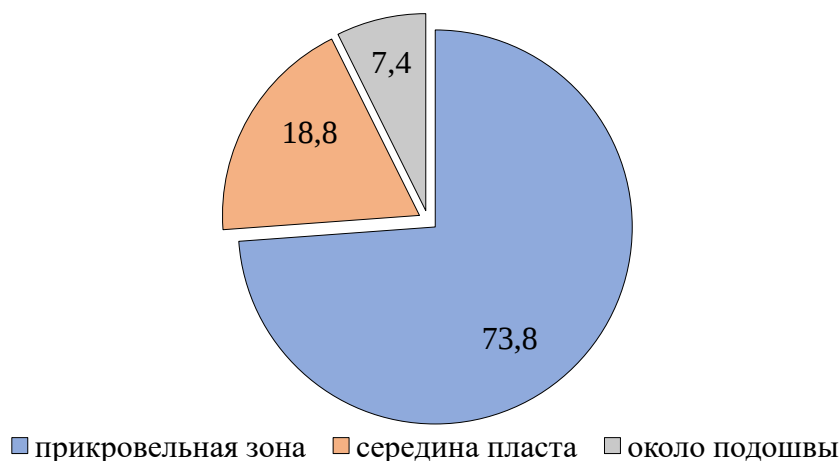


Рисунок 4 –
Распределение средней
приёмистости пара (%)
в интервале пласта
паронагнетательных
скважин 3Т-4

Температурные профили в интервале пласта (Рисунок 5) в процессе закачки теплоносителя подтверждают уход теплоносителя в прикровельную зону залежи.

Для увеличения охвата теплоносителем вскрытой толщины пласта действующего фонда паронагнетательных скважин необходимо увеличить фильтрационные сопротивления в прикровельной зоне залежи, применяя

потокоотклоняющие технологии с целью выравнивания профиля приёмистости теплоносителя.

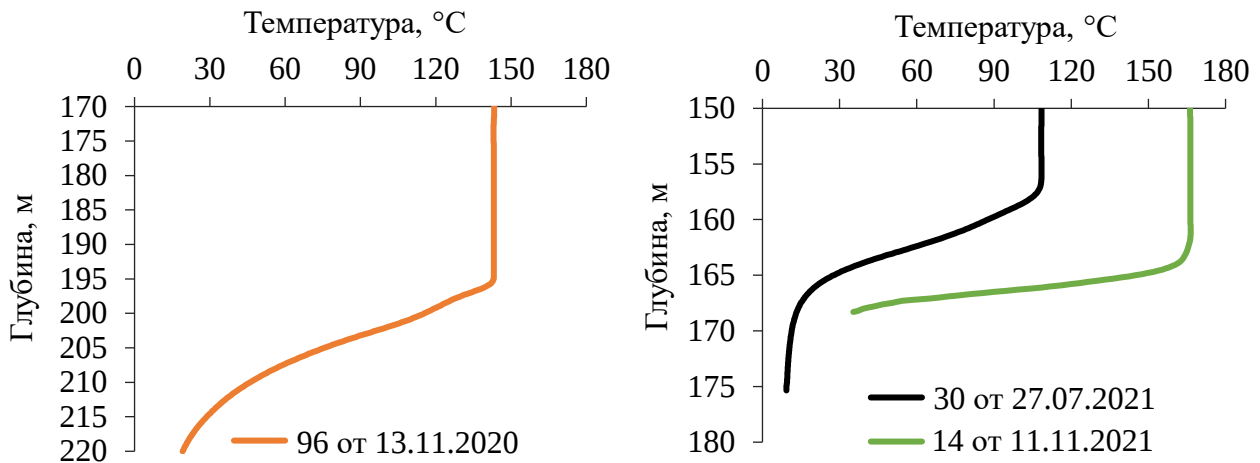


Рисунок 5 – Температуры в интервале пласта паронагнетательных скважин Ярегского месторождения при закачке теплоносителя

В третьей главе предложена математическая модель прогрева в направлении от кровли к подошве пласта с учётом термогравитационной конвекции около паронагнетательной скважины.

Рассматривается нефтенасыщенный пласт толщиной h с начальной температурой T_0 . Кровля пласта ($z=0$) прогревается теплоносителем с температурой T_{II} , при этом пар в пласт не проникает, а ось z направлена вниз. Подошва ($z=h$) граничит с водонасыщенным горизонтом с температурой T_B . За счёт наклонно-направленных добывающих скважин, расположенных вдали от паронагнетательной, движение нефти рассматривается только в вертикальном направлении под действием гравитации и репрессии.

Упрощённая модель распределения температуры в призабойной зоне паронагнетательной скважины при прогреве пласта с термогравитационной конвекцией без учёта теплотерь тепла в кровлю описывается уравнением:

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

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

при граничных условиях

$$T(0, t) = T_{z=0} = T_{II}, \quad T(h, t) = T_{z=h} = T_B, \quad (3)$$

и начальном условии

$$T(z; 0) = T_{t=0} = T_0. \quad (4)$$

где $T = T(z, t)$ – температура, °С; T_{II} , T_B , T_0 – температура пара, в водонасыщенном горизонте и начальная температура пласта, °С; v_z – скорость фильтрации нефти, м/с; a – коэффициент температуропроводности пласта, м²/с; $\rho_n \cdot c_n$ и $\rho_{ск} \cdot c_{ск}$ – объёмная теплоёмкость нефти и скелета горной породы, Дж/(м³·°С); m – пористость, д. ед.

При прогреве в направлении от кровли к подошве с использованием ППС ключевым направлением фильтрации является движение разогретой нефти сверху вниз, поэтому учитывается только вертикальная конвекция ($v_x = v_y = 0$). Скорость фильтрации нефти при этом определяется по формуле:

$$v_z = \frac{k}{\mu_n} \cdot \left(\frac{\Delta p}{h} + \rho_n \cdot g \right), \quad (5)$$

где k – коэффициент проницаемости, м²; μ_n – динамическая вязкость нефти, Па·с; Δp – разность давлений между кровлей и подошвой (репрессия), Па; h – толщина пласта, м; ρ_n – плотность нефти, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с².

Получено решение уравнения (2) с учётом граничных (3) и начального условий (4). При записи решения учтено, что для принятых параметров отношение объёмной теплоёмкости нефти к объёмной теплоёмкости системы «скелет породы – нефть» близко к единице, поэтому коэффициент при конвективном члене в уравнении (2) принят равным единице. Распределение температуры по толщине пласта при прогреве от кровли к подошве пласта с учётом конвекционного переноса тепла описывается формулой, полученной методом Бубнова-Галеркина:

$$T(z, t) = T_{II} + \frac{T_B - T_{II}}{h} \cdot z + \left[C \cdot \exp\left(\frac{-10 \cdot a}{h^2} \cdot t\right) - \frac{v_z \cdot (T_B - T_{II})}{2 \cdot a \cdot h} \right] \cdot z \cdot (h - z), \quad (6)$$

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

Для примера, на Рисунке 6 показано распределение температуры по толщине однородного пласта при теплопроводном и конвективном переносе тепла

со следующими исходными данными: $h = 10$ м, $k = 3$ мкм², $T_{II} = 130$ °С, $T_B = T_0 = 10$ °С и $\Delta p = 0,5$ МПа.

Для подтверждения применимости предлагаемого решения поставленной задачи и сопоставления фактического температурного профиля в интервале пласта используются исходные данные для паронагнетательной скважины 30 Ярегского месторождения: $T_{II} = 108,4$ °С, $T_B = T_0 = 10$ °С, $h = 23$ м, $k = 3$ мкм², $\Delta p = 0,11$ МПа, $t = 20$ мес. Также выполнен прогноз температуры при увеличении времени паротеплового воздействия до $t = 32$ мес. и увеличения Δp до 1,21 МПа (Рисунок 7).

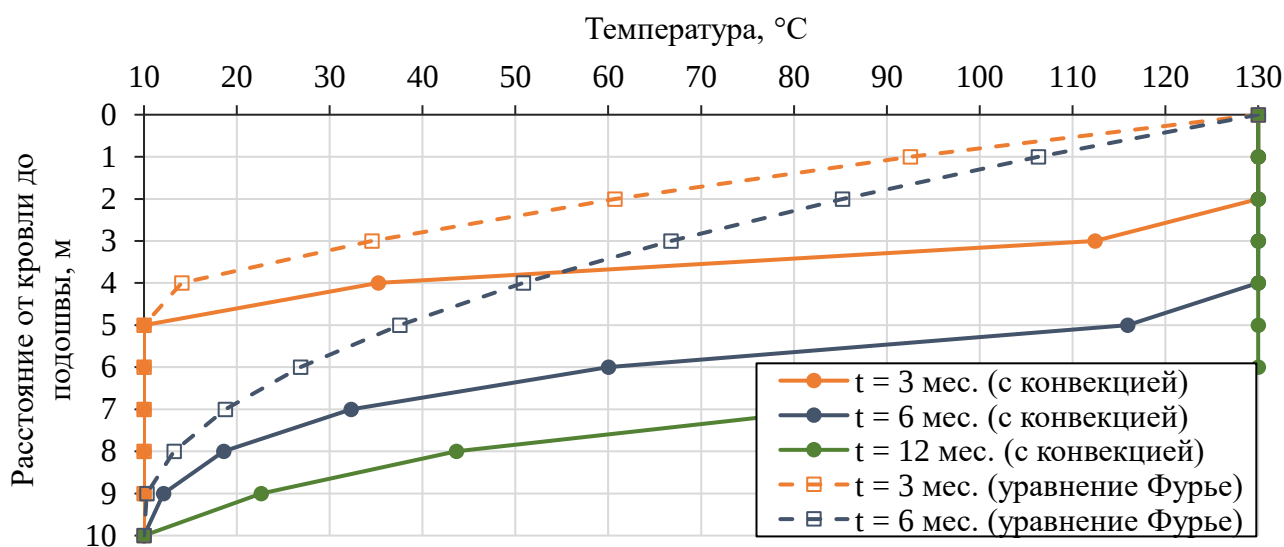


Рисунок 6 – Распределение температур при теплопроводном прогреве и прогреве с учётом термогравитационной конвекции

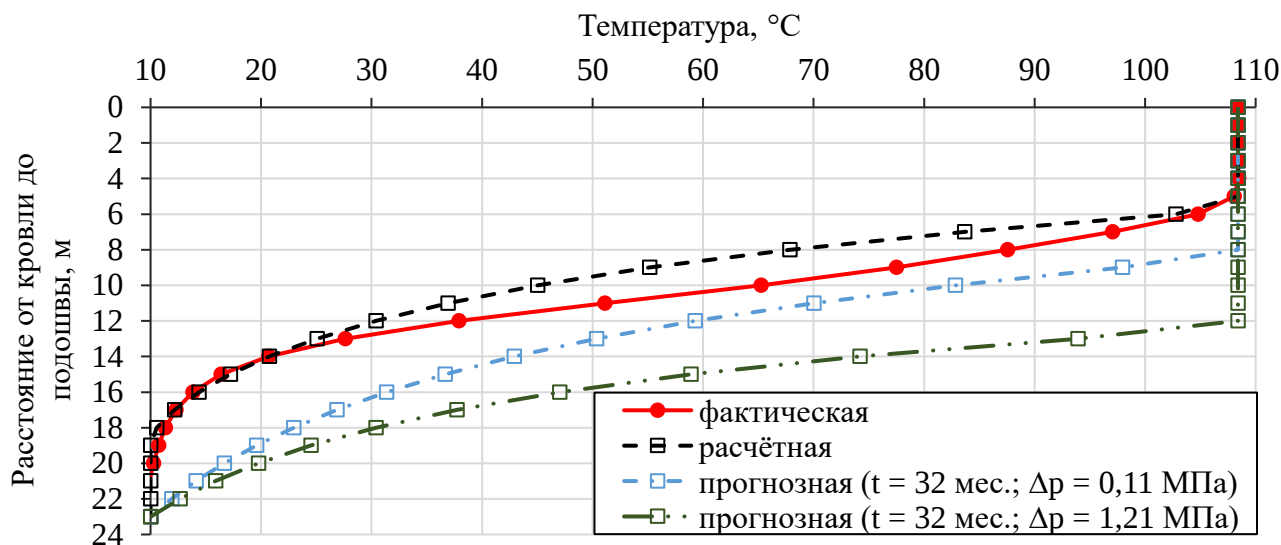


Рисунок 7 – Фактическое и расчётное распределение температуры при прогреве в направлении от кровли к подошве пласта в скважине 30

При прогреве пласта в направлении от кровли к подошве интенсивно разрабатывается только прикровельная зона пласта. Для полного охвата пласта паротепловым воздействием необходимо закачивать теплоноситель вблизи подошвы пласта, увеличивать давление закачки пара и использовать технологии, направленные на выравнивание профиля приёмистости паронагнетательных скважин.

В четвертой главе представлена методология и результаты лабораторных исследований. Они направлены на изучение изменения порового объёма при температурном воздействии, эффективности использования осадкообразующих составов (ООС) с целью увеличения фильтрационных сопротивлений и изменения фильтрационного потока в пористой среде, а также возможности довытеснения остаточной нефти после прорыва пара.

Экспериментальное исследование по применению осадкообразующих составов (ООС) выполнено на трёх зонально-неоднородных насыпных моделях пласта, состоящих из полуцилиндрических керновых образцов и засыпанного помола керна Ярегского месторождения (таблица 1). Анизотропия фильтрационно-ёмкостных свойств, создаваемая в таких моделях, необходима для обоснования эффективности применения ООС.

Таблица 1 – Свойства зонально-неоднородных моделей пласта

Параметр	№ модели пласта		
	1	2	3
Габаритные размеры модели (длина / диаметр), см	50 / 3		
Геометрический объём модели, см ³	353,25		
Масса полуцилиндрических керновых образцов, г	246,24	248,13	299,64
Средняя абсолютная проницаемость по газу (гелий) керновых образцов по длине модели (оценочно), 10 ⁻¹² м ²	5,66	5,54	1,71
Масса засыпанного естественного помола керна, г	301,6	407,8	357,0
Поровый объём модели при насыщении водой (V _{пор.}), см ³	117,2	93,4	94,6
Коэффициент открытой пористости, %	33,2	26,4	26,8
Насыщенность	вода		остаточная нефть+ вода

Для осадкообразования использовались растворы неорганических солей: сульфата железа, карбоната натрия и хлорида кальция. В результате применения ООС отслеживались термобарические условия нагнетаемого теплоносителя, температуры и перепада давления в насыпной модели.

На Рисунке 9 представлено изменение показателей после применения ООС в модели пласта № 1 объёмов и концентраций растворов: FeSO_4 ($0,45 \text{ г/см}^3$) = 4 мл, Na_2CO_3 ($0,45 \text{ г/см}^3$) = 8 мл, CaCl_2 ($0,45 \text{ г/см}^3$) = 4 мл. После закачки растворов FeSO_4 и Na_2CO_3 закачивалась техническая вода объёмом, соответствующим закачиваемым растворам (4 и 8 мл). Увеличение фильтрационных сопротивлений сопровождается ростом давления закачки пара и изменением перепада давления. Поскольку происходит фильтрация пара, то для оценки создаваемых фильтрационных сопротивлений используется разница квадратов давлений на входе и выходе из модели пласта. Фильтрационное сопротивление при закачке пара в модель № 1 после закачки ООС и прокачки $23,5 \cdot V_{\text{пор}}$ теплоносителя возросло на 64,4 %.

Аналогичным образом выполнено экспериментальное исследование по оценке изменения фильтрационного сопротивления после трёх обработок ООС и прокачке пара через модель пласта № 2 для определения устойчивости селективного барьера. На Рисунке 10 представлена зависимость перепада давления от объёмного расхода после 1-ой обработки ООС и прокачки $90 \cdot V_{\text{пор}}$ теплоносителя. В результате исследования обнаружено, что происходит постепенное уплотнение образованных осадков в горной породе от входа к выходу насыпной модели (рост локальных градиентов давления).

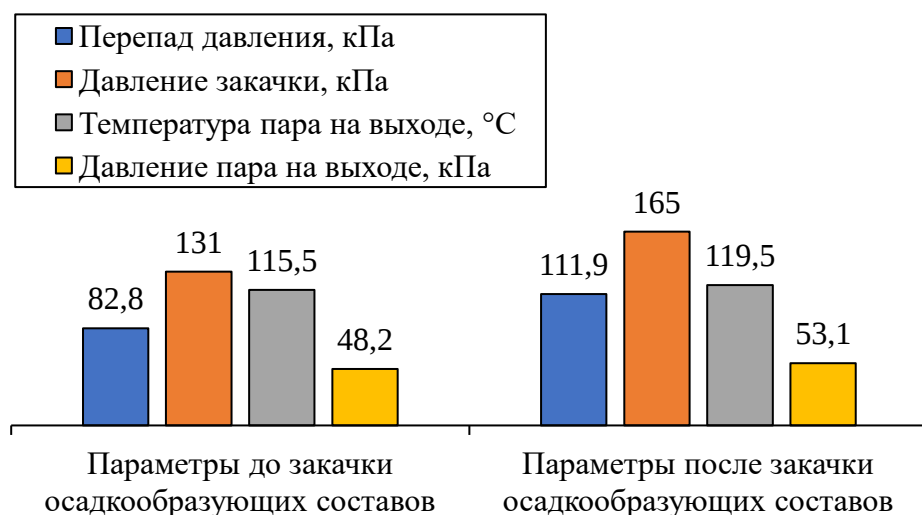


Рисунок 9 – Изменение параметров в модели № 1 после применения ООС

Для оценки изменения коэффициента охвата при использовании потокоотклоняющих технологий разработан способ определения эффективного порового объёма, заключающийся в следующем. В прогретую модель пласта после установившейся фильтрации воды закачивается раствор NaCl . На выходе

из модели регистрируется электрическое сопротивление сконденсировавшейся воды, зависящее от содержания ионов. Измерения выполняются методом поточной резистивиметрии.

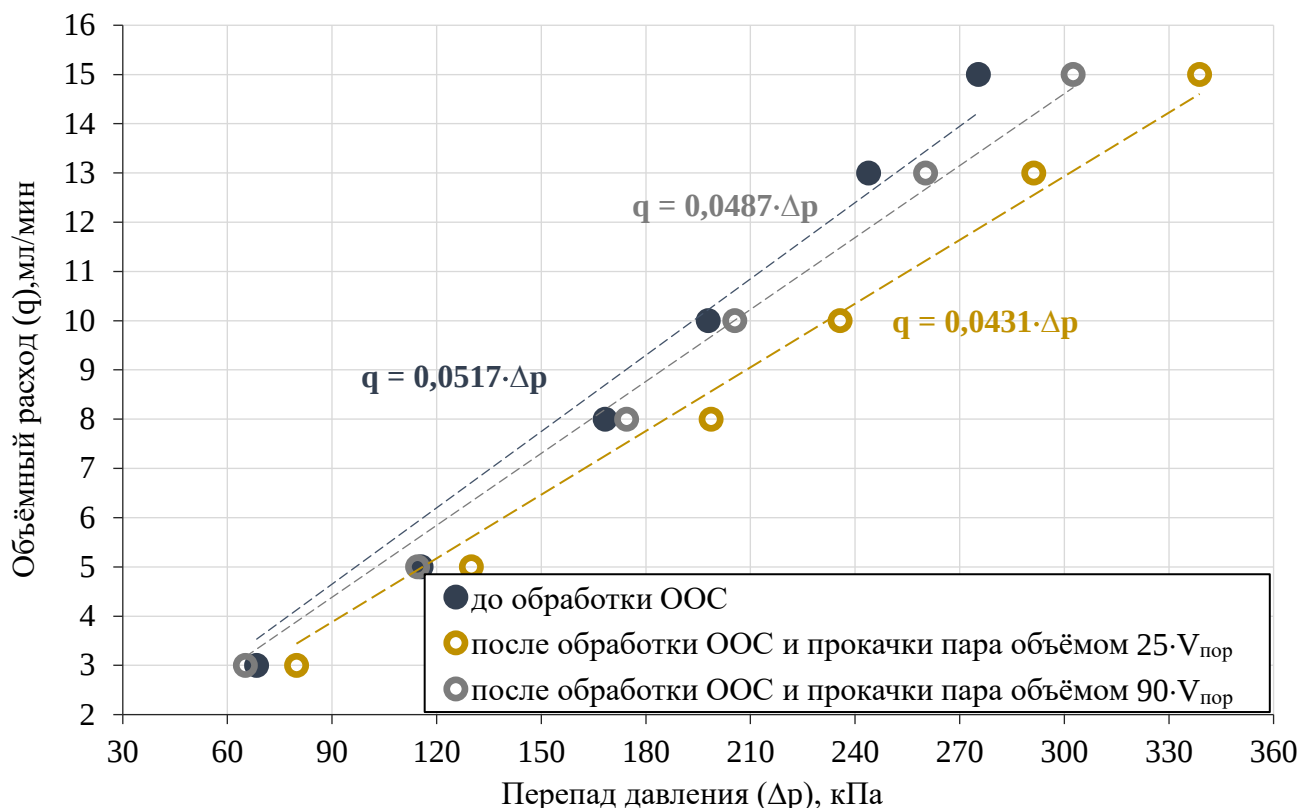


Рисунок 10 – Зависимость q от Δp до и после 1-ой обработки ООС с прокачкой поровых объёмов пара ($V_{\text{пор}}$) через модель пласта № 2

Реализация разработанного способа при стационарной фильтрации воды в модели пласта включает следующие этапы. После закачки раствора неорганической соли в насыщенную модель пласта выполняется стационарная фильтрация воды с постоянным контролем электрического сопротивления воды на выходе из модели. Затем строится график зависимости электрического сопротивления от прокачанных поровых объёмов воды, по которому определяется точка перегиба кривой. Начало снижения сопротивления означает появление ионов на выходе из модели, что соответствует доле пор, вовлечённых в фильтрацию. При постоянной скорости фильтрации воды эффективный поровый объём стабилен. В рассматриваемом примере (Рисунок 11) он равен $0,35 \cdot V_{\text{пор}}$ (35 % от порового объёма). Следовательно, коэффициент охвата определяется как отношение эффективного порового объёма к общему поровому объёму, что в данном случае составляет 0,35.

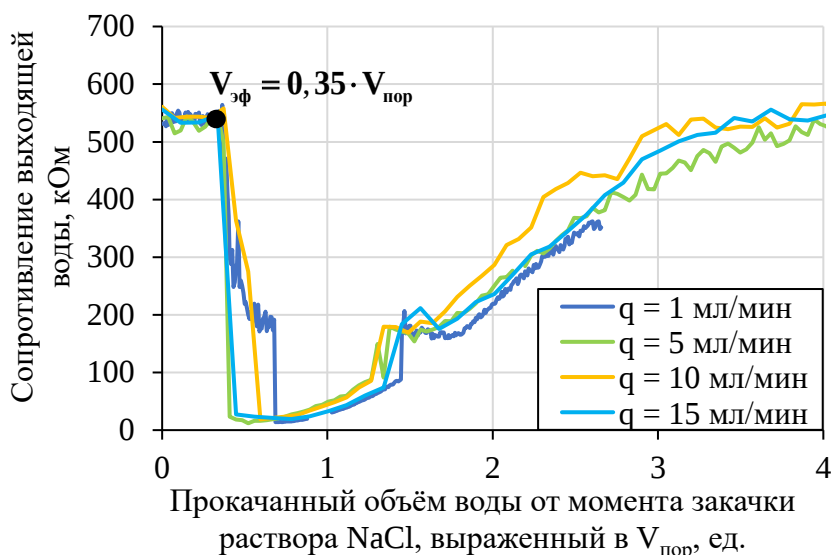


Рисунок 11 – Пример реализации способа определения эффективного порового объема ($V_{эф}$) при стационарной фильтрации воды с расходом q

На Рисунке 12 представлены результаты изменения коэффициента охвата после проведения обработки ООС и прокачки поровых объемов теплоносителя на разных режимах закачки. Согласно зафиксированным значениям сопротивления, по мере закачки пароводяной смеси его динамика изменяется по сравнению с начальной динамикой до обработки ООС, что свидетельствует об изменении потока фильтрации теплоносителя после осадкообразования и увеличении коэффициента охвата ($k_{охв}$) в 4 раза. Это обусловлено замедлением движения жидкостной фазы теплоносителя в результате образования осадков в фильтрационных каналах.

Прокачка пара объемом $163 \cdot V_{пор}$ после 2-ой обработки ООС, и $185 \cdot V_{пор}$ после 3-ей обработки ООС в модели № 2 подтвердили термостабильность образованных осадков и их уплотнение по мере закачки пара, что привело к стабилизации коэффициента охвата на уровне, в 1,7 раза превышающем начальный.

Вовлечение новых зон, ранее неохваченных фильтрацией теплоносителя после применения ООС в модели пласта № 3 подтверждается экспериментом по довытеснению остаточной нефти после прорыва пара (Рисунок 13). Согласно полученным результатам, использование ООС после прорыва пара к выходу модели позволило увеличить коэффициент вытеснения нефти на 3,1 %. При этом было зафиксировано перераспределение фильтрационных сопротивлений, что подтверждается ростом давления закачки (с 169,3 до 307,2 кПа) и преимущественным ростом давления на выходе из модели в 3,9 раза (с 55,6 до 216,1 кПа).

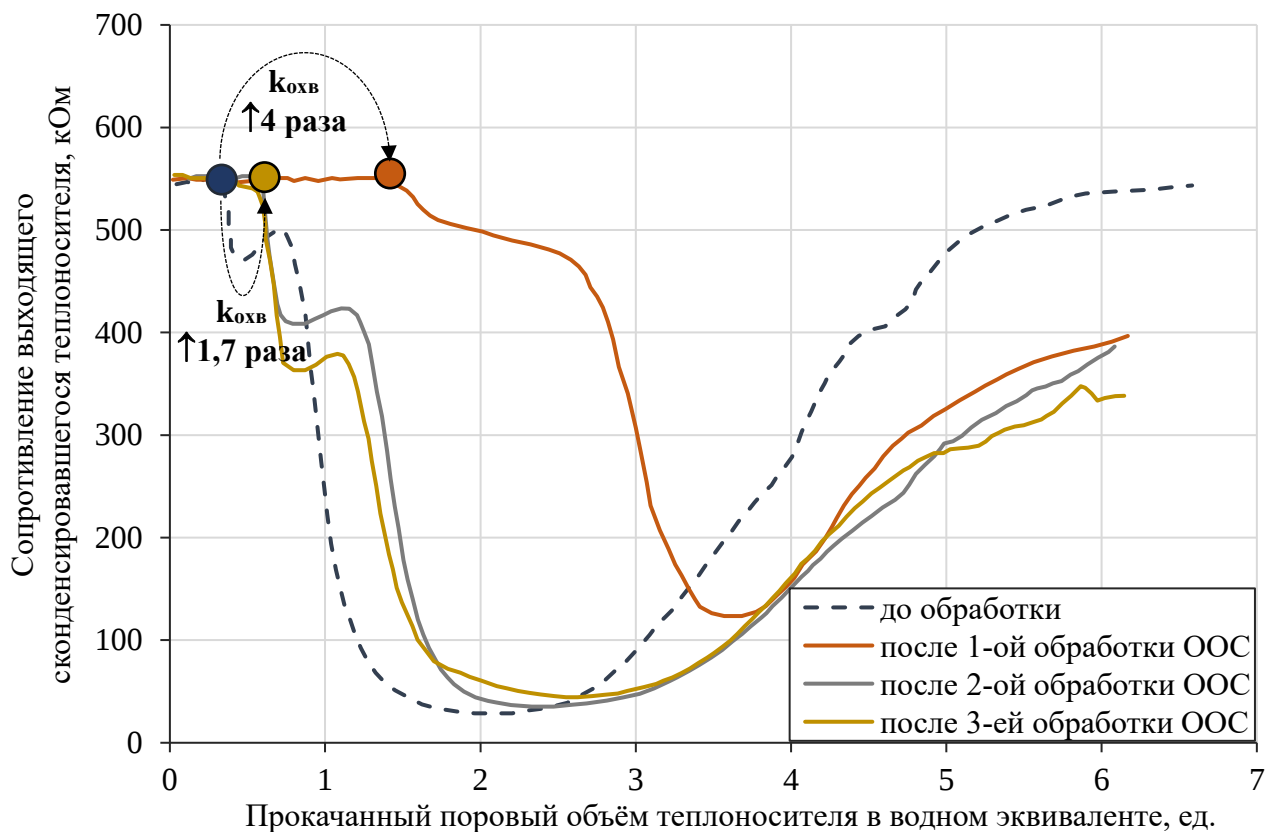


Рисунок 12 – Определение повышения коэффициента охвата ($k_{\text{охв}}$) согласно динамике электрического сопротивления сконденсировавшегося теплоносителя после обработки осадкообразующими составами (ООС) модели пласта № 2

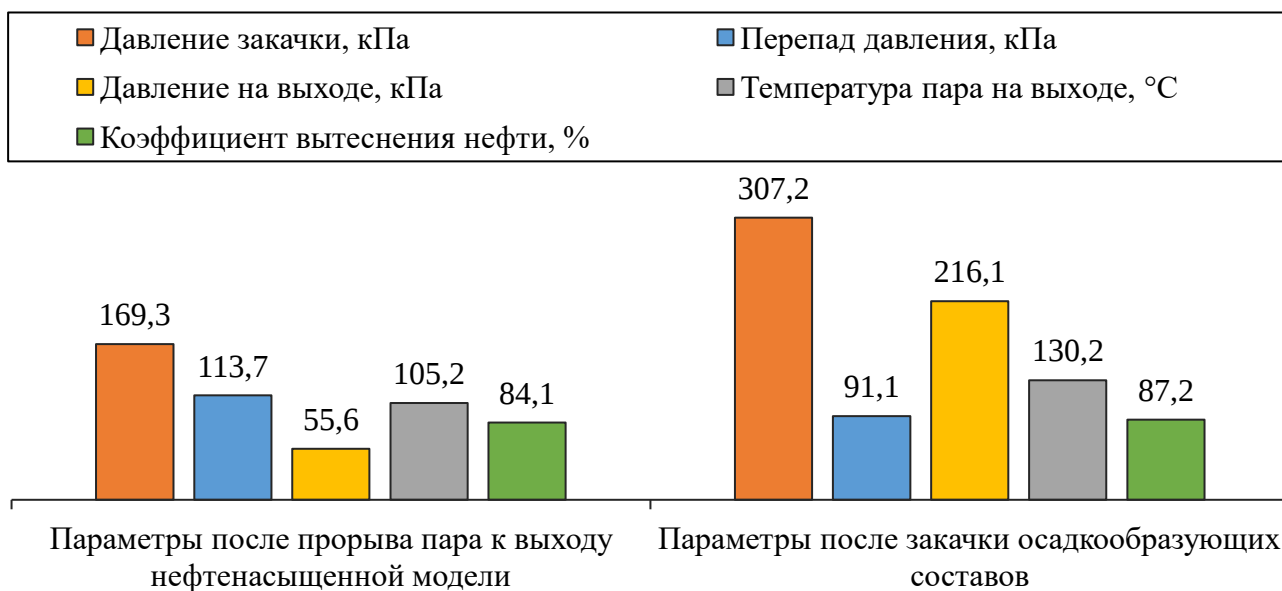


Рисунок 13 – Изменение фактических параметров после использования ООС в модели пласта № 3 с остаточной нефтенасыщенностью после прорыва пара

После закачки осадкообразующих составов (ООС) в модель пласта № 1 и последующей прокачки $23,5 \cdot V_{\text{пор}}$ фильтрационное сопротивление возросло на 64,4 %. При обработке тремя ООС в модели пласта № 2 установлено,

что фильтрационное сопротивление увеличивается в зависимости от темпа закачки (объёмного расхода) и объёма прокачки пара. Так, при объёмном расходе 10 мл/мин после обработки ООС и прокачки пара, выраженного в поровом объёме модели № 2, фильтрационное сопротивление по отношению к начальному выросло на: 1 – 11,3 % после $90 \cdot V_{\text{пор}}$; 2 – 14,9 % после $163 \cdot V_{\text{пор}}$; 3 – 22,1 % после $185 \cdot V_{\text{пор}}$. За счёт переуплотнения осадков при прокачке объёма пара через модель пласта № 2 установлено изменение созданного фильтрационного барьера, согласно способу определения $V_{\text{эф}}$. При закачке ООС в модель № 3 с остаточной нефтенасыщенностью зафиксирован рост коэффициента вытеснения на 3,1 % за счёт изменения фильтрационного потока пара, а также увеличение параметров: давления закачки пара на 81,5 %, давления и температуры на выходе из модели – на 288,7 % и 23,8 %.

В качестве методических рекомендаций по применению ООС предложен способ поэтапной закачки трёх реагентов (сульфат железа, карбонат натрия, хлорид кальция) в объёмном соотношении 1:2:1 с разделением их оторочками технической воды. При подборе скважин-кандидатов в качестве определяющего критерия рекомендуется использовать удельный коэффициент приёмистости пара. Для повышения эффективности осадкообразования в удалённой зоне пласта рекомендуется снижать темп закачки пара при обработке ООС с целью достижения ламинарного или смешанного режима фильтрации. Небольшие объёмы закачиваемых ООС (около 0,5–1,0 м³ на 1 м паровой зоны) позволят сформировать фильтрационный барьер без существенного снижения общей приёмистости скважины, обеспечивая быстрое вовлечение реагентов в пароводяной поток и селективное ограничение высокопроницаемых каналов в прикровельной зоне.

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 основных работ, опубликованных по теме диссертации:

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Саврей, Д. Ю. Экспериментальное исследование по влиянию теплопроводного нагрева на коэффициент открытой пористости горных пород / Д. Ю. Саврей. - Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2019. - № 10(334). - С. 55-59.

2. Чупров, И. Ф. Моделирование процесса прогрева пласта высоковязкой нефти через систему параллельных трещин / И. Ф. Чупров, Д. Ю. Саврей. - Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. - 2019. - № 12(612). - С. 28-31.

3. Ирбахтин, А. Н. Анализ результатов геофизических исследований скважин, предназначенных для пароциклических обработок с использованием метода термометрии / А. Н. Ирбахтин, Д. Ю. Саврей. - Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2020. - № 12(348). - С. 27-32.

4. Саврей, Д. Ю. Моделирование процесса прогрева нефтяного пласта от кровли к подошве / Д. Ю. Саврей, И. Ф. Чупров, М. С. Пармузина. - Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. - 2022. - Т. 20. - № 4. - С. 31-37.

5. Саврей, Д. Ю. Решение задачи о прогреве трещиновато-пористого пласта методом Галеркина / Д. Ю. Саврей, И. Ф. Чупров, М. С. Пармузина. - Текст : непосредственный // Инженер-нефтяник. - 2023. - Т. 3. - С. 6-10.

6. Саврей, Д. Ю. Моделирование прогрева пласта при разработке Ярегского месторождения подземно-поверхностным методом / Д. Ю. Саврей, И. Ф. Чупров, В. М. Шарыгин. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2024. - № 6(378). - С. 30-35.

7. Саврей, Д. Ю. Экспериментальное исследование по применению осадкообразующих составов при закачке пара / Д. Ю. Саврей, И. Ф. Чупров. - Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. - 2024. - Т. 22. - № 3. - С. 49-59.

8. Саврей, Д. Ю. Профиль приёместости паронагнетательных скважин Ярегского месторождения при разработке подземно-поверхностным методом / Д. Ю. Саврей, И. Ф. Чупров, А. В. Петухов. - Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2024. - № 9(393). - С. 47-53.

9. Саврей, Д. Ю. Исследование применения осадкообразующих составов с целью выравнивания профиля приёместости паронагнетательных скважин / Д. Ю. Саврей, И. Ф. Чупров // Записки Горного института. - 2025. - Т. 276-2. - С. 184-196.

Патенты на изобретения:

10. Патент № 2813288 Российская Федерация, МПК E21B 43/24, C09K 8/592. Способ выравнивания профиля приёместости паронагнетательной скважины / Д. Саврей; заявитель и патентообладатель Д. Саврей.

11. Патент № 2820738 Российская Федерация, МПК G01N 15/08. Способ определения эффективного порового объёма горной породы в лабораторных условиях / Д. Саврей; заявитель и патентообладатель Д. Саврей.

Подписано в печать 03.07.2026. Формат 60х90 1/16. Усл. авт. л. 1,05.

Тираж 100 экз. Заказ № 3287.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.