

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи

ГИЛЬМАНОВ АЛЕКСАНДР ЯНОВИЧ

**ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПРИ
ПАРОГРАВИТАЦИОННОМ ДРЕНАЖЕ**

Специальность: 1.3.14. Теплофизика и теоретическая теплотехника

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата физико-математических наук

Научный руководитель:
кандидат физико-
математических наук, доцент
Шевелёв А. П.

Тюмень – 2021

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. МЕСТО ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА СРЕДИ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	12
1.1. Доля высоковязкой нефти среди мировых запасов.....	12
1.2. Современные тепловые методы увеличения нефтеотдачи	13
1.3. Экспериментальные исследования развития паровой камеры при парогравитационном дренаже.....	19
1.4. Подходы к моделированию процесса парогравитационного дренажа ..	23
1.5. Промысловый опыт применения парогравитационного дренажа и перспективы развития процесса	32
ГЛАВА 2. ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА	35
2.1. Закон сохранения массы и уравнение притока тепла	35
2.2. Интегральная модель парогравитационного дренажа	37
2.3. Обезразмеривание интегральной модели и выделение определяющих критериев подобия	48
2.4. Учёт интерференции тепловых полей элементов разработки	54
2.5. Численное решение системы уравнений модели парогравитационного дренажа.....	59
ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗВИТИЯ ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ И ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОМ ДРЕНАЖЕ	62
3.1. Асимптотический анализ для определения условий формирования термогидродинамической связи между скважинами	62
3.2. Верификация интегральной модели парогравитационного дренажа с помощью экспериментов Чанга и Батлера	64
3.3. Особенности развития теплового поля в ходе процесса парогравитационного дренажа	71
3.4. Последняя стадия процесса: определение условий динамического теплового равновесия	81

3.5. Оптимизация развития теплового поля для получения максимального коэффициента извлечения нефти	83
ГЛАВА 4. ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА НА ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ	91
4.1. Развитие теплового поля и динамика паронефтяного отношения на месторождении Senlac	91
4.2. Динамика границы области жидких фаз и оценка риска прорыва пара в добывающую скважину для месторождения Celtic.....	95
4.3. Оптимизация развития теплового поля для получения максимального коэффициента извлечения нефти по месторождению Fengcheng.....	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	107

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

Актуальность темы исследования заключается в том, что в настоящее время в связи с истощением традиционных запасов нефти в разработку вовлекаются месторождения трудноизвлекаемых углеводородов, добыча которых возможна лишь при использовании методов увеличения нефтеотдачи. Применение этих методов без предварительного моделирования малоэффективно. На перспективы использования некоторых тепловых методов воздействия на залежи высоковязких нефтей указывают экспериментальные и промысловые исследования. Главная проблема этого вида воздействия заключается в малой тепловой эффективности распространенных методов вытеснения нефти тепловым агентом. Разработка новых технологий воздействия должна основываться на детальном анализе тепломассопередачи в этих процессах и выявление особенностей, определяющих их технологическую эффективность.

Высокую эффективность на практике для добычи тяжёлой нефти показали тепловые методы увеличения нефтеотдачи пласта за счёт существенного снижения вязкости нефти и повышения её подвижности, особенно при использовании пара в качестве теплоносителя. Одним из наиболее перспективных методов среди них, благодаря использованию горизонтальных скважин и большой площади дренирования, является метод парогравитационного дренажа.

В настоящий момент модели, применяемые для описания этого метода, основаны на подходе Батлера, МакНаба и Ло, где упор делается на механизме стекания нефти из камеры в добывающую скважину и детализации теплопередачи и нагрева стенок камеры. Использование этой модели требует сложных расчётов в каждой точке границы паровой камеры и не позволяет предсказать значения некоторых технологических параметров, необходимых для максимально эффективного применения процесса, а также не обеспечивает возможность оптимизации процесса.

Стадия предварительного развития паровой камеры на этапе разогрева межскважинной зоны также не описывается в полной мере существующими моделями. Кроме того, важной проблемой при использовании метода парогравитационного дренажа является риск прорыва пара, который необходимо оценивать. Использование интегральных моделей хорошо себя зарекомендовало в применении к описанию других тепловых методов увеличения нефтеотдачи, поэтому имеет смысл применить этот подход к методу парогравитационного дренажа. В этом процессе центральным элементом является паровая камера, поэтому интегральным подходом в этом случае будет рассмотрение теплового и массового баланса в целом для всей камеры.

Степень разработанности темы исследования

Моделированию процесса парогравитационного дренажа и тепловых методов увеличения нефтеотдачи посвящены работы многих российских и зарубежных авторов. Среди них В. Е. Андреев, Д. Г. Антониади, Ж. Бурже, А. Р. Гарушев, А. А. Кислицын, М. Комбарну, М. Л. Сургучёв, П. Сурио, К. М. Фёдоров, Р. С. Хисамов, С. Хуанг, К. Х. Чанг, А. Б. Шабаров, А. Б. Шейнман, Р. Ф. Шарафутдинов и другие. Моделирование парогравитационного дренажа исследовалось Р. М. Батлером (основоположником метода парогравитационного дренажа), М. Ирани, Х. И. Ло, Г. С. МакНабом, П. Е. Морозовым, К. М. Наскименто, М. Т. Нухаевым, Д. Петерсоном, С. М. Фаруком Али, А. Н. Шандрыгиным, Н. Р. Эдмундсом, И. Янгом и другими учёными.

Существующие модели процесса парогравитационного дренажа основаны на использовании подхода Батлера, МакНаба и Ло или на применении гидродинамических симуляторов. В подходе Батлера, МакНаба и Ло тепловой баланс рассматривается в каждой точке границы тепловой камеры, тепловые потери описываются по закону Фурье. Такая модель позволяет рассчитать геометрию паровой камеры и дебит продукции, но

определение ряда влияющих на процесс параметров и коэффициентов затруднительно.

Симулятор CMG STARS позволяет определить координаты прогретой области из теплового баланса в каждом элементарном объёме пласта, но, как и его аналоги, не позволяет физически обоснованно оптимизировать процесс и определить некоторые технологические параметры для успешной реализации парогравитационного дренажа на практике.

Другие авторы совершенствуют существующие подходы в плане использования более точных зависимостей физических свойств от температуры, уточнения формы паровой камеры и тепловых потерь из неё, но не решают вышеописанные проблемы.

Чанг и Батлер провели экспериментальные исследования с уменьшенной моделью пористой среды. Форма паровой камеры оценивалась по распределению температуры в установке. Эти экспериментальные исследования и их дальнейшее развитие другими исследователями (Наср, Пенг) позволяют только уточнить форму паровой камеры и дебит продукции. Поэтому существует необходимость в создании модели парогравитационного дренажа, позволяющей оптимизировать процесс с использованием данных, которые несложно определить на практике. В работе развивается модель парогравитационного дренажа на основе интегрального подхода, рассматривающего баланс тепла и массы в целом по всей паровой камере в предположении о ее треугольной геометрии.

Цель работы

Создание интегральной модели парогравитационного дренажа, детализирующей общий тепловой баланс в элементе разработки, и выявление основных теплофизических особенностей формирования, развития и стабилизации паровой камеры.

Задачи исследования

1. Проанализировать механизмы теплопередачи и фазовых переходов, происходящих при парогравитационном дренаже в паровой камере и на её границах.
2. Разработать интегральную модель парогравитационного дренажа, детально учитывающую общий тепловой баланс паровой камеры в предположении о её треугольной геометрии в ячейке разработки.
3. Установить критерий формирования термогидродинамической связи пары скважин для развития паровой камеры.
4. Исследовать основные этапы процесса парогравитационного дренажа от стадии вертикального роста паровой камеры до установления динамического равновесия между теплом, вводимым в пласт, и тепловыми потерями из паровой камеры.
5. На основе анализа динамики теплового поля процесса парогравитационного дренажа с использованием интегральной модели разработать методику оптимизации процесса и выработать рекомендации для применения технологии на практике.
6. Провести верификацию модели на промышленных данных.

Объектом исследования являются тепловые процессы при парогравитационном дренаже на месторождении высоковязкой нефти.

Предметом исследования являются развитие паровой камеры, тепловые процессы, происходящие в ней, и тепловые потери через её границы.

Научная новизна

1. Для треугольной геометрии паровой камеры впервые установлено, что скорость её развития в вертикальном и горизонтальном направлениях пропорциональна соответствующим удельным тепловым потокам.
2. Разработана интегральная модель процесса парогравитационного дренажа, впервые учитывающая и тепловой баланс всей паровой камеры, и соотношения дебитов нефти и воды в продукции,

полученные из закона Дарси. Показано, что модель позволяет рассчитать все стадии процесса на основе параметров, которые возможно определить на практике.

3. С помощью асимптотического анализа модели установлено наличие нового определяющего параметра – критического расхода пара, необходимого для формирования тепловой и гидродинамической связи между скважинами. Расход пара выше критического свидетельствует об успешной инициации процесса.
4. Выделены и проанализированы этапы развития процесса, новыми элементами этих этапов являются интерференция паровых камер, установление динамического теплового равновесия. Выделены безразмерные комплексы, оказывающие определяющее влияние на процесс.
5. Установлена возможность оптимизации развития теплового поля для получения максимального коэффициента извлечения нефти.
6. Верификация разработанной модели показала удовлетворительное соответствие расчётной динамики коэффициента извлечения нефти с промысловыми данными по месторождениям Fengcheng и Senlac, расчётной динамики паронефтяного отношения с промысловыми данными по месторождению Senlac.

Практическая значимость работы

1. Интегральная модель парогравитационного дренажа может быть использована для прогнозирования времени стабилизации паровой камеры, динамики коэффициента охвата пласта воздействием, паронефтяного отношения, обводнённости продукции, дебитов нефти и воды.
2. Определены оптимизированные параметры закачиваемого пара с целью формирования термогидродинамической связи между скважинами применительно к месторождениям Senlac и Celtic.

3. Рассчитано оптимальное расстояние между скважинами для месторождения Fengcheng, при котором происходит максимальный прогрев пласта в элементе разработки.

Достоверность работы подтверждается удовлетворительным соответствием динамики развития паровой камеры, рассчитанной по модели, с экспериментальными данными Чанга и Батлера, согласованностью динамики коэффициента извлечения нефти по результатам расчётов по модели с промысловыми данными месторождения Senlac. Установлено соответствие динамики опускания верхней границы области жидких фаз, позволяющей судить о риске прорыва пара, с моделью Янга и его соавторов при расчёте для месторождения Celtic. Дополнительным подтверждением корректности модели служит соответствие максимального коэффициента охвата пласта по результатам численных расчётов с полученным из модели аналитически путём асимптотического анализа.

Методология и методы исследований

Методологической основой диссертационного исследования являются научные работы по интегральному моделированию тепловых методов увеличения нефтеотдачи, в том числе работы К. М. Фёдорова, В. Е. Андреева, Ю. А. Котенева, С. С. Бадретдинова, А. И. Шакирова, О. З. Исмагилова, М. Т. Нухаева, И. Янга, С. Хуанга, И. Лиу и других. Численные методы исследования, использованные в работе, взяты из книги А. А. Самарского.

Для моделирования процесса парогравитационного дренажа используется система уравнений механики многофазных систем, включающая законы сохранения массы для фаз, тепловой баланс и соотношения для расходов, полученные с использованием закона Дарси. Тепловые потери описываются по закону Ньютона-Рихмана. Описание стадии развития паровой камеры по вертикали основано на предположении о пропорциональности скорости роста камеры удельным тепловым потокам в соответствующем направлении. При рассмотрении формирования термогидродинамической связи между скважинами используется асимптотический анализ модели.

Для решения системы дифференциальных уравнений используется конечно-разностная схема с аппроксимацией производных по методу Эйлера и метод последовательной подстановки. Нелинейное уравнение, описывающее стадию вертикального роста камеры, решается с помощью итерационного метода Ньютона. Для расчётов написана собственная программа на языке Pascal.

Положения, выносимые на защиту:

1. Представление о развитии паровой камеры с треугольной геометрией, которое позволяет удовлетворительно описывать тепловые процессы в пласте.
2. Интегральная модель парогравитационного дренажа, основанная на законах сохранения массы и энергии в паровой камере и детально учитывающая общий тепловой баланс в ячейке разработки.
3. Критерий, определяющий формирование термогидродинамической связи между скважинами – критический расход закачиваемого пара.
4. Условие динамического теплового равновесия на заключительной фазе процесса парогравитационного дренажа, основные критерии подобия, определяющие особенности развития теплового поля и технологические параметры добычи нефти.
5. Алгоритм оптимизации процесса парогравитационного дренажа по критерию коэффициента извлечения нефти.
6. Результаты верификации прогнозных параметров модели с промысловыми данными, полученными на месторождениях Fengcheng (Китай), Senlac (Канада), Celtic (Канада).

Структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и списка литературы. Общий объем диссертации – 125 страниц, имеется 19 рисунков и 6 таблиц.

Личный вклад автора состоит в разработке интегральной модели парогравитационного дренажа, детально описывающей тепловой баланс в

элементе разработки, введении критерия формирования термогидродинамической связи между скважинами, проведении расчётов с использованием разработанной модели, анализе результатов исследования, установлении критерия оптимизации процесса парогравитационного дренажа – максимального коэффициента извлечения нефти, верификации модели.

Апробация

Результаты диссертационной работы и её основные положения докладывались и обсуждались на следующих конференциях: XVIII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» в соавторстве с К. М. Фёдоровым, А. П. Шевелёвым в 2018 году, «Российской нефтегазовой технической конференции SPE» в 2018 году в соавторстве с К. М. Фёдоровым, А. П. Шевелёвым, конференции «Нефть и газ: Технологии и инновации» в 2019 году, XX и XXI Конференциях молодых учёных и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени в 2020 и 2021 годах, V Международной научно-практической конференции молодых учёных «Энергия молодёжи для нефтегазовой индустрии» в Альметьевске в 2020 году, XIX Всероссийской конференции-конкурсе студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» в 2021 году, Международном форуме «Нефть и газ – 2021», результатом чего является создание и регистрация программы для ЭВМ «Программа для расчёта технологических показателей парогравитационного дренажа» в 2020 году.

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в тринадцати печатных работах, в том числе шесть работ в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, и четыре в изданиях, входящих в международные базы данных.

ГЛАВА 1. МЕСТО ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА СРЕДИ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

1.1. Доля высоковязкой нефти среди мировых запасов

Истощение традиционных запасов нефти приводит к рискам падения добычи. Для поддержания текущих темпов извлечения углеводородов необходимо вовлекать в разработку трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы нефти. В разработку вовлекаются законсервированные и сложные в разработке объекты, например, газоконденсатные месторождения [1-3], но это не решает проблему истощения традиционных запасов. Действительно, по исследованиям Казанского технологического университета, доля трудноизвлекаемых запасов в России постоянно увеличивается и составляет к настоящему времени почти 80% от всех запасов (рисунок 1) [4]. Значительное количество среди трудноизвлекаемых запасов составляют высоковязкие нефти, то есть нефти, вязкость которых превышает, по одной из возможных классификаций, 30 мПа·с. Отмечается, что доля такой нефти среди мировых запасов превышает 80% [4].



Рисунок 1 – Структура запасов в России [4]

Разработка высоковязкой нефти осложняется её низкой подвижностью, поэтому применение традиционных методов оказывается невозможным. В силу этих причин, необходимо применение методов увеличения нефтеотдачи.

1.2. Современные тепловые методы увеличения нефтеотдачи

Для добычи трудноизвлекаемых запасов существуют несколько групп методов, среди которых широкое применение нашли тепловые методы [5, 6]. Эффективность их использования обусловлена возможностью добычи нефти с очень большой вязкостью, поскольку эти технологии предполагают разогрев пластового флюида с целью снижения вязкости нефти. Технологии применения этих методов основаны на зависимости вязкости тяжёлой (высоковязкой) нефти от температуры, которая имеет вид, представленный на рисунке 2 [7]. На этом рисунке отмечена зависимость относительной вязкости нефти, то есть отношения вязкости нефти μ_o к вязкости воды μ_w . Для любой нефти динамическая вязкость с ростом температуры снижается [8], однако для лёгкой нефти (нефти малой вязкости) вязкость снижается меньше, чем вязкость воды, поэтому относительная вязкость растёт. Для нефти средней вязкости вязкость нефти снижается больше, чем вязкость воды, но меньше, чем снижается вязкость тяжёлой нефти. Вязкость тяжёлой нефти снижается в несколько раз в небольшом диапазоне температур [7].

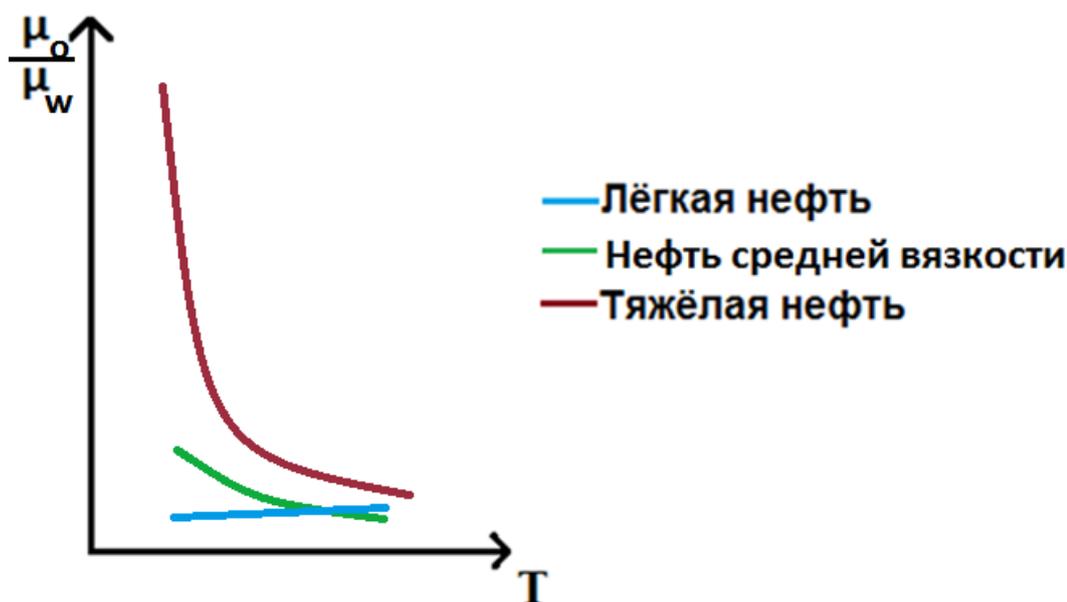


Рисунок 2 – Качественная зависимость отношения вязкости нефти к вязкости воды от температуры

Наиболее простым в применении среди тепловых методов является метод закачки теплового агента в пласт, например, горячей воды или пара, для вытеснения нефти [9]. В сравнении с закачкой воды более эффективным способом является закачка пара, поскольку пар имеет наибольшее теплосодержание за счёт скрытой теплоты конденсации (парообразования). Суть технологии заключается в бурении двух вертикальных скважин: нагнетательной и добывающей, удалённой на некоторое расстояние от нагнетательной. Через первую скважину идёт закачка вытесняющего агента, через вторую осуществляется добыча нефти. Благодаря высокой температуре пара, идёт не только традиционное вытеснение нефти закачиваемым в пласт более подвижным агентом, но и тепловое воздействие (нагрев), снижающее вязкость нефти [9].

Технология вытеснения нефти паром (паротепловое воздействие) является наиболее отработанной в применении, однако имеет низкую эффективность из-за прогрева скелета пористой среды и окружающих пород. К другим её недостаткам относятся длительный период режима до прорыва

теплового фронта в добывающие скважины (время Ньюмена) и преимущественное распространение пара по кровле, фактически приводящее к режиму гравитационного дренирования с затруднительным прогнозированием теплопереноса в пласте и проблематичному использованию горизонтальных скважин. Метод применим только к подвижным нефтям, то есть имеется ограничение по максимальной вязкости, когда технология будет эффективна. В силу перечисленных причин количество успешных, рентабельных проектов на практике невелико.

Ещё один тепловой метод увеличения нефтеотдачи, который применяется на практике – внутрипластовое горение [5]. В этом методе бурятся две вертикальные скважины: нагнетательная и добывающая. Первая стадия заключается в поджоге нефти с помощью специального устройства на забое нагнетательной скважины. Также происходит закачка воздуха, в состав которого, как известно, входит кислород, необходимый для протекания и поддержания реакции горения. Диоксид углерода и вода образуются в результате описанного горения. Затем фронт горения, на котором находится тяжёлая нефть, сгорающая в диапазоне температур от 315°C до 650°C, перемещается от нагнетательной скважины по направлению к добывающей. Перед фронтом горения формируется зона испарения. В ней происходит фазовый переход из жидкого состояния в парообразное для более лёгких нефтей, часть из которых, однако, сгорает. Далее, перед зоной испарения, в пласте при воздействии внутрипластовым горением имеется зона конденсации, где температура ниже, вследствие чего там конденсируются лёгкие углеводороды, ранее перешедшие в парообразное состояние в зоне испарения. Также в зоне конденсации находится пар и продукты горения в газообразном состоянии, способствующие процессу вытеснения нефти. Поскольку температура при удалении от фронта горения снижается, то ещё на большем удалении от нагнетательной скважины располагается область горячей воды. Там, где фронт горения уже прошёл, имеется только воздух, которым насыщена порода.

Преимуществами метода внутрислового горения являются существенное увеличение подвижности и дебита высоковязкой нефти, возможность применения к сверхвысоковязкой нефти, снижение остаточной нефтенасыщенности. Однако часть нефти при этом процессе сгорает, что является недостатком метода. К другим недостаткам внутрислового горения можно отнести его дороговизну, необходимость использования сложного оборудования, требования к контролю движения фронта горения, чтобы он не прорвался в добывающую скважину, что может привести к поломке насосов для добычи жидкости [9].

Поэтому в современной практике используются тепловые методы увеличения нефтеотдачи, использующие накопленное скелетом пористой среды тепло, что повышает их эффективность. К таким методам относятся пароциклическая обработка призабойной зоны скважины [10-12] и парогравитационный дренаж.

Технология пароциклической обработки призабойной зоны скважины заключается в бурении всего одной скважины для элемента разработки. Эта скважина поочередно используется для нагнетания пара и добычи нефти. Цикл процесса начинается с нагнетания пара для разогрева призабойной зоны пласта, снижения вязкости нефти и повышения её подвижности [13]. Тепловой фронт распространяется в пласте, постепенно замедляясь за счёт тепловых потерь из паровой зоны в кровлю и подошву пласта. При выравнивании тепловых потерь с закачиваемой теплотой движение фронта останавливается, прогретая область находится вблизи призабойной зоны пласта. Затем скважина закрывается на время паротепловой конденсации. Пар конденсируется из-за тепловых потерь, плотность образовавшейся в результате конденсации жидкости превосходит плотность пара, а её объём меньше объёма исходного пара, давление снижается. Поэтому нефть из непрогретой зоны втягивается в прогретую область, разогревается, её вязкость снижается [14]. После этого происходит добыча нефти с помощью той же самой скважины, пока дебит не упадёт до критических значений. Падение

дебита происходит из-за остывания нефти, вызванного падением температуры призабойной зоны, когда накопленное тепло идёт на нагрев нефти. После полного цикла процесс повторяется заново. Описанный механизм теплопереноса при пароциклической обработке приводит к более высокой тепловой эффективности метода в сравнении с традиционной закачкой пара, поскольку после конденсации происходит быстрое охлаждение пара при достаточно быстром нагреве нефти. Следовательно, активная разработка месторождения с промысловыми дебитами тоже начинается в достаточно быстрые сроки. Теплота при этом не теряется, а идёт на нагрев нефти.

Пароциклическое воздействие применяется, как правило, на первом этапе разработки и позволяет накопить информацию о добывных способностях залежи, что является её преимуществом. Другими достоинствами этого метода являются возможность использования как вертикальных, так и горизонтальных скважин, эффективное использование тепла, в том числе связанное с тем, что нагрев скелета и окружающих пород затем используется для нагрева нефти, наличие положительного опыта добычи, возможность использования для пластов малой мощности [15]. Однако недостатками метода являются необходимость приостановки добычи на время закачки пара, сложная конструкция скважин, требующая смены оборудования при переходе с закачки на добычу, а также возможность применения только на начальном этапе, то есть эффективность около 10 первых циклов, после чего обводнённость продукции оказывается слишком высокой.

Недавние исследования также посвящены применению СВЧ-излучения для воздействия на пласт [16]. На забой скважины опускаются электромагнитные генераторы, создающие излучение в СВЧ-диапазоне. Оно приводит к прогреву углеводородов в призабойной зоне. Нефть становится более подвижной, её дебит увеличивается. Важным параметром является мощность генераторов, она влияет на время прогрева до требуемой температуры. Метод применения СВЧ-излучения имеет важное преимущество

по сравнению с другими тепловыми методами, которое заключается в отсутствии тепловых потерь. Нефть нагревается за счёт диэлектрических потерь. С другой стороны, СВЧ-излучение воздействует на малом расстоянии, поскольку оно поглощается нефтью. Поэтому метод применения СВЧ-излучения эффективен только на небольшом удалении от скважины, то есть вблизи призабойной зоны пласта.

Наиболее перспективным и высокоэффективным методом добычи высоковязкой нефти является метод парогравитационного дренажа [17], что показывает промысловый опыт его применения в течение 20 лет, отмеченный в работе Фарука Али [18].

Метод парогравитационного дренажа (Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD) был предложен Р. М. Батлером. Технология применения этого метода заключается в том, что бурятся две горизонтальные скважины с расстоянием между ними от 5 м до 10 м [19], одна из скважин находится под другой, причём верхняя скважина предназначена для закачки пара (является нагнетательной), нижняя является добывающей [20]. На предварительной стадии осуществляется циркуляция пара в нагнетательной скважине и прогрев пласта между скважинами для формирования фильтрационного канала с подвижной нефтью и тепловой связи [21], причём достаточный прогрев нефти на этой стадии имеет важное значение для успешности всего последующего процесса [22]. В добывающей скважине на этой стадии проводится распределенный мониторинг температуры, закачка начинается после того, как температура в добывающей скважине становится достаточной для добычи разогретой нефти. На основной стадии осуществляется закачка пара через верхнюю скважину, нижняя переводится на добычу нефти [23]. В результате закачки пара в пласте появляется прогретая область – паровая камера, пар в которой за счёт меньшей плотности (гравитационного разделения) стремится преимущественно вверх, нагретая нефть и конденсированная вода в результате гравитационного разделения стекают вниз к добывающей скважине [24].

Достоинствами метода SAGD являются наиболее эффективное воздействие на весь объём залежи, небольшое время формирования теплового канала между нагнетательной и добывающей скважинами (время Ньюмена) по сравнению с похожим методом вытеснения нефти паром, возможность применения для добычи нефти с очень высокой вязкостью, в том числе битуму, а также наличие положительного опыта применения этой технологии [18]. Однако к недостаткам SAGD относятся дорогостоящее строительство горизонтальных скважин, риск прорыва пара [25] и отсутствие опыта длительной разработки залежи и промыслового подтверждения коэффициента извлечения нефти.

Успешное применение этой технологии на практике требует предварительного решения ряда задач. Подбор оборудования для SAGD на первом этапе опирается на оценки времени циркуляции пара в нагнетательной скважине. После этого, когда начинается закачка пара, становится необходима оценка его минимального расхода для создания теплового канала между скважинами. Прогноз эффективности процесса на основной стадии добычи базируется на моделировании динамики развития паровой камеры, тепловых потерь и вытеснения нефти из неё. Планирование плотности сетки скважин определяется коэффициентами охвата пласта воздействием. Кроме того, необходим расчёт расхода пара, не приводящего к прорыву теплоносителя в добывающую скважину. На заключительном этапе производятся технологические и экономические оценки целесообразности применения SAGD, для чего необходим прогноз паронефтяного отношения, динамики дебита нефти, обводнённости продукции добывающих скважин.

1.3. Экспериментальные исследования развития паровой камеры при парогравитационном дренаже

Чанг и Батлер [26] провели ряд натурных экспериментов, позволивших визуализировать процесс парогравитационного дренажа. Они использовали плоскую (толщиной 3 см, размерами 22×35 см) модель пласта, одна из стенок

которой была изготовлена из прозрачного стекла для наблюдения процессов, датчики температуры позволили отследить поле температуры. Модель была заполнена пористым нефтенасыщенным материалом, идентичным пластовому. Закачка пара осуществлялась через отверстие, имитирующее скважину, на расстоянии 2 см от подошвы модели, такое же отверстие, расположенное на расстоянии 1 см от нижней границы модели, использовалось для сбора продукции.

Наблюдение за полем температуры позволило отследить динамику роста паровой камеры. В течение всех экспериментов геометрия камеры была близка к треугольнику с вершиной вблизи нижнего края модели (рисунок 3). Первоначально камера росла в первую очередь вверх, пока не достигла верхнего края модели при относительно небольшом росте в ширину, этот процесс занял 90 мин, вершинный угол треугольника составил около 33 градусов. После того как основание треугольника достигло кровли модели пласта, рост камеры происходил в виде расширяющегося основания или увеличения вершинного угла треугольника паровой камеры. На рисунке 4(а, б) схематически показаны эти стадии процесса. Зелёные стрелки на рисунке показывают потоки закачиваемого пара, синие – двухфазный поток нефти и воды к добывающей скважине, красные – тепловые потери из камеры.

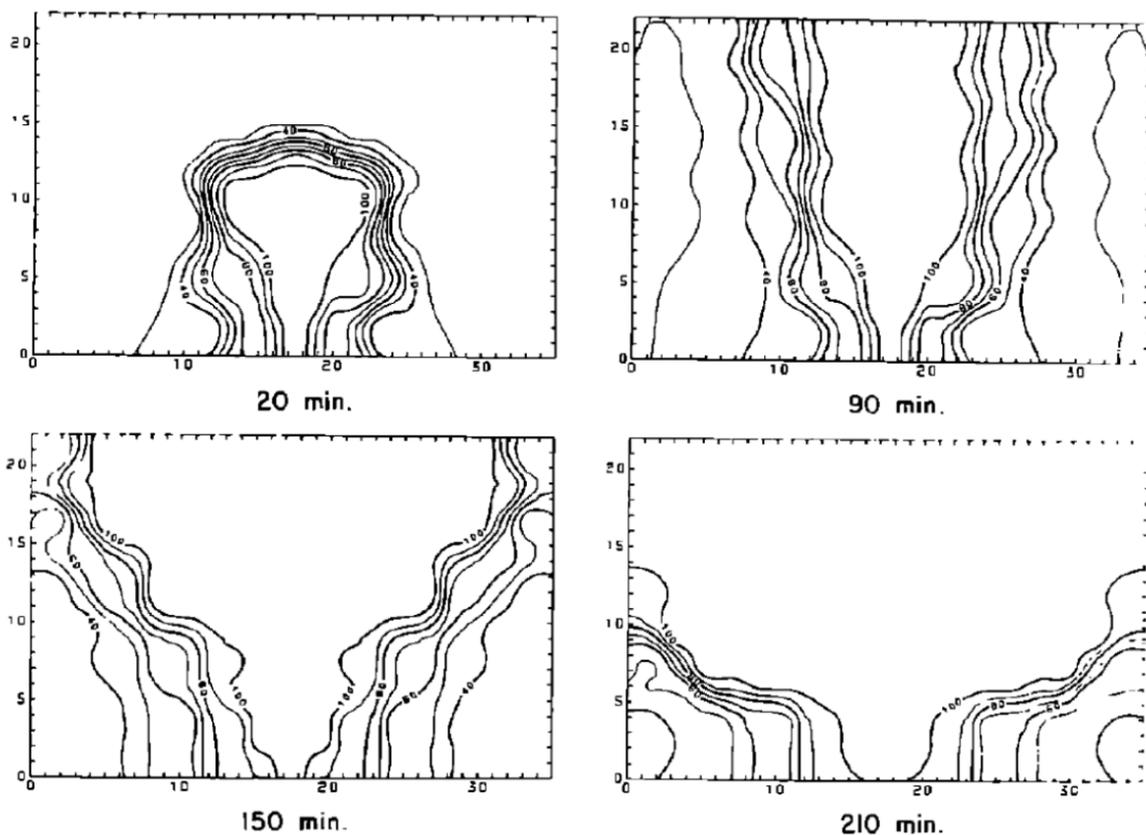


Рисунок 3 – Развитие паровой камеры в экспериментах Чанга и Батлера [26]

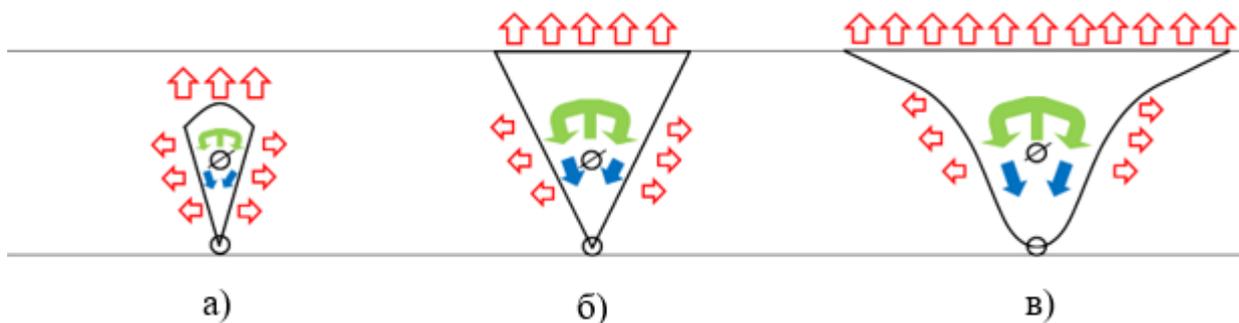


Рисунок 4 – Динамика развития паровой камеры при SAGD: рост камеры преимущественно вверх (а), расширение камеры в стороны при достижении кровли пласта (б), конечная стадия языкообразования (в)

Кроме того, в этих экспериментах измерялся дебит нефти, что позволило отследить динамику её добычи. С помощью центрифугирования определялось содержание воды в продукции, то есть её обводнённость. Установлено, что дебит нефти на первых этапах имеет максимальные значения, позднее начинается его падение.

Стоит отметить, что первоначально рассматривались варианты как горизонтальной нагнетательной скважины, так и вертикальной. В экспериментах Чанга и Батлера [26] использование вертикальной нагнетательной скважины привело к более быстрому росту камеры в высоту за счёт интенсивного вертикального теплообмена. На первых этапах разработки использование вертикальной нагнетательной скважины привело к большему дебиту нефти по сравнению с горизонтальной, однако затем дебиты для обеих конфигураций оказались сопоставимы. Во многом это было связано с использованием двумерной модели, что не позволило учесть длину горизонтальной скважины. Поэтому сравнение эффективности горизонтальной и вертикальной скважин было произведено позднее в экспериментах Либбе и Батлера [27], где использовалась трёхмерная цилиндрическая модель пласта диаметром 51 см, высотой 23 см и с расстоянием между скважинами 2,5 см. В остальном методика проведения экспериментов была аналогичной экспериментам Чанга и Батлера [26]. Установлено, что горизонтальные нагнетательные скважины обеспечивают большие темпы добычи, поэтому такая конфигурация стала применяться в дальнейшем при использовании технологии SAGD.

Аналогичная экспериментам Чанга и Батлера установка использовалась Хуангом и его соавторами [28] для оценки влияния многочисленных непроницаемых пропластков. Авторами было установлено, что непроницаемые пропластки искажают форму паровой камеры, поскольку пар вынужден их огибать. Таким образом, коэффициент охвата пласта снижается. Поэтому при наличии непроницаемых пропластков необходимо бурение пары нагнетательных и добывающих скважин так, чтобы эти пропластки не оказались между скважинами в паре. Рекомендации по выбору конфигурации скважин в этом случае приведены в работе Пенга и его соавторов [29].

Нетрадиционная конфигурация с двумя нагнетательными скважинами, из которых одна являлась вертикальной, а другая – горизонтальной, рассматривалась в экспериментах Насра и его соавторов [30]. В их модели

(толщиной 3 см, размерами 21×60 см) имелось два окна, через которые можно было вести наблюдение. Стальные трубы моделировали скважины, расстояние от каждой нагнетательной до добывающей скважины составляло 5 см. Эксперименты с нетрадиционной конфигурацией нагнетательных скважин сравнивались с экспериментами при использовании одной горизонтальной нагнетательной скважины. По полям температуры наблюдалась динамика развития паровой камеры, кроме того, расходомерами измерялся дебит продукции. Конфигурация с двумя нагнетательными скважинами показала больший на 15% коэффициент извлечения нефти, однако это экономически нецелесообразно [30] из-за необходимости бурения двух нагнетательных скважин вместо одной, поэтому от использования нетрадиционной конфигурации на практике отказались.

Ещё одна нетрадиционная конфигурация SAGD, когда для закачки пара и добычи нефти использовалась одна и та же горизонтальная скважина, рассматривается в работе Шена [31]. Автор производит расчёт процесса SAGD в гидродинамическом симуляторе при использовании такой конфигурации. Отмечается, что применение конфигурации с одной скважиной необходимо в случае, если бурение двух скважин затруднено для выбранного пласта. Однако из-за остановок добычи на закачку пара дебит при такой конфигурации ограничен.

1.4. Подходы к моделированию процесса парогравитационного дренажа

На основании экспериментов Батлер, МакНаб и Ло предложили математическую модель [32], которая включает следующие физические процессы: расчёт теплопередачи через границы камеры и количества нагретой нефти, поступающей в камеру, определение потока нефти на основании закона Дарси за счёт гравитационных сил. Модель дала близкую к треугольной геометрию паровой камеры, кроме того, её следствием оказалось образование

языков пара вблизи кровли пласта на завершающих стадиях процесса (рисунок 4(в)), хотя подобная стадия не наблюдалась в экспериментах.

Элементарный объёмный дебит нефти рассчитывается из закона Дарси [23]:

$$dq = \frac{Lk\rho_o g \sin \theta}{\mu_o} d\xi, \quad (1)$$

где L – длина горизонтальной скважины, k – фазовая проницаемость по нефти, ρ_o и μ_o – плотность и вязкость нефти, g – ускорение свободного падения, θ – угол наклона границы паровой камеры к горизонтали, ξ – координата, перпендикулярная границе паровой камеры.

Скорость распространения границы паровой камеры (скорость распространения теплового фронта) U рассчитывается из закона Фурье [23]:

$$-\lambda \frac{dT}{d\xi} = U\rho_r C_r (T - T_r), \quad (2)$$

где λ – коэффициент теплопроводности пласта, T – значение температуры в точке с координатой ξ , ρ_r и C_r – плотность и удельная теплоёмкость породы, T_r – начальная пластовая температура.

Описанная модель позволяет произвести расчёт динамики дебита нефти, обводнённости продукции и паронефтяного отношения, но не даёт возможности произвести оценку времени циркуляции пара в нагнетательной скважине на первом этапе и минимального расхода пара для формирования тепловой связи между скважинами. Кроме того, модель Батлера, МакНаба и Ло [32] не позволяет произвести подробный прогноз технологической и экономической эффективности процесса.

При дальнейшем развитии модели Батлер в своей монографии [23] предложил учитывать рост паровой камеры не только в боковые стороны, но и вверх. Для этого он использовал связь между изменением горизонтальной координаты границы паровой камеры и потоком массы через элемент объёма с помощью уравнения материального баланса. Поскольку выражение для элемента объёма содержит вертикальную координату, её можно рассчитать и

получить таким образом динамику роста паровой камеры вверх. Отмечается, что с увеличением угла раствора камеры дебит нефти должен снижаться из-за меньшего наклона границы и уменьшения влияния гравитационных эффектов, однако это снижение компенсируется увеличением размеров паровой камеры вверх до достижения кровли пласта.

Диксон и Нгуен [33] считают, что вертикальная координата паровой камеры зависит от времени как функция степени $2/3$, при этом на стадии роста паровой камеры по вертикали вершинный угол считается постоянным. Результаты расчётов дебита в такой модели удовлетворительно сходятся с промысловыми данными по месторождению Jackfish.

Наскименто [21] с помощью динамического симулятора многофазных потоков и тепловых полей CMG STARS и метода контрольных объёмов строит распределение температуры в пласте для пары скважин на начальных этапах процесса. Распределение температуры позволяет судить о развитии паровой камеры между скважинами. Сечение паровой камеры на этом этапе близко к овальному. Такой же эффект наблюдали в результате моделирования SAGD Митрушкин и Хабирова [34], разработавшие собственный гидродинамический симулятор с измельчённой сеткой вблизи горизонтальных скважин для более точного расчёта формы паровой камеры.

Джи и его соавторы [35] анализируют устойчивость формы паровой камеры в зависимости от подвижности изначально имеющейся в пласте воды. Для этого анализа используется симулятор тепловых полей CMG STARS. Установлено, что наличие неподвижной воды приводит к образованию языков пара на верхней границе камеры и неустойчивой её форме. Более подвижная вода приводит к предсказуемой форме камеры.

Заргар и Фарук Али [36] предлагают два подхода для рассмотрения стадии расширения паровой камеры в горизонтальном направлении: постоянное смещение объёма и постоянная закачка теплоты. В первом подходе скорость движения границы паровой камеры по горизонтали постоянна. Во втором подходе устанавливается постоянная закачка теплоты с

паром, скорость роста камеры вычисляется из теплового баланса с учётом кондуктивных тепловых потерь. Оба подхода показывают сопоставимые результаты, при этом при постоянной закачке теплоты паронефтяное отношение оказывается выше, чем при постоянной скорости расширения паровой камеры.

Галлардо и Деутш [37] используют теорию графов и уравнения фильтрации в пористой среде для построения формы паровой камеры. Такая дискретная модель даёт только примерную форму паровой камеры, реальную форму приходится достраивать. Очевидно, что чем более мелким будет разбиение, тем более точной будет получаться форма паровой камеры, однако это сопряжено с существенными вычислительными затратами.

Таким образом, перечисленные авторы совершенствовали модель Батлера, МакНаба и Ло в направлении динамики роста паровой камеры и её геометрии. Другим направлением модификации модели Батлера, МакНаба и Ло является более точный учёт свойств нефти.

Вскоре после публикации статьи Батлера, МакНаба и Ло появилось несколько работ [38-40], в которых впервые учитывается зависимость свойств нефти (вязкость, плотность) от температуры. Зависимость теплоёмкости нефти от температуры учтена в работе Хейдари, Хеджази и Фарука Али [41], причём их расчётные зависимости сходятся точнее с экспериментами Чанга и Батлера при учёте масштабирования, чем данные по оригинальной модели Батлера, МакНаба и Ло [32].

Оригинальный подход к учёту зависимости вязкости нефти от температуры предложил Батлер [42] при дальнейшем совершенствовании своей модели. Для этого вместо аналитических зависимостей он ввёл эмпирическую поправку, значения которой автор привёл для основных видов канадской нефти. Это позволило избежать вычисления несобственного интеграла от вязкости и температуры, возникающего при подстановке закона Дарси в закон Фурье.

Динамика роста камеры при наличии предельного градиента сдвига нефти исследуется в работах Кешаварза и его соавторов [43] и Хисамова, Морозова, Хайруллина, Шамсиева, Абдуллина [44]. Геометрия камеры и её рост вверх корректируются из-за того, что течение нефти начинается не сразу.

Дальнейшее развитие моделирования SAGD связано с расчётами тех показателей, которые не были учтены в оригинальной модели Батлера, МакНаба и Ло [32], либо с увеличением точности расчётов этих показателей.

Гарипов, Восков и Челепи [45] рассчитывают процесс парогравитационного дренажа с использованием законов сохранения массы и энергии при учёте анализа возникающих механических напряжений, что позволяет рассчитать значение пластового давления при различных значениях вертикальной координаты. Подобный геомеханический подход также рассматривается в статье Янга, Ксу и Юаня [46].

Акин [47] впервые учёл содержание асфальтенов в нефти и его зависимость от температуры для модели Батлера. Благодаря этому были скорректированы вязкости пластовой нефти. С помощью сравнения с промысловыми данными автор отмечает, что при использовании предлагаемой корреляции вязкости с учётом содержания асфальтенов вместо отношения вязкостей нефти и пара получаются более точные результаты.

Нухаев и его соавторы [48], помимо гравитационной сегрегации нефти по закону Дарси, учитывают еще и гравитационный дренаж воды, что позволяет рассчитать не только поток нефти, но и поток воды и определить обводнённость продукции.

Неоднородность пласта может влиять на динамику развития паровой камеры [49]. Ванг и Леунг [50] анализируют особенности процесса в неоднородном пласте с глинистыми прослоями с помощью расчётов в гидродинамическом симуляторе CMG STARS. Эти прослои в моделируемом пласте располагались поочередно в различных местах относительно нагнетательной и добывающей скважин: по вертикали, по горизонтали или между этими скважинами. Размеры прослоев также менялись. Отмечается, что

их наличие замедляет рост паровой камеры в том направлении, где они имеются. С увеличением размера прослоев это негативное влияние усиливается. Кроме того, при наличии глинистых прослоев возрастает паронефтяное отношение. При анализе результатов авторы дают рекомендацию, что не следует располагать нагнетательные и добывающие скважины так, чтобы глинистые прослой оказались между этими скважинами, что будет препятствовать формированию тепловой и гидродинамической связей между этими скважинами. Таким образом, выводы авторов согласуются с экспериментами Хуанга и его соавторов [28].

Упростить расчёт в неоднородном пласте позволяет процедура укрупнения сетки, проведённая корректно для всех свойств пласта [51], тогда результаты расчётов с удовлетворительной точностью согласуются с расчётами по более детальной модели при меньшем времени расчёта.

Можно выделить группу авторов, занимающуюся совершенствованием модели Батлера, МакНаба и Ло в направлении учёта распределения температуры и тепловых потерь.

Скотт Фергюсон и Батлер [52] впервые рассмотрели паровую камеру переменной температуры. Если в исходной модели Батлера, МакНаба и Ло [32] рассматривалось только изменение температуры вблизи границы паровой камеры из-за кондукции, то в статье Скотта Фергюсона и Батлера [52] учитывается изменение температуры самой камеры с течением времени. Поэтому в уравнении переноса тепла появляется дополнительное слагаемое. Изменение температуры камеры с течением времени позволяет произвести расчёт по исходной модели [32] при прекращении нагнетания пара. Это позволяет подобрать оптимальное время окончания закачки пара, чтобы снизить паронефтяное отношение и вести добычу на режимах охлаждения камеры. Авторы [52] дают рекомендацию, что окончание закачки пара следует производить во время достижения камерой максимально возможных размеров и прекращения её роста.

Рейс [53] использовал экспоненциальное распределение температуры в пласте в зависимости от расстояния до границы паровой камеры, получаемое из модели Батлера, но ввёл в это распределение безразмерную эмпирическую поправку. Её значение оказалось постоянным и равным 0,4. Кроме того, он заменил скорость распространения теплового фронта перпендикулярно границе паровой камеры на горизонтальную скорость роста камеры с помощью простых геометрических соотношений. Благодаря этому, он смог успешно смоделировать эксперименты Чанга и Батлера [26], получив совпадение как по динамике роста паровой камеры, так и по дебиту продукции. Его расчёты оказались точнее, чем расчёты по оригинальной модели Батлера, МакНаба и Ло [32].

Ли и Чен [54] впервые учитывают конвективный теплообмен, в то время как в предыдущих работах учитывался только теплообмен за счёт теплопроводности. Модель авторов включает в себя оба этих механизма. В модели полагается, что скорость конденсации пара, учитываемая в конвективном теплообмене, пропорциональна скорости движения границы паровой камеры. Для решения уравнения теплопроводности используется 2 варианта граничных условий: постоянный тепловой поток и постоянная температура, для каждого варианта ведётся отдельный расчёт. Учёт конвекции приводит к росту значения температуры в каждой точке по горизонтали от границы паровой камеры. Авторы проводят сравнение расчётов по 2 вариантам граничных условий между собой, оба варианта дают близкие значения температуры.

Лиу и его соавторы [55] оценивают влияние конвективных и кондуктивных тепловых потоков на динамику развития паровой камеры в зонах с малой нефтенасыщенностью. Доминирующий механизм тепловых потерь определяется с помощью расчёта безразмерного критерия подобия – числа Рэлея, учитывающего параметры пласта и флюида. Значения числа Рэлея выше критического означают преобладание конвективных потоков, ниже критического – кондуктивных.

Ксионг и его соавторы [56] рассматривают систему скважина-камера и оценивают тепловые потери через границы нагнетательной скважины, чтобы дать рекомендации по её конструкции.

Л. В. Арнольд, Г. А. Михайловский, В. М. Селиверстов [57] рассмотрели задачу теплообмена потока жидкости в трубе цилиндрического сечения в окружающее пространство. Анализ решения показал, что чем больше разность между температурой жидкости и окружающим пространством, тем интенсивнее подъёмная сила и вертикальный теплообмен. На основе экспериментов М. А. Михеева и И. М. Михеевой [58] с трубами различного диаметра и несколькими видами жидкостей также было установлено, что число Нуссельта, характеризующее интенсивность теплообмена в вертикальном направлении, превышает безразмерный теплообмен в горизонтальном направлении.

Эдмундс и Петерсон [59] разработали модель теплообмена паровой камеры, основанную на решении уравнения теплопроводности при подстановке в него закона Фурье. Перепад температур на верхней границе паровой камеры считается максимальным и равным разности температур пара и начальной пластовой. Для оценки тепловых потерь по горизонтали принимается следующая гипотеза: разность температур в верхней точке боковой границы паровой камеры считается максимальной, в дальнейшем эта разность убывает и становится минимальной в нижней точке границы. Это связано с преимущественным распространением пара в верхнюю часть камеры. При учёте теплоты, накопленной в камере за движущимся по горизонтали тепловым фронтом, и тепловых потерь в подошву пласта оказывается, что тепловые потери в боковые стороны составляют $1/3$ от тепловых потерь в кровлю пласта.

Вей и его соавторы [60] оценивали тепловые потери с помощью решения уравнения теплопроводности для точечного источника, считая, что во время роста вверх камера имеет форму, близкую к форме колокола. Они установили,

что тепловые потери по горизонтали составляют 1/6 от тепловых потерь по вертикали.

Современные исследования [61] показывают, что остаточная нефтенасыщенность при парогравитационном дренаже снижается с течением времени, этот факт учитывается в корреляциях относительных фазовых проницаемостей Гуптой и его соавторами [61].

Ещё одним направлением развития моделирования SAGD является рассмотрение эффектов прорыва пара в добывающую скважину. Одна из первых работ, в которой говорится об этом явлении – статья Эдмундса и Гиттинса [62]. На основе анализа промысловых данных авторы отмечают, что контроль прорыва пара следует вести в первую очередь с помощью закачки пара определённой температуры либо с помощью изменения перепада давлений между нагнетательной и добывающей скважиной. Также на основе промысловых данных приводится эмпирическая корреляция для времени прорыва пара в зависимости от перепада давлений между нагнетательной и добывающей скважинами, расстояния между этими скважинами, абсолютной проницаемости пласта.

Янг и его соавторы [63] и Таубнер и его соавторы [64] формулируют модель, в которой пар концентрируется наверху, нефть и вода располагаются внизу, и производят отдельный расчёт объёма, занятого жидкими фазами. Опускание границы раздела пара с этими фазами до критических значений означает прорыв пара в добывающую скважину. Ирани [65] представляет другой подход к этому явлению. Автор полагает, что прорыв пара происходит при определённом распределении температуры в камере. Эти модели позволяют оценить значения расхода закачки пара для предотвращения его прорыва в добывающие скважины.

В последнее время разрабатываются нейросетевые модели парогравитационного дренажа [66]. Такие модели позволяют рассчитать расход продукции, но их использование для оптимизационных процедур достаточно затруднительно, а результат может быть неоднозначным,

поскольку различные комбинации входных данных могут дать один и тот же результат.

1.5. Промысловый опыт применения парогравитационного дренажа и перспективы развития процесса

Экономическая эффективность процесса SAGD подтверждается расчётом накопленного чистого дисконтированного дохода [67-69] и рентабельностью проекта при ценах на нефть выше 20 долларов за баррель. При этом отмечается [25], что важную роль в рентабельности проекта играет расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами, рекомендуемые значения которого от 5 м до 10 м, а также расстояние между парами таких скважин. Промысловый опыт применения подтверждает эти оценки [70].

Существенный опыт успешного промышленного применения метода парогравитационного дренажа накоплен на месторождениях Канады [71-73], одним из которых является месторождение Senlac [74]. Вязкость пластовой нефти на этом месторождении до теплового воздействия составляла около 5000 сП, поэтому применение традиционных методов извлечения нефти не является возможным. В силу этой причины с 1996 года было принято решение о разработке месторождения методом парогравитационного дренажа. Длина пробуренных горизонтальных скважин составляет от 400 м до 1000 м. Коэффициент извлечения нефти варьируется от 33% до 60%, что является высоким показателем для трудноизвлекаемых запасов. Успешный опыт применения SAGD также имеется на месторождении Celtic [63].

В последнее время метод парогравитационного дренажа начал успешно применяться на российских месторождениях [75-76]. При этом могут рассматриваться различные конфигурации горизонтальных и вертикальных скважин для закачки и добычи в зависимости от характеристик пласта [77-78]. В первых проектах в Татарстане длина горизонтальных скважин составляла около 150 м [79], в дальнейшем она была увеличена до 700-1000 м [75].

Рассматриваются проекты применения парогравитационного дренажа на Ярегском месторождении [76].

Китайские исследователи также проявляют интерес к методу парогравитационного дренажа [80-82]. Интересные результаты были получены при использовании SAGD на месторождении Fengcheng в Синьцзяне [83]. Поскольку на месторождении пробурены длинные горизонтальные скважины для повышения охвата пласта воздействием, из-за тепловых потерь возникает проблема равномерного разогрева пласта и доставки теплоносителя на «носок» (забой) скважины в разогретом виде. Существуют 3 варианта: перепад температур по длине горизонтальной скважины меньше 30°C , когда вся скважина вовлечена в процесс разогрева, перепад температур составляет от 30°C до 100°C , когда «носок» скважины участвует в процессе лишь частично, подвижность нефти в зоне около «носка» невысока, перепад температур больше 100°C , когда «носок» скважины полностью не участвует в процессе SAGD. Во втором случае (перепад температур по стволу скважины от 30°C до 100°C) авторы [83] рекомендуют использование электрических нагревателей для «носка», чтобы выровнять распределение температуры по стволу скважины. В третьем случае (перепад температур больше 100°C) следует пробурить вспомогательную вертикальную нагнетательную скважину вблизи «носка» горизонтальной скважины, чтобы вовлечь его в процесс разработки.

Кроме того, технология SAGD постоянно совершенствуется. Появились концепции парогравитационного дренажа с применением растворителей [84], в качестве которых используются толуол или углеводородные газы, например, метан, гексан [19, 85-88], или химических добавок, главным образом, различных полимеров и пен [89-91]. Эти добавки в пар позволяют дополнительно снизить вязкость нефти. В Канаде и США также рассматриваются варианты закачки смеси пара с газом либо замены пара на негорячий углекислый газ CO_2 , что позволяет дополнительно повысить подвижность нефти [92-93]. При этом возможно использование двух

вертикальных нагнетательных скважин вместо одной горизонтальной [94]. Возможно совместное применение технологии SAGD и газлифта, когда подъём нефти на поверхность облегчается с помощью газа [95].

Аршад и Ли [96] осуществляют расчёт многофазного равновесия на границе паровой камеры при добавке растворителя (толуола) в пар. Для расчёта многофазного равновесия используется классический алгоритм и уравнение состояния Пенга-Робинсона. Этот расчёт позволяет оценить необходимую концентрацию толуола.

Таким образом, метод SAGD является перспективным для извлечения высоковязкой нефти из пласта. Существующие модели, основанные на экспериментах и подходе Батлера, МакНаба и Ло, прогнозируют дебит нефти и форму паровой камеры, однако не позволяют рассчитать ряд технологических параметров (критерий инициации процесса, расстояние между парами скважин) и оптимизировать процесс. Поэтому необходима разработка модели SAGD, основанной на ином подходе.

ГЛАВА 2. ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

2.1. Закон сохранения массы и уравнение притока тепла

Помимо модели Батлера, МакНаба и Ло [32], существует другое направление моделирования процесса SAGD, позволяющее сэкономить расчётное время и определить ряд теплофизических параметров – интегральные модели. Изначально они показали успех применительно к процессу паротепловой пропитки [14, 97]. Их применение имеет смысл, поскольку ряд показателей остались неопределёнными из модели Батлера, МакНаба и Ло [32].

Традиционный подход к моделированию основан на использовании законов сохранения массы фаз и энергии. Закон сохранения массы известен ещё со времён Ломоносова и в механике многофазных систем и теплофизике записывается для данной фазы в общем виде так [98]:

$$\frac{\partial \rho_i}{\partial t} + \nabla(\rho_i \vec{v}_i) = \sum_{j=1}^N J_{ji} \quad (i = 1, 2, \dots, N), \quad (3)$$

где ρ_i – плотность i -ой фазы, t – время, v_i – скорость i -ой фазы, J_{ji} – интенсивность массообмена между j -ой и i -ой фазами, N – количество фаз в системе. Здесь первое слагаемое в левой части описывает изменение массы фазы с течением времени, второе – конвективный приток массы, правая часть – межфазный массообмен и фазовые переходы.

В пористой среде необходимо учитывать, что флюиды перемещаются в поровом пространстве, и вводить при расчёте объём пор или пористость.

Закон сохранения энергии для i -ой фазы имеет вид [98]:

$$\frac{\partial(\rho_i E_i)}{\partial t} + \nabla^k(\rho_i E_i v_i^k) = \nabla(\vec{a}_i - \vec{q}_i) + \rho_i \vec{f}_i \cdot \vec{v}_i + \sum_{j=1}^N E_{ji} \quad (i = 1, 2, \dots, N), \quad (4)$$

где E_i – удельная энергия i -ой фазы, k – индекс компоненты вектора скорости, \vec{a}_i – вектор, характеризующий работу внешних поверхностных сил над i -ой фазой, q_i – приток тепла к i -ой фазе, f_i – удельная массовая сила,

действующая на i -ую фазу, E_{ji} – интенсивность обмена энергией между j -ой и i -ой фазами.

Первое слагаемое в левой части уравнения (4) соответствует изменению энергии в единицу времени, второе – притоку энергии через поверхность, ограничивающую выделенный объём, первое и второе слагаемые в правой части – работе внешних поверхностных и массовых сил, последнее слагаемое характеризует интенсивность обмена энергией между фазами.

В теплофизических задачах вместо закона сохранения энергии обычно используют уравнение притока тепла [98, 99]:

$$\rho_i \frac{d_i u_i}{dt} = \rho_i A_i + \rho_i Q_i + \sum_{j=1}^N J_{ji} (u_{ji} - u_i) \quad (i = 1, 2, \dots, N), \quad (5)$$

где d_i/dt – материальная производная для i -ой фазы, u_i – удельная (единицы массы) внутренняя энергия i -ой фазы, A_i и Q_i – удельные (единицы массы) работа внутренних сил и приток тепла в единицу времени, u_{ji} – удельная внутренняя энергия массы, претерпевающей переход из j -ой в i -ую фазу и находящейся в i -ой фазе.

Левая часть уравнения (5) соответствует изменению внутренней энергии с течением времени, первое и второе слагаемое в правой части – работе внутренних сил и притоку тепла в единицу объёма в единицу времени, третье слагаемое – интенсивность обмена внутренней энергией (теплом) между фазами при фазовых переходах.

Интегральный подход к моделированию парогравитационного дренажа заключается в использовании проинтегрированных по всей паровой камере законах сохранения массы фаз и проинтегрированного по всей паровой камере уравнения притока тепла, которое в результате приобретает вид уравнения теплового баланса. Для применения интегрального подхода осуществляется переход к однотемпературной модели и интегрирование уравнений по всей прогретой области на основе следующих допущений:

1. Температура в пласте в процессе всюду одинакова.

2. Аддитивность энергии по массе.
3. Равенство удельной изохорной и изобарной теплоёмкостей в конденсированных фазах.
4. Теплофизические характеристики пласта и флюидов не зависят от температуры.
5. Начальная температура флюидов в пласте всюду одинакова и равна температуре пород пласта, геотермический градиент нулевой в силу небольшой мощности пласта.

В результате уравнение теплового баланса в общем виде в однотемпературной модели записывается следующим образом:

$$\sum_{i=1}^N \frac{d(\rho_i C_i V_i \Delta T)}{dt} = \sum_{i=1}^N q_{vi}, \quad (6)$$

где ρ_i – плотность i -ой фазы, C_i – удельная теплоёмкость i -ой фазы, V_i – объём, занимаемый i -ой фазой, ΔT – одинаковая для всех фаз разность температур между текущей и начальной, q_{vi} – суммарный для i -ой фазы приток тепла по всему объёму прогретой области.

2.2. Интегральная модель парогравитационного дренажа

Интегральная модель процесса на основе теплового и массового балансов разработана Фёдоровым, Гильмановым, Шевелёвым [100] в предположении о постоянной высоте паровой камеры, равной мощности пласта. Это позволяет упростить процесс расчёта, а также оценить минимальный расход пара для формирования теплового канала между скважинами на начальной стадии.

Для применения интегральной модели необходимо ввести некоторые допущения:

1. Паровая камера имеет клиновидную форму [101] с сечением в виде равнобедренного треугольника и вершиной в добывающей скважине, что согласуется с экспериментами Чанга и Батлера [26].

2. Паровая камера содержит три фазы: нефть, жидкость и пар.
3. Равномерное распределение насыщенностей фаз по паровой камере.
4. Используется однотемпературная модель.
5. Теплофизические характеристики пласта и флюидов не зависят от температуры.
6. Температура паровой камеры равна температуре насыщенного пара T_s , который нагнетается в пласт.
7. Температура пара вдоль ствола горизонтальной скважины изменяется линейно, в сечении паровой камеры температура пара постоянна.
8. Давление в паровой камере постоянно и равно давлению насыщенного пара p_s .
9. Кровля и подошва пласта непроницаемы.
10. Тепловые потери через границы паровой камеры являются конвективными [34] и рассчитываются по закону Ньютона-Рихмана.
11. Коэффициент теплоотдачи в горизонтальном направлении составляет $1/3$ от коэффициента теплоотдачи в вертикальном направлении, согласно модели Эдмундса и Петерсона [59].
12. Стадия языкообразования паровой камеры [32] не рассматривается, поскольку она не наблюдалась в экспериментах Чанга и Батлера [26].
13. Пар закачивается с постоянным расходом.
14. Отношение площадей фильтрации для нагнетаемого и добываемого флюидов пропорционально отношению соответствующих углов раствора камеры: для нагнетательной скважины угол раствора равен 2π , для добывающей – углу раствора паровой камеры φ .
15. Эффекты, связанные с фазовым переходом жидкость-пар для нефти, не учитываются в модели, поскольку не наблюдаются в промысловых исследованиях.
16. В связи с большой продолжительностью процесса неравновесные эффекты не учитываются.

17. Межфазное трение не учитывается в модели.

Постановка задачи для применения модели будет следующей. Имеется пласт в форме прямоугольного параллелепипеда мощностью h . Он разрабатывается с помощью метода парогравитационного дренажа. В элементе разработки пласта пробурены две параллельные горизонтальные скважины длиной d каждая, одна находится над другой. Верхняя скважина является нагнетательной, нижняя – добывающей. Расстояние от нагнетательной скважины до соседней такой же скважины по горизонтали равно s , аналогичное расстояние имеется между соседними добывающими скважинами. Далее элементы разработки в пласте повторяются, но они аналогичны, поэтому будет рассматриваться только один элемент разработки. Вводится декартова система координат с взаимно перпендикулярными осями. Начало координат размещается в «пятке» горизонтальной добывающей скважины, ось x направляется вдоль длины горизонтальной скважины, ось y – по горизонтали, ось z – по вертикали. На рисунке 5 показаны оси y и z , смещённые для наглядности рисунка к «носку» горизонтальной скважины, поскольку координаты y и z при этом не изменятся. В результате закачки пара с постоянным удельным (на единицу длины горизонтальной скважины) массовым расходом Q_s формируется клиновидная паровая камера. Добывается эмульсия нефти и воды, удельный массовый расход нефти равен Q_o , удельный массовый расход воды равен Q_w . Вертикальная координата правой (относительно оси z) верхней угловой точки паровой камеры равна z_c , горизонтальная y_c . Суммарная площадь бокового сечения паровой камеры обозначается A_1 , верхнего – A_2 . Удельные тепловые потоки, связанные с конвективными тепловыми потерями через соответствующие сечения паровой камеры, равны q_1 и q_2 . На стадии интенсивного горизонтального развития паровой камеры возможно наложение камер от соседних элементов разработки друг на друга.

паровой камеры водой, J_{sw} – массовая интенсивность фазового перехода пар-вода на единицу длины горизонтальной скважины. Левая часть уравнения (7) показывает изменение массы воды в паровой камере в единицу времени на единицу длины горизонтальной скважины. Правая часть уравнения (7) учитывает, что вода добывается из камеры и образуется в результате конденсации из пара.

Закон сохранения массы для пара в паровой камере записывается в виде:

$$\frac{d(mVS_s\rho_s)}{dt} = Q_s - J_{sw}, \quad (8)$$

где S_s – насыщенность паровой камеры паром. Левая часть уравнения (8) показывает изменение массы пара в паровой камере в единицу времени на единицу длины горизонтальной скважины. Правая часть уравнения (8) учитывает, что пар нагнетается в пласт и конденсируется в воду.

Закон сохранения массы для нефти в элементе разработки:

$$(1 - S_{wr}) \frac{d(m(V_e - V)\rho_o)}{dt} + \frac{d(mVS_o\rho_o)}{dt} = -Q_o, \quad (9)$$

где V_e – объём элемента разработки, отнесённый к единице длины горизонтальной скважины, S_o – насыщенность паровой камеры нефтью. Необходимо отметить, что $V_e = hc$. Первое слагаемое в левой части уравнения (9) показывает массу нефти, которая притекает из элемента разработки в паровую камеру в единицу времени на единицу длины горизонтальной скважины, второе слагаемое – изменение массы нефти в паровой камере в единицу времени на единицу длины горизонтальной скважины, правая часть уравнения (9) учитывает, что нефть добывается из паровой камеры. Фазовый переход между углеводородами и водой, очевидно, отсутствует.

С учётом того, что сумма насыщенностей всех фаз равна 1, можно переписать уравнение (8) в виде:

$$\frac{d(mV(1 - S_w - S_o)\rho_s)}{dt} = Q_s - J_{sw}. \quad (10)$$

Тепловой баланс в паровой камере, когда паровая камера достигла кровли пласта, используется в виде, аналогичном (6):

$$\begin{aligned}
& \frac{d}{dt} \left(V(m(S_w C_w (T_s - T_o) \rho_w + (1 - S_w - S_o) \rho_s (l + C_s (T_s - T_o)) + \right. \\
& \left. + S_o C_o (T_s - T_o) \rho_o) + (1 - m) C_r (T_s - T_o) \rho_r) \right) = \\
& = Q_s l - 2\alpha_1 \sqrt{\frac{V^2}{h^2} + h^2 (T_s - T_o)} - 2\alpha_2 \frac{V}{h} (T_s - T_o) - \\
& - (Q_o C_o + Q_w C_w) (T_s - T_o), \tag{11}
\end{aligned}$$

где T_o – начальная пластовая температура, l – скрытая удельная теплота парообразования воды (конденсации пара), α_1 и α_2 – коэффициенты теплоотдачи в горизонтальном и вертикальном направлениях. Слагаемые в левой части уравнения (11) показывают соответственно изменение количества теплоты воды, пара, нефти и породы в паровой камере. Слагаемые в правой части (11) соответствуют теплоте, выделившейся в результате конденсации пара, тепловым потерям из паровой камеры в горизонтальном и вертикальном направлениях соответственно, количеству теплоты, содержащемуся в добываемых нефти и воде.

Вместо закона Дарси в традиционном виде для уменьшения количества данных, необходимых для расчётов, используются соотношения расходов, выведенные с использованием этого закона. Чтобы их получить, следует записать законы Дарси для каждой из фаз. Для пара закон Дарси может быть записан в виде:

$$\frac{Q_s}{\rho_s} = \frac{F_l k \Delta p_i}{\mu_s L_1 d}, \tag{12}$$

где F_l – площадь фильтрации для нагнетательной скважины, k – абсолютная проницаемость пласта, Δp_i – репрессия на нагнетательной скважине, L_1 – характерный линейный размер процесса фильтрации. В записи закона Дарси (12) учтено, что в нём фигурирует объёмный расход и что расход Q_s приведён на единицу длины горизонтальной скважины.

Аналогично для воды закон Дарси имеет вид:

$$\frac{Q_w}{\rho_w} = \frac{F_p k f_w \Delta p_p}{\mu_w L_1 d}, \tag{13}$$

где F_p – площадь фильтрации для добывающей скважины, f_w – относительная фазовая проницаемость воды, Δp_p – депрессия на добывающей скважине.

Тогда для нефти закон Дарси записывается следующим образом:

$$\frac{Q_o}{\rho_o} = \frac{F_p k f_o \Delta p_p}{\mu_o L_1 d}, \quad (14)$$

где f_o – относительная фазовая проницаемость нефти.

С учётом допущения о пропорциональности отношения площадей фильтрации отношению углов раствора при делении уравнения (12) на сумму уравнений (13) и (14) получается соотношение расходов закачиваемого и добываемого флюидов:

$$\frac{Q_s}{\rho_s \left(\frac{Q_o}{\rho_o} + \frac{Q_w}{\rho_w} \right)} = \frac{2\pi}{\varphi \mu_s \left(\frac{f_o}{\mu_o} + \frac{f_w}{\mu_w} \right)} \frac{\Delta p_i}{\Delta p_p}. \quad (15)$$

Если разделить уравнение (13) на (14), то получится соотношение расходов в добываемом флюиде:

$$\frac{Q_w \rho_o}{Q_o \rho_w} = \frac{f_w \mu_o}{f_o \mu_w}. \quad (16)$$

Относительные фазовые проницаемости задаются как функции насыщенности по модельным квадратичным корреляциям Кори [102]:

$$f_w = \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^2, S_w \geq S_{wr}, f_w = 0, S_w < S_{wr}, \quad (17)$$

$$f_o = \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right)^2, S_w \geq S_{wr}, S_o \geq S_{or}, f_o = 1, S_w < S_{wr},$$

$$f_o = 0, S_o < S_{or}, \quad (18)$$

где S_{or} – остаточная нефтенасыщенность.

Уравнение (15) содержит вершинный угол паровой камеры. Он связан с удельным объёмом паровой камеры [103]:

$$\varphi = 2 \operatorname{arctg} \frac{V}{h^2}. \quad (19)$$

Система уравнений (7), (9), (10), (11), (15), (16) с учётом соотношений (17), (18), (19) является замкнутой относительно неизвестных функций от времени V , S_w , S_o , Q_w , Q_o , J_{sw} . Однако она не учитывает стадии теплового развития паровой камеры в вертикальном направлении и описывает только стадию роста паровой камеры в горизонтальном направлении. Чтобы учесть рост камеры по вертикали, необходимо рассмотреть движение угловой точки паровой камеры (рисунок 6). Ось ξ будет направлена перпендикулярно правой боковой границе паровой камеры (рисунок 6), соответственно, эта ось постепенно меняет своё положение в пространстве.

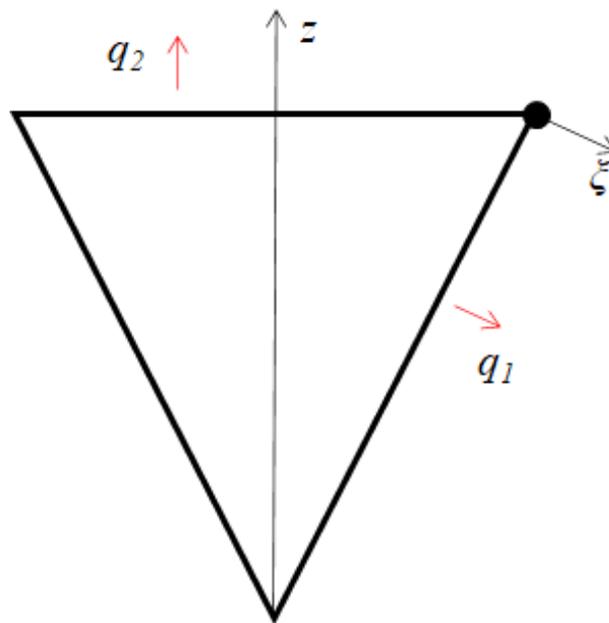


Рисунок 6 – Тепловые потоки из паровой камеры

Также необходимо использовать допущение о пропорциональности скоростей роста паровой камеры по горизонтали и по вертикали соответствующим удельным тепловым потокам. Тогда

$$\frac{d\xi_c}{dt} \sim q_1, \quad (20)$$

$$\frac{dz_c}{dt} \sim q_2, \quad (21)$$

где ξ_c – координата правой угловой точки паровой камеры по оси ξ .
 После деления соотношения (21) на (20) получается выражение

$$\frac{dz_c}{d\xi_c} = \frac{q_2}{q_1}. \quad (22)$$

Удельные (на единицу площади) тепловые потоки определяются по закону Ньютона-Рихмана следующим образом:

$$q_1 = \alpha_1(T_s - T_o), \quad (23)$$

$$q_2 = \alpha_2(T_s - T_o). \quad (24)$$

При подстановке выражений (23) и (24) в соотношение (22) получается итоговое уравнение траектории угловой точки паровой камеры:

$$\frac{dz_c}{d\xi_c} = \frac{\alpha_2}{\alpha_1}. \quad (25)$$

Уравнение (25) позволяет рассчитать вертикальную координату угловой точки паровой камеры z_c . Это ещё одно неизвестное, кроме V , S_w , S_o , Q_w , Q_o , J_{sw} . Однако уравнение (25) также содержит координату ξ_c вдоль оси, перпендикулярной границе камеры. Её можно определить из геометрических соображений. Связь этой координаты с горизонтальной координатой угловой точки паровой камеры следующая:

$$y_c = \xi_c \cos \frac{\varphi}{2}. \quad (26)$$

Связь угла раствора паровой камеры с её объёмом (19) при этом примет вид

$$\varphi = 2 \arctg \frac{V}{z_c^2}, \quad z_c \leq h. \quad (27)$$

Удельный объём паровой камеры зависит от горизонтальной координаты угловой точки паровой камеры y_c следующим образом:

$$V = z_c y_c, \quad (28)$$

где учтено, что координата y_c отсчитывается вдоль основания треугольного сечения паровой камеры от оси, проходящей через середину этого основания.

При учёте уравнений (26), (27) и (28) соотношение (25) примет итоговый вид:

$$\frac{dz_c}{d\left(\frac{V}{z_c}\sqrt{1+\left(\frac{V}{z_c^2}\right)^2}\right)} = \frac{\alpha_2}{\alpha_1}, \quad z_c \leq h. \quad (29)$$

Уравнение (29) позволяет рассчитать искомую вертикальную координату угловой точки паровой камеры.

Тогда, если камера ещё не достигла кровли пласта, уравнение теплового баланса (11) примет вид:

$$\begin{aligned} & \frac{d}{dt} \left(V(m(S_w C_w (T_s - T_o) \rho_w + (1 - S_w - S_o) \rho_s (l + C_s (T_s - T_o)) + \right. \\ & \left. + S_o C_o (T_s - T_o) \rho_o) + (1 - m) C_r (T_s - T_o) \rho_r) \right) = \\ & = Q_s l - 2\alpha_1 \sqrt{\frac{V^2}{z_c^2} + z_c^2} (T_s - T_o) - 2\alpha_2 \frac{V}{z_c} (T_s - T_o) - (Q_o C_o + Q_w C_w) (T_s - T_o), \\ & z_c \leq h. \end{aligned} \quad (30)$$

Поскольку в работе Си и его соавторов [83] и работе Шарафутдинова, Хабилова, Новосёловой [104] отмечалось, что температура пара вдоль ствола протяжённой горизонтальной скважины может быть неодинаковой, то следует учесть этот эффект. С использованием допущения о линейности распределения температуры пара вдоль ствола горизонтальной скважины можно получить:

$$T_s = \frac{T_{s2} - T_{s1}}{d} x + T_{s1}, \quad (31)$$

где T_{s1} – температура пара в «пятке» горизонтальной скважины, T_{s2} – температура пара в «носке» этой скважины. В треугольном сечении паровой камеры температура является постоянной. Если горизонтальная скважина имеет небольшую длину или тепловые потери вдоль ствола скважины невелики, то $T_{s1} \approx T_{s2}$ и температура пара всюду постоянна.

Вязкость нефти зависит от температуры, поэтому неодинаковость температуры пара вдоль ствола горизонтальной скважины приводит к различной вязкости нефти в разных сечениях паровой камеры. Для характеристики этой зависимости в модели используется экспоненциальная корреляционная зависимость вязкости нефти от температуры:

$$\mu_o = \mu_{o0} e^{-K_T T_s}, \quad (32)$$

где μ_{o0} – постоянная, имеющая размерность вязкости, K_T – постоянная, имеющая размерность температуры.

Таким образом, итоговая система уравнений для описания процесса парогравитационного дренажа состоит из уравнений (7), (9), (10), (15) – (18), (27), (29) – (32) с неизвестными $S_w, S_o, Q_w, Q_o, V, J_{sw}, z_c, f_w, f_o, \varphi, T_s, \mu_o$ как функциями времени и координат. Модель замкнута. При этом основными неизвестными являются функции времени $S_w, S_o, Q_w, Q_o, V, J_{sw}, z_c$, определяемые из уравнений (7), (9), (10), (15), (16), (29) и (30), остальные переменные рассчитываются по корреляционным зависимостям (17), (18), (31), (32), угол раствора паровой камеры связан с её объёмом с помощью уравнения (27).

Поскольку среди входящих в систему уравнений 5 уравнений являются дифференциальными уравнениями первого порядка с неизвестными функциями времени S_w, S_o, V, z_c , то необходимо 4 начальных условия (по 1 условию для каждой этой функции). Пятое дифференциальное уравнение используется для определения переменной J_{sw} , которая не стоит под дифференциалом, поэтому не требует дополнительного начального условия, подчиняясь исходному набору начальных условий. Очевидно, в начальный момент времени объём паровой камеры нулевой, вертикальная координата паровой камеры равна расстоянию между добывающей и нагнетательной скважинами d_o , поскольку сформировался канал между ними на стадии индукционного периода, водонасыщенность равна связанной водонасыщенности, нефтенасыщенность максимальна, то есть нефть занимает весь оставшийся объём, не занятый водой:

$$t = 0: V = 0, S_w = S_{wr}, S_o = 1 - S_{wr}, z_c = d_0. \quad (33)$$

2.3. Обезразмеривание интегральной модели и выделение определяющих критериев подобия

Для оценки вклада влияющих параметров, обобщения рекомендаций, даваемых по результатам расчётов с использованием разработанной интегральной модели, необходимо провести процедуру обезразмеривания. В результате этой процедуры могут быть введены безразмерные комплексы подобия, позволяющие судить о теплофизическом поведении ряда похожих систем. Таким способом с помощью анализа значений комплексов подобия для модельного пласта можно будет дать общие рекомендации по разработке различных реальных месторождений тяжёлой нефти с помощью метода парогравитационного дренажа и провести оптимизацию процесса.

Чтобы ввести безразмерные комплексы подобия, необходимо обезразмерить все уравнения математической модели парогравитационного дренажа, для чего следует ввести безразмерные переменные [105]. Одной из основных переменных модели является объём прогретой области, он может быть обезразмерен путём деления на объём элемента разработки. Физический смысл такой переменной – коэффициент охвата пласта воздействием:

$$K_s = \frac{V}{V_e}. \quad (34)$$

Целесообразно ввести безразмерное время:

$$\tau = \frac{t}{t_0}, \quad (35)$$

где t_0 – характерное время, которое будет определено через размерные параметры таким образом, чтобы упростить запись безразмерных уравнений и уменьшить число дополнительных множителей и коэффициентов.

Тепло закачивается в пласт вместе с паром, при этом в модели, согласно введённым допущениям, расход пара считается постоянным. Тогда удельные массовые расходы воды и нефти следует обезразмерить путём деления

размерных расходов этих фаз на удельный расход пара. Итак, безразмерные расходы воды R_w и нефти R_o имеют вид:

$$R_w = \frac{Q_w}{Q_s}, \quad (36)$$

$$R_o = \frac{Q_o}{Q_s}. \quad (37)$$

Аналогично можно ввести безразмерную интенсивность фазового перехода пар-вода R_{jsw} :

$$R_{jsw} = \frac{J_{sw}}{Q_s}. \quad (38)$$

Следует заметить, что безразмерный расход нефти является характеристикой, обратной паронефтяному отношению R_s :

$$R_o = \frac{1}{R_s}. \quad (39)$$

Паронефтяное отношение характеризует теплофизическую эффективность тепловых методов увеличения нефтеотдачи [106, 107]: оно показывает, какую массу пара необходимо затратить, чтобы разогреть и добыть единичную массу высоковязкой нефти.

Физический смысл безразмерного расхода воды (36) заключается в том, что эта переменная показывает, сколько воды образовалось из единицы массы пара. Безразмерная интенсивность фазового перехода пар-вода показывает, какой процесс идёт быстрее: конденсация пара или нагнетание тепла в пласт.

Безразмерная температура пара θ может быть введена следующим образом:

$$\theta = \frac{T_s}{T_{s1}}. \quad (40)$$

Безразмерная температура пара характеризует, во сколько раз температура в данной точке ствола горизонтальной скважины меньше температуры в «пятке» горизонтальной скважины из-за тепловых потерь из ствола скважины в пласт.

Безразмерная температура пара в «носке» горизонтальной скважины с учётом (40) имеет вид:

$$\theta_2 = \frac{T_{s2}}{T_{s1}}. \quad (41)$$

Обезразмеривание горизонтальной координаты x , характеризующей положение в пространстве вдоль ствола скважины, можно провести, разделив значение этой координаты на длину горизонтальной скважины, поскольку анализируемые тепловые эффекты рассматриваются именно вдоль ствола горизонтальной скважины. Тогда безразмерная горизонтальная координата, характеризующая положение в пространстве вдоль ствола скважины, будет следующей:

$$X = \frac{x}{d}. \quad (42)$$

Безразмерную вязкость нефти M можно ввести как отношение вязкости нефти к вязкости воды:

$$M = \frac{\mu_o}{\mu_w}. \quad (43)$$

Переменная M характеризует относительную вязкость нефти, показывая, насколько вязкость нефти при данной температуре больше вязкости воды.

Последней размерной переменной является вертикальная координата правой (относительно оси z) верхней угловой точки паровой камеры. Вид уравнения траектории угловой точки паровой камеры (29) делает целесообразным введение безразмерной вертикальной координаты верхней угловой точки паровой камеры Z_c :

$$Z_c = \frac{z_c}{\sqrt{hc}}. \quad (44)$$

Тогда уравнение (29) при учёте безразмерного объёма паровой камеры (34) примет наиболее простой вид:

$$\frac{dZ_c}{d\left(\frac{K_s}{Z_c}\sqrt{1+\left(\frac{K_s}{Z_c^2}\right)^2}\right)} = \frac{1}{A}, \quad Z_c \leq \sqrt{\frac{h}{c}}, \quad (45)$$

где введён безразмерный комплекс подобия A , характеризующий соотношение между тепловыми потерями из паровой камеры в вертикальном и горизонтальном направлениях:

$$A = \frac{\alpha_1}{\alpha_2}. \quad (46)$$

Подстановка безразмерных переменных (34) – (38), (40), (42) – (44) при учёте (41) в систему уравнений (7), (9), (10), (15), (16), (27), (30) – (32) приводит, с учётом (45), к безразмерной системе уравнений, описывающей теплофизические многофазные процессы в паровой камере и элементе разработки при парогравитационном дренаже, состоящей из безразмерных законов сохранения массы, энергии и замыкающих соотношений, полученных из закона Дарси. Тепловой баланс в безразмерном виде записывается следующим образом [108]:

$$\begin{aligned} \frac{dK_s}{d\tau} + \frac{\theta E_s - E_o}{Z_c(\theta G_s - G_o)} \left(K_s + A\sqrt{K_s^2 + Z_c^4} \right) = \\ = \frac{1}{\theta G_s - G_o} \left(1 + \frac{BD_s - F}{1 - D_s} + \frac{F - BD_s}{1 - D_s} \left(R_w + R_o \frac{D_s}{D_o} \right) - BR_o \frac{D_s}{D_o} - FR_w \right), \end{aligned} \quad (47)$$

где введены безразмерные комплексы подобия

$$E_s = \frac{2\alpha_2 T_{s1} V_e}{Q_s l \sqrt{hc}}, \quad (48)$$

$$E_o = \frac{2\alpha_2 T_o V_e}{Q_s l \sqrt{hc}}, \quad (49)$$

$$G_s = T_{s1} \left(\frac{\rho_s S_{wr} (C_s - C_w)}{(\rho_w - \rho_s) l} + \frac{m C_o \rho_o (1 - S_{wr}) + (1 - m) C_r \rho_r}{ml \rho_w} \right), \quad (50)$$

$$G_o = \frac{\rho_s S_{wr} (l - (C_s - C_w) T_o)}{(\rho_w - \rho_s) l} - T_o \frac{m \rho_o C_o (1 - S_{wr}) + (1 - m) C_r \rho_r}{ml \rho_w}, \quad (51)$$

$$B = \frac{l + C_s (T_s - T_o)}{l}, \quad (52)$$

$$F = \frac{C_w(T_s - T_o)}{l}, \quad (53)$$

$$D_s = \frac{\rho_s}{\rho_w}, \quad (54)$$

$$D_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (55)$$

и характерное время

$$t_0 = \frac{mV_e\rho_w}{Q_s}. \quad (56)$$

Здесь разность безразмерных комплексов $E_s - E_o$ показывает отношение тепловых потерь из паровой камеры в кровлю пласта к количеству теплоты, закачиваемому в пласт вместе с паром, причём E_s отвечает за слагаемое в этом отношении при температуре пара, а E_o – при начальной температуре пласта, разность безразмерных комплексов $G_s - G_o$ характеризует отношение количества теплоты насыщенной пористой среды в паровой камере к количеству теплоты, выделяющемуся из пара при конденсации, причём G_s отвечает за слагаемое в этом отношении при температуре пара, а G_o – при начальной температуре пласта. Комплекс B имеет теплофизический смысл: он является отношением удельного количества теплоты, содержащегося в паре в паровой камере, к удельной теплоте конденсации. Аналогично, F является отношением удельного количества теплоты, пошедшего на нагрев воды в паровой камере, к удельной теплоте фазового перехода пар-вода. Безразмерные комплексы D_s и D_o характеризуют отношение плотностей пара и нефти соответственно к плотности воды. Выбор плотности воды в качестве величины, относительно которой приведены плотности пара и нефти, обусловлен малыми изменениями ρ_w при изменении термобарических условий.

Обезразмеренный закон сохранения массы водной фазы имеет вид:

$$\frac{d(K_s S_w)}{d\tau} = \frac{1 - R_w - \frac{D_s}{D_o} R_o}{1 - D_s} - \frac{dK_s}{d\tau} \frac{D_s S_{wr}}{1 - D_s}. \quad (57)$$

Обезразмеренный закон сохранения массы для нефти принимает вид:

$$\frac{d(K_s S_o)}{d\tau} = -\frac{1}{D_o} R_o + (1 - S_{wr}) \frac{dK_s}{d\tau}. \quad (58)$$

Закон сохранения массы пара в безразмерном виде:

$$R_{jsw} = R_w + \frac{d(K_s S_w)}{d\tau}. \quad (59)$$

Наконец, замыкающие соотношения, полученные из закона Дарси, в безразмерном виде записываются следующим образом:

$$R_o = \frac{U \varphi f_o}{M}, \quad (60)$$

$$R_w = \varphi U \frac{f_o + f_w M}{M D_o} - \frac{R_o}{D_o}, \quad (61)$$

где введено отношение параметров, характеризующих работу добывающей скважины, к параметрам, характеризующим работу нагнетательной скважины – безразмерный комплекс подобия

$$U = \frac{\mu_s D_o \Delta p_p}{2\pi \mu_w D_s \Delta p_i}. \quad (62)$$

Уравнение (27) для определения угла раствора паровой камеры в безразмерном виде записывается следующим образом:

$$\varphi = 2 \operatorname{arctg} \frac{K_s}{Z_c^2}, \quad Z_c \leq \sqrt{\frac{h}{c}}. \quad (63)$$

Также необходимо записать линейное распределение температуры (31) в безразмерном виде при использовании переменных (40) – (42):

$$\theta = (\theta_2 - 1)X + 1. \quad (64)$$

Остаётся безразмерить корреляцию для определения вязкости в зависимости от температуры. С учётом (40) и (43) это может быть осуществлено так:

$$M = M_0 e^{-K T d \theta}, \quad (65)$$

где безразмерный коэффициент, характеризующий начальную вязкость нефти по отношению к вязкости воды, равен

$$M_0 = \frac{\mu_{o0}}{\mu_w}, \quad (66)$$

а безразмерный коэффициент, характеризующий скорость убывания вязкости при возрастании температуры, равен

$$K_{Td} = \frac{K_T}{T_{s1}}. \quad (67)$$

Таким образом, итоговая обезразмеренная система уравнений для расчёта процесса парогравитационного дренажа состоит из (17), (18), (45), (47), (57) – (61), (63) – (65) с неизвестными $S_w, S_o, R_w, R_o, K_s, R_{jsw}, Z_c, f_w, f_o, \varphi, \theta, M$ как функциями безразмерного времени и безразмерных координат. Модель замкнута. При этом, аналогично размерной модели, основными неизвестными являются функции времени $S_w, S_o, R_w, R_o, K_s, R_{jsw}, Z_c$, определяемые из уравнений (45), (47), (57) – (61), остальные переменные рассчитываются по корреляционным зависимостям (17), (18), (64), (65), угол раствора паровой камеры связан с её объёмом с помощью уравнения (63).

Поскольку среди входящих в систему уравнений 5 уравнений являются дифференциальными уравнениями первого порядка с неизвестными функциями времени S_w, S_o, K_s, Z_c , то необходимо 4 начальных условия (по 1 условию для каждой этой функции). Пятое дифференциальное уравнение, аналогично размерной модели, используется для определения переменной R_{jsw} , которая не стоит под дифференциалом, поэтому не требует дополнительного начального условия. Если переписать начальные условия (33) в обезразмеренном виде, то можно получить:

$$\tau = 0: K_s = 0, S_w = S_{wr}, S_o = 1 - S_{wr}, Z_c = \frac{d_0}{\sqrt{hc}}. \quad (68)$$

2.4. Учёт интерференции тепловых полей элементов разработки

На заключительной стадии процесса парогравитационного дренажа паровые камеры от соседних элементов разработки при достаточно большом расходе закачиваемого пара могут накладываться друг на друга (рисунок 7), то есть наблюдается интерференция паровых камер, не учитываемая ранее в аналитических моделях. В таком случае следует считать объём паровой

камеры из получившейся пятиугольной геометрии. Тогда формула для определения коэффициента охвата пласта воздействием имеет вид [109]

$$K_s = Z_c \sqrt{L} - \frac{L}{4 \operatorname{tg} \frac{\varphi}{2}}, \quad (69)$$

где введено L – отношение расстояния между парами нагнетательных (или добывающих) скважин к мощности пласта – ещё одна характеристика системы разработки:

$$L = \frac{c}{h}. \quad (70)$$

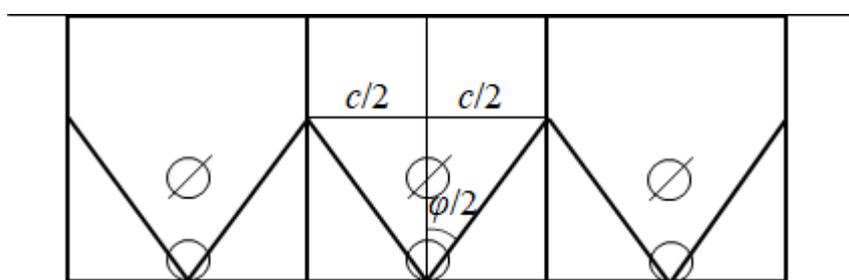


Рисунок 7 – Наложение соседних паровых камер

Наложение соседних паровых камер, согласно геометрии задачи и принятому допущению о треугольном сечении паровой камеры, наблюдается при значениях K_s больше 0,5. Таким образом, коэффициент охвата пласта воздействием при значениях $K_s \leq 0,5$ вычисляется из теплового баланса (47), при $K_s > 0,5$ рассчитывается с помощью геометрического уравнения (69).

Одной из наиболее существенных проблем при использовании метода парогравитационного дренажа является прорыв пара в добывающую скважину [63]. Это явление может вызвать выход из строя насосного оборудования. Для контроля прорыва пара в добывающую скважину могут быть использованы датчики температуры в этой скважине [110], однако они лишь позволяют отследить момент для остановки процесса добычи нефти без риска повреждения насосного оборудования. Уменьшение расхода закачиваемого пара до малых значений тоже не является решением проблемы, поскольку значение расхода пара оказывает существенное влияние на активную стадию

процесса парогравитационного дренажа [111], на интенсивность теплообмена и динамику развития паровой камеры. Поэтому необходимо моделирование эффектов, связанных с прорывом пара в добывающую скважину.

Существующие модели, рассмотренные выше в настоящей работе, позволяют оценить риск прорыва пара, но не рассчитывают остальные стадии процесса парогравитационного дренажа. Целесообразнее для реального объекта проводить расчёты по единой модели, дающей значения основных технологических и теплофизических параметров и оценивающей риск прорыва теплоносителя в добывающую скважину.

В рамках разработанной интегральной модели это может быть осуществлено, если ввести в модель допущение об использовании подхода Янга и его соавторов [63] и дополнить модель необходимыми уравнениями. В этом случае паровая камера делится на 2 области: область, содержащая газообразную фазу (водяной пар), и область, содержащую жидкие фазы (нефть и воду) (рисунок 8). Граница между этими областями считается прямолинейной и параллельной кровле и подошве пласта. Пар имеет высокую температуру и низкую плотность, поэтому расположен преимущественно в верхней области паровой камеры. На этом основано допущение о введении области газообразной фазы в верхней части камеры, в области жидких фаз пара нет.

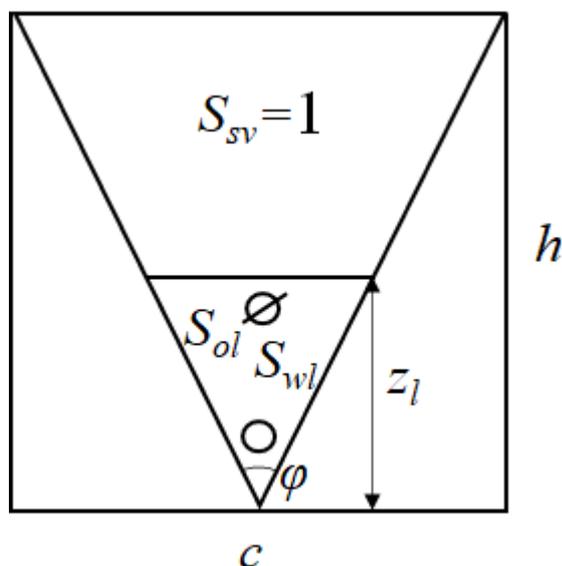


Рисунок 8 – Паровая камера, разбитая на область газообразной фазы и область жидких фаз

Насыщенность пара в области газообразной фазы $S_{sv}=1$, поскольку других фаз в этой области нет, насыщенности воды и нефти в области жидких фаз равны S_{wl} и S_{ol} соответственно. Вертикальная координата границы между этими областями z_l позволяет судить о риске прорыва пара в добывающую скважину, при опускании границы до добывающей скважины ($z_l=0$) возможен прорыв пара.

В математическую модель парогравитационного дренажа в размерном виде вводятся три дополнительных уравнения [112]. Первым из них является закон сохранения массы для воды в области жидких фаз в камере:

$$\frac{d(mV_l S_{wl} \rho_w)}{dt} = -Q_w + J_{sw}, \quad (71)$$

где V_l – объём области жидких фаз, из геометрии связанный с вертикальной координатой границы между этими областями z_l . Левая часть уравнения (71) характеризует изменение массы воды в области жидких фаз, первое слагаемое в правой части – отбор воды через добывающую скважину, второе слагаемое в правой части – увеличение массы воды из-за конденсации пара.

Второе уравнение – закон сохранения массы для пара в области газообразной фазы

$$\frac{d(m(V - V_l)\rho_s)}{dt} = Q_s - J_{sw}. \quad (72)$$

Левая часть уравнения (72) отвечает за изменение массы пара в области газообразной фазы, первое слагаемое в правой части – за увеличение массы пара за счёт его закачки через нагнетательную скважину, последнее слагаемое – за конденсацию пара.

Последнее дополнительное уравнение – замыкающее соотношение на насыщенности жидких фаз:

$$S_{wl} + S_{ol} = 1. \quad (73)$$

Три дополнительных уравнения (71) – (73) в модели парогравитационного дренажа позволяют определить три дополнительные переменные V_l , S_{wl} , S_{ol} как функции от времени и координаты (при учёте неоднородного распределения температуры (31)). Поскольку два уравнения из этих трёх являются дифференциальными, то необходимо ещё 2 начальных условия:

$$t = 0: V_l = 0, S_{wl} = S_{wr}. \quad (74)$$

Эти условия означают, что в начальный момент объём области жидких фаз равен нулю (в силу отсутствия паровой камеры, поскольку процесс ещё не начался), водонасыщенность равна связанной водонасыщенности.

Для обезразмеривания уравнений (71) – (72) необходимо ввести безразмерный объём области жидких фаз аналогично (34):

$$K_{sl} = \frac{V_l}{V_e}. \quad (75)$$

В безразмерном виде закон сохранения массы для воды в области жидких фаз с учётом (34), (35), (75) записывается следующим образом:

$$\frac{d(K_{sl}S_{wl})}{d\tau} = \frac{d(K_s S_w)}{d\tau}. \quad (76)$$

Отсюда можно заметить, что скорость увеличения массы воды постоянна как для области жидких фаз, так и для всей паровой камеры в целом, что вызвано независимостью скорости конденсации от того, рассматривается паровая камера в трёхфазном приближении в виде единой области или в виде двух областей.

Аналогично в безразмерном виде с учётом (34) – (36), (75) закон сохранения массы для пара в области газообразной фазы:

$$\frac{d(K_s - K_{sl})}{d\tau} = 1 - R_w - \frac{d(K_s S_w)}{d\tau}. \quad (77)$$

Таким образом, в модель парогравитационного дренажа в безразмерном виде добавляются три уравнения (73), (76), (77), позволяющие определить три дополнительные переменные K_{sl} , S_{wl} , S_{ol} как функции от времени и координаты (при учёте неоднородного распределения температуры (64)). Аналогично размерной модели, необходимо 2 начальных условия. В этом случае начальные условия (74) после обезразмеривания принимают вид

$$\tau = 0: K_{sl} = 0, S_{wl} = S_{wr}. \quad (78)$$

Описанные уравнения позволяют оценить риск прорыва пара в добывающую скважину.

2.5. Численное решение системы уравнений модели парогравитационного дренажа

Система уравнений (17), (18), (45), (47), (57) – (61), (63) – (65), (73), (76) – (77) разработанной интегральной модели парогравитационного дренажа содержит 7 дифференциальных уравнений, алгебраические уравнения, входящие в систему, являются нелинейными, поэтому целесообразно проводить решение такой системы численно. Аппроксимация производных осуществляется с помощью явной конечно-разностной схемы Эйлера [113], поскольку этот метод не требует больших вычислительных затрат, однако будет необходимо проверить его устойчивость. Вводится шаг по безразмерному времени $\Delta\tau$, расчёт ведётся для конечного количества

безразмерных горизонтальных координат N_z с шагом ΔX , поскольку эта координата входит в алгебраическое уравнение (64). Производная коэффициента охвата пласта воздействием аппроксимируется следующим образом:

$$\frac{dK_{s,j}}{d\tau} = \frac{K_{s,j}^{n+1} - K_{s,j}^n}{\Delta\tau}, \quad (79)$$

где j и n – индексы узлов численной сетки по координате и времени соответственно. Остальные производные аппроксимируются аналогично.

При использовании этой численной схемы уравнение (45) в дискретном виде нелинейно, его решение осуществляется с помощью итерационного метода Ньютона с точностью 1%.

Порядок аппроксимации производной по времени с использованием явной конечно-разностной схемы по методу Эйлера первый [113].

Условие устойчивости численной схемы может быть найдено традиционными методами анализа и имеет вид для размерной модели в предположении о постоянстве температуры пара вдоль ствола скважины:

$$\Delta t \leq \frac{h(mC_o\rho_o(1 - S_{wr}) + (1 - m)C_r\rho_r)}{\alpha_2 + \alpha_1} + \frac{mhS_{wr}\rho_w(l + (C_s - C_w)(T_s - T_o))}{(\alpha_2 + \alpha_1)(T_s - T_o)\left(\frac{\rho_w}{\rho_s} - 1\right)}, \quad (80)$$

где Δt – шаг по времени.

В безразмерном виде это условие записывается в виде:

$$\Delta\tau \leq \frac{2(\theta G_s - G_o)}{(\theta E_s - E_o)(1 + A)}. \quad (81)$$

Следует отметить, что безразмерный и размерный шаги по времени связаны между собой так:

$$\Delta\tau = \frac{Q_s\Delta t}{mV_e\rho_w}. \quad (82)$$

Таким образом, была представлена интегральная модель парогравитационного дренажа, основанная на тепловом и массовом балансах,

не требующая большого объема входной информации, основанная на параметрах, которые несложно определить на практике из исследований породы (керна) и флюидов. Интегральный подход упрощает гидродинамические процессы, происходящие в паровой камере, но позволяет детально описать тепловые потоки, определяющие динамику её развития. Модель была приведена к безразмерному виду, удобному для оценки вклада тех или иных влияющих теплофизических параметров на ход процесса, для общности рекомендаций. В модель введены дополнительные уравнения, позволяющие оценить риск прорыва пара в добывающую скважину. Разработанная математическая модель замкнута.

ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗВИТИЯ ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ И ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОМ ДРЕНАЖЕ

3.1. Асимптотический анализ для определения условий формирования термогидродинамической связи между скважинами

На первой стадии процесса парогравитационного дренажа осуществляется циркуляция пара в нагнетательной и добывающей скважинах. В силу невысоких значений коэффициента температуропроводности [114-116] для быстрого прогрева межскважинной зоны целесообразно использовать классическую схему расположения скважин, в которой нагнетательные скважины расположены прямо над добывающими [117], поскольку в этом случае расстояние от нагнетательной скважины до добывающей наименьшее из возможных среди всех схем расположения скважин. Однако расход вводимого в пласт пара, очевидно, оказывает влияние на инициацию процесса парогравитационного дренажа [118]. Для определения условий формирования термогидродинамической связи между скважинами следует провести асимптотический анализ уравнений разработанной интегральной модели. Устремление времени к нулю позволяет рассматривать стадию инициации процесса, на которой осуществляется циркуляция пара в обеих горизонтальных скважинах и формируется тепловой канал между нагнетательной и добывающей скважинами. При $t \rightarrow 0$ из начальных условий (33) (в безразмерном виде – из (68)) следует, что паровая камера ещё не сформировалась, её объём равен нулю, расходы воды и нефти также нулевые из уравнений (15) и (16) с учётом (19) (в безразмерном виде – из (60) и (61) с учётом (63)). Значение вертикальной координаты верхней угловой точки паровой камеры принимается за максимальное, равное мощности пласта. Тогда, чтобы в левой части уравнения (11) (в безразмерном виде – уравнения (47)) производная объёма по времени была положительной, что означает

увеличение размеров паровой камеры, необходимо, чтобы правая часть тоже была положительной. Поэтому существует критический расход пара

$$Q_{scr} = \frac{2\alpha_1 h(T_s - T_o)}{l}, \quad (83)$$

необходимый для формирования термогидродинамической связи между нагнетательной и добывающей скважинами и успешной инициации процесса SAGD. Расход нагнетаемого пара должен превышать критическое значение. Теплофизически существование критического расхода пара может быть объяснено следующим образом: для формирования тепловой и гидродинамической связей между нагнетательной и добывающей скважинами необходимо, чтобы количество теплоты, закачиваемое с паром, превышало тепловые потери из образующегося теплового канала. В последующие моменты времени активные теплообменные процессы приводят к развитию паровой камеры из этого теплового канала и увеличению её размеров.

В безразмерном виде критический расход пара (83) входит в критическое значение разности $\theta E_s - E_o$ (которая может выступать в качестве единого безразмерного комплекса $N = \theta E_s - E_o$ при данной координате, поскольку температура пара не зависит от времени, согласно введённому распределению температуры (64)):

$$N_{cr} = \frac{1 - D_s + BD_s - F}{(1 - D_s)AZ_{cmax}^2}, \quad (84)$$

где аналогично (83) введена максимальная безразмерная координата верхней угловой точки паровой камеры

$$Z_{cmax} = \sqrt{\frac{h}{c}}. \quad (85)$$

В этом случае значение комплекса N должно быть меньше критического. Это условие эквивалентно размерному условию о превышении расхода пара критического значения, поскольку Q_s входит в знаменатели выражений (48) и (49) для безразмерных комплексов E_s и E_o .

С использованием модельных безразмерных параметров $F=0,146$, $Z_{max}=0,562$, $A=0,33$, $N=0,894$, $B=1,15$, $D_s=0,05$, $D_o=0,85$, $U=0,385$ (близких к значениям для канадских месторождений [74]) при отсутствии неоднородного распределения температуры, значении разности $\theta G_s - G_o = 0,182$ и постоянной безразмерной вязкости $M=5$ можно получить, что $N_{cr}=8,70$ из (84), модельное значение $N=0,894$ меньше критического, что указывает на успешную инициализацию процесса.

В итоге, асимптотический анализ разработанной модели позволяет установить наличие нового параметра – критического расхода пара, необходимого для успешной инициации процесса SAGD и формирования термогидродинамической связи между скважинами.

3.2. Верификация интегральной модели парогравитационного дренажа с помощью экспериментов Чанга и Батлера

После успешной инициации процесса парогравитационного дренажа возможно перейти к основной стадии SAGD. В ходе этой стадии формируется прогретая область – паровая камера, развитие которой определяется тепловыми потерями через её границы и вводимой в пласт с паром теплотой. Особенности развития образующегося теплового поля при условии его треугольной формы могут быть проанализированы с помощью разработанной интегральной модели. Однако любая новая модель требует подтверждения своей достоверности, то есть должна быть верифицирована. Только в этом случае прогноз, который даёт эта модель, будет корректным. Для верификации разработанной модели необходимо провести расчёт с использованием реальных данных, полученных в эксперименте, и сопоставить рассчитанные по модели результаты с фактическими значениями. Целесообразно в качестве опорного эксперимента для проверки корректности модели выбрать данные Чанга и Батлера [26], поскольку эксперименты этих авторов были фундаментальными и позволили впервые установить форму паровой камеры, стадии её роста.

Необходимо учесть, что эти эксперименты проводились на уменьшенной модели пористой среды, следовательно, параметры в модель следует подставлять именно экспериментальные без использования масштабирующих коэффициентов. Количественные результаты в этом случае должны соответствовать результатам экспериментов, хотя и будут на несколько порядков отличаться от значений, наблюдаемых на каком-либо месторождении. При этом качественные выводы из экспериментов Чанга и Батлера [26] будут справедливы и для реального месторождения.

В этих экспериментах [26] использовалась установка, изготовленная из металлического каркаса с окнами из органического стекла для наблюдения за динамикой процесса SAGD. Окна были 35 см в длину, 22 см в высоту, 3 см в толщину. Установка была заполнена моделью пористой среды, насыщенной тяжёлой нефтью месторождения Cold Lake в Канаде [26]. Выбор этого месторождения был обусловлен тем, что оно расположено в районе, где началось опытное применение технологии парогравитационного дренажа, а продуктивные пласты являются битуминозными песками со сверхвысоковязкой нефтью (вязкость нефти более 100 Па·с). Это месторождение было открыто более 100 лет назад, однако в силу столь высокой вязкости нефти не разрабатывалось до 1970-х годов, когда Батлер предложил метод парогравитационного дренажа [23]. Небольшие глубины залегания способствовали успешному применению этой технологии, поскольку в этом случае пар достигает забоя скважины с более высокой температурой, чем для пластов на значительной глубине, что обусловлено тепловыми потерями из ствола скважины в окружающие породы. Тепловые потери в пластах месторождения Cold Lake невелики, что обеспечивается высокими значениями мощности пласта (от 20 м). Однако очень высокая вязкость нефти в пластовых условиях приводит к необходимости закачки пара с большими значениями температуры.

Поскольку имитация процесса SAGD на реальном объекте разработки проводилась с использованием уменьшенной экспериментальной модели, то и

давление закачки пара было меньшим, чем на скважинах месторождения Cold Lake, и составляло 153 кПа. Нагнетаемый пар был насыщенным, его температура равнялась 109°C [26]. 2 отверстия, проделанные на всю толщину установки на вертикальном расстоянии 1 см друг от друга, имитировали нагнетательную и добывающую скважины соответственно. Расстояние от нижней границы экспериментальной установки до ближайшего отверстия составляло 1 см. Стадия инициации процесса не исследовалась в экспериментах, так как в её ходе не формируется паровая камера, а только устанавливается термогидродинамическая связь между нагнетательной и добывающей скважинами. Термометрические датчики и окна из оргстекла позволяли отслеживать поле температур в сечении установки. Изотермы позволяли судить о форме паровой камеры и динамике её развития. Изотерма, соответствующая 109°C, Чангом и Батлером [26] построена не была (рисунок 3), поэтому граница паровой камеры оценивалась по изотерме 100°C, имеющей наиболее высокую температуру из построенных. Несмотря на то что экспериментальная установка соответствовала одному элементу разработки, достижение её границ паровой камерой соответствовало наложению соседних камер. Это происходило при углах раствора паровой камеры больших, чем угол при вершине равнобедренного треугольника с линейным размером основания, равным длине модельной установки.

Начальная температура в установке составляла 20°C, пористость равнялась 39%, вязкость нефти при температуре закачиваемого пара равняется 5 сП [26], что соответствует условиям для месторождения Cold Lake. Вязкости воды и пара взяты из справочных данных [119]. Плотность пара оценена как 1 кг/м³ по уравнению состояния идеального газа при поддерживающихся в экспериментальной установке термобарических условиях. Следует отметить, что в силу небольшого давления, при котором закачивается пар в отверстие, имитирующее скважину, плотность пара в эксперименте (1 кг/м³) существенно меньше, чем обычно в промысловых условиях (около 50 кг/м³). Плотность модельной породы равнялась 2500 кг/м³, нефти – 850 кг/м³ [26]. Плотность

воды 1000 кг/м^3 является справочной величиной [120]. В эксперименте полагается отсутствие связанной водонасыщенности и остаточной нефтенасыщенности. К сожалению, не все теплофизические свойства экспериментальной модели приведены в статье Чанга и Батлера [26]. Поэтому удельная теплоёмкость породы взята по справочным данным [116]. Удельная теплоёмкость пара составляет $4400 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$ [119], воды $4200 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$ [119], удельная теплота парообразования $2,3 \text{ МДж/кг}$ [120], эти величины также взяты из справочников. Удельная теплоёмкость нефти $4500 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$ оценивалась по работе Ли и Чена [54], где представлены теплофизические параметры аналогичной нефти провинции Альберта. В экспериментальной модели тепловые потери были значительно завышены, так как они происходили не только через границы паровой камеры в пористую среду, но и через боковые окна для визуализации процесса. Поэтому коэффициент теплоотдачи в вертикальном направлении должен быть взят для оргстекла [119], кроме того, в тепловой баланс (30) в правую часть уравнения должно быть добавлено ещё одно слагаемое, отвечающее за тепловые потери через боковые окна

$$q_6 = -2\alpha_2 \frac{V}{d} (T_s - T_o). \quad (86)$$

Коэффициент теплопередачи через горизонтальные границы камеры рассчитывался по модели Эдмундса-Петерсона [59]. Небольшая длина отверстий, имитирующих горизонтальные скважины, позволяет считать температуру пара постоянной по всей паровой камере, поэтому и вязкость нефти при температуре пара тоже постоянна.

Поскольку в разработанной интегральной модели введено допущение о постоянном расходе закачиваемого пара, а в эксперименте поддерживалось постоянное давление закачки, а не постоянный расход, который измерялся, то для определения расхода пара управляющим параметром может быть скорость вертикального роста паровой камеры. Наилучшая аппроксимация

экспериментальных данных достигается при удельном расходе пара 2,4 кг/(м·ч).

Все необходимые для расчётов данные из экспериментов Чанга и Батлера [26] приведены в таблице 1.

Таблица 1. Параметры для расчётов по экспериментам Чанга и Батлера [26, 54, 59, 116, 119, 120]

Параметр	Значение
T_o	20°C
T_s	109°C
h	21 см
m	39%
$C_r; C_w; C_s; C_o$	2500 Дж/(кг·К); 4200 Дж/(кг·К); 4400 Дж/(кг·К); 4500 Дж/(кг·К)
$\rho_w; \rho_s; \rho_o; \rho_r$	1000 кг/м ³ ; 1 кг/м ³ ; 850 кг/м ³ ; 2500 кг/м ³
$\mu_o; \mu_w; \mu_s$	5 мПа·с; 0,4 мПа·с; 0,1 мПа·с
$\Delta p_i / \Delta p_p$	0,3
Q_s	2,4 кг/(м·ч)
l	$2,3 \cdot 10^6$ Дж/кг
α_1	0,264 Вт/(м ² ·К)
α_2	0,8 Вт/(м ² ·К)
$d; d_o$	3 см; 1 см
c	35 см

Шаг по времени для расчётов взят 60 с, при котором выполняется условие устойчивости (80). Расчёты велись с помощью разработанной модели (7), (9), (10), (15) – (18), (27), (29) – (32) в размерном виде.

Для построения геометрической формы паровой камеры и отслеживания динамики её развития в модели необходимы следующие параметры как функции от времени: объём паровой камеры, вертикальная координата её верхней угловой точки, вершинный угол паровой камеры. Эти параметры определяют сечение паровой камеры в виде равнобедренного треугольника, согласно введённым в модели допущениям. Сопоставление результатов численных расчётов по разработанной интегральной модели с экспериментальными данными Чанга и Батлера [26] показано на рисунке 9, где также под каждым изображением паровой камеры указан момент времени, которому данное изображение соответствует. На рисунке 9 чёрной линией с цифрой 100 отмечена экспериментальная изотерма, определяющая форму паровой камеры в эксперименте, паровая камера, полученная в результате расчётов по интегральной модели, показана розовым цветом.

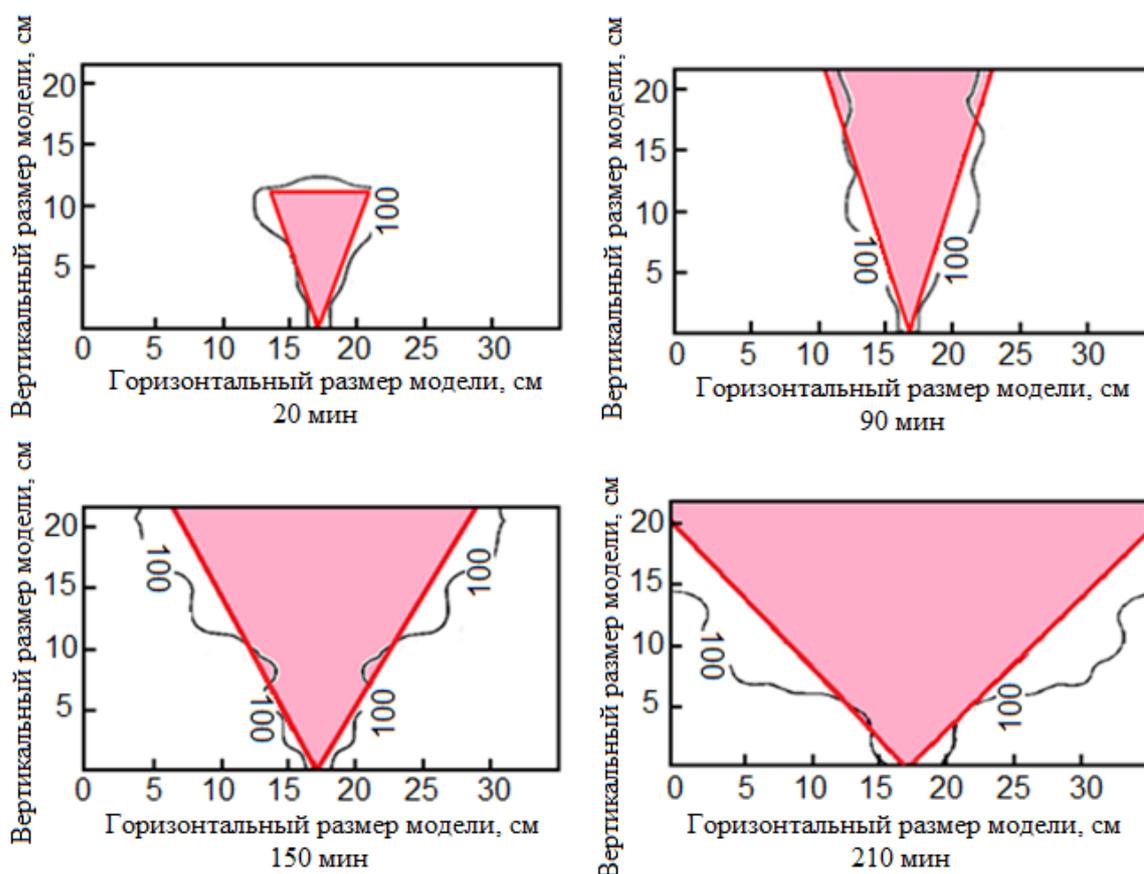


Рисунок 9 – Сопоставление формы паровой камеры, полученной по расчётам с помощью интегральной модели, с экспериментами Чанга и Батлера [26]

Из сопоставления результатов расчётов и экспериментальных данных (рисунок 9) следует, что геометрия камеры с достаточной точностью моделируется треугольной формой практически на всех этапах процесса от роста камеры до её развития в горизонтальном направлении. На первых этапах происходит интенсивный рост паровой камеры в вертикальном направлении практически с постоянным углом 29° , пока камера через 90 мин после начала процесса не достигает кровли пласта. Значение угла по результатам расчётов и из экспериментальных данных совпадает с точностью до 1° , время достижения кровли пласта паровой камерой равно 90 мин и в расчётах, и в эксперименте. Угол раствора паровой камеры быстро достигает значения 29° , поскольку на стадии инициации процесса уже сформирована термогидродинамическая связь между нагнетательной и добывающей скважинами. Интенсивный рост камеры в вертикальном направлении вызван преимущественным распространением пара вверх из-за его меньшей плотности и, следовательно, более интенсивным теплообменом в вертикальном направлении, чем в горизонтальном.

Верхняя граница модели имитирует непроницаемую кровлю пласта, поэтому дальнейшее развитие паровой камеры идёт в горизонтальном направлении. Количество теплоты, содержащееся в паре, идёт на нагрев флюидов и породы, вязкость нефти снижается, скорость фильтрации нефти увеличивается, расширяющаяся камера вовлекает в теплообменные процессы ещё ненагретую нефть из пласта. Часть пара, которая не успевает сконденсироваться, распространяется в горизонтальные стороны, обеспечивая развитие паровой камеры. Вода и нефть стекают к добывающей скважине вследствие гравитационного разделения и перепада давления. Удовлетворительное совпадение модельного сечения паровой камеры с экспериментальным наблюдается и на стадии горизонтального развития паровой камеры, что показывает сопоставление расчётных и реальных данных, полученных через 150 мин после начала процесса.

На последнем этапе сечение паровой камеры достигает границы экспериментальной модели, наблюдается некоторое занижение размеров камеры в расчётных данных по сравнению с экспериментальными. Это несоответствие вызвано увеличением теплопередачи из-за теплообмена через границу экспериментальной модели, что способствует росту паровой камеры в эксперименте. В реальном пласте наблюдается наложение соседних паровых камер, следовательно, этого дополнительного теплообмена нет, камера растёт медленнее.

В целом, результаты расчётов динамики развития паровой камеры и экспериментальные данные сходятся с удовлетворительной точностью, поэтому модель может считаться корректной.

3.3. Особенности развития теплового поля в ходе процесса парогравитационного дренажа

Анализ особенностей развития теплового поля, связанных с применением парогравитационного дренажа, при использовании разработанной интегральной модели может быть проведён на модельном объекте. Благодаря обезразмеренному виду уравнений модели основные качественные рекомендации могут быть обобщены для других объектов разработки.

Прежде чем проводить расчёты с использованием математической модели, необходимо дать теплофизическую характеристику модельного объекта. Очевидно, такой объект должен иметь обобщённые параметры, в целом соответствующие реально распространённым на практике при использовании парогравитационного дренажа. Технология SAGD нередко применяется в Канаде для извлечения тяжёлой нефти и битумов из неглубоких (от 100 м до 1000 м) песчаных пластов. Пластовая температура модельного объекта невысокая и составляет 30°C. Пласт однородный, изотропный, пористость составляет 40%, что характерно для канадских месторождений [74]. Мощность пласта 20 м, он насыщен высоковязкой нефтью, его кровля и

подошва непроницаемы. В пласте для добычи нефти используется метод парогравитационного дренажа, пробурено 3 пары горизонтальных скважин длиной 300 м на равном расстоянии друг от друга, нагнетательные скважины расположены над добывающими на расстоянии 5 м, последние расположены вблизи подошвы пласта. 1 пара скважин приходится на 1 элемент разработки размером 75 м, расчёты будут вестись для средней пары скважин, где наблюдаются все эффекты. Пар закачивается при температуре 110°C, причём температура вдоль ствола скважины распределена равномерно, поскольку скорость закачки пара достаточно велика и составляет 0,490 т/(м·сут.). Известна вязкость разогретой нефти при температуре пара, равная 5 сП. Этого значения достаточно для расчётов, так как температура пара всюду одинакова в рассматриваемом пласте. Плотность песчанистой породы 2500 кг/м³. Удельная теплоёмкость породы невелика и составляет 500 Дж/(кг·К), удельная теплоёмкость нефти 4500 Дж/(кг·К), удельная теплоёмкость воды 4200 Дж/(кг·К) [119], пара 4400 Дж/(кг·К). Это приводит к достаточно быстрому нагреву единицы массы породы в сравнении с нагревом жидких фаз, однако, поскольку масса породы значительно больше массы фаз, скорость нагрева породы, нефти и воды сопоставима. Сравнение произведений плотности на удельную теплоёмкость для породы, нефти, воды и пара, то есть соответствующих объёмных теплоёмкостей, показывает сопоставимость их значений и, следовательно, скоростей нагрева. Более того, скорость нагрева в сравнении со скоростями фильтрации, имеющими небольшой порядок, велика, поэтому, согласно введённым допущениям, температура содержимого паровой камеры равна температуре закачиваемого пара, нагрев происходит мгновенно.

Термобарические условия в пласте таковы, что плотность воды составляет 1000 кг/м³, плотность пара 50 кг/м³, плотность нефти 850 кг/м³, вязкость воды 1 сП, вязкость пара 0,164 сП, удельная теплота парообразования 2,3 МДж/кг [120]. Высокое в сравнении с нормальными условиями значение плотности пара обусловлено большими давлениями в пласте. Режим работы

скважин таков, что отношение репрессии на нагнетательной скважине к депрессии на добывающей равно 0,23. Коэффициент теплоотдачи из паровой камеры в вертикальном направлении 0,8 Вт/(м²·К), в горизонтальном 0,264 Вт/(м²·К) в соответствии с моделью Эдмундса и Петерсона [59]. Связанная водонасыщенность 20%, остаточная нефтенасыщенность 30%. Все данные по модельному пласту обобщены в таблице 2.

Таблица 2. Параметры модельного пласта [59, 119, 120]

Параметр	Значение
T_o	30°C
T_s	110°C
h	20 м
m	40%
$C_r; C_w; C_s; C_o$	500 Дж/(кг·К); 4200 Дж/(кг·К); 4400 Дж/(кг·К); 4500 Дж/(кг·К)
$\rho_w; \rho_s; \rho_o; \rho_r$	1000 кг/м ³ ; 50 кг/м ³ ; 850 кг/м ³ ; 2500 кг/м ³
$\mu_o; \mu_w; \mu_s$	5 мПа·с; 1 мПа·с; 0,164 мПа·с
$\Delta p_i / \Delta p_p$	0,23
Q_s	0,490 т/(м·сут.)
l	$2,3 \cdot 10^6$ Дж/кг
α_1	0,264 Вт/(м ² ·К)
α_2	0,8 Вт/(м ² ·К)
$d; d_o$	300 м; 5 м
S_{wr}	20%
S_{or}	30%
c	75 м

Прежде, чем рассчитывать основную стадию процесса парогравитационного дренажа, необходимо оценить, будет ли инициация процесса успешной. Для этого следует рассчитать критический расход пара (83) и сравнить его с расходом закачиваемого пара из таблицы 2. В этом случае $Q_{scr} \approx 0,0317$ т/(м·сут.), что существенно меньше расхода закачиваемого пара. Процесс SAGD успешно иницируется, термогидродинамическая связь между нагнетательной и добывающей скважинами формируется.

Расчёт безразмерных расходов нефти и воды с помощью интегральной модели (17), (18), (45), (47), (57) – (61), (63) – (65) при начальных условиях (68) позволяет отследить динамику дебитов нефти и воды (рисунок 10). Безразмерный расход нефти, возрастая в первые моменты времени из-за активного притока нефти в быстро расширяющуюся паровую камеру, достигает некоторого максимума и затем, вследствие замедления развития паровой камеры и роста тепловых потерь и, в дальнейшем, прекращения её роста, снижается до нуля. Это снижение безразмерного расхода нефти до нуля может быть также получено и из асимптотического анализа интегральной модели при устремлении времени к бесконечности $t \rightarrow \infty$. Безразмерный расход воды постепенно возрастает от 0 до 1, что означает равенство расходов воды и пара и полную конденсацию пара.

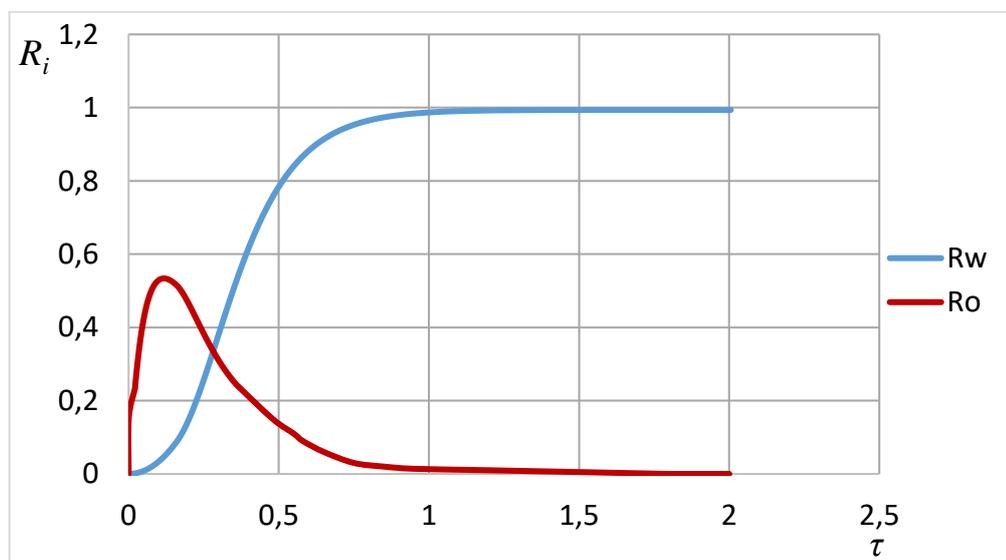


Рисунок 10 – Динамика безразмерных расходов воды и нефти ($i=w, o$)

Важными технологическими показателями процесса SAGD являются коэффициент охвата пласта воздействием (34), паронефтяное отношение (39) и обводнённость продукции, показывающая долю воды в двухфазном добываемом флюиде:

$$W = \frac{Q_w}{\rho_w \left(\frac{Q_w}{\rho_w} + \frac{Q_o}{\rho_o} \right)} = \frac{R_w}{\left(R_w + \frac{R_o}{D_o} \right)}. \quad (87)$$

Присутствие плотностей фаз в формуле (87) обусловлено тем, что в формуле для обводнённости подставляются объёмные расходы, а модель содержит массовые.

Шаг по времени здесь и далее выбран таким, чтобы выполнялось условие устойчивости (80) ((81) для безразмерной модели).

Расчётная динамика указанных технологических параметров приведена на рисунке 11.

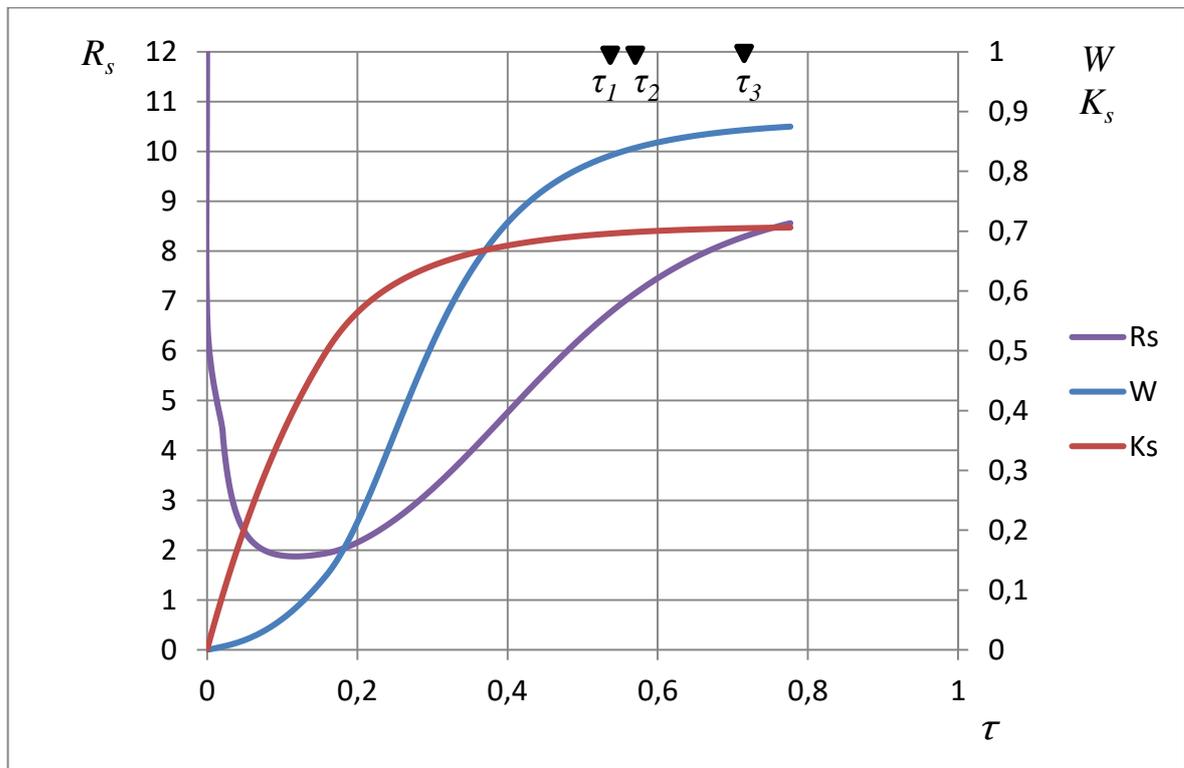


Рисунок 11 – Динамика технологических параметров процесса парогравитационного дренажа

Анализ полученных результатов свидетельствует о постепенном росте размеров паровой камеры и повышении охвата пласта воздействием до тех пор, пока мощность тепловых потерь из паровой камеры не выравнивается с количеством теплоты, закачиваемым в единицу времени в пласт. Можно ввести характерное время стабилизации коэффициента охвата τ_1 – момент времени, при котором относительное изменение коэффициента охвата становится меньше 0,01 %. Паронефтяное отношение после быстрого падения в первые моменты времени, связанного с ростом дебита нефти, начинает возрастать. Превышение паронефтяным отношением некоторого критического значения [18] свидетельствует об окончании рентабельного периода добычи. По оценкам Фарука Али [18], это значение принимается равным 7. Тогда можно ввести время τ_2 превышения паронефтяным отношением критического значения. Обводнённость продукции постепенно возрастает от 0 до 1 (рисунок 11). Для этого параметра можно ввести характерное время стабилизации τ_3 так же, как это было сделано для коэффициента охвата пласта воздействием. Следует отметить, что характерные времена τ_1 и τ_2 имеют сопоставимые значения, меньшие, чем значение τ_3 . Этот факт говорит о более раннем выравнивании мощности тепловых потерь из паровой камеры с количеством теплоты, закачиваемым в единицу времени в пласт, чем окончательное падение дебита нефти и снижение скорости её фильтрации. Значит, в момент окончания разработки из-за резкого роста паронефтяного отношения в паровой камере остаётся ещё некоторое количество нефти, которое можно извлечь, что, однако, оказывается экономически нецелесообразным.

Для оценки влияния различных теплофизических параметров на процесс парогравитационного дренажа следует провести анализ чувствительности модели. Такой анализ позволит дать рекомендации по последующему применению SAGD на реальных месторождениях. Анализ чувствительности проводится с помощью безразмерной модели. Температура вдоль ствола скважины будет считаться постоянной из-за большой скорости закачки пара,

поэтому разность $\theta G_s - G_o$ будет обозначена как безразмерный комплекс G . В качестве базового варианта выбран модельный пласт со значениями параметров $U=0,685$, $N=0,598$, $A=0,33$, $G=0,182$, $F=0,146$, $B=1,15$, $D_s=0,05$, $D_o=0,85$, $Z_{cmax}=0,535$ [121], близких к наблюдаемым на канадских месторождениях [74]. Z_{cmax} , согласно (85), является постоянной величиной – ещё одним безразмерным комплексом подобия. При этих данных значение безразмерного комплекса N меньше критического значения (84), следовательно, расход пара выше критического значения, термогидродинамическая связь между нагнетательной и добывающей скважинами устанавливается. Далее необходимо определить, какие безразмерные комплексы могут изменяться, а какие остаются неизменными.

Все безразмерные комплексы подобия в модели могут быть разбиты на 2 большие группы. К первой группе относятся комплексы A , D_s , D_o , характеризующие свойства породы и флюида и не зависящие от системы разработки и параметров, которые можно было бы изменить при использовании технологии. Так, комплекс A напрямую определяется теплофизическими свойствами породы, D_o – свойствами пластовой нефти. Комплекс D_s зависит от плотности пара, которую можно было бы изменить путём выбора температуры в нагнетательной скважине, однако, поскольку закачивается насыщенный пар, это привело бы и к изменению давления. Более того, температура закачиваемого пара на месторождениях меняется в узких пределах и определяется, главным образом, вязкостью нефти, которую необходимо получить путём нагрева. Поэтому комплексы A , D_s , D_o считаются неизменными при проведении анализа чувствительности.

Вторую большую группу составляют комплексы U , N , G , F , B , Z_{cmax} , зависящие от параметров, являющихся предметом выбора при проектировании технологии SAGD. Эта группа также может быть разделена на ещё две подгруппы: подгруппу комплексов N , G , F , B , зависящую от теплофизических свойств, и подгруппу комплексов U , Z_{cmax} , характеризующую систему разработки. Очевидно, последняя подгруппа

содержит переменные комплексы U , Z_{cmax} , влияние которых на процесс SAGD должно быть исследовано. С другой стороны, среди теплофизических комплексов могут быть те, которые меняются в широких пределах, и те, которые остаются практически неизменными. Как отмечалось выше, температура закачиваемого пара может изменяться в узких пределах, зависящих от необходимой вязкости нагретой нефти, кроме того, при этом изменяется давление насыщенного пара, вследствие чего изменяются удельная теплота парообразования и удельные теплоёмкости веществ. Расчёты показывают, что при изменении давления насыщенного пара от 30 атм до 100 атм безразмерный комплекс B изменяется примерно на 11%, комплекс F – на 0,1, комплекс G – на 0,2. Поэтому эти безразмерные комплексы можно считать примерно постоянными. Тогда в анализе чувствительности будут принимать участие безразмерные комплексы N , U , Z_{cmax} , связанные с системой разработки и отношением теплоты, закачиваемой с паром, к тепловым потерям.

При анализе чувствительности изменялось значение одного безразмерного комплекса, значение остальных комплексов оставалось таким, каким было для основного варианта. Комплекс U изменялся в пределах от 0,385 до 0,985, комплекс N – от 0,411 до 0,785, комплекс Z_{cmax} – от 0,447 до 0,623. Отслеживалось изменение двух важных технологических показателей разработки: времени экономически эффективной разработки τ_r , определяемом как время τ_2 превышения паронефтяным отношением критического значения 7 , и коэффициента охвата пласта воздействием K_s в этот момент времени τ_r .

Результаты анализа чувствительности технологических показателей от выбранных безразмерных комплексов приведены на рисунке 12. Символом «+» отмечено положительное изменение τ_r и K_s в результате увеличения или уменьшения рассматриваемого безразмерного комплекса подобия (подписанного над осью) от среднего значения, указанного под осью, до предельного (наибольшего или наименьшего значения в зависимости от направления изменения). В процентах указано изменение τ_r и K_s .

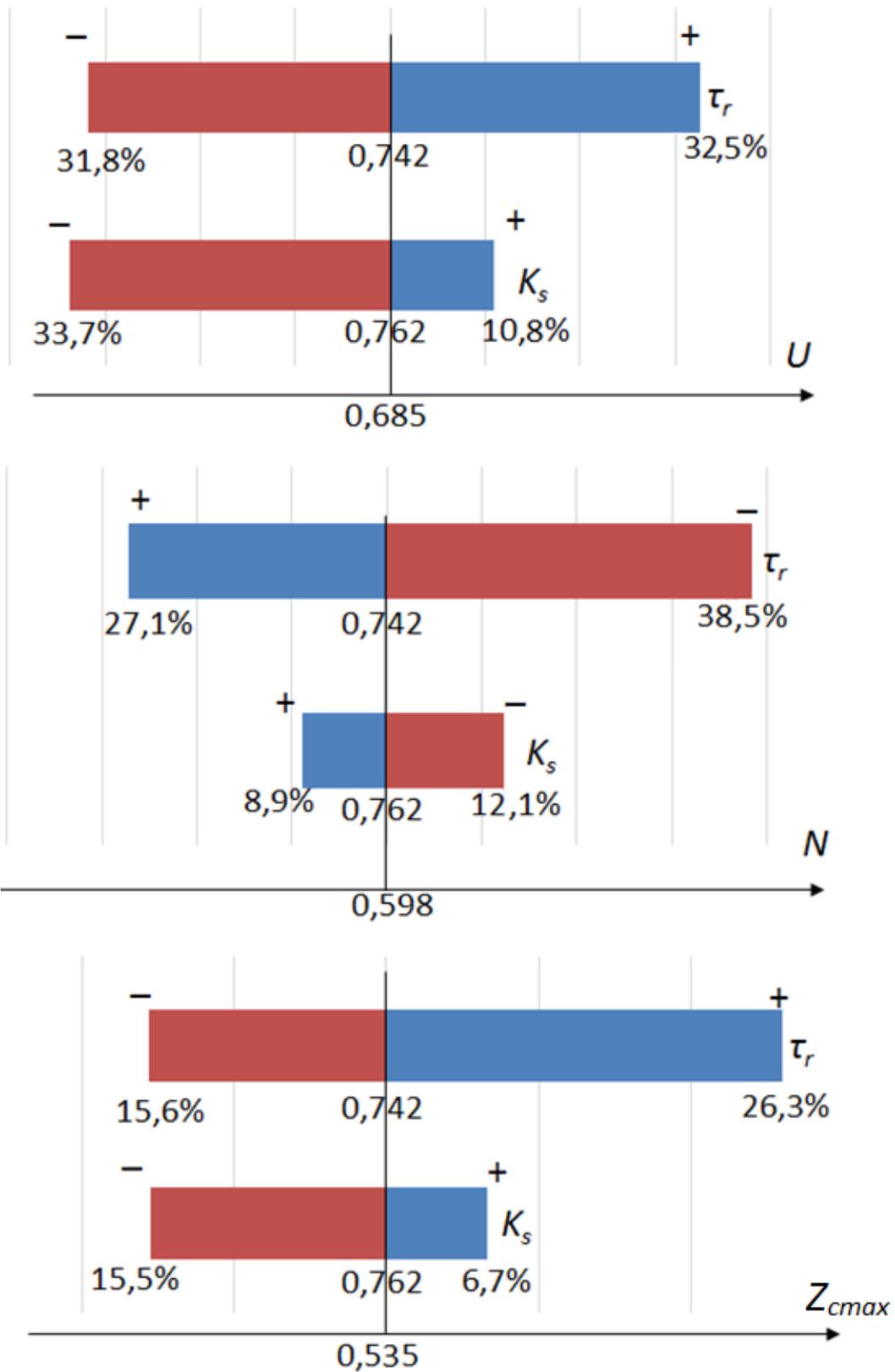


Рисунок 12 – Анализ чувствительности модели

Анализ чувствительности показывает (рисунок 12), что при небольшом уменьшении безразмерного комплекса U существенно снижаются коэффициент охвата пласта воздействием и время экономически эффективной разработки. Это связано со снижением депрессии на пласт. С другой стороны, аналогичное увеличение U увеличивает K_s только на 10,8%, хотя время рентабельной разработки с точки зрения паронефтяного отношения увеличивается более чем на 30%. Таким образом, параметры нагнетательной и добывающей скважины, характеризующиеся комплексом U , влияют, в первую очередь, на паронефтяное отношение и, следовательно, время экономически эффективной разработки τ_r , и в меньшей степени – на коэффициент охвата пласта воздействием. Объяснение этому факту заключается в том, что паронефтяное отношение является отношением расходов пара и нефти, на которые оказывают непосредственное влияние параметры нагнетательной и добывающей скважины, а коэффициент охвата пласта воздействием зависит ещё и от соотношения тепловых потерь и закачиваемой теплоты.

При увеличении безразмерного комплекса N возрастают тепловые потери, поэтому охват пласта уменьшается. Из-за этого снижается приток нефти, паронефтяное отношение возрастает и ограничивает время эффективной добычи. Следует отметить, что эффекты увеличения и уменьшения рассматриваемых технологических показателей в зависимости от уменьшения или увеличения значения безразмерного комплекса N сопоставимы. Увеличить охват пласта воздействием можно путём закачки большего количества теплоты с паром в единицу времени, тогда значение комплекса N уменьшится. Уменьшение температуры закачиваемого пара с целью снижения тепловых потерь малоэффективно: это приведёт к увеличению вязкости нагретой нефти и снижению скорости её притока.

Возрастание значения комплекса $Z_{сmax}$ влияет, в первую очередь, на длительность эффективной разработки. На коэффициент охвата пласта воздействием этот комплекс влияет в меньшей степени. Объяснение этому

факту заключается в том, что комплекс Z_{cmax} характеризует систему разработки, как и комплекс U , поэтому Z_{cmax} влияет на технологические параметры аналогично U . Кроме того, повышение охвата пласта воздействием в случае Z_{cmax} связано со сближением пар скважин и уменьшением элемента разработки.

Таким образом, из анализа чувствительности модели можно выделить следующие рекомендации по применению парогравитационного дренажа на реальном месторождении: необходимо увеличивать депрессию на пласт, закачивать больше пара при его прежней температуре и сближать пары скважин.

3.4. Последняя стадия процесса: определение условий динамического теплового равновесия

Закачка пара с расходом, близким к критическому, не означает бесконечное развитие паровой камеры. С одной стороны, закачка пара с небольшим расходом позволяет снизить затраты на производство теплоносителя, однако в этом случае теплота, закачиваемая в единицу времени вместе с паром, будет также небольшой. Физический анализ показывает, что развитие паровой камеры должно прекратиться, когда мощность тепловых потерь, всё время возрастающих в процессе роста паровой камеры из-за увеличения площади поверхности теплообмена, становится равной закачиваемой в единицу времени теплоте. Наступает динамическое равновесия тепла, вводимого в пласт, и тепловых потерь из паровой камеры. Поэтому должен существовать некоторый максимальный объём паровой камеры (максимальный коэффициент охвата пласта воздействием K_{smax}), характеризующий указанное динамическое равновесие. Чтобы определить выражение для K_{smax} , следует провести асимптотический анализ теплового баланса (47) безразмерной модели в стационарном состоянии (при устремлении времени к бесконечности $t \rightarrow \infty$). В этом случае производные функций по времени равны 0, из уравнения (58) безразмерный расход нефти

равен 0, расход воды из (57) стремится к 1, то есть размерный дебит воды равен расходу закачиваемого пара, весь пар конденсируется и добывается в виде воды. Тогда из (47) максимальный коэффициент охвата пласта воздействием

$$K_{smax} = \frac{\frac{1-F}{N} - A\sqrt{\left(\frac{1-F}{N}\right)^2 + Z_{cmax}^4 - A^2 Z_{cmax}^4}}{1 - A^2}, \quad (88)$$

поскольку другой корень получившегося квадратного уравнения не имеет физического смысла (коэффициент охвата пласта воздействием меняется от 0 до 1).

С использованием модельных безразмерных параметров $F=0,146$, $Z_{cmax}=0,562$, $A=0,33$, $N=0,894$, $B=1,15$, $D_s=0,05$, $D_o=0,85$, $U=0,385$ (близких к значениям для канадских месторождений [74], причём для этих параметров успешность инициации процесса проверена ранее в данной главе) при отсутствии неоднородного распределения температуры, значении разности $\theta G_s - G_o = 0,182$ и постоянной безразмерной вязкости $M=5$ можно получить, что максимальный коэффициент охвата пласта воздействием равен 0,71 из аналитической формулы (88). Для численных расчётов по явной конечно-разностной схеме Эйлера с использованием этих же параметров был выбран шаг по времени 0,001, удовлетворяющий условию устойчивости (81), получено значение $K_{smax}=0,71$, что согласуется со значением, полученным по формуле (88), и свидетельствует о сходимости численного и аналитического решений.

Таким образом, путём асимптотического анализа установлено наличие максимального коэффициента охвата пласта воздействием, указывающее на наступление динамического равновесия тепла, вводимого в пласт, и тепловых потерь из паровой камеры, причём значение, полученное с помощью численных расчётов, сходится со значением, рассчитанным аналитически.

3.5. Оптимизация развития теплового поля для получения максимального коэффициента извлечения нефти

На завершающей стадии процесса парогравитационного дренажа при высоких значениях расхода вводимого в пласт пара, как уже отмечалось, наблюдается интерференция соседних паровых камер, между которыми происходит теплообмен. При более низких значениях расхода пара динамическое равновесие между теплом, вводимым в пласт, и тепловыми потерями наступает раньше, коэффициент охвата пласта, согласно (88), будет меньше, соседние паровые камеры не будут взаимодействовать. Для наиболее эффективного применения процесса парогравитационного дренажа на практике следует проанализировать, какое развитие теплового поля приводит к наилучшим технологическим показателям, для чего следует провести оптимизацию процесса. Одним из наиболее важных технологических показателей SAGD является коэффициент извлечения нефти (КИН).

Коэффициент извлечения нефти является отношением объёма нефти, извлечённого из пласта, к первоначальным запасам нефти. По КИН эксперты судят об эффективности и целесообразности разработки месторождения, для тепловых методов увеличения нефтеотдачи конечный КИН обычно составляет от 30%.

Текущий КИН в размерной модели вычисляется по формуле:

$$K_r = \frac{Q_{oc}}{\rho_o h c d m (1 - S_{wr})}, \quad (89)$$

где накопленная добыча нефти на текущий момент времени t_1 может быть вычислена по формуле

$$Q_{oc} = \int_0^{t_1} Q_o \cdot d \cdot dt, \quad (90)$$

где множителем стоит длина горизонтальной скважины d , поскольку Q_o – удельный расход нефти.

В дискретном виде формула (90) записывается на n -ом расчётном шаге:

$$Q_{oc(n)} = \sum_{k=1}^n Q_{o(k)} \Delta t, \quad (91)$$

где индекс суммирования k означает номер одного из ранее посчитанных шагов, $Q_{o(k)}$ – массовый расход нефти на k -том шаге.

Обезразмеривание формулы (89) с учётом (90) и (91) проводится с использованием безразмерных переменных (35), (37) и формул (55), (56), (82):

$$K_r = \frac{R_{oc}}{D_o(1 - S_{wr})}, \quad (92)$$

где безразмерная накопленная добыча нефти на n -ом расчётном шаге

$$R_{oc(n)} = \sum_{k=1}^n R_{o(k)} \Delta \tau, \quad (93)$$

где $R_{o(k)}$ – безразмерный расход нефти на k -том шаге.

Следует рассмотреть, что влияет на КИН за экономически эффективный период разработки месторождения, определяемый по превышению паронефтяным отношением критического значения. Физические рассуждения показывают, что при большом удалении пар скважин друг от друга паровые камеры не накладываются друг на друга, сохраняя треугольную форму, интерференция тепловых полей не наблюдается, коэффициент охвата пласта невысок и определяется выравниванием мощности тепловых потерь с теплотой, закачиваемой с паром в единицу времени. Когда расстояние между скважинами равно c_1 , объём элемента разработки V_{e1} , нефтенасыщенность в паровой камере S_{o1} , соседние паровые камеры имеют одну общую точку (рисунок 13), но не накладываются друг на друга, коэффициент охвата пласта воздействием $K_{s1}=0,5$. При сближении пар скважин до расстояния между ними c_2 объём элемента разработки также уменьшается до V_{e2} , тогда, при сохранении прежнего расхода нагнетаемого пара, в пласт будет поступать в единицу времени большее количество теплоты, следовательно, паровые камеры будут накладываться друг на друга, будет происходить интерференция тепловых полей, коэффициент охвата пласта воздействием повысится до K_{s2}

(рисунок 13). Однако нефтенасыщенность при сближении скважин S_{o2} останется равной исходной нефтенасыщенности S_{o1} , но при этом уменьшается объём элемента разработки, поэтому паронефтяное отношение раньше превысит критическое значение, поскольку в пласт закачивается слишком большое количество теплоты для такого объёма элемента разработки. Конкуренция повышения охвата пласта воздействием и уменьшения объёма элемента разработки при сближении скважин обосновывает наличие максимального КИН при некотором расстоянии между парами скважин, которое является оптимальным.

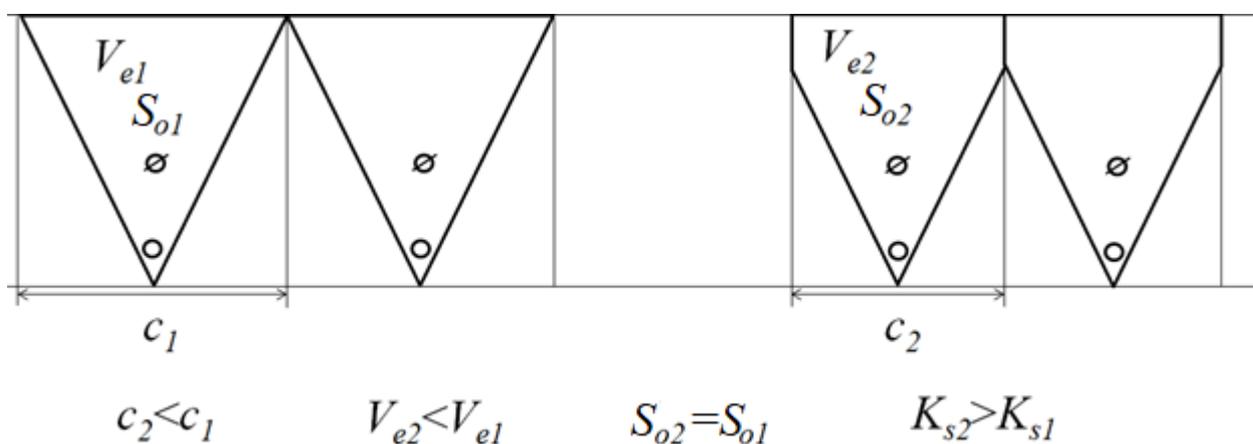


Рисунок 13 – Влияние системы разработки на охват пласта воздействием

Расчёты зависимости коэффициента извлечения нефти за эффективный период разработки K_{rr} , ограниченного по значению паронефтяного отношения $R_s=7$, от расстояния между парами скважин при использовании модельных данных из таблицы 2 (за исключением расстояния между парами скважин, являющегося переменным в рассматриваемом случае) подтверждают наличие максимума коэффициента извлечения нефти (рисунок 14).

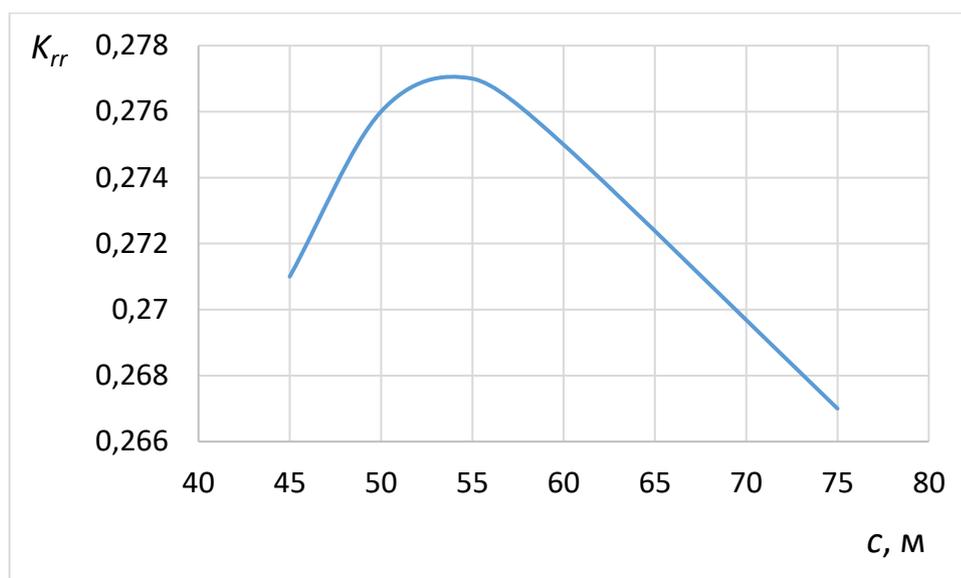


Рисунок 14 – Зависимость коэффициента извлечения нефти за эффективный период разработки от расстояния между парами скважин

Анализ полученной зависимости КИН от расстояния между парами скважин показывает, что оптимальное расстояние между парами скважин составляет около 53 м, при этом достигается конечный коэффициент извлечения нефти 27,7%.

На последней стадии процесса парогравитационного дренажа, когда развитие паровой камеры прекратилось, наблюдается резкий рост паронефтяного отношения, что ограничивает время экономически эффективной разработки. Существуют предложения по уплотнению системы разработки на этой стадии для довытеснения нефти [122], однако это решение требует экономических затрат по строительству скважин. Поэтому, чтобы разрабатывать месторождение дольше, можно осуществлять закачку воды с пластовой температурой для вытеснения нефти вместо закачки пара [123]. Очевидно, при длительной закачке воды паровая камера будет остывать и уменьшаться в размерах из-за тепловых потерь, однако нагнетаемая вода также будет содержать в себе некоторое количество теплоты, что замедлит остывание паровой камеры. Более того, закачка такой воды дешевле, чем

закачка горячего пара, поэтому ограничение по паронефтяному отношению не будет влиять на дальнейшую разработку месторождения.

Поэтому следует провести оценочный расчёт по переходу с закачки пара на закачку воды в пласт, разрабатываемый с помощью SAGD, чтобы проанализировать изменение коэффициента извлечения нефти. Необходимо учесть, что вода имеет большую вязкость, чем пар, поэтому закачка воды будет происходить с меньшим расходом Q_{win} , который связан с исходным расходом пара с учётом соотношения вязкостей:

$$Q_{win} = \frac{Q_s \mu_s}{\mu_w}. \quad (94)$$

Расчёты будут проводиться с помощью системы уравнений (7), (9), (10), (15) – (18), (27), (29) – (32) в размерном виде в предположении о постоянной температуре вдоль ствола горизонтальной скважины из-за большой скорости закачки пара на основной стадии процесса парогравитационного дренажа. Все необходимые для расчётов модельные данные, близкие к наблюдаемым на канадских месторождениях [74], приведены в таблице 3. Расход пара при этом выше критического значения 0,018 т/(м·сут.), определяемого формулой (83), процесс SAGD успешно иницируется. В некоторый заданный момент времени закачка пара прекращается, производится переход на закачку воды с расходом, вычисляемым по формуле (94). В этом случае в законе сохранения массы пара (8) полагается, что массовый расход пара равен 0, в массовый баланс для воды (7) добавляется слагаемое Q_{win} , в тепловом балансе (30) слагаемое $Q_s l$, характеризующее теплоту, закачиваемую с паром в единицу времени, меняется на слагаемое $Q_{win} C_w (T_o - T_s)$, показывающее тепловую энергию закачиваемой воды. Поскольку $T_o < T_s$, то данное слагаемое отрицательно.

Таблица 3. Параметры для расчётов по переходу с закачки пара на закачку воды

Параметр	Значение
T_o	30°C
T_s	110°C
h	30 м
m	40%
$C_r; C_w; C_s; C_o$	450 Дж/(кг·К); 4200 Дж/(кг·К); 4400 Дж/(кг·К); 4500 Дж/(кг·К)
$\rho_w; \rho_s; \rho_o; \rho_r$	1000 кг/м ³ ; 114 кг/м ³ ; 850 кг/м ³ ; 2500 кг/м ³
$\mu_o; \mu_w; \mu_s$	1 мПа·с; 1 мПа·с; 0,164 мПа·с
$\Delta p_i / \Delta p_p$	0,3
Q_s	0,605 т/(м·сут.)
l	$2,3 \cdot 10^6$ Дж/кг
α_1	0,1 Вт/(м ² ·К)
α_2	0,3 Вт/(м ² ·К)
$d; d_o$	100 м; 5 м
c	105 м
S_{wr}	20%
S_{or}	30%

Результаты расчётов динамики коэффициента извлечения нефти K_r при переходе на закачку воды через 500 сут., 750 сут., 1000 сут., 1125 сут., 1250 сут. приведены на рисунке 15. Для сравнения показан также вариант без перехода на закачку воды (подписанный как «только пар»).

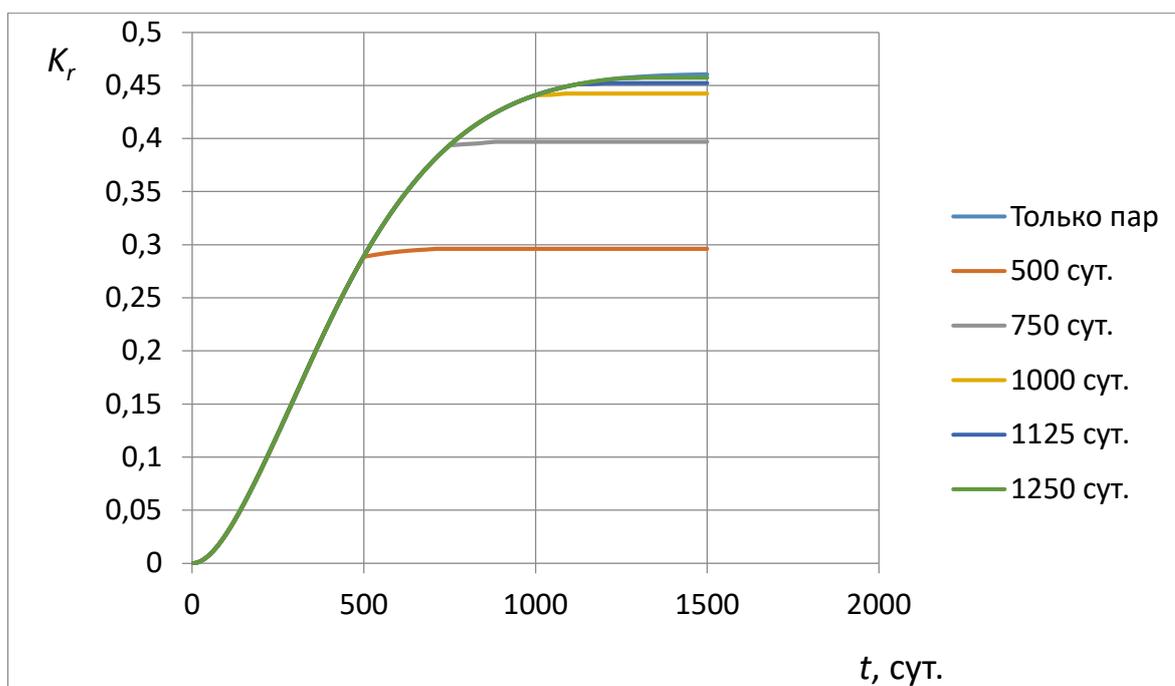


Рисунок 15 – Динамика коэффициента извлечения нефти при различных временах перехода на закачку воды

Анализ полученной динамики коэффициента извлечения нефти показывает, что максимальный КИН остаётся на прежнем уровне при переходе на закачку воды через 1250 сут. Для остальных вариантов наблюдается следующая тенденция: чем раньше происходит переход на закачку воды, тем сильнее остывает паровая камера и тем больше падает конечный КИН. Поэтому переход на закачку воды целесообразно проводить только при достижении паронефтяным отношением критического значения на поздних стадиях разработки с целью довытеснения нефти.

Таким образом, разработанная интегральная модель SAGD описывает эффекты на всех стадиях процесса. Асимптотический анализ модели позволил определить минимальный критический расход пара, необходимый для формирования термогидродинамической связи между скважинами, и максимальный коэффициент охвата пласта воздействием. Показано, что времена стабилизации коэффициента охвата пласта воздействием, обводнённости продукции и время резкого роста паронефтяного отношения не совпадают между собой. Путём анализа чувствительности модели выделены

безразмерные комплексы подобия, оказывающие наибольшее влияние на процесс парогравитационного дренажа. Эти комплексы связаны с отношением тепловых потерь к закачиваемой теплоте и системой разработки. Отмечено, что переход на закачку воды позволяет продолжить эффективную разработку месторождения, однако он должен быть осуществлён на последней стадии разработки, чтобы коэффициент извлечения нефти не снизился относительно прогнозного. При планировании процесса парогравитационного дренажа сначала необходимо подобрать расход пара выше критического, определяемого формулой (83), чтобы сформировалась термогидродинамическая связь между скважинами. Далее следует подобрать расстояние между скважинами, при котором взаимодействие тепловых полей оптимально с точки зрения максимизации коэффициента извлечения нефти. Затем оценить максимальный коэффициент извлечения нефти при выбранных параметрах и провести прогнозный расчёт. При необходимости скорректировать выбранные теплофизические параметры пара и систему разработки. В случае резкого роста паронефтяного отношения осуществить переход на закачку воды в момент превышения паронефтяным отношением критического значения.

ГЛАВА 4. ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА НА ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ

4.1. Развитие теплового поля и динамика паронефтяного отношения на месторождении Senlac

В предыдущей главе была проведена верификация разработанной интегральной модели парогравитационного дренажа с использованием данных из экспериментов Чанга и Батлера. Однако достоверной модель будет в том случае, если будет проведено сопоставление расчётных данных с промысловыми данными, полученными на реальном месторождении. Целесообразно в качестве такого объекта выбрать один из пластов месторождения Senlac, поскольку в работе Деламаиде [74] имеется достаточный объём параметров этого пласта и набор промысловых данных. Месторождение Senlac было одним из первых в провинции Саскачеван в Канаде, на котором стал применяться метод парогравитационного дренажа. Разработка месторождения этим методом началась в 1995 году. Месторождение было открыто в 1968 году, находится на границе провинций Саскачеван и Альберта в Канаде, залегает на небольшой глубине 750 м, пластовая температура невысокая (29°C), вязкость нефти в таких условиях составляет около 5 Па·с, плотность нефти 960 кг/м³ [74]. Указанные значения привели к необходимости разработки месторождения тепловыми методами, без которых начавшаяся в 1975 году пилотная разработка месторождения была нерентабельной. Небольшая глубина залегания месторождения и успешный опыт применения технологии SAGD на канадских месторождениях обусловили выбор этого метода для разработки месторождения Senlac. В 1995–1996 годах в выбранном пласте месторождения Senlac мощностью 12,8 м и пористостью 40% было пробурено 4 пары горизонтальных скважин на расстоянии 82,4 м между этими парами [74]. Длина каждой скважины составляла 500 м, расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами в каждой паре составляло 5 м [74]. Закачка пара осуществлялась

при температуре 224°C [74], эта температура считается одинаковой всюду по стволу скважины.

К сожалению, ряд данных теплофизических параметров по данному пласту не приведён в работе Деламаиде [74]. Поэтому удельная теплоёмкость нефти оценивалась по работе Ли и Чена [54], где представлены теплофизические параметры похожей нефти с соседних месторождений канадской провинции Альберта. Удельная теплоёмкость породы взята из справочных данных [116]. Плотность породы оценена по работе Кешаварза и его соавторов [43], где имеются данные по песчанистой породе месторождений Западной Канады. Удельная теплоёмкость пара составляет 4400 Дж/(кг·К) [119], воды 4200 Дж/(кг·К) [119], удельная теплота парообразования 2,3 МДж/кг [120], эти величины являются справочными данными. Плотность воды 1000 кг/м³, плотность пара 50 кг/м³ [120]. Значение удельной теплоёмкости нефти 4500 Дж/(кг·К) [54], плотность нефти 960 кг/м³ [74], что сопоставимо со значениями этих параметров для воды, поэтому единица объёма нефти нагревается со скоростью, сопоставимой со скоростью нагрева единицы объёма воды. Вязкость нефти при температуре пара оценивалась по корреляциям для нефти сопоставимой вязкости из работы Хоу и его соавторов [124]. Вязкости воды и пара взяты из справочных данных [119]. Коэффициент теплоотдачи из паровой камеры в вертикальном направлении оценён как 0,5 Вт/(м²·К) по данным Чекалюка [116], исследовавшего процесс вертикального теплообмена в насыщенной пористой среде. Коэффициент теплоотдачи в горизонтальном направлении рассчитан по модели Эдмундса и Петерсона [59] и составляет 1/3 от коэффициента теплоотдачи в вертикальном направлении в силу преимущественного распространения пара вверх по паровой камере из-за его более низкой плотности, чем у жидких фаз. Концевые точки относительных фазовых проницаемостей взяты из работы Уоллса, Палмгрена и Кисмана [125], где приведены исследования этих параметров для канадских месторождений, на

которых применяется метод парогравитационного дренажа. Все данные по выбранному пласту месторождения Senlac приведены в таблице 4.

Таблица 4. Параметры выбранного пласта месторождения Senlac [43, 54, 59, 74, 116, 119, 120, 124, 125]

Параметр	Значение
T_o	29°C
T_s	224°C
h	12,8 м
m	40%
$C_r; C_w; C_s; C_o$	2500 Дж/(кг·К); 4200 Дж/(кг·К); 4400 Дж/(кг·К); 4500 Дж/(кг·К)
$\rho_w; \rho_s; \rho_o; \rho_r$	1000 кг/м ³ ; 50 кг/м ³ ; 960 кг/м ³ ; 2500 кг/м ³
$\mu_o; \mu_w; \mu_s$	2,4 мПа·с; 0,2 мПа·с; 0,164 мПа·с
$\Delta p_i / \Delta p_p$	0,11
l	$2,3 \cdot 10^6$ Дж/кг
α_1	0,165 Вт/(м ² ·К)
α_2	0,5 Вт/(м ² ·К)
$d; d_o$	500 м; 5 м
S_{wr}	15%
S_{or}	20%
c	82,4 м

По месторождению Senlac имеются данные по динамике коэффициента извлечения нефти и паронефтяному отношению – двум наиболее важным технологическим показателям применения парогравитационного дренажа. Как уже отмечалось выше, паронефтяное отношение определяет теплофизическую эффективность процесса SAGD, кроме того, оно определяет

экономическую эффективность процесса, поскольку на производство пара необходимо затратить денежные средства, которые должны окупиться прибылью от добычи нефти. Коэффициент извлечения нефти определяет целесообразность разработки месторождения.

Шаг по времени для численных расчётов выбирался таким, чтобы выполнялось условие устойчивости (81).

Данные по расходу пара на месторождении Senlac в статье Деламаиде [74] не приведены, поэтому настройка этого параметра осуществлялась методом материального баланса. В итоге значение удельного расхода пара принято равным $0,147 \text{ т/(м}\cdot\text{сут.)}$, что выше критического значения $0,0309 \text{ т/(м}\cdot\text{сут.)}$, необходимого для успешной инициации процесса SAGD, рассчитанного по формуле (83).

Сопоставление расчётной динамики коэффициента извлечения нефти и паронефтяного отношения и промысловых данных по месторождению Senlac [74] приведено на рисунке 16. Анализ результатов показывает удовлетворительное совпадение расчётной динамики КИН и промысловых данных. Максимальное значение коэффициента извлечения нефти за анализируемый период составляет $0,34$ по модельным данным и $0,33$ по данным с месторождения Senlac. Однако расчётные значения паронефтяного отношения несколько ниже по сравнению с фактическими, поскольку в модели принято допущение о постоянном расходе пара, в то время как на месторождении расход пара был переменным. Удовлетворительное соответствие модельной динамики КИН с фактом позволяет судить о верификации модели и её корректности. Значения КИН выше 30% по выбранному пласту месторождения Senlac свидетельствуют об успешности применения метода парогравитационного дренажа.

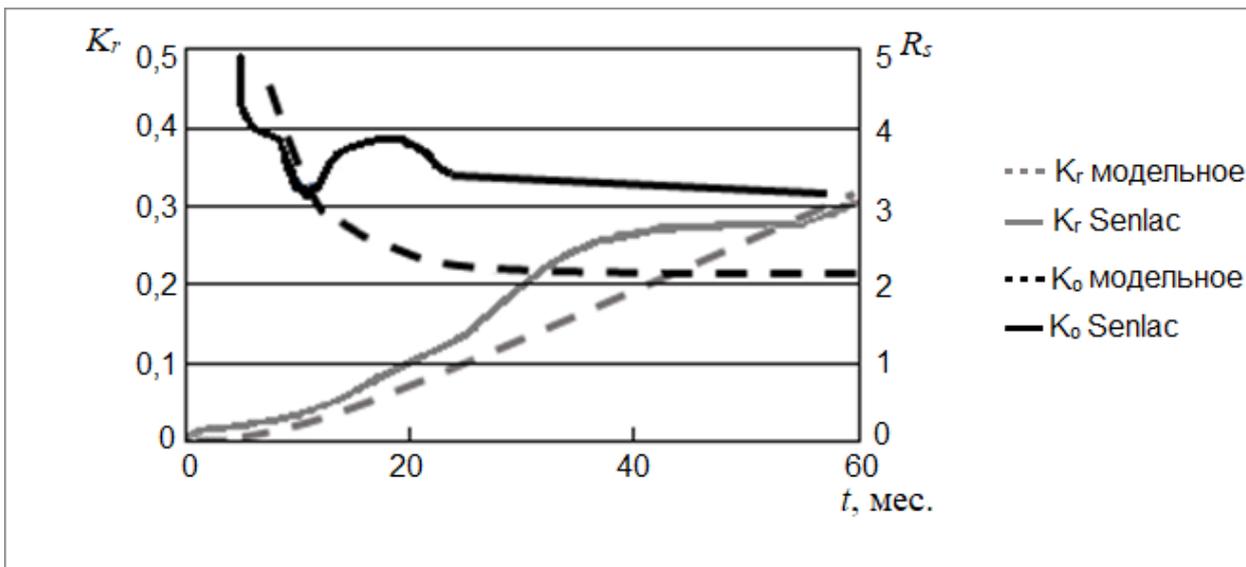


Рисунок 16 – Сопоставление модельных и промысловых технологических показателей по месторождению Senlac [74]

Следует отметить, что разработка этого пласта месторождения Senlac характеризуется невысокими значениями паронефтяного отношения (от 2 до 5) в течение длительного промежутка времени (60 мес.). Значит, в пласте происходит активный теплообмен, интенсивный рост паровой камеры и вытеснение нефти из вовлекаемых в эту камеру областей при относительно невысоких значениях расхода пара и закачиваемой в пласт теплоты, что свидетельствует об эффективности теплового воздействия.

4.2. Динамика границы области жидких фаз и оценка риска прорыва пара в добывающую скважину для месторождения Celtic

Практическое применение разработанной интегральной модели парогравитационного дренажа может быть осуществлено для прогноза применения технологии SAGD на реальных объектах разработки. Это также позволит дать рекомендации по применению этой технологии на практике.

Выше было отмечено, что одной из основных проблем при использовании SAGD является риск прорыва пара в добывающую скважину.

Для этого риска Янгом и его соавторами [63] был выбран один из пластов месторождения Celtic в Канаде, на котором с 1996 года успешно используется метод парогравитационного дренажа [126]. По данным Янга и его соавторов [63], размер элемента разработки составляет 100 м, на этот элемент приходится 1 пара горизонтальных скважин длиной 400 м, расстояние от добывающей скважины до нагнетательной по вертикали составляет 5 м. Пласт песчанистый с плотностью породы 2500 кг/м^3 , пористость 33%, мощность пласта 20 м. Начальная пластовая температура имеет низкое (в сравнении со многими российскими месторождениями) значение 21°C , что обеспечивает высокую начальную вязкость нефти [63]. Поэтому для эффективного снижения вязкости нефти пар закачивается со средним удельным расходом $0,0497 \text{ т/(м}\cdot\text{сут.)}$ при температуре 240°C (одинаковой по стволу скважины), вязкость нагретой нефти падает до $2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ [63], что позволяет ей активно фильтроваться в пласте. Справочные данные показывают, что давление насыщенного пара в этом случае составляет порядка 34 МПа , вязкость воды $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, вязкость пара $0,164 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ [119]. Плотность воды 1000 кг/м^3 , плотность пара оценивается из уравнения состояния идеального газа и составляет при данных термобарических условиях 14 кг/м^3 . Для пластовых условий значение плотности пара невелико, что обусловлено высокой температурой пара и низким давлением его закачки. Плотность нефти 850 кг/м^3 [26].

Удельная теплота парообразования $2,3 \text{ МДж/кг}$ [120]. По данным Янга и его соавторов [63], удельная теплоёмкость нефти $2200 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$, породы $1138 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$, воды $4200 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$, пара $4200 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$, связанная водонасыщенность 20%, остаточная нефтенасыщенность 20%. Коэффициент теплоотдачи из паровой камеры в вертикальном направлении по справочным данным [116] равен $0,02 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{K)}$, в горизонтальном направлении оценён по модели Эдмундса и Петерсона [59] как $1/3$ от коэффициента теплоотдачи в вертикальном направлении. Все данные по выбранному пласту месторождения Celtic приведены в таблице 5.

Таблица 5. Параметры выбранного пласта месторождения Celtic [26, 59, 63, 116, 119, 120]

Параметр	Значение
T_o	21°C
T_s	240°C
h	20 м
m	33%
$C_r; C_w; C_s; C_o$	1138 Дж/(кг·К); 4200 Дж/(кг·К); 4200 Дж/(кг·К); 2200 Дж/(кг·К)
$\rho_w; \rho_s; \rho_o; \rho_r$	1000 кг/м ³ ; 14 кг/м ³ ; 850 кг/м ³ ; 2500 кг/м ³
$\mu_o; \mu_w; \mu_s$	2 мПа·с; 1 мПа·с; 0,164 мПа·с
$\Delta p_i / \Delta p_p$	0,0225
Q_s	0,0497 т/(м·сут.)
l	$2,3 \cdot 10^6$ Дж/кг
α_1	0,00667 Вт/(м ² ·К)
α_2	0,02 Вт/(м ² ·К)
$d; d_o$	400 м; 5 м
S_{wr}	20%
S_{or}	20%
c	100 м

Для оценки риска прорыва пара в добывающую скважину на месторождении Celtic [63] используется интегральная модель (7), (9), (10), (15) – (18), (27), (29) – (32), (71) – (73) в размерном виде. Необходимые данные для расчётов приведены в таблице 5. В модели задан постоянный расход пара, который больше критического значения 0,00219 т/(м·сут.), рассчитанного по формуле (83), процесс SAGD успешно инициируется. На практике расход пара

на месторождении Celtic был переменным, но он аппроксимируется с удовлетворительной точностью постоянным средним значением, приведённым в таблице 5. Поскольку промысловых данных в статье Янга и его соавторов [63] по времени прорыва пара не приведено, расчёт зависимости вертикальной координаты границы между областями жидких и паровой фаз z_l от времени после окончания стадии вертикального роста паровой камеры $t_{кр}$ по разработанной интегральной модели сопоставлялся с данными, полученными по модели Янга и его соавторов [63], также основанной на интегральном подходе, но не учитывающей теплофизических эффектов по другим стадиям процесса парогравитационного дренажа. Сопоставление результатов расчётов с данными Янга и его соавторов [63] приведено на рисунке 17, где «Модель» означает результаты расчётов по интегральной модели, «Янг» – данные Янга и его соавторов [63].

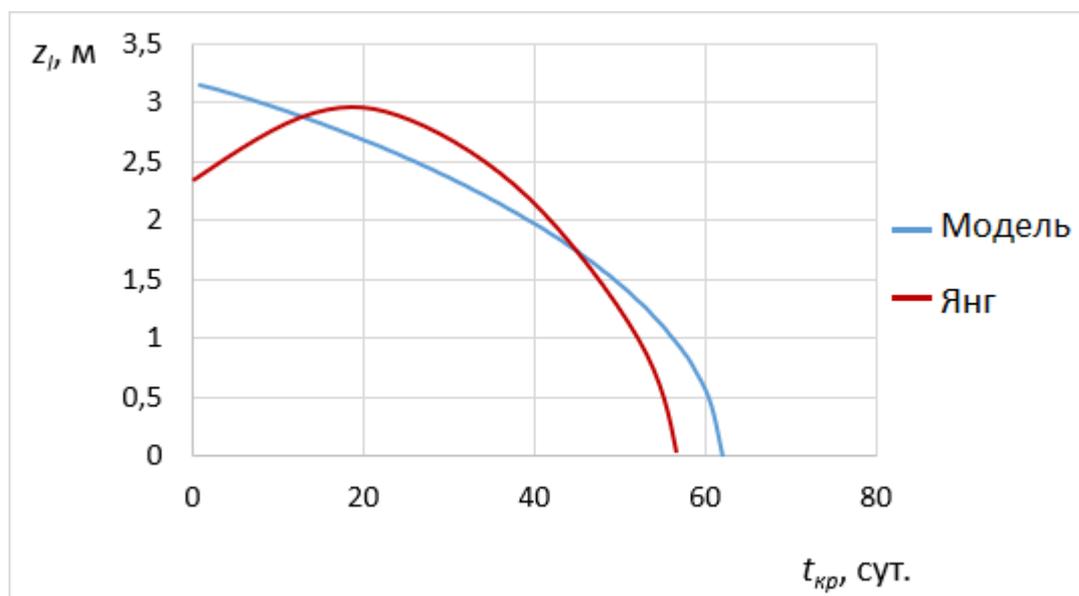


Рисунок 17 – Зависимость вертикальной координаты границы области жидких фаз от времени после окончания стадии вертикального роста паровой камеры [63]

Анализ результатов (рисунок 17) показывает, что вертикальная координата границы области жидких фаз из расчётов по разработанной

интегральной модели постепенно опускается и спустя 62 сут. после окончания стадии вертикального роста паровой камеры граница области жидких фаз достигает добывающей скважины, что означает прорыв пара в эту скважину. Опускание границы области жидких фаз и соответствующее увеличение отношения объёма области паровой фазы к объёму паровой камеры вызваны тем, что в пласт в единицу времени закачивается больше пара, чем успевает конденсироваться, пар постепенно заполняет паровую камеру. Сопоставление расчётов по разработанной интегральной модели с данными Янга и его соавторов [63] приводит к соответствию динамики опускания границы области жидких фаз с удовлетворительной точностью 15%. По данным Янга и его соавторов [63] прорыв пара ожидается через 56 сут., по данным разработанной интегральной модели – спустя 62 сут., следовательно, данные соответствуют друг другу с точностью 10%. Расхождение результатов расчётов с данными Янга и его соавторов [63] в первые 10 сут. после прекращения стадии вертикального развития паровой камеры объясняются тем, что в модели задан постоянный усреднённый расход пара, а на месторождении Celtic он был переменным. С другой стороны, очевидно, пар должен постепенно заполнять паровую камеру, поэтому разработанная модель более адекватно отражает этот факт, приводя к постепенному опусканию границы области жидких фаз.

Итак, прорыв пара на месторождении Celtic может произойти спустя всего 60 сут. после достижения кровли пласта паровой камерой. В качестве рекомендации по предотвращению прорыва пара можно либо снизить расход пара на последних стадиях парогравитационного дренажа, либо перейти на закачку воды вместо пара.

4.3. Оптимизация развития теплового поля для получения максимального коэффициента извлечения нефти по месторождению Fengcheng

Разработанная интегральная модель парогравитационного дренажа описывает теплофизические эффекты на всех стадиях процесса. Однако, помимо описания этих эффектов и следующих из них рекомендаций [127], необходимо выбрать оптимальные параметры парогравитационного дренажа для наиболее успешного применения технологии SAGD на практике. В настоящее время оптимизация этой технологии проводится, главным образом, по экономическим показателям либо путём подбора данных в гидродинамическом симуляторе, настроенном на историю разработки [128]. Однако такой подход может привести к физически неоднозначным результатам. Поэтому следует провести оптимизацию процесса SAGD с помощью разработанной интегральной модели на каком-либо реальном месторождении с помощью введённого в предыдущей главе критерия оптимизации развития теплового поля для получения максимального значения коэффициента извлечения нефти, следует подобрать оптимальное расстояние между парами скважин или систему разработки.

В качестве объекта разработки для оптимизации процесса SAGD может быть выбрано месторождение Fengcheng в Китае [83], причём на этом месторождении наблюдалось неоднородное распределение температуры вдоль ствола скважины, которое также описывается с помощью разработанной модели. Высокая вязкость нефти (более 50 Па·с) [83] на этом месторождении приводит к необходимости применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи для его разработки, поэтому было принято решение об использовании технологии парогравитационного дренажа. По данным Си и его соавторов [83], пластовая температура составляет 50°C, мощность пласта 20,1 м, пористость 30,5%, размер элемента разработки 30 м, длина горизонтальных скважин 490 м, расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами по вертикали 5 м. Пар закачивается при температуре

170°C в «носке» скважины, из-за тепловых потерь температура снижается до 130°C в «пятке» скважины [83]. Следует отметить, что пластовая температура для месторождения Fengcheng выше, чем для месторождений Senlac и Celtic, поскольку месторождение Fengcheng залегает на большей глубине.

По данным для пластов, разрабатываемых с помощью SAGD, с аналогичной породой [89], удельная теплоёмкость породы 920 Дж/(кг·К). Удельная теплоёмкость пара составляет 4400 Дж/(кг·К) [119], воды 4200 Дж/(кг·К) [119], удельная теплота парообразования 2,3 МДж/кг [120], эти величины являются справочными данными. Удельная теплоёмкость нефти 4500 Дж/(кг·К) и плотность нефти 850 кг/м³ в силу отсутствия данных по месторождению Fengcheng оценены для аналогичной нефти из работы Ли и Чена [54]. Плотность породы 2500 кг/м³ [43]. Плотность воды 1000 кг/м³, плотность пара 50 кг/м³ [120]. Корреляция для вязкости нефти взята из аппроксимации результатов Хоу и его соавторов [124], где представлены сведения для нефти сопоставимой вязкости. Связанная водонасыщенность 20%, остаточная нефтенасыщенность 30% [124]. Вязкости воды и пара взяты из справочных данных [119]. Коэффициент теплоотдачи из паровой камеры в вертикальном направлении оценён по данным Чекалюка [116], коэффициент теплоотдачи в горизонтальном направлении рассчитан по модели Эдмундса и Петерсона [59]. Все данные по выбранному пласту месторождения Fengcheng приведены в таблице 6. Оптимизационные расчёты будут проводиться с помощью системы уравнений (7), (9), (10), (15) – (18), (27), (29) – (32) в размерном виде. Данные по расходу пара на месторождении Fengcheng в статье Си и его соавторов [83] не приведены, поэтому настройка этого параметра осуществлялась методом материального баланса. В итоге значение удельного расхода пара принято равным 0,194 т/(м·сут.), что выше критического значения 0,0299 т/(м·сут.), необходимого для успешной инициации процесса SAGD, рассчитанного по формуле (83) при наибольшей температуре пара, поскольку в этом случае критический расход также наибольший. Однако перед оптимизацией процесса SAGD по месторождению

Fengcheng [83] необходимо сопоставить расчётную динамику КИН (усреднённого по сечениям паровой камеры из-за неоднородного распределения температуры вдоль ствола горизонтальной скважины) с промышленными данными. Это сопоставление (рисунок 18) показывает удовлетворительное соответствие рассчитанных по интегральной модели результатов с промышленными данными.

Таблица 6. Параметры выбранного пласта месторождения Fengcheng [43, 54, 59, 83, 89, 116, 119, 120, 124]

Параметр	Значение
T_o	50°C
T_{s1}, T_{s2}	170°C, 130°C
h	20,1 м
m	30,5%
$C_r; C_w; C_s; C_o$	920 Дж/(кг·К); 4200 Дж/(кг·К); 4400 Дж/(кг·К); 4500 Дж/(кг·К)
$\rho_w; \rho_s; \rho_o; \rho_r$	1000 кг/м ³ ; 50 кг/м ³ ; 850 кг/м ³ ; 2500 кг/м ³
$\mu_w; \mu_s$	0,2 мПа·с; 0,164 мПа·с
$\mu_{o0}; K_T$	$3 \cdot 10^{15}$ Па·с; 0,096 1/К
$\Delta p_i / \Delta p_p$	0,21
l	$2,3 \cdot 10^6$ Дж/кг
α_1	0,165 Вт/(м ² ·К)
α_2	0,5 Вт/(м ² ·К)
$d; d_0$	490 м; 5 м
S_{wr}	20%
S_{or}	30%
c	30 м

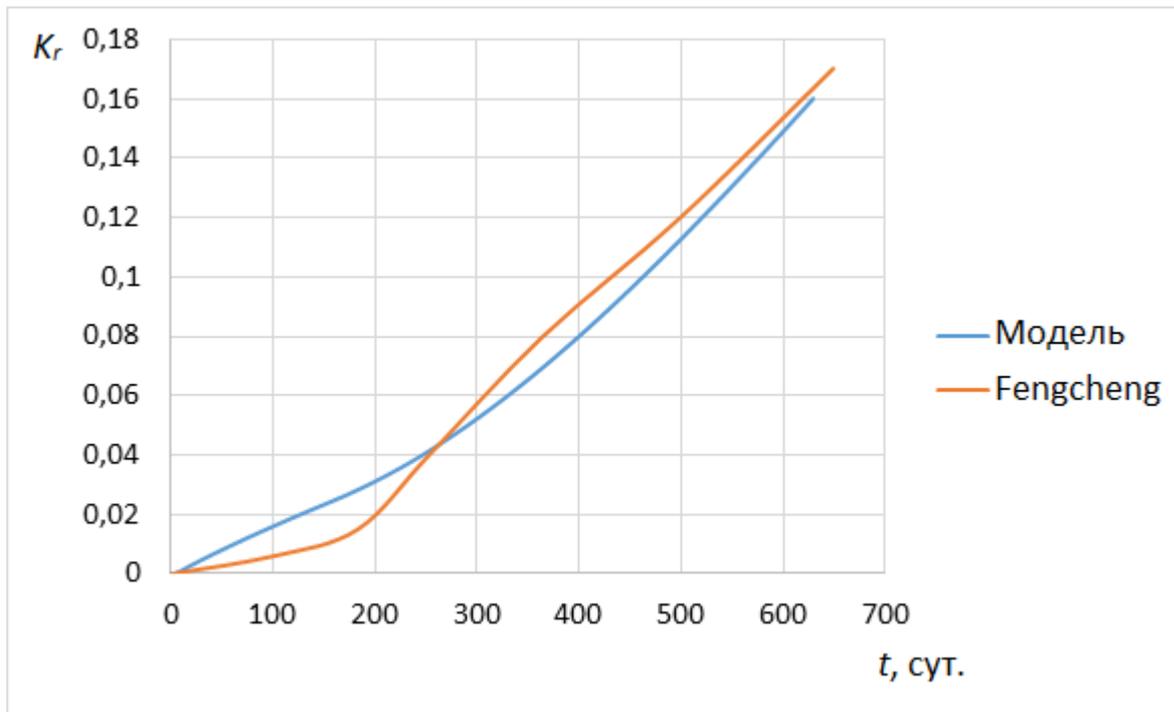


Рисунок 18 – Сопоставление расчётной динамики КИН с промышленными данными по месторождению Fengcheng [83]

Наконец, следует провести процедуру оптимизации для месторождения Fengcheng. Для этого следует построить зависимость коэффициента извлечения нефти за рентабельный период разработки K_{rr} от расстояния между парами скважин s (рисунок 19). Указанная зависимость имеет выраженный максимум, соответствующий оптимальному расстоянию между скважинами 25 м, в то время как на месторождении это расстояние составляет 30 м, то есть необходима система разработки с меньшим расстоянием между парами скважин для более полного нагрева пласта. Прогнозные расчёты показывают, что использование рекомендуемого по модели расстояния между скважинами и оптимизация развития теплового поля позволяет повысить конечный коэффициент извлечения нефти с 45% (при расстоянии 30 м, как на месторождении в настоящее время) до 52%, т. е. на 7% (рисунок 19).

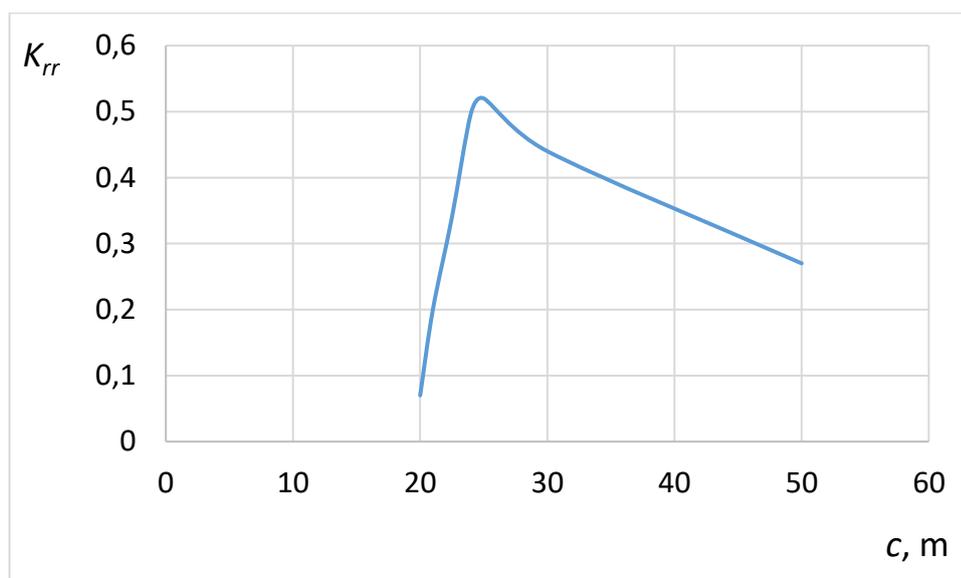


Рисунок 19 – Зависимость коэффициента извлечения нефти за рентабельный период разработки от расстояния между парами скважин для месторождения Fengcheng

Таким образом, разработанная интегральная модель парогравитационного дренажа верифицирована путём сопоставления расчётной динамики коэффициента извлечения нефти с данными по месторождению Senlac. Проведено сопоставление расчётных данных по оценке риска прорыва пара на месторождении Celtic с данными по модели Янга и его соавторов [63], показывающее удовлетворительное совпадение этих данных. Установлено, что расчётная динамика коэффициента извлечения нефти по месторождению Fengcheng соответствует промысловым данным с удовлетворительной точностью. Рассчитано оптимальное расстояние между скважинами для месторождения Fengcheng.

Следует отметить, что канадские месторождения характеризуются невысокими пластовыми температурами, малой глубиной залегания и высокой вязкостью нефти, что требует закачки пара с большими значениями температуры. На месторождении Fengcheng в Китае пластовая температура выше, чем на канадских месторождениях, однако наблюдается эффект неоднородного распределения температуры вдоль ствола скважины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате диссертационной работы можно сделать следующие выводы:

1. Установлено, что моделирование геометрии паровой камеры в виде треугольной формы в сечении позволяет достичь удовлетворительного описания тепловых процессов.
2. Разработана интегральная модель парогравитационного дренажа, основанная на использовании треугольной формы паровой камеры, допущения об однородности теплового поля и поля насыщенностей, модели Эдмундса-Петерсона для описания тепловых потерь из паровой камеры. Разработанная модель позволяет рассчитать все этапы процесса и спрогнозировать основные технологические параметры: коэффициент извлечения нефти, коэффициент охвата пласта воздействием, обводнённость продукции, расходы нефти и воды.
3. Асимптотический анализ интегральной модели позволил установить новый параметр – критический расход пара, необходимый для формирования термогидродинамической связи между скважинами.
4. Установлены основные этапы процесса парогравитационного дренажа: формирование термогидродинамической связи между скважинами, вертикальное развитие паровой камеры, горизонтальное расширение паровой камеры, интерференция соседних паровых камер, квазистационарное равновесие между теплом, вводимым в пласт, и тепловыми потерями из паровой камеры.
5. Установлено наличие максимального коэффициента охвата пласта воздействием, вызванного выравниванием количества теплоты, закачиваемого в единицу времени в пласт, с мощностью тепловых потерь из паровой камеры. Показано, что наибольшее влияние на процесс парогравитационного дренажа оказывает комплекс тепловых критериев подобия.

6. Показано, что на заключительной стадии процесса парогравитационного дренажа динамика развития теплового поля приводит к интерференции соседних паровых камер. Установлено наличие оптимального расстояния между парами скважин, соответствующее максимальному прогреву пласта и приводящее к максимальному коэффициенту извлечения нефти за время эффективной разработки. Показано, что для условий месторождения Fengcheng оптимальное расстояние между парами скважин составляет 25 м. Оптимизационные расчёты позволяют повысить конечный коэффициент извлечения нефти на 7%.
7. Проведена верификация модели путём сопоставления расчётной динамики развития паровой камеры с данными из экспериментов Чанга и Батлера, динамики коэффициента извлечения нефти с промысловыми данными по месторождениям Senlac и Fengcheng.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шабаров А. Б. Метод расчёта изменения компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта / А. Б. Шабаров, С. А. Заночуев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Том 1. – № 1 (1). – С. 7–21.
2. Киселев Д. А. Адаптация алгоритма расчета фазового равновесия многокомпонентной системы применительно к месторождениям с неопределенностью в исходных данных / Д. А. Киселев, А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2019. – Том 5. – № 2. – С. 89–104.
3. Гильманов А. Я. Адаптация алгоритма расчёта фазового поведения газоконденсатных смесей в условиях неопределённости исходных данных / А. Я. Гильманов, Д. А. Киселев, А. П. Шевелёв // Нефть и газ: Технологии и инновации. Материалы Национальной научно-практической конференции. – 2019. – Том 1. – С. 58–60.
4. Башкирцева Н. Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти / Н. Ю. Башкирцева // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Том 17. – № 19. – С. 296–299.
5. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
6. Шейнман А. Б. Электротепловая обработка призабойной зоны нефтяных скважин / А. Б. Шейнман, А. И. Сергеев, Г. Е. Малофеев. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 99 с.
7. Бурже Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. – Пер. с франц. – М.: Недра, 1989. – 422 с.

8. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматудинов. – Изд. 2, перераб. и доп. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
9. Антониади Д. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – 464 с.
10. Шандрыгин А. Н. Разработка залежей тяжёлой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа (SAGD) / А. Н. Шандрыгин, М. Т. Нухаев, В. В. Тертычный // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 92–96.
11. Novak J. A history match of CSS recovery in Grosmont / J. Novak, N. Edmunds, M. Cimolai // Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. – 2007. – Conference paper 2007-154 presented at the Canadian International Petroleum Conference, June 12–14, 2007. – 10 p.
12. Шевелёв А. П. Оптимизация пароциклического воздействия на нефтяной пласт / А. П. Шевелёв, К. М. Фёдоров, А. Я. Гильманов // Тезисы докладов XIII научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», ЗАО «Издательство Нефтяное Хозяйство». – 2021. – С. 53–54.
13. Гильманов А. Я. Физико-математическое моделирование пароциклического воздействия на нефтяные пласты / А. Я. Гильманов, Т. Н. Ковальчук, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Том 6. – № 1 (21). – С. 176–191.
14. Фёдоров К. М. Оптимизация технологических параметров при пароциклическом воздействии на нефтяные пласты / К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов, Т. Н. Ковальчук // Вестник

Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Том 6. – № 2 (22). – С. 145–161.

15. Ковальчук Т. Н. Физико-математическая модель пароциклической обработки с параллельным наклонным смещением фронта прогрева / Т. Н. Ковальчук, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Сборник тезисов, материалы Двадцать шестой Всероссийской научной конференции студентов-физиков и молодых ученых (ВНКСФ-26, Уфа, Башкортостан): материалы конференции, тезисы докладов. – 2020. – С. 399–400.
16. Кислицын А. А. Тепломассоперенос в многофазных системах под воздействием высокочастотного электромагнитного излучения: автореферат дис. ... доктора физико-математических наук: 01.04.14 Теплофизика и теоретическая теплотехника / Тюменский государственный университет. – Тюмень, 1997. – 44 с.
17. Terentiyev A. A. Wait or get the oil: how SAGD technology implementation options will vary future production / A. A. Terentiyev, P. V. Roschin, A. V. Nikitin, V. N. Kozhin, K. V. Pchela, I. I. Kireyev, S. V. Demin, A. T. Litvin, I. A. Struchkov // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – Conference paper SPE-201819-MS presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26–29 October 2020. – 14 p.
18. Farouq Ali S. M. Life after SAGD – 20 years later / S. M. Farouq Ali // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference paper SPE-180394-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, May 23–26, 2016. – 7 p.
19. Ghasemi M. Compositional variation in SAGD / M. Ghasemi, K. H. Whitson // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-175022-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 28–30, 2015. – 24 p.

20. Saks D. Evaluation of thermal efficiency of the pre-heat period in the SAGD process for different completion methods / D. Saks, M. Kyanpour, O. Onamade // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-174450-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. – 29 p.
21. Nascimento C. M. Design, optimization and operation of SAGD wells using dynamic flow simulations / C. M. Nascimento // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference paper SPE-180459-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, May 23–26, 2016. – 25 p.
22. Dragani J. M. Enhanced SAGD startup techniques for improved thermal efficiency conformance – a field test based investigation / J. M. Dragani, K. T. Drover // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference paper SPE-180755-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 7–9, 2016. – 23 p.
23. Батлер Р. М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов / Р. М. Батлер. – Пер. с англ. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 544 с.
24. Wu Y. Steam circulation strategies in the Fengcheng SAGD project to achieve enhanced conformance and production: a case study / Y. Wu, X. Li, X. Liu, J. Li, R. Zhao, L. Yang, W. He, L. Gao // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-174436-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. – 9 p.
25. Singhal A. K. Screening and design criteria for steam assisted gravity drainage (SAGD) projects / A. K. Singhal, Y. Ito, M. Kasraie // Society of Petroleum Engineers. – 1998. – Conference paper SPE 50410 presented at the SPE International Conference on Horizontal Well Technology, November 1–4, 1998. – 7 p.

26. Chung K. H. Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process / K. H. Chung, R. M. Butler // *The Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 1988. – Vol. 27. – № 1. – P. 36–42.
27. Liebe H. R. A study of the use of vertical steam injectors in the steam-assisted gravity drainage process / H. R. Liebe, R. M. Butler // *Petroleum Society of CIM and AOSTRA*. – 1991. – Conference paper CIM/AOSTRA 91-32 presented at the Annual Technical Meeting, April 20–23, 1991. – 16 p.
28. Huang S. An experimental and numerical study of a steam chamber and production characteristics of SAGD considering multiple barrier layers / S. Huang, L. Yang, Y. Xia, M. Du, Y. Yang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 180. – P. 716–726.
29. Liu Peng. Numerical study of herringbone injector-horizontal producer steam assisted gravity drainage (HI-SAGD) for extra-heavy oil recovery / Peng Liu, Y. Zhou, Pengcheng Liu, L. Shi, X. Li, L. Li // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 181. – Paper 106227. – 9 p.
30. Nasr T. N. SAGD operating strategies / T. N. Nasr, H. Golbeck, G. Korpany, G. Pierce // *Society of Petroleum Engineers*. – 1998. – Conference paper SPE 50411 presented at the SPE International Conference on Horizontal Well Technology, November 1–4, 1998. – 14 p.
31. Shen C. Numerical investigation of SAGD process using a single horizontal well / C. Shen // *Society of Petroleum Engineers*. – 1998. – Conference paper SPE 50412 presented at the SPE International Conference on Horizontal Well Technology, November 1–4, 1998. – 10 p.
32. Butler R. M. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in situ steam heating / R. M. Butler, G. S. McNab, H. Y. Lo // *Canadian Journal of Chemical Engineering*. – 1981. – Vol. 59. – P. 455–460.

33. Dixon D. An empirical oil, steam, and produced-water forecasting model for steam-assisted gravity drainage with linear steam-chamber geometry / D. Dixon, A. Nguyen // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2019. – Vol. 22. – № 4. – P. 1615–1629.
34. Митрушкин Д. А. Математическое моделирование в проблеме добычи высоковязких нефтей / Д. А. Митрушкин, Л. К. Хабирова // Вестник ЦКР Роснедра. – 2010. – № 1. – С. 52–59.
35. Ji D. Re-examination of fingering in SAGD and ES-SAGD / D. Ji, S. Yang, H. Zhong, M. Dong, Z. Chen, L. Zhong // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference paper SPE-180708-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 7–9, 2016. – 12 p.
36. Zargar Z. Analytical treatment of steam-assisted gravity drainage: old and new / Z. Zargar, S. M. Farouq Ali // SPE Journal. – 2017. – Vol. 23. – № 1. – P. 117–127.
37. Gallardo E. Approximate physics-discrete simulation of the steam-chamber evolution in steam-assisted gravity drainage / E. Gallardo, C. V. Deutsch // SPE Journal. – 2018. – Vol. 24. – № 2. – P. 477–491.
38. Pooladi-Darvish M. Non-isothermal gravity drainage under conduction heating / M. Pooladi-Darvish, S. M. Farouq Ali // Petroleum Society of CIM and AOSTRA. – 1994. – Conference paper CIM/AOSTRA 94-65 presented at the Annual Technical Meeting, June 11–14, 1994. – 11 p.
39. Closmann P. J. Simplified gravity-drainage oil-production model for mature steamfloods / P. J. Closmann // SPE Reservoir Engineering. – 1995. – Vol. 10. – № 2. – P. 143-148.
40. Pooladi-Darvish M. A new semi-analytical model for thermal recovery processes / M. Pooladi-Darvish, W. S. Tortike, S. M. Farouq Ali // Society of Petroleum Engineers. – 1995. – Conference paper SPE 29660 presented at the SPE Western Regional Meeting, March 8–10, 1995. – 12 p.
41. Heidari M. Steam-assisted gravity-drainage performance with temperature-dependent properties – a semianalytical approach /

- M. Heidari, S. H. Hejazi, S. M. Farouq Ali // SPE Journal. – 2017. – Vol. 22. – № 3. – P. 902-911.
42. Butler R. M. Thermal recovery of oil and bitumen / R. M. Butler. – Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1991. – 529 p.
43. Keshavarz M. Modification of Butler's unsteady-state SAGD theory to include vertical growth of steam chamber / M. Keshavarz, T. G. Harding, Z. J. Chen // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference paper SPE-180733-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 7–9, 2016. – 27 p.
44. Хисамов Р. С. Моделирование процесса парогравитационного дренирования с учетом предельного градиента давления / Р. С. Хисамов, П. Е. Морозов, М. Х. Хайруллин, М. Н. Шамсиев, А. И. Абдуллин // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 8. – С. 48–51.
45. Garipov T. T. Rigorous coupling of geomechanics and thermal-compositional flow for SAGD and ES-SAGD operations / T. T. Garipov, D. V. Voskov, H. A. Tchelepi // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-174508-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. – 16 p.
46. Yang B. Probabilistic analysis on the caprock integrity during SAGD operations / B. Yang, B. Xu, Y. Yuan // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference paper SPE-180704-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 7–9, 2016. – 13 p.
47. Akin S. Mathematical modeling of steam-assisted gravity drainage / S. Akin // Computers & Geosciences. – 2006. – Vol. 32. – P. 240–246.
48. Nukhaev M. A new analytical model for the SAGD production phase / M. Nukhaev, V. Pimenov, A. Shandrygin, V. Tertychnyi // Society of Petroleum Engineers. – 2006. – Conference paper SPE-102084-MS-P presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 24–27, 2006. – 4 p.

49. Gao C. Techniques for fast screening of 3D heterogeneous shale barrier configurations and their impacts on SAGD chamber development / C. Gao, J. Y. Leung // SPE Journal. – 2021. – Vol. 26. – № 4. – P. 2114–2138.
50. Wang C. Characterizing the effects of lean zones and shale distribution in steam-assisted-gravity-drainage recovery performance / C. Wang, J. Y. Leung // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2015. – Vol. 18. – № 3. – P. 329–345.
51. Takbiri-Borujeni A. Upscaling the steam-assisted-gravity-drainage model for heterogeneous reservoirs / A. Takbiri-Borujeni, V. Mohammadnia, M. Mansouri-Boroujeni, H. Nourozieh, P. K. Ghahfarokhi // SPE Journal. – 2019. – Vol. 24. – № 4. – P. 1681–1699.
52. Scott Ferguson F. R. Steam-assisted gravity drainage model incorporating energy recovery from a cooling steam chamber / F. R. Scott Ferguson, R. M. Butler // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1988. – Vol. 27. – № 5. – P. 75–83.
53. Reis J. C. A steam-assisted gravity drainage model for tar sands: linear geometry / J. C. Reis // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1992. – Vol. 31. – № 10. – P. 14–20.
54. Li Q. A new analysis on the convective heat transfer at the edge of the SAGD chamber / Q. Li, Z. Chen // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-175063-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 28–30, 2015. – 21 p.
55. Liu Z. A new criterion for the estimate of impact of lean zones on the Performance of SAGD/SA-SAGD/EBRT processes / Z. Liu, R. Khaledi, S. F. Farshidi, C. Wattenbarger // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – Conference paper SPE-199944-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Conference, September 28–October 2, 2020. – 12 p.
56. Xiong W. Development of a thermal wellbore simulator with focus on improving heat loss calculations for steam-assisted gravity drainage steam

- injection / W. Xiong, M. Bahonar, Z. Chen // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2016. – Vol. 19. – № 2. – P. 305–315.
57. Арнольд Л. В. Техническая термодинамика и теплопередача / Л. В. Арнольд, Г. А. Михайловский, В. М. Селиверстов. – 2-е изд., перераб. – М.: Высшая школа, 1979. – 446 с.
58. Михеев М. А. Основы теплопередачи / М. А. Михеев, И. М. Михеева. – 2-е изд., стереотип. – М.: «Энергия», 1977. – 344 с.
59. Edmunds N. A unified model for prediction of CSOR in steam-based bitumen recovery / N. Edmunds, J. Peterson // Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. – 2007. – Conference paper 2007-027 presented at the Canadian International Petroleum Conference, June 12–14, 2007. – 12 p.
60. Wei S. Steam chamber development and production performance prediction of steam assisted gravity drainage / S. Wei, L. Cheng, S. Huang, W. Huang // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – Conference paper SPE-170002-MS presented at the SPE Heavy Oil Conference-Canada, June 10–12, 2014. – 10 p.
61. Gupta S. The myth of residual oil saturation in SAGD – simulations against reality / S. Gupta, S. Gittins, J. Oskouei, S. Quiroga, J. Christiansen // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – Conference paper SPE-199927-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Conference, September 28–October 2, 2020. – 21 p.
62. Edmunds N. R. Effective application of steam assisted gravity drainage of bitumen to long horizontal well pairs / N. R. Edmunds, S. D. Gittins // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1993. – Vol. 32. – № 6. – P. 49–55.
63. Yang Y. A multistage theoretical model to characterize the liquid level during steam-assisted-gravity-drainage process / Y. Yang, S. Huang, Y. Liu, Q. Song, S. Wei, H. Xiong // SPE Journal. – 2017. – Vol. 22. – № 1. – P. 327–338.

64. Taubner S. P. Gravity inflow performance relationship for SAGD production wells / S. P. Taubner, M. G. Lipsett, A. Keller, T. M. V. Kaiser // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference paper SPE-180714-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 7–9, 2016. – 18 p.
65. Irani M. On subcool control in steam-assisted-gravity-drainage producers – part I: stability envelopes / M. Irani // SPE Journal. – 2018. – Vol. 23. – № 3. – P. 841–867.
66. Ansari A. Predicting the performance of steam assisted gravity drainage (SAGD) method utilizing artificial neural network (ANN) / A. Ansari, M. Heras, J. Nones, M. Mohammadpoor, F. Torabi // Petroleum. – 2020. – Vol. 6. – № 4. – P. 368–374.
67. Birrell G. E. Cyclic SAGD – economic implications of manipulating steam injection rates in SAGD projects – re-examination of the Dover project / G. E. Birrell, A. L. Aherne, D. J. Seleshanko // Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. – 2003. – Conference paper 2003-177 presented at the Canadian International Petroleum Conference, June 10–12, 2003. – 13 p.
68. Shin H. New economic indicator to evaluate SAGD performance / H. Shin, M. Polikar // Society of Petroleum Engineers. – 2005. – Conference paper SPE 94024 presented at the SPE Western Regional Meeting, March 30–April 1, 2005. – 7 p.
69. Denney D. Dynamic economic indicator to evaluate SAGD performance / D. Denney // Journal of Petroleum Technology. – 2006. – Vol. 58. – № 12. – P. 64–67.
70. Edmunds N. R. Review of phase A steam-assisted gravity-drainage test / N. R. Edmunds, J. A. Kovalsky, S. D. Gittins, E. D. Pennacchioli // SPE Reservoir Engineering. – 1994. – Vol. 9. – № 2. – P. 119-124.

71. Xu Z.-X. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs / Z.-X. Xu, S.-Y. Li, B.-F. Li, D.-Q. Chen, Z.-Y. Liu, Z.-M. Li // *Petroleum Science*. – 2020. – Vol. 17. – № 3. – P. 990–1013.
72. Graham J. Evaluating the performance of advanced ESP motor technology in a steam assisted gravity drainage SAGD field in Canada / J. Graham, B. Coates, C. Montilla, O. Padilla // *Society of Petroleum Engineers*. – 2017. – Conference paper SPE-183882-MS presented at the SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, March 6–9, 2017. – 9 p.
73. Carpenter C. Analysis of Athabasca oil sands investigates SAGD performance variability / C. Carpenter // *Journal of Petroleum Technology*. – 2020. – Vol. 72. – № 4. – P. 69–70.
74. Delamaide E. Senlac, the forgotten SAGD project / E. Delamaide // *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. – 2018. – Vol. 21. – № 3. – P. 789–805.
75. Ibatullin R. R. Problems and solutions for shallow heavy oil production / R. R. Ibatullin, N. G. Ibragimov, R. S. Khisamov, A. T. Zaripov // *Society of Petroleum Engineers*. – 2012. – Conference paper SPE 161998 presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, October 16–18, 2012. – 4 p.
76. Chertenkov M. V. Improvement of drilling technology for the Yarega heavy oil field development by SAGD method with counter producing and injecting wells / M. V. Chertenkov, D. S. Loparev, G. V. Buslaev, A. A. Yusifov, A. V. Klyavlin // *Society of Petroleum Engineers*. – 2014. – Conference paper SPE-171275-MS presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, October 14–16, 2014. – 16 p.
77. Khisamov R. Best configuration of horizontal and vertical wells for heavy oil thermal recovery from thin net pay zones / R. Khisamov, A. Zaripov, D. Shaikhutdinov // *Society of Petroleum Engineers*. – 2015. – Conference

paper SPE-176702-MS presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 26–28, 2015. – 9 p.

78. Кравцов Я. И. Повышение эффективности метода парогравитационного дренажа за счёт волнового воздействия на пласт / Я. И. Кравцов, Е. А. Марфин, А. А. Абдрашитов // Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 5. – С. 35–38.
79. Carpenter C. Two-wellhead SAGD scheme increases efficiency of heavy-oil development / C. Carpenter // Journal of Petroleum Technology. – 2019. – Vol. 71. – № 4. – P. 69-70.
80. Erpeng G. Discussion on the first N₂-SAGD pilot test in China / G. Erpeng, J. Youwei, G. Yongrong, W. Hongzhuang, Y. Pengbo // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-174655-MS presented at the SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, August 11–13, 2015. – 8 p.
81. Yang L. Field test of SAGD as follow-up process to CSS in Liaohe oilfield of China / L. Yang // Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. – 2006. – Conference paper 2003-177 presented at the Canadian International Petroleum Conference, June 13–15, 2006. – 7 p.
82. Liu H. Performance evaluation of long-horizontal-well solvent-assisted SAGD in rising stage / H. Liu, Y. Wang, L. Cheng, S. Huang, X. Chen // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – Conference paper SPE-200528-MS presented at the SPE Europec, December 1–3, 2020. – 10 p.
83. Си Ч. Исследование трёх моделей разработки неоднородных залежей сверхвязкой нефти при помощи технологии SAGD и мер по их совершенствованию / Ч. Си, Ч. Ян, С. Ду, Ю Чжоу, Л. Ши, Л. Сань, С. Ли, Д. Ма // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – Статья с конференции SPE-196762-RU, представленная на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 22–24 октября 2019. – 14 с.

84. Ansari S. The role of emulsions in steam-assisted-gravity-drainage (SAGD) oil-production process: a review / S. Ansari, R. Sabbagh, Y. Yusuf, D. S. Nobes // SPE Journal. – 2019. – Vol. 24. – № 6. – P. 1–21.
85. Nasr T. N. Novel expanding solvent-SAGD process “ES-SAGD” / T. N. Nasr, G. Beaulieu, H. Golbeck, G. Heck // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2003. – Vol. 42. – № 1. – P. 13-16.
86. Gupta S. Feasibility of wider well spacing with solvent aided process: a field test based investigation / S. Gupta, S. Gittins, A. Benzvi, J. Dragani // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-174411-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. – 20 p.
87. Khaledi R. Optimized solvent for solvent assisted-steam assisted gravity drainage (SA-SAGD) recovery process / R. Khaledi, T. J. Boone, H. R. Motahhari, G. Subramanian // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-174429-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. – 24 p.
88. Ezeuko C. C. Investigation of emulsion flow in SAGD and ES-SAGD / C. C. Ezeuko, J. Wang, I. D. Gates // Society of Petroleum Engineers. – 2012. – Conference paper SPE 157830 presented at the SPE Heavy Oil Conference Canada, June 12–14, 2012. – 16 p.
89. Li R. Chemical additives and foam to enhance SAGD performance / R. Li, S. R. Etminan, Z. Chen // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-174489-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. – 29 p.
90. Delamaide E. Practical aspects of foam-assisted SAGD / E. Delamaide, G. Batot, S. V. Ayache // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – Conference paper SPE-199081-MS presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, July 27–31, 2020. – 16 p.

91. Huang J. Mechanics of SAGD efficiency improvement using combination of chemicals: an experimental analysis through 2D visual models / J. Huang, T. Babadagli // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2021. – Vol. 24. – № 1. – P. 80–97.
92. Nourozieh H. Modelling of non-condensable gas injection in SAGD process – important mechanisms and their impact on field scale simulation models / H. Nourozieh, E. Ranjbar, A. Kumar // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-174494-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. – 15 p.
93. Гильманов А. Я. Моделирование перспективных направлений применения технологий парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Том 4. – № 1. – С. 39–54.
94. Saputelli L. Proxy-based metamodeling optimization of gas-assisted gravity drainage process / L. Saputelli // Journal of Petroleum Technology. – 2017. – Vol. 69. – № 10. – P. 92–94.
95. Duncan G. J. Nodal analysis for SAGD production wells with gas lift / G. J. Duncan, S. A. Young, P. E. Moseley // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-174521-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. – 17 p.
96. Arshad M. Multiphase equilibria of solvent-steam-bitumen system within SAGD steam-chamber boundary / M. Arshad, H. A. Li // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-174444-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. – 20 p.
97. Федоров К. М. Методика расчёта и оптимизации парогазоциклического воздействия на призабойную зону пласта / К. М. Федоров, А. П. Шевелёв, В. Е. Андреев, Ю. А. Котенев,

- С. С. Бадретдинов, А. И. Шакиров, О. З. Исмагилов // Известия высших учебных заведений. Серия нефть и газ. – 2005. – № 3. – С. 42–50.
98. Нигматулин Р. И. Динамика многофазных сред. Часть 1 / Р. И. Нигматулин. – М.: Главная редакция физико-математической литературы, 1987. – 464 с.
99. Седов Л. И. Механика сплошной среды. Том 1 / Л. И. Седов. – М.: Наука, 1970. – 492 с.
100. Fedorov K. Comparative Analysis of Different Well Patterns for Steam-Assisted Gravity Drainage / K. Fedorov, A. Gilmanov, A. Shevelev // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – Paper №SPE-191494-18RPTC-MS. – 12 p.
101. Гильманов А. Я. Физико-математическое моделирование парогравитационного дренажа месторождений тяжелой нефти на основе метода материального баланса / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Том 3. – № 3. – С. 52–69.
102. Gil'manov A. Ya. Integral Model of Steam-Assisted Gravity Drainage / A. Ya. Gil'manov, K. M. Fedorov, A. P. Shevelev // Fluid Dynamics. – 2020. – Vol. 55. – № 6. – P. 793–803.
- Гильманов А. Я. Интегральная модель парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2020. – Том 55. – № 6. – С. 74–84.
103. Gilmanov A. Ya. Optimal distance between wells in SAGD based on material balance method / A. Ya. Gilmanov, A. P. Shevelev // Advances in Engineering Research (AER). – 2018. – Vol. 157. – P. 174–178.
104. Шарафутдинов Р. Ф. Влияние межфазного теплообмена на температурное поле в горизонтальной скважине при расслоенном течении / Р. Ф. Шарафутдинов, Т. Р. Хабиров, Н. В. Новоселова //

Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Том. 2. – № 1. – С. 10–18.

105. Нигматулин Р. И. Механика сплошной среды. Кинематика. Динамика. Термодинамика. Статистическая динамика / Р. И. Нигматулин. – М.: ГЭОТАР-Медиа, 2014. – 640 с.
106. Orr B. W. Reducing steam oil ratio in steam-assisted gravity drainage / B. W. Orr, P. Srivastava, V. Sadetsky, B. J. Stefan // Society of Petroleum Engineers. – 2010. – Conference paper SPE 136851 presented at the Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, October 19–21, 2010. – 13 p.
107. Miura K. An analytical model to predict cumulative steam/oil ratio (CSOR) in thermal-recovery SAGD process / K. Miura, J. Wang // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2012. – Vol. 51. – No 4. – P. 268–275.
108. Выдыш И. В. Обезразмеривание системы уравнений, полученной в рамках интегральной модели процесса парогравитационного дренажа / И. В. Выдыш, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче: Материалы докладов международного научно-практического семинара 14–15 ноября 2019: сборник статей, ТИУ, Тюмень. – 2021. – С. 133–143.
109. Шевелёв А. П. Расчет характеристических параметров процесса парогравитационного дренажа и увеличение коэффициента охвата пласта / А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2019. – Том 5. – № 1. – С. 69–86.
110. MacPhail W. SAGD production observations using fiber optic distributed acoustic and temperature sensing: "SAGD DAS – listening to

- wells to improve understanding of inflow" / W. MacPhail, J. Kirkpatrick, B. Banack, B. Rapati, A. A. Asfour // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference paper SPE-180726-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 7–9, 2016. – 20 p.
111. Sun F. Effect of pressure and temperature of steam in parallel vertical injection wells on productivity of a horizontal well during the SAGD process: a numerical case study / F. Sun, Y. Yao, G. Li, S. Qu, S. Zhang, Y. Shi, Z. Xu, X. Li // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – Conference paper SPE-193659-MS presented at the SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition, December 10–12, 2018. – 11 p.
112. Гильманов А. Я. Совершенствование интегральной модели парогравитационного дренажа с целью прогноза времени прорыва пара в добывающую скважину / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Том 6. – № 3 (23). – С. 38–57.
113. Самарский А. А. Численные методы: учебное пособие для вузов / А. А. Самарский, А. В. Гулин. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1989. – 432 с.
114. Кислицын А. А. Основы теплофизики: лекции и семинары / А. А. Кислицын. – Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2002. – 152 с.
115. Лыков А. В. Тепломассообмен / А. В. Лыков. – М.: Энергия, 1978. – 480 с.
116. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э. Б. Чекалюк. – М.: Недра, 1965. – 239 с.
117. Гильманов А. Я. Анализ тепловых полей на первичной стадии процесса парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое

- моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2021. – Том 7. – № 2 (26). – С. 27–42.
118. Гильманов А. Я. Анализ влияния расхода пара на процесс парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов // Тезисы докладов XIX Всероссийской конференции-конкурса студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования», 12–16 апреля 2021: Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург. – 2021. – Том 1. – С. 43–45.
119. Таблицы физических величин. Справочник / Под ред. И. К. Кикоина. – М.: Атомиздат, 1976. – 1008 с.
120. Рид Р. Свойства жидкостей и газов: справочное пособие / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд. Пер. с англ. под ред. Б. И. Соколова. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
121. Гильманов А. Я. Анализ влияния безразмерных комплексов подобия на процесс парогравитационного дренажа с помощью интегральной модели / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2019. – Том 5. – № 4 (20). – С. 143–159.
122. Tao L. Research and application of horizontal well infill SAGD development technology for super heavy oil reservoirs / L. Tao, G. Li, L. Li, J. Shan // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – Conference paper SPE-200389-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, August 31–September 4, 2020. – 8 p.
123. Gil'manov A. Ya. Mathematical Modeling of the Process of Steam-Assisted Gravity Drainage during the Extraction of High-Viscosity Oil / A. Ya. Gil'manov, K. M. Fedorov, A. P. Shevelev // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. – 2021. – Vol. 94. – № 3. – P. 592–601.

- Гильманов А. Я. Математическое моделирование процесса парогравитационного дренажа при добыче высоковязкой нефти / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Инженерно-физический журнал. – 2021. – Том 94. – № 3. – С. 611–620.
124. Hou S. Feasibility study of air injection for IOR in low permeability oil reservoirs of XinJiang oilfield China / S. Hou, S. R. Ren, W. Wang, B. Niu, H. Yu, G. Qian, H. Gu, B. Liu // Society of Petroleum Engineers. – 2010. – Conference paper SPE 131087 presented at the International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, June 8–10, 2010. – 12 p.
125. Walls E. Residual Oil Saturation Inside the Steam Chamber During SAGD / E. Walls, C. Palmgren, K. Kisman // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2003. – Vol. 42. – № 1. – P. 39–47.
126. Saltuklaroglu M. Mobil's SAGD experience at Celtic, Saskatchewan / M. Saltuklaroglu, G. N. Wright, P. R. Conrad, J. R. McIntyre, G. J. Manchester // Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. – 1999. – Conference paper 99-25 presented at the Annual Technical Meeting, June 13–17, 1999. – 16 p.
127. Гильманов А. Я. Совершенствование моделирования и прогноза применения технологии парогравитационного дренажа месторождений тяжёлой нефти / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Тезисы докладов XVIII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», ЗАО «Издательство Нефтяное Хозяйство». – 2018. – С. 10.
128. Prakash J. Data-driven steam optimization for SAGD / J. Prakash, N. Sibaweihi, R. G. Patel, J. J. Trivedi // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – Conference paper SPE-199908-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Conference, September 28–October 2, 2020. – 18 p.