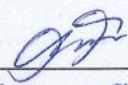


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
Кафедра моделирования физических процессов и систем

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ В ГЭК  
Заведующий кафедрой  
к.т.н., доцент

  
16 июня 2023 г. Р.М. Ганопольский  
2023 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
магистерская диссертация

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОВРАВИТАЦИОННОГО  
ДРЕНАЖА НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО  
МОДЕЛИРОВАНИЯ**

16.04.01 Техническая физика

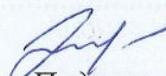
Магистерская программа «Физика недр»

Выполнила работу  
студентка 2 курса  
очной формы обучения

  
Подпись

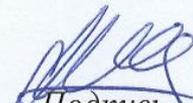
Загирова Валерия  
Алексеевна

Руководитель  
старший преподаватель  
кандидат физико-математических наук

  
Подпись

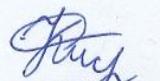
Гильманов Александр  
Янович

Консультант  
профессор,  
кандидат физико-математических наук

  
Подпись

Шевелёв Александр  
Павлович

Рецензент  
кандидат физико-математических наук  
генеральный директор, ООО «ИЦ-  
Проект»

  
Подпись

Киселев Данила  
Алексеевич

Тюмень  
2023 год

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	3
ГЛАВА 1. Современные тепловые методы увеличения нефтеотдачи .....	7
1.1. Мировые запасы традиционной и трудноизвлекаемой нефти.....	7
1.2. Тепловые методы увеличения нефтеотдачи .....	9
1.3. Метод парогравитационного дренажа .....	14
1.4. Применения парогравитационного дренажа на промысле и перспективы развития процесса .....	19
ГЛАВА 2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА .....	22
2.1 Теоретические основы гидродинамического моделирования, неизотермическая фильтрация.....	22
2.2 Гидродинамическая модель парогравитационного дренажа месторождения Celtic .....	30
ГЛАВА 3. АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ТЕПЛООВОГО И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ФРОНТА ПАРОВОЙ КАМЕРЫ .....	37
3.1. Анализ динамики теплового и гидродинамического фронта паровой камеры в однородном пласте месторождения Celtic.....	37
3.2. Анализ динамики теплового и гидродинамического фронта паровой камеры в неоднородном пласте месторождения Celtic.....	40
3.3 Критерий эффективности SAGD на основе гидродинамического моделирования.....	42
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	45

## ВВЕДЕНИЕ

### Актуальность темы

Мировые запасы нефти - одна из главных тем для обсуждения. Каждый день публикуются новые заявления и прогнозы от экспертов в этой области. К сожалению, в 2023 году мировые запасы нефти продолжают сокращаться, а трудноизвлекаемые запасы становятся все более востребованными. Именно поэтому перед промышленными компаниями возникает вопрос: Какие методы увеличения нефтеотдачи (МУН), для добычи трудноизвлекаемых запасов, можно применять в тех или иных условиях? К трудноизвлекаемым запасам относят ту часть запасов, которую добыть сложно, а порой даже невозможно из-за сложных геологических условий месторождения или свойств флюидов.

Актуальным на сегодняшний день является вовлечение в разработку месторождений с высоковязкой нефтью, добыть которую традиционными методами увеличения нефтеотдачи затруднительно. Из-за высокой плотности и вязкости нефти, флюиды в пласте малоподвижны, поэтому проекты с использованием традиционных методов будут неэффективны. Для добычи тяжёлой нефти широкое применение получили тепловые методы. Возможность применять данные проекты на битуминозных месторождениях с закачкой теплоносителя, является их преимуществом по сравнению с традиционными методами. Создание, реализация и оптимизация МУН является основным направлением научно-технического прогресса нефтяной промышленности.

Одним из современных и наиболее перспективных тепловых методов является метод парогравитационного дренажа (Steam Assisted Gravity Drainage). При закачке в пласт пара создаются высокие скорости внедрения теплоносителя, а также за счет горизонтальных скважин, обеспечивается большой радиус дренирования, поэтому данный метод превосходит ряд других тепловых методов. Для повышения эффективности парогравитационного дренажа необходимо проводить моделирование на основе комплексного анализа процесса в различных условиях, оценивать

технологическую и экономическую эффективность. Для описания парогравитационного дренажа первые модели были разработаны на подходе Роджера Батлера, Джилиана МакНаба и Ло, Физика заключается в механизме стекания нефти по границам паровой камеры в добывающую скважину. А также в подходе детально описывается теплопередача от пара к породе и нагрев стенок камеры. К сожалению, модель не учитывает возможные неоднородности в геологическом строении пласта, что может привести к неправильному прогнозированию результатов процесса, а также не имеет возможности предсказать ряд технологических параметров. На стадии начального прогрева межскважинной зоны физика процесса не описывается в полной мере существующими моделями. Необходимо использовать другие подходы для более точного прогнозирования результатов процесса и оптимизации его параметров

Использование гидродинамических моделей широко применяется не только для описания гидродинамического фронта вытеснения, но и с недавнего времени с достаточной точностью и достоверностью описывают тепловые процессы, поэтому имеет значение применять и гидродинамические модели для описания SAGD. Основной зоной интереса при рассмотрении модели парогравитационного дренажа является этапы формирования паровой камеры в продуктивном пласте, поэтому исследование гидродинамического и теплового фронта имеет высокое значение как для контроля и анализа темпов отбора нефти, так и для прогнозирования технологических показателей.

### **Степень разработанности темы исследования**

Для описания парогравитационного дренажа первые модели были разработаны на подходе Роджера Батлера, Джилиана МакНаба и Ло, Физика заключается в механизме стекания нефти по границам паровой камеры в добывающую скважину. А также в подходе детально описывается теплопередача от пара к породе и нагрев стенок камеры. Данная модель сложна в расчетах, и не позволяет предсказать значения ряда технологических параметров. На сегодняшний день многие труды российских и зарубежных

авторов посвящены моделированию процесса парогравитационного дренажа, но основоположником был и остается Р. М. Батлер. Благодаря современным технологиям большим мощностям техники помощью программ-симуляторов, можно определить в каждом элементарном объеме пласта координаты прогретой области из уравнения теплового баланса, как это реализовано в CMG STARS, но, к сожалению, нет возможности пододрать критерии эффективности и оптимизировать процесс или дать прогноз технологических показателей. Поэтому существует необходимость детализировать и визуализировать процесс парогравитационного дренажа, так как это является необходимым шагом в оптимизации процесса. В диссертации рассматривается гидродинамическая модель парогравитационного дренажа, модель учитывает не только процессы вытеснения, а также фильтрационные свойства пласта, компонентный состав углеводородов, тепловые эффекты, происходящие в пласте.

### **Цель работы**

Разработать критерий эффективности парогравитационного дренажа на основе анализа динамики теплового и гидродинамического фронтов в коллекторе, рассчитанных с использованием гидродинамической модели

### **Задачи исследования**

1. Создать гидродинамическую модель парогравитационного дренажа (SAGD) с помощью симулятора;
2. Провести верификацию гидродинамической модели путем сопоставления с промысловыми данными и интегральной моделью SAGD;
3. Исследовать динамику теплового и гидродинамического фронтов паровой камеры при SAGD в однородном и не однородном пласте месторождения Celtic;
4. Ввести критерий эффективности SAGD.

**Объектом исследования** развитие теплового и гидродинамического фронтов паровой камеры в пласте при парогравитационном.

**Предметом исследования** динамика теплового и гидродинамического фронтов паровой камеры при парогравитационном дренаже

**Научная новизна**

1. Впервые исследована динамики теплового и гидродинамического фронтов паровой камеры при SAGD;
2. По анализу развития фронтов паровой камеры, был определен критерий эффективности, интерференция скважин и особенность развития паровой камеры в неоднородном пласте, наличие языков пара;
3. Введение критерия эффективности SAGD.

**Практическая значимость работы**

1. Прогнозирование технологических параметров паровой камеры с помощью композиционной термо-химической гидродинамической модели парогравитационного дренажа. Определение паронефтяного отношения, обводнённости скважин, дебитов, накопленных показателей, а также коэффициента извлечения нефти;

## ГЛАВА 1. Современные тепловые методы увеличения нефтеотдачи

### 1.1. Мировые запасы традиционной и трудноизвлекаемой нефти

Нефть является основным источником энергии и топлива для многих стран мира, и в ближайшие годы это не изменится. Принято считать, что точкой отчета нефтяной промышленности считается 1860–1870 года. В это время произошел некий «нефтяной бум», все чаще открывались месторождения этого ценного ресурса и мало кто задумывался о будущем нефтяного рынка о проблемах истощения месторождений и альтернативных вариантах добычи. На рисунке 1 представлено распределение мировых запасов по странам, большая часть запасов сосредоточена в Венесуэле.



Рисунок 1 – Мировые запасы нефти

На сегодняшний день мировые запасы нефти – одна из главных тем для обсуждения. Каждый день мы сталкиваемся с новыми заявлениями и прогнозами от экспертов в этой области. Одним из главных вопросов является переход на труднодоступные ресурсы углеводородного сырья их количество и современные методы разработки месторождений. К 2023 году мировые запасы нефти продолжают сокращаться, а трудноизвлекаемые запасы становятся все более востребованными. К трудноизвлекаемым запасам относят ту часть запасов, добыча которой усложняется геолого-физическими условиями и свойствами флюидов. Такие запасы находятся в глубоких слоях земли, на больших глубинах в морях и океанах или физико-химические свойства углеводородов не позволяют добыть нефть традиционными методами. На рисунке 2 представлено распределение ТРИЗ по странам, большая часть запасов сосредоточена в Канаде. Почти 95% месторождений высоковязкой

нефти сосредоточены в Северной Альберты. Объем запасов составляет от 1,7 до 2500 млрд баррелей битума, из которых на сегодняшний день можно добыть 173 млрд баррелей с использованием современных методов увеличения нефтеотдачи. [1]

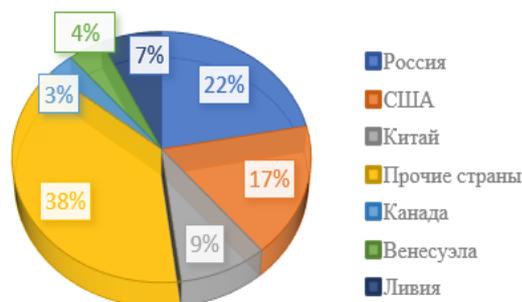


Рисунок 2 – Трудноизвлекаемые запасы

Понятие тяжёлая нефть крайне относительное и неточное. Так как в природе нет строгих ограничений. С одной стороны тяжелая нефть ограничена легкими углеводородами, с другой более тяжелыми. Поэтому для определения тяжелой нефти принято использовать два основных критерия – это вязкость и плотность. см. таблицу 1. [2]

Таблица 1. Шкала значений вязкости и плотности углеводородов

Углеводороды	Вязкость, мПа·с	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
Природный газ	0,01	>10
Конденсат, летучие легкие нефти	0,3–1,0	600–750
Маловязкие нефти	1–10	750–850
Средневязкие нефти	10–50	850–890
Высоковязкие нефти	50–1000	890–960
Тяжелые нефти (75% масел)*	1000–2000	960–980
В том числе:		

Мальты (46%–75% масел)*	2000–10000	980–1000
Асфальты (25%–40% масел)*	10000	1000–1050
Асфальтиды (15%–20% масел)*	Пластичные	1050–1100
Слоиды	твердые	1100 и более

\*остальные -смолистые компоненты

В мировых запасах тяжелой нефти нефть определяется как свободная от газа жидкость с вязкостью от 100 до 10000мПа·с при температуре 15.55 и атмосферном давлении. Нефти плотность которых более 1000 кг/м<sup>3</sup>, но вязкостью менее 10000мПа•с отнесены к сверхтяжелым.

## 1.2. Тепловые методы увеличения нефтеотдачи

Актуальным на сегодняшний день является вовлечение в разработку месторождений с высоковязкой нефтью, добыть которую традиционными методами увеличения нефтеотдачи затруднительно. Из-за высокой плотности и вязкости нефти, флюиды в пласте малоподвижны, поэтому проекты с использованием традиционных методов будут неэффективны. Для добычи тяжёлой нефти широкое применение получили тепловые методы из-за возможности применять данные проекты на битуминозных месторождениях с закачкой теплоносителя, что является преимуществом по сравнению с традиционными методами. Чаще всего месторождения битуминозной нефти характеризуются малым газосодержанием и высокой степенью окисления, а также небольшой глубиной залегания коллекторов и невысокой пластовой температурой. Особенностью месторождений является то, что они не подчиняются законам Ньютона, Геологической особенностью является рыхлость пород, как следствие высокой пористости и проницаемости. Поэтому естественные режимы добычи нефти здесь не подходят и на смену традиционным методам приходят тепловые.

Тепловые методы – это наиболее популярное воздействие на нефтяной пласт, создаваемое для улучшения производительности коллектора, повышения извлечения нефти, уменьшения её вязкости и улучшения технологичности процесса. Тепловые методы сопровождается разного рода физическими процессами, новообразованиями, фазовыми переходами и т. п., управлять которыми в различных геолого-физических условиях является центральной задачей в области тепловых методов. Также тепловые методы считаются искусственными методами воздействия на пласт, при котором повышается нефтеотдача в разы за счет одновременного наложения гидродинамических и тепловых эффектов. Тепло, выделяемое при нагнетании теплоносителя, оказывает влияния на все компоненты среды на жидкие, газообразные и твердые, изменяя фильтрационные свойства, например: изменяется вязкость, подвижность, переход компонент нефти в газообразное состояние, смачиваемость следствием чего изменяются технологические показатели такие как: дебит добычи жидкости, коэффициент извлечения нефти и т. д.

Методы теплового воздействия, которые пользуются популярностью на сегодняшний день, основываются на теории многофазной многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов [2, 3]. Принципиальным условием эффективного применения этих методов является знание детального строения не только месторождения, свойств, состояния насыщенности пластов, но и развития температурных и термических свойств как в околоскважинном пространстве, так и во всем пласте. Способность предвидеть и управлять проектами одна из главных задач, которая стоит в основе развития тепловых методов. При разработке нефтяных месторождений с высоковязкой нефтью тепловые методы являются приоритетными среди других методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

К тепловым методам воздействия относятся: извлечение нефти паром, циклическая закачка пара в пласт (CSS), парогравитационное дренирование (SAGD) и др. — методы внутрипластового горения: термогравитационное

дренирование (ТНАИ). [4-6], есть также комбинированные методы. Применение теплового воздействия позволяет увеличить эффективность разработки месторождений тяжелой нефти и включить в разработку те залежи, которые на сегодняшний день находятся в консервации. Использование данных методов сопровождается высокой энергоемкостью, в некоторых случаях есть вероятность высокого влияние на снижение экономической рентабельности методов.

**Внутрипластовое горение (ВГ)** – это процесс теплового воздействия, который обеспечивает поддержание и перемещение высокотемпературной зоны дренирования. В качестве основы горения выступает экзотермическая-окислительно-восстановительная реакция органического вещества с окислителем. ВГ можно разделить на семь зон: выжженная зона, зона генерации тепла, зона коксования, зона горения, зона испарения, паровое пальто, зона конденсации, зона прогрева пласта. Данный метод имеет преимущество так как его можно применять не только на месторождениях с тяжелой нефтью, но и в коллекторах с легкой нефтью. К недостаткам данного метода можно отнести частое повреждение оборудования, связанное с высокой температурой нагнетания, экономические показатели напрямую зависят от свойств пласта, необходимо достаточно информации о свойствах нефти, при прорыве газе возможен срыв глубинных насосов, образование эмульсий, самые важные проблемы это обеспечение безопасности работ и охрана окружающей среды из-за возможных выбросов газов. [7]. В 1978 году впервые были запущены проекты по разработке залежей битуминозной нефти (ВВН) на Мордово-Кармальском месторождении в Республике Татарстан. Месторождения высоковязкой нефти считаются сложными месторождениями так как очень часто сталкиваются с большим спектром проблем, низкие технологические показатели, высокие затраты ресурсов, проблема может возникнуть и в области охраны окружающей среды и многое другое.

Паротепловое воздействие на призабойную зону является одним из эффективных методов увеличения добычи нефти. Этот метод предполагает

нагревание нефтяного пласта путем впрыскивания пара в скважину. Основной целью паротеплового воздействия является увеличение продуктивности пласта и скважин, а также улучшение фильтрационных характеристик и снижение вязкости нефти. Разработка этого метода началась еще в 1920-х годах, и с тех пор он активно применяется на месторождениях по всему миру. Однако, чтобы достичь максимальной эффективности паротеплового воздействия, необходимо соблюдать определенные условия. В первую очередь, подачу пара необходимо начинать при малых расходах, постепенно увеличивая его. Это позволяет избежать различных технических проблем со скважиной, а также избежать преждевременного прогрева пласта в околоскважинном пространстве. Для эффективного применения паротеплового воздействия необходимо закачивать пар с максимально возможным расходом, это сократит продолжительность процесса и уменьшится потеря тепла в стволе скважины. Основная проблема, что по мере остывания процесс нужно повторять, часто при такой обработке наступает стадия падения добычи высокие затраты.

К комбинированным методам относят более универсальные методы, которые комбинирует различные методы между собой. Они подбираются с учетом индивидуальных условий месторождения. Сочетание методов подбирается с учетом следующих признаков:

- необходимое увеличение охвата пласта;
- желаемое направление вытеснения нефти в зависимости от направления теплового фронта;
- усиление эффекта окисления кислорода с нефтью;
- необходимое использование нетрадиционных термо-химических методов с целью увеличения нефтеотдачи.

Комбинированные методы часто сочетают в себе внутрислоевого горение с заводнением, полимерами или пеной. Для выравнивания фронта вытеснения применяются так же химические надбавки. Такие комбинации

позволяют создать технологии, ориентированные на технологичность и экономичность, безопасность и высокую эффективность.

Одним из наиболее распространённых методов увеличения нефтеотдачи пласта является **парогравитационный дренаж** [7]. Закачка пара в нефтенасыщенную зону пласта реализует ряд различных внутрислоевых процессов, за счет которых удается снизить вязкость нефти, увеличить зону теплового воздействия, повысить коэффициент вытеснения нефти и уменьшить время разработки месторождения. Такой метод, на первый взгляд, кажется очень эффективным, но существует множество ограничений. Например, закачка пара не может быть реализована в глубокозалегающих коллекторах, в залежах малой толщины и в коллекторах с низкой проницаемостью, а также гравитационные эффекты могут привести к тому, что паровая камера при достижении кровли пласта будет развиваться только в верхней части залежи, поэтому пласт должен быть изолированным, наличие непроницаемых зон в кровле и подошве пласта, так же наличие глинистых перемычек может способствовать разбуханию породы в пресной воде, что окажет существенное влияние на эффективность процесса. Разработка таких месторождений будет экономически нерентабельна, так как большая часть средств будет затрачена на суперизолированные насосно-компрессорные трубы (НКТ), забойные парогенераторы и многое другое.

При разработке методом парогравитационного дренажа нужно учитывать геолого-физические параметры пласта. Тип коллектора при разработке тепловым методом должен быть терригенным, вязкость нефти больше 30 мПа\*с, проницаемость не ниже 0,1 мкм<sup>2</sup>, минимально допустимая эффективная нефтенасыщенная толщина бм, глубина залегания не должна превышать 1200 м. Большое влияние на фронт вытеснения и эффективность метода оказывает неоднородность пласта, чем неоднороднее пласт, тем неравномернее происходит прогрев породы. На эффективность метода влияет термогидродинамические свойства коллектора и окружающей породы: пористость, теплоемкость, теплопроводность скелета. Ещё одним параметром,

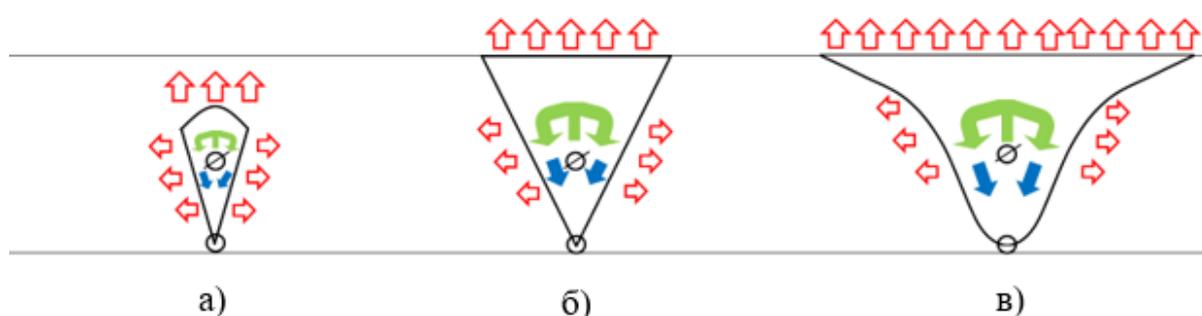
влияющим на успешное применение парогравитационного дренажа, является приемистость нагнетательных скважин. Темпы ввода тепла должны быть достаточными по объему и температуре, чтобы обеспечить наименьшие потери тепла в кровлю и подошву пласта. Именно поэтому прогнозирование не только технических и экономических показателей, но и внутрислоистовых процессов очень важно для разработки месторождения методом парогравитационным дренажем.

### **1.3. Метод парогравитационного дренажа**

На сегодняшний день большинство моделей, которые способны описать метод SAGD, реализуются на подходе доктора Роджера Батлера, инженера компании Imperial Oil. Математическая модель приведена в работе Батлера, МакНаба и Ло [8], модель базируется на основных законах термодинамики. В математической модели рассчитывается теплопередача через границы модели и через границы паровой камеры. По закону Дарси определяется количество нагретой нефти стекающей в добывающую скважину по границам паровой камеры, такой эффект обусловлен гравитационной составляющей флюидов. Роджер Батлер отмечал следующие: «Я мог бы получить тысячу баррелей в день из одной из этих скважин по моим расчетам на бумаге». [9]. Свою модель инженер подтвердил результатами лабораторных исследований.

Благодаря данному подходу можно детализировать процесс теплопередачи и нагрева стенок камеры, которая образуется в результате нагнетания пара в скважину. При использовании данного метода расходуется большое количество времени на сложные расчеты. Предсказать технологические показатели, которые влияют на исследования максимальной эффективности применения данного метода и возможности оптимизации процесса, затруднительно. Кроме того, модель содержит эмпирическую поправку на вязкость – настроенный параметр и заранее детерминированную форму паровой камеры.

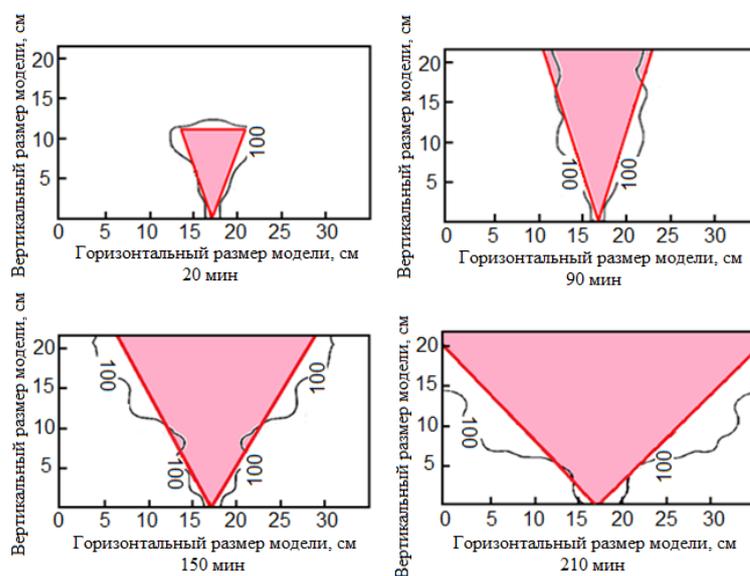
Процесс парогравитационного дренажа можно разделить на три этапа представленных на рисунке 2. Этап первый – это закачка в пласт пара. Этап второй – расширение паровой камеры в стороны, рост осуществляется к кровле пласта. Данные этапы были выделены при проведении ряда исследований на упрощённой модели пористой среды с двумя горизонтальными скважинами Чангом и Батлером [10]. Следовательно, потери тепла при парогравитационном дренаже минимальны, поэтому этот метод разработки является выгодным с экономической точки зрения. К сожалению, развитие паровой камеры на начальном этапе в экспериментах не детализируется, а также встает вопрос о том, какие параметры и коэффициенты влияют на данный процесс и как развивается гидродинамический фронт в пласте.



*Рисунок 3 – Развитие теплового фронта паровой камеры при парогравитационном дренаже: (а) этап первый- рост камеры преимущественно вверх, (б) этап второй-расширение камеры в стороны при достижении кровли пласта, (в) этап третий-конечная стадия языкообразования*

Создать модель парогравитационного дренажа можно не только с использованием математической модели Чанга и Батлера, но и с использованием интегральных моделей, которые позволяют сэкономить время расчета, определить ряд теплофизических параметров, основываясь только на традиционном подходе. Одной из таких интегральных моделей является модель, разработанная Фёдоровым, Гильмановым, Шевелёвым с использованием уравнений теплового и массового баланса, которая учитывает

форму треугольной паровой камеры. Результаты расчета динамики развития паровой камеры с удовлетворительной точностью сопоставимы с экспериментальными данными Чанга и Батлера (рис. 4).



*Рисунок 4 – Сопоставление формы паровой камеры, полученной по расчётам с помощью интегральной модели, с экспериментами Чанга и Батлера*

Особенностью интегральной модели является то, что она детализирует общий тепловые эффекты во всем элементе разработки. Модель учитывает теплофизические условия формирования паровой камеры. Так же учитываются этапы развития, и стабилизация. Модель отличается от модели Чанга и Батлера тем, что в ней есть возможность оценить основные параметры такие как: дебит жидкости, обводненность, коэффициент извлечения нефти, коэффициент охвата, интерференцию скважин, прорыв пара в добывающую скважину, но данная модель не позволяет отследить динамику гидродинамического фронта. [11-13]

Одной из обязательных частей исследований и разработок нефтяных месторождений является гидродинамическое моделирование. Поэтому для метода SAGD были разработаны гидродинамические модели. Существуют специальные гидродинамические симуляторы, с помощью которых можно рассчитать распределение температуры в пласте и отследить поведение

паровой камеры. Например, Наскименто [14] для построения гидродинамической модели и расчетов использовал динамический симулятор многофазных потоков и тепловых полей CMG STARS, благодаря симулятору получилось рассчитать распределение температуры в пласте для пары скважин на начальных этапах процесса. Распределение температуры в пласте позволяет сделать выводы о том, как развивается паровая камера между скважинами. Интересным результатом оказалось то, что форма паровой камеры имела отличную форму от экспериментов Чанга и Батлера, она была овальной. Это так же противоречит экспериментам, проведенным в интегральной модели. Такой же эффект наблюдали в результате моделирования Митрушкин и Хабилова [15], разработавшие собственный гидродинамический симулятор с измельченной сеткой вблизи горизонтальных скважин для более точного расчёта формы паровой камеры. Однако именно гидродинамические модели требуются при составлении проекта разработки и являются детальным инструментом описания месторождения. Поэтому проблема моделирования формы паровой камеры в гидродинамическом симуляторе актуальна и требует детальной проработки.

До разработки интегральной модели была создана модель Янга и его соавторам [16], в которой так же оценивают прорыв пара в добывающую скважину. Прорыв происходит это из-за того, что нагнетаемый пар конденсируется на границах паровой камеры и стекает в добывающую скважину вместе с нефтью. Так как нефть и вода располагаются внизу, в модели производят отдельный расчёт объёма жидкой фазы. Как только граница раздела между паром и жидкостью опускается до критического значения происходит прерывание пара. Другие считают, что прорыв пара из-за распределения температуры в паровой камере. Сравнивая модель Ирани [18] в котором подход отличный от подхода Янга можно сделать вывод, что при различных точках зрения модели позволяют оценить значения расхода закачки пара, что в дальнейшем позволит спрогнозировать прорыв пара в добывающую скважину.

Ранее в моделях использовался однородный пласт, но на практике такое встречается редко, чаще всего пласт имеет некоторые неоднородности в виде прослоев глин и т. д. Как уже известно, геологическая неоднородность залежи может влиять на результат развития паровой камеры. [19] Исследователям Вангу и Леунгу [20] удалось проанализировать особенности процесса развития паровой камеры при парогравитационном дренаже в пласте с глинистыми перемычками, в качестве гидродинамического симулятора, как и Наскименто используют CMG STARS. Глинистые прослои имеют отличные фильтрационные свойства от песчаника, они имеют плохую проницаемость, поэтому жидкость или пара протекают хуже. В гидродинамической модели глинистые прослои моделировались в области, добывающей и нагнетательной скважин как по вертикали, так и по горизонтали. В местах с ухудшенными ФЕС отмечается, что рост паровой камеры замедляется. Чем больше размеры глинистых поропластов, тем сильнее идет отклонение развития паровой камеры, поэтому увеличивается значение паронефтяного отношения, оно увеличивается с увеличением объема глин в пласте. Неоднородность пласта препятствует негативно влияет на развитие теплового и гидродинамического фронтов, это согласуется с экспериментом Хуанга и его соавторов. [21]

Принципиальным условием применения тепловых методов является знание геологических и гидродинамических характеристик резервуара. Только полное и точное понимание этих параметров позволяет оценить их применимость и эффективность тепловых. Кроме того, необходимо учитывать глубину пласта, температуру, проницаемость, пористость и другие параметры. Это позволяет правильно подобрать технологию нагрева и условия ее применения. Существующие гидродинамические расчеты с использованием компьютерных симуляторов выделяют овальную форму паровой камеры, что не согласуется с экспериментами, поэтому создание подхода к определению формы паровой камеры в гидродинамическом симуляторе очень важно для прогнозирования и развития температурных свойств, термических свойств, а также оптимизации процесса вытеснения нефти паром.

#### **1.4. Применения парогравитационного дренажа на промысле и перспективы развития процесса**

Первые промысловые исследования были проведены в Канаде в провинции Альберта, в 1980 году доктором Роджером Батлером на пилотной горизонтальной скважине Cold Lake с вертикальными нагнетательными. Так же в этой провинции в 1996 году был открыт завод в Фостер-Крик, эксплуатируемый компанией Cenovus Energy, был первым коммерческим проектом гравитационного дренажа с использованием пара (SAGD) и к 2010 году Foster Creek «стал крупнейшим коммерческим проектом SAGD в Альберте, достигшим статуса выплаты роялти». Технология парогравитационного дренажа улучшает показатели извлечения нефти до 60% и является экономически рентабельным для нефтяных компаний. [22]

Экономическую рентабельность проекта подтвердил в своих исследованиях Чина. Если учитывать, что цены на нефть 20 долларов за баррель, то накопленный дисконтированный доход и экономическая рентабельность проекта будут положительными. [23-25]. Одной из основных характеристик успешности проекта это расстояние между добывающей и нагнетательной скважиной. На сегодняшний день принято считать, что это расстояние должно быть в интервале от 5 м до 10 м и элемент разработки около 100м. Промысловый опыт применения подтверждает эти оценки [27].

Канадские компании активно используют тепловые метод для добычи нефти и газа, и, судя по результатам, эта технология продолжит быть успешной в ближайшем будущем [28-30]. Например, месторождения Celtic и Senlac [31]. Месторождения содержат битуминозную нефть, вязкость которой составляет около 500 сП. Для разработки тяжелой нефти было принято решение использовать метод парогравитационного дренажа с использованием горизонтального бурения. Большая область дренирования обеспечивает высокие коэффициенты извлечения нефти, которые варьируются в интервале от 30% до 60%.

В последнее время метод парогравитационного дренажа набирает все большую популярность в России. [32-33]. Например, на Ашальчинском месторождении, Республика Татарстан, данный метод хорошо себя зарекомендовал. Пласт-коллектор месторождения состоит из мелкозернистого среднесцементированного песчаника с равномерной пропиткой нефтью. Пористость как один из важнейших характеристик пласта варьируется в интервале от 10% до 40%. Эффективные нефтенасыщенные толщины, в зависимости от поднятия составляют от 5 до 50 м. По оценке возможности применения метода на месторождении был сделан вывод, что с нефтенасыщенной толщиной менее 15м, проект SAGD может стать нерентабельным. Так же следует учитывать однородность пласта, удаленность от зоны ВНК и проницаемость в вертикальном направлении. Поэтому один из важных параметров эффективного применения является равномерное развитие паровой камеры по всей длине горизонтальной скважины [34].

Технология SAGD совершенствуется из года в год, с успешным применением на песчаниках Канады, метод стал применяться во многих странах, Kern River (США); бассейн Orinoco (Венесуэла); Liaohe (Китай). На сегодняшний день технология продолжает развиваться в таблице 2 представлены актуальные проекты парогравитационного дренажа в Канаде по состоянию на 01.01.2022 [35].

*Таблица. 2 - Действующие проекты SAGD в Канаде*

<i>№</i>	<i>Месторождение</i>	<i>Компания</i>	<i>Запуск</i>
1	<i>Hanginstone</i>	<i>ATHABASCA OIL COR</i>	2015
2	<i>Leismer</i>		2010
3	<i>Kirbi</i>	<i>CANADIAN NATURAL RESOURCES</i>	2013
4	<i>Jackfish</i>		2007
5	<i>Chrichtina Lake</i>	<i>CONOVUS ENERGY</i>	2002
6	<i>Foster Creek</i>		2001
7	<i>Sunrise</i>		2015
8	<i>Tucker</i>		2006
9	<i>Ling Lake</i>		2008

10	<i>Creat Divide</i>	<i>CONNACHER OIL &amp; GAS</i>	2008
11	<i>Surmont</i>	<i>CONOCOPHILLIPS</i>	2007
12	<i>McKay River</i>	<i>EVEREST CANADIAN RESOURCES</i>	2012
13	<i>Hangingstone Demo</i>	<i>GREENFIRE RESOURCES</i>	1999
14	<i>Hangingstone Expansion</i>		2017
15	<i>Black Gold</i>	<i>HARVEST OPERAIONS</i>	2018
16	<i>Blackrod Pilot</i>	<i>INTRNATIONAL PETROLEUM CORP</i>	2011
17	<i>Chrichtina Lake</i>	<i>MEG ENERGY</i>	2008
18	<i>McKay River</i>	<i>PETROCHINA</i>	2016
19	<i>Lindergh</i>	<i>STRATHCONA RESOURCES</i>	205
20	<i>Orion</i>		2007
21	<i>West Ells</i>	<i>SUNSHINE OILSANDS</i>	2016
22	<i>Firebag</i>	<i>SUNCOR ENERGY</i>	2004
23	<i>McKay River</i>		2002

Перспективой развития как с технологической, так и с экологической и экономической точки зрения является применение различных углеводородных растворителей, поэтому на сегодняшний день разработаны модификации метода. Это экстракция с помощью парообразного растворителя, экстракция с помощью парообразного растворителя, процесс с добавлением растворителя, парогравитационного дренирование с добавлением растворителя. Таким образом, метод SAGD является популярным и перспективным для извлечения высоковязкой нефти.

## ГЛАВА 2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

### 2.1 Теоретические основы гидродинамического моделирования, неизотермическая фильтрация

Цифровые трехмерные гидродинамические модели (ГДМ) важнейший инструмент при контроле и управлении разработкой месторождений. Основные задачи, которые решают с их помощью, является проектирование мест расположения скважин, расчет прогноза технологических показателей, оценка выработки запасов, прогнозирование энергетического состояния залежи. Эффективность технологических решений зависит от гидродинамической модели.

Гидродинамическая модель месторождения представляет собой модель материального баланса, это дискретное, конечно-разностное, представление в пространственной системе или простыми словами приближенное описание поведения изучаемого объекта с помощью математических символов [36].

Исследования в численное моделировании стало развиваться с конца 1950-х годов. С учетом быстрого развития и внедрения в практику теории численного моделирования, одним из важных препятствий было недостаточные компьютерные мощности. С появлением суперкомпьютеров в 1980-х годах и выпуском симуляторов, таких как Eclipse численное моделирование вновь стало активно развиваться и популяризироваться [36].

В настоящее время в большинстве стран мира законодательно закреплено требование для компаний-операторов подтверждать проекты разработки месторождений численными гидродинамическими моделями. В России основными программными продуктами по созданию гидродинамических моделей являются Eclipse/Petrel (Schlumberger), Tempest (Rohar), VIP (Landmark), TimeZYX (группа компаний «Траст»). В последние годы (начиная с 2007 года) активно продвигается отечественная программа tNavigator [37].

На сегодняшний день на добывающих предприятиях с помощью tNavigator решаются следующие задачи:

- 1) создание прогнозной версии модели для планирования разработки месторождения;
- 2) оценка эффективности грп;
- 3) выбор оптимальных кандидатов на бурение боковых стволов;
- 4) оценка эффективности обработки призабойной зоны кислотами, растворами пав;
- 5) расстановка скважин (групп скважин) по заданной схеме разработки;
- 6) оценка эффективности заводнения;
- 7) выбор оптимальной схемы закачки.

Поэтому программный комплекс в полной мере способен реализовать модель парогравитационного дренажа и т.д.

Распределение любых статических и динамических полей возможно визуализировать как в 2D так и в 3D, поэтому для анализа теплового и гидродинамического фронта был выбран гидродинамический симулятор tNavigator. С помощью симулятора можно создавать модели по выбору в зависимости от моделируемого объекта и процесса:

- модели двух- и трехфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей (модель нелетучей нефти);
- модель многокомпонентной фильтрации (композиционная модель);
- модель неизотермической фильтрации;
- модели физико-химических методов воздействия на пласт (полимерного заводнения, закачки поверхностно-активных веществ, углекислого газа и т. п.);
- модели фильтрации в среде с двойной пористостью и с двойной проницаемостью для моделирования процессов в трещиновато-поровых коллекторах.

На разных стадиях моделирования пласта используются специальные опции, такие как:

- масштабирование сеток при переходе от геологической модели к гидродинамической (осреднения данных геологической модели при построении и оцифровке более грубой сетки для моделирования фильтрации);
- построение сеток различных типов (блочной-центрированной, с распределенными узлами, с геометрией угловой точки, прямоугольной, цилиндрической, криволинейной, полигонов Вороного, гибкой, с локальным измельчением);
- выбор методов аппроксимации и решения уравнений (явный или неявный, прямой или итерационный, упорядочение и решение систем линейных уравнений, контроль за сходимостью);
- инициализация (моделирование начального равновесного распределения флюидов в пласте);
- расчет эффективных фазовых проницаемостей и капиллярного давления,
- контроль за работой скважин (задание дебитов, забойных давлений, ограничений для групп скважин).

Фильтрационный перенос жидкостей и газов в пористых средах, возникающий при извлечении углеводородов, описывается фундаментальными законами сохранения массы, импульса, энергии. Изотермическая фильтрация описывается уравнениями сохранения массы (2.1), закон Дарси (2.2) в совокупности с уравнением фазового состояния. Используя метод SAGD, рассматриваются неизотермические процессы в пласте, поэтому кроме основных уравнений изотермической фильтрации, в гидродинамических расчетах будет рассчитано уравнение сохранения энергии (2.3) [38-39]:

$$\frac{\partial \rho_i}{\partial t} + \operatorname{div} (\rho_i \vec{u}_i) = J_{ij} \quad (2.1)$$

$$\vec{u}_i = -\frac{k}{\mu_i} k_{ij} \operatorname{grad} P \quad (2.2)$$

где  $\rho_i$  – плотность жидкости;  $P$  – давление;  $k$  – тензор абсолютной проницаемости пористой среды;  $k_{ij}$  – относительные фазовые проницаемости;  $\mu_i$  – вязкость флюида;  $J_{ij}$  – интенсивность фазового перехода;  $\vec{u}_i$  – вектор скорости фильтрации флюида.

Индекс  $i$  соответствует фазе, а индекс  $j$  компоненте. Знак минус в законе Дарси указывает, что скорость направлена в сторону обратную росту давления, так же уравнение устанавливает связь между градиентом давления (давление на выходе и входе поровых каналов) и расходом (скоростью фильтрации) через систему. Таким образом, фильтрационный перенос жидкостей и газов в пористых средах может быть описан с помощью ряда фундаментальных законов и уравнений, учитывающих конкретные условия процесса (температуру, состав среды, свойства материала и т. д.).

Относительные фазовые проницаемости  $k_{ij}$  зависят от породы и её ФЕС, от насыщенности в поровом пространстве  $k_{ij} = k_{ij}(s_1, \dots, s_{n_i})$ , от капиллярных сил и градиента давлений и т.д. Капиллярное давление определяется экспериментально и считается известной функцией. Сумма насыщенностей компонент всегда равна 1, так как все поровое пространство породы заполняется флюидами. Вязкость, плотность и относительные фазовые проницаемости при расчете гидродинамической модели чаще всего уже известные функции, где плотность  $\rho_i = \rho_i(p_i, c_{ij})$  и вязкость  $\mu_i = \mu_i(p_i, c_{ij})$  функции зависящие от от давления и компонентного состава. Количество неизвестных величин часто сокращают с помощью следующих соотношений:

$$P_0 - P_G = P_{COG}, \quad (2.3)$$

$$P_0 - P_W = P_{COW}, \quad (2.4)$$

$$S_W + S_O + S_G = 1, \quad (2.5)$$

где  $P_{COG}$  – капиллярное давление в системе нефть-газ,  $P_{COW}$  – капиллярное давление в системе нефть-вода.

В модели парогравитационного дренажа необходимо использовать многокомпонентную модель фильтрации для детального описания фазовых

состояний флюидов на различных этапах развития паровой камеры. Поэтому для расчета свойств многокомпонентных газовых и нефтяных смесей, а также расчета летучестей в системах фазовых равновесий, необходимо использовать основное уравнение состояния, предложенное Ван дер Ваальсов в 1873 г или его модификации. По умолчанию в гидродинамических расчетах принято использовать кубическое уравнение состояния Редлиха-Квонга (Redlich-Kwong) или уравнение Пенга-Робинсона (Peng-Robinson) (2.6):

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a(T)}{v(v+b) + b(v-b)} \quad (2.6)$$

$P$  – давление,  $R$  – газовая постоянная,  $v$  – молярный объем,  $T$  – температура, коэффициенты  $a$  и  $b$  можно найти, основываясь на принципе соответственных состояний из критических параметров. В уравнении (2.6) удобно перейти от молярного объема  $v$  к безразмерному  $Z$  – коэффициенту сверхсжимаемости, который показывает степень отклонения от основного уравнения идеального газа.

$$Z^3 - Z^2 + (A - B^2 - B)Z - AB = 0 \quad (2.7)$$

Распределение насыщенностей изменяется в результате работы добывающих и нагнетательных скважин и влияет на текущие значения обводненности и газового фактора. Соотношения воды, нефти, газа и др. углеводородов в продукции скважин (в поверхностных условиях) определяются отношением текущих подвижностей фаз и объемных коэффициентов (по Р.Д. Каневской, 2002). Насыщенность  $i$ -й фазы  $s_i$  определяется как доля порового пространства, занятая данной фазой. Тогда пусть  $c_{ij}$  – массовая концентрация  $j$ -го компонента в  $i$ -ой фазе. Тогда уравнение сохранения массы:

$$-\sum_{i=1}^{n_i} \operatorname{div}[\rho_i c_{ij} \vec{u}_i] = \frac{\partial}{\partial t} \left( m \sum_{i=1}^{n_i} \rho_i c_{ij} s_i \right) \sum_{i=1}^{n_i} \tilde{q}_i \alpha_{ij} \quad (2.8)$$

Здесь  $\tilde{q}_i$  – интенсивность источника  $i$ -й фазы,  $\alpha_{ij}$  – массовая доля компонента  $j$  в  $i$ -й фазе.

Для полного описания композиционной модели фильтрации необходимо подстановка закон движения (2.2) в закон сохранения массы (2.8), предполагая, что в модели  $n_i$  фаз и  $n_c$  компонент. Получим уравнение следующего вида:

$$\sum_{i=1}^{n_i} \operatorname{div} \left[ \rho_i c_{ij} \frac{k}{\mu_i} k_{ij} (\nabla p_i - \rho_i g \nabla z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( m \sum_{i=1}^{n_i} \rho_i c_{ij} s_i \right) + \quad (2.9)$$

$$\sum_{i=1}^{n_i} \tilde{q}_i \alpha_{ij} \quad j = 1, \dots, n_c$$

Таким образом, основные свойства пластовых флюидов (вязкости, плотности, объемные коэффициенты, растворимости) изменяются в зависимости от давления и температуры. Учитывая количество фаз в пласте с помощью неявной схемы (Fully Implicit) (для аппроксимации по времени) и метода конечных объемов (для аппроксимации по пространственным переменным) задача сводится к системе нелинейных уравнений, которые решаются итерационным методом Ньютона. Гидродинамическое моделирование многокомпонентной залежи является непростой задачей, поэтому при создании ГДМ необходимо ввести ряд допущений:

- уровень ВНК принят горизонтальным;
- скелет пласта считается упруго-деформируемым;
- физико-химические свойства нефти зависят от пластового давления и заданы в табличном виде;
- начальное пластовое давление соответствует гидростатическому;
- гравитационные и капиллярные силы учитываются явным образом;
- скважины проходят через центр расчетного блока вертикально;
- значения пористости и проницаемости коллектора задаются явно и постоянны с течением времени.
- Давление каждого компонента равны

- Совместимые компоненты по признаку объем-давление-температура и данным закона равновесия группируются
- В воде нет углеводородных компонентов, следовательно, массоперенос невозможен

Парогравитационный дренаж подразумевает модель неизотермической многокомпонентной фильтрации. Состав флюидов, ОФП зависят не только от насыщенности и давления, но и от температуры. Поэтому для замыкания системы уравнений необходимо дополнить законом сохранения энергии (2.9)

$$\left( H + \frac{v_m^2}{2} + gz \right) dm = \sum \delta Q - \delta W \quad (2.9)$$

Здесь  $H$  – удельная энтальпия;  $z$  – высота;  $Q$  – потери на теплообмен;  $v_m$  – скорость смеси;  $W$  – работа, совершенная над системой;  $g$  – ускорение свободного падения.

После задания всех необходимых для построения данных создается математическая модель фильтрации – компьютерная программа, которая решает уравнения тепло- и массопереноса с заданными начальными и граничными условиями.

Под начальными условиями в гидродинамическом моделировании понимается состояние статического равновесия системы, в котором скорости равны нулю, а пористость, проницаемость и давление считаются величинами постоянными. Под действие капиллярных и гравитационных сил флюиды разделяются, если рассматривать переходные зоны, где все фазы подвижны, распределение насыщенности можно определить из следующих соотношений:

$$\frac{\partial(p_o - p_w)}{\partial z} = \frac{\partial p_{ow}}{\partial z} = (\rho_o - \rho_w)g$$

переходная зона граница вода-нефть

$$\frac{\partial(p_g - p_o)}{\partial z} = \frac{\partial p_{go}}{\partial z} = (\rho_g - \rho_o)g \quad (2.10)$$

переходная зона граница нефть-нефть

Соотношения (2.10) характеризуют условия капиллярно-гравитационного равновесия, при давлении рассчитанном по гидростатическому закону и зависящем только от глубины залегания пласта (координаты  $Z$ ).

При компьютерном моделировании пластов формирование начального равновесного состояния на модели называется инициализацией. Задача инициализации решается перед началом расчета динамических характеристик модели.

Задание граничных условий необходимо для описания взаимодействия пласта с окружающей областью. Граничные условия (ГУ) задаются на кровле и подошве пласта на практике часто принимают следующие условия: давление постоянное, условие непротекания, когда расход каждой фазы равен нулю, задается расход жидкости на границе, теплотери через кровлю и подошву пласта и т. д.

В результате дискретизации дифференциальных уравнений с помощью метода конечных разностей непрерывное распределение параметров заменяется дискретным. Отыскиваются приближенные значения неизвестной функции для конечного множества точек области определения. Эти точки называются узлами сетки. Дифференциальное уравнение заменяется системой алгебраических уравнений для определения приближенных значений искомой функции во всех узлах сетки. Эти уравнения называются конечно-разностными, а процедура получения этих уравнений — дискретизацией. Если можно показать, что приближенное решение близко в определенном смысле в узлах сетки к истинному решению исходной задачи, то говорят, что оно аппроксимирует истинное решение. Основные методы дискретизации уравнений — это разложение в ряд Тейлора, интегральный и вариационный методы, что соответствует дифференциальной, интегральной и вариационной формам уравнения сохранения массы [40, 41,42].

## 2.2 Гидродинамическая модель парогравитационного дренажа месторождения Celtic

Для создания гидродинамической модели необходим сбор всех имеющихся данных, анализ и их верификация, приведение данных и полученных расчетов в соответствие друг с другом. [43-44] Как было написано в главе 1.4 первый метод парогравитационного дренажа нашел свое применение на самом большом в мире месторождении битуминозной нефти в Канаде в 1988 году на песчаниках Атабаска. На месторождении была отработана классическая схема SAGD. КИН по элементу разработки составил 50 %, а накопленное паронефтяное соотношение не превысило 2,5 т/т, что подтвердило экономическую рентабельность проекта. Этапы разработки методом парогравитационного дренажа на месторождении:

1. Бурение пары скважин (нагнетательная и добывающая);
2. Предварительный разогрев подразумевает закачивание пара в скважины и в течение нескольких месяцев происходит его циркуляция, это необходимо для того, чтобы прогреть окоскважинную зону;
3. Перевод в эксплуатацию, происходит развитие паровой камеры преимущественно вверх до кровли пласта, после камера начинает расширяться в стороны.

Для динамики развития тепловых и гидродинамических свойств парогравитационного дренажа была построена трехмерная гидродинамическая модель месторождения Celtic. Основная часть промысловых данных была взята из статьи Янга и его соавторов. Промысловые данные приведены в таблице 3. Пласт считается крупным песчаником, поэтому его плотность составляет порядка  $2500 \text{ кг/м}^3$ . Пористость пласта составляет 33%, проницаемость 2150 мД, мощность пласта 20м, пластовая температура  $21^\circ\text{C}$ , давление насыщения 34 Мпа. Разработка ведется тремя парами горизонтальных скважин где элемент разработки составляет 100м, их длина 400 и расстояние между добывающей и нагнетательной скважиной 5м. Вязкость тяжелой нефти составляет порядка 2 мПа·с, её

плотность  $850 \text{ кг/м}^3$ , такая плотность по таблице 1 относят к средневязким. Для эффективного снижения вязкости нефти пар закачивается со средним удельным расходом  $0,0497 \text{ т/(м}\cdot\text{сут.)}$  при температуре  $240^\circ\text{C}$ . Вязкость воды  $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  и пара  $0,164 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  .[45] Плотность воды  $1000 \text{ кг/м}^3$ , плотность пара оценивается из уравнения состояния идеального газа и составляет при данных термобарических условиях  $14 \text{ кг/м}^3$ .

Основные геолого-физические характеристики месторождения Celtic (Канада) для гидродинамической модели SAGD представлены в таблице 3.

Таблица 3. Геолого-физическая характеристика месторождения Celtic

Параметр	Значение
Начальная пластовая температура, $T_o$	$21^\circ\text{C}$
Средняя пористость, $m$	33%
Средняя проницаемость, $k$	2150 мД
Удельная теплоёмкость, $C_r; C_w; C_s; C_o$	1138 Дж/(кг·К); 4200 Дж/(кг·К); 4200 Дж/(кг·К); 2200 Дж/(кг·К)
Плотность, $\rho_w; \rho_s; \rho_o; \rho_r$	$1000 \text{ кг/м}^3$ ; $14 \text{ кг/м}^3$ ; $850 \text{ кг/м}^3$ ; $2500 \text{ кг/м}^3$
Вязкость, $\mu_o; \mu_w; \mu_s$	$2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ; $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ; $0,164 \text{ мПа}\cdot\text{с}$
Скорость закачки пара, $Q_s$	$0,0497 \text{ т/(м}\cdot\text{сут.)}$
Удельная теплота парообразования, $l$	$2,3\cdot 10^6 \text{ Дж/кг}$
Коэффициент теплоотдачи из паровой камеры в горизонтальном направлении, $\alpha_1$	$0,00667 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$
Коэффициент теплоотдачи из паровой камеры в вертикальном направлении, $\alpha_2$	$0,02 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$
Длина горизонтальных скважин, $d$	100 м
Расстояние между добывающей и нагнетательной скважиной, $d_o$	5 м
Связанная водонасыщенность $S_{wr}$	20%
Остаточная нефтенасыщенность $S_{or}$	20%
Элемент разработки, $c$	100 м
Температура нагнетаемого флюида, $T_s$	$240^\circ\text{C}$

Компьютерная ГДМ SAGD разработана в программном комплексе tNavigator версии 22.3. Для создания гидродинамической модели парогравитационного дренажа необходимо выполнять ряд шагов:

1. Выбрать тип гидродинамической модели
2. Задать геометрию сетки
3. Задать начальные и граничные условия, параметры пласта и флюида
4. Учесть разработку месторождения скважинами

### **2.2.1. Выбор типа модели**

Тип гидродинамической модели обычно определяется исходя из: типа моделируемых коллекторов; флюидального состава; применяемых методов разработки. В рассматриваемой модели месторождения Celtic присутствуют следующие фазы: вода, нефть, газ и углеводородные компоненты (парафины, нефтены и т.д), которые необходимо учитывать при моделировании фазового равновесия. Основная сложность создания неравновесной гидродинамической модели состоит в том, что фазы и их состав связаны между собой условиями равновесия, поэтому уравнение неразрывности необходимо записать для каждого компонента в жидкой фазе и в парообразной фазе.

При решении задачи фильтрации необходимо учесть молярные доли фазы  $p$  и мольные доли компонентов в фазах, а также для полного описания уравнения состояния необходимо в общем случае задать критические давление, критическую температуру, акцентрический фактор и коэффициенты бинарного взаимодействия компонентов. Такой набор фаз в полной мере будет описывать флюидальный состав месторождения Celtic и позволит смоделировать фазовые переходы, например парообразование, конденсацию и растворение, необходимые для детального анализа развития тепловых и гидродинамических процессов в пласте. Такую модель принято называть композиционной термо-химической. В композиционной модели

особенностью является подход в задании PVT свойств и произвольном задании числа компонент.

Теоретически, зная мольные доли всех компонент, входящих в нефть, можно восстановить все ее свойства, однако на практике это сделать невозможно в силу того, что углеводороды после пропана имеют изомеры и гомологи, которые в процессе исследования отдельно не изучаются, а группируются по углеводородному числу. Таким образом, для достоверного описания процессов, модель необходимо настраивать на фактические эксперименты изменяя параметры сгруппированных фракций. Контрольными экспериментами служат дифференциальное разгазирование, эксперименты по сепарации и эксперимент по однократному дегазированию. За недостаточностью промысловых данных PVT модель использовалась с аналогичных месторождений Канады.

### 2.2.2. Задание геометрии сетки

Одним из важных этапов построения ГДМ является выбор ориентации и типа сетки. 3D-сетки строятся с помощью направляющих линий (пилларов), ограниченных поверхностями структурной модели. В симуляторе по умолчанию используется декартовая система координат. Для оптимизации расчетов и визуализации теплового и гидродинамического фронтов паровой камеры по глубине сетка модели выбрана регулярной, ячейки являются прямоугольными параллелепипедами в трехмерном пространстве. Каждая ячейка описывается четырьмя параметрами, что позволяет не создавать большие объемы геометрических данных. Размерность ячеек модели представлена в таблице 4.

*Таблица 4. Размерность гидродинамической модели месторождения*

Модель	Кол-во ячеек			Общее кол-во ячеек	Размеры ячеек, м		
	X	Y	Z		X	Y	Z
ГДМ	4	120	50	4000	100	240	50

### 2.2.3. Начальные и граничные условия, свойства пласта и флюидов

В гидродинамической модели инициализация задается методом перечисления, начальные распределения пористости, проницаемости насыщенности, пластового давления, температуры задаются в явном виде, зависимость вязкости нефти от температуры,  $pvt$ -свойства флюида, а также относительные фазовые проницаемости по нефти и по газу. Начальные условия:

$$T = const, P = const, S_w = S_{wr}, S_o = 1 - S_{wr}.$$

Краевые (граничные) условия — обязательные элементы математических постановок задач геолого-гидродинамического моделирования. Краевые условия могут задаваться на внешних или внутренних границах расчетной области. Краевые условия имеют вполне определенный математический и физический смыслы: определяют взаимодействия расчетной области с внешней средой. В кровле и подошве исследуемого пласта происходит теплообмен с окружающей средой, поэтому в модели вычисляется теплообмен пласта при задании границ теплопередачи, а также теплоемкости и теплопроводности внешней среды, подразумевается теплопотери на кровлю и подошву пласта, а также на границе пористой среды с проницаемостью, которой пренебрежимо мала, ставится условие непротекания: Граничные условия на кровле и подошве пласта:

$$Q(x_1; x_4; y_1; y_{120}; z_1; z_1) = const \text{ (теплопотери в кровле)}$$

$$Q(x_1; x_4; y_1; y_{120}; z_{50}; z_{50}) = const \text{ (теплопотери в подошве)}$$

$$\frac{\partial P}{\partial n} = 0 \text{ (условие непроницаемости границы)}$$

За недостаточностью данных месторождения Celtic, свойства флюидов берутся по умолчанию. На начальном этапе в пласте максимальная нефтенасыщенность, а водонасыщенность равна связной  $S_{wr}$ .

Относительные фазовые проницаемости получены аналитически с учётом промысловых данных месторождения Celtic. В модели задаются

нормализованные кривые ОФП и симулятор в соответствии с выбранными опциями растягивает и сжимает кривые ОФП в каждой ячейке модели на основе заданных в ней свойств остаточных насыщенных и концевых точек. (рис. 5а)

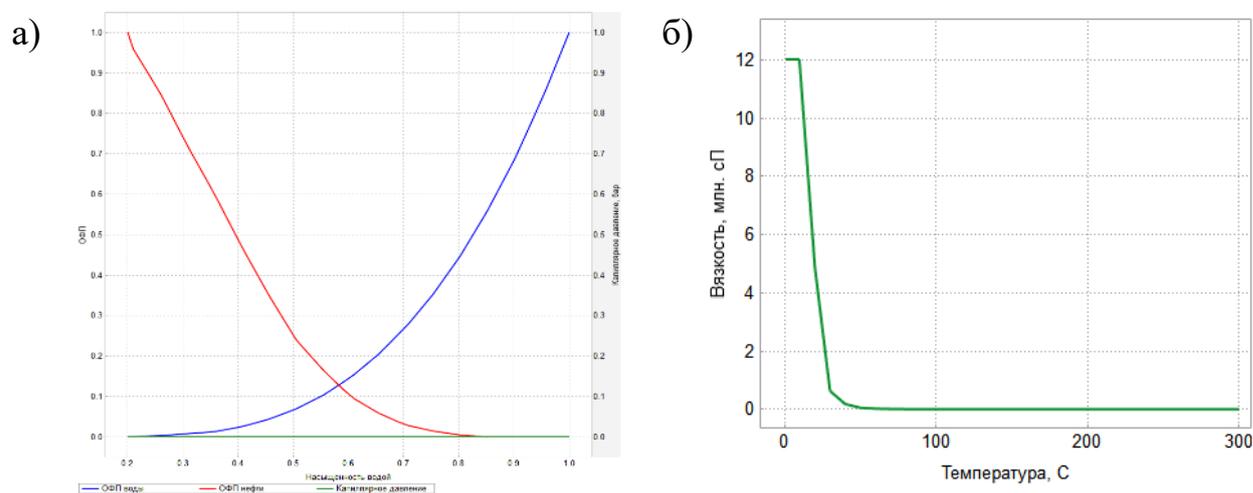


Рисунок 5 – а) график относительных фазовых проницаемостей, б) Рисунок. 6 – Зависимость вязкости нефти от температуры

Высоковязкие нефти более восприимчивы к снижению вязкости при их подогреве повышение температуры до 120-150°C в пласте способствует снижению вязкости 1000–1200 мПа\*с. Для задания зависимости вязкости нефти от температуры на практике часто используется корреляция вида:

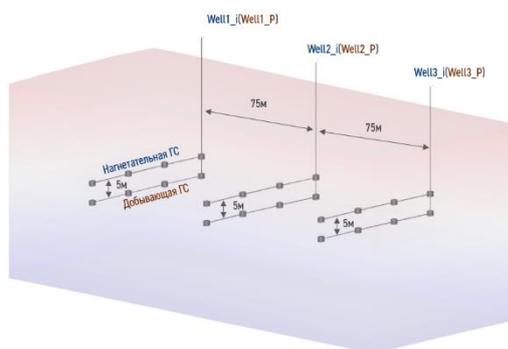
$$\mu_o = \mu_{o0} e^{-K_T T_s}, \quad (5)$$

где  $\mu_{o0}$  – постоянная, имеющая размерность вязкости,  $K_T$  – постоянная, имеющая размерность температуры.

#### 2.2.4. Расположение скважин в гидродинамической модели SAGD

Коллектор разрабатывается тремя парами горизонтальных скважин, представленных на рис. 6. В элементе разработки пробурены две параллельные скважины. Расстояние между парами скважин 75 м. Верхняя скважина Well\_I является нагнетательной, нижняя скважина Well\_P –

добывающей. Расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной составляет 5 м. Далее элементы разработки в пласте повторяются. Поэтому результат исследований будет приведен для центральной пары горизонтальных скважин. Скважины располагаются внутри центра ячеек. Моделируются горизонтальные скважины в направлении оси x.



*Рисунок 6 – Расположение скважин в ГДМ*

При учете скважин в гидродинамических расчетах принимается следующие допущение:

- в окрестности скважин характер течения близок к радиальному, и основным параметром работы скважин является забойное давление.

## ГЛАВА 3. АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ТЕПЛОВОГО И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ФРОНТА ПАРОВОЙ КАМЕРЫ

### 3.1. Анализ динамики теплового и гидродинамического фронта паровой камеры в однородном пласте месторождения Celtic

На основе результатов расчета ГДМ SAGD месторождения Celtic была получена динамика развития гидродинамического и теплового фронтов. Результаты исследований представлены на рисунке 7.

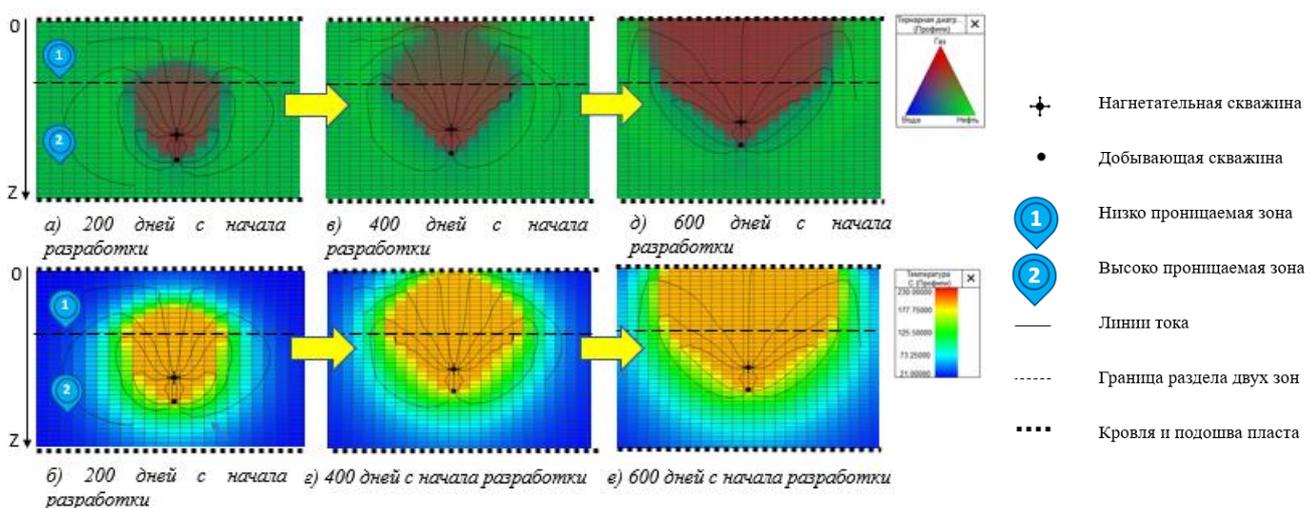


Рисунок 7 – Динамика развития теплового и гидродинамического фронтов при парогравитационном дренаже (tNavigator)

Результаты расчетов ГДМ показали, что на начальном этапе нагнетания разогретого пара вблизи нагнетательной и добывающей скважинами см. рис. 7а и рис. 7б) происходит рост температуры пород, формируется гидродинамическая и тепловая связь между скважинами. Визуализируется отставание теплового фронта от гидродинамического из-за необходимости прогрева большой объема скелета породы, что является главной особенностью развития механизма нефтеотдачи при тепловом воздействии и наблюдается при дальнейшем развитии паровой камеры. В профиле насыщенности и температуры формируется геометрия паровой камеры в виде перевернутого равнобедренного ромба, вершина которого стремится к добывающей скважине, а при дальнейшем развитии к подошве пласта см. рис. 7д и 7е. Это связано с тем, что при высоких температурах нагнетания резко падает

вязкость нефти, за счет гравитационных сил пар стремится к кровле пласта, а нагретая нефть и сконденсированная вода, на границах камеры, стекают в добывающую скважину.

На поверхности раздела паровой камеры (переходная сине-зеленая область) см. рис. 7в и 7г) и холодных нефтенасыщенных толщин постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и вместе с разогретой нефтью стекают вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести. Дальнейшее нагнетание пара приводит к росту камеры вверх и в ширину, как только камера достигает менее проницаемой зоны (кровля пласта).

Для данного варианта были рассчитаны следующие технологические параметры процесса, которые приведены в таблице 5. Рассчитан коэффициент извлечения нефти (КИН), который определяется как отношение накопленной добычи нефти к начальным запасам в элементе разработки. КИН составил 60% (спустя 5 лет с начала разработки), высокий КИН получен при условии однородности пласта и постоянного нагнетания пара. Так же рассчитано паронефтяное отношение, характеризующее теплофизическую эффективность тепловых методов увеличения нефтеотдачи.

*Таблица 5. Технологические показатели эффективности*

<b>Модель</b>	<b>Кр, %</b>	<b>Кпр, мД</b>	<b>Rs</b>	<b>КИН, %</b>
<b>ГДМ</b>	0.33	1000	2.6	0.6

При сопоставлении накопленной добычи нефти из полученной модели Янга и его соавторов с гидродинамическими расчетами, рисунок 8, можно сделать вывод, что суммарная добыча в первые 600 дней с начала разработки имеет небольшое расхождение с моделью SAGD Янга и его соавторов и линейно увеличивается, достигая объема в 10 тыс. ст. м<sup>3</sup> через 600 сут. с начала разработки. Следовательно, гидродинамическая модель парогравитационного дренажа имеет хорошую сходимость с моделью Янга и его соавторов и может быть использована для дальнейшего прогнозирования технологических показателей и определения критерия эффективности.

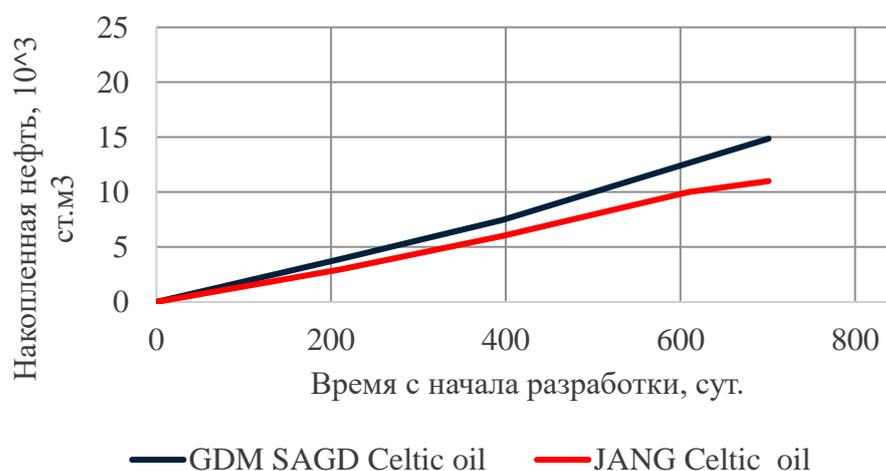


Рисунок 8 – Зависимость накопленной нефти от времени разработки

### 3.2 Анализ динамики теплового и гидродинамического фронта паровой камеры в неоднородном пласте месторождения Celtic

Ранее в гидродинамической модели месторождения Celtic пласт был принят однородным, пористость и проницаемость считались всюду одинаковыми и статичными параметрами по времени, закачка пара так же была принята величиной постоянной. В действительности продуктивный пласт неоднороден по фильтрационно-емкостным свойствам пласта, часто встречаются иные геологические тела, залегающие в различных зонах пласта. Нередко в пласте встречаются прослой глин или известняков, данный материал будет иметь меньшую проницаемость по сравнению с песчаником. Был построен куб пористости значения которого попадают в диапазон от 13% до 40% что характерно для продуктивных пластов тяжелой нефти. рис 9а. Проницаемость в пласте распределяется экспоненциально. Формула для расчета проницаемости:

$$K_{pr} = 0.335 * \exp(27.9 * K_p) \quad (5)$$

где  $K_{pr}$  – проницаемость породы,  $K_p$  известная пористость

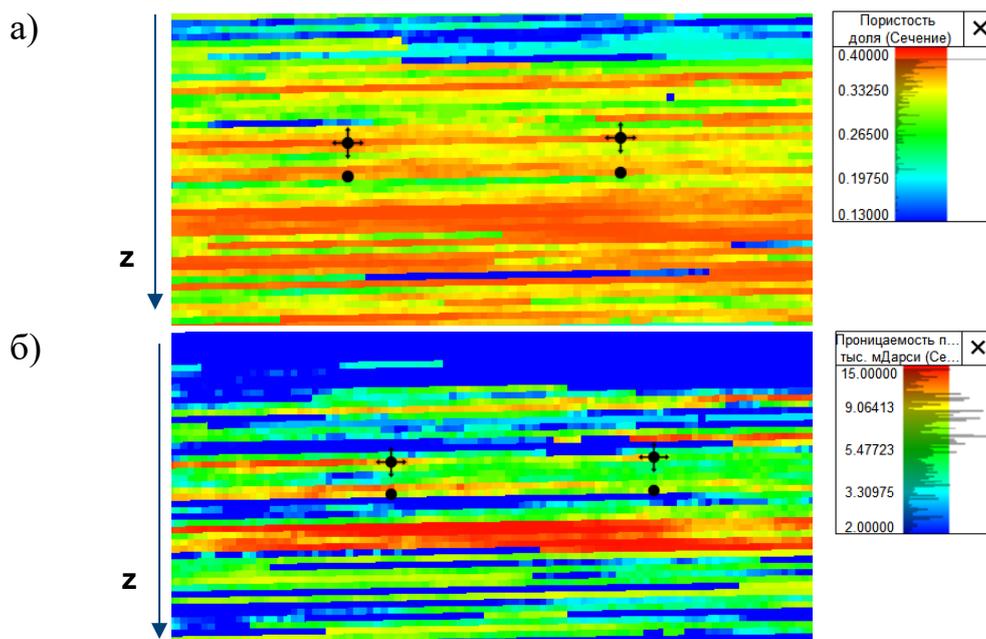


Рисунок 9 – Распределение пористости(а) и проницаемости(б) в пласте по координате  $x$  (tNavigator)

Развитие паровой камеры будет иметь свою особенность развития в неоднородном пласте. Полученные результаты динамики фронтов представлены на рисунке 10.

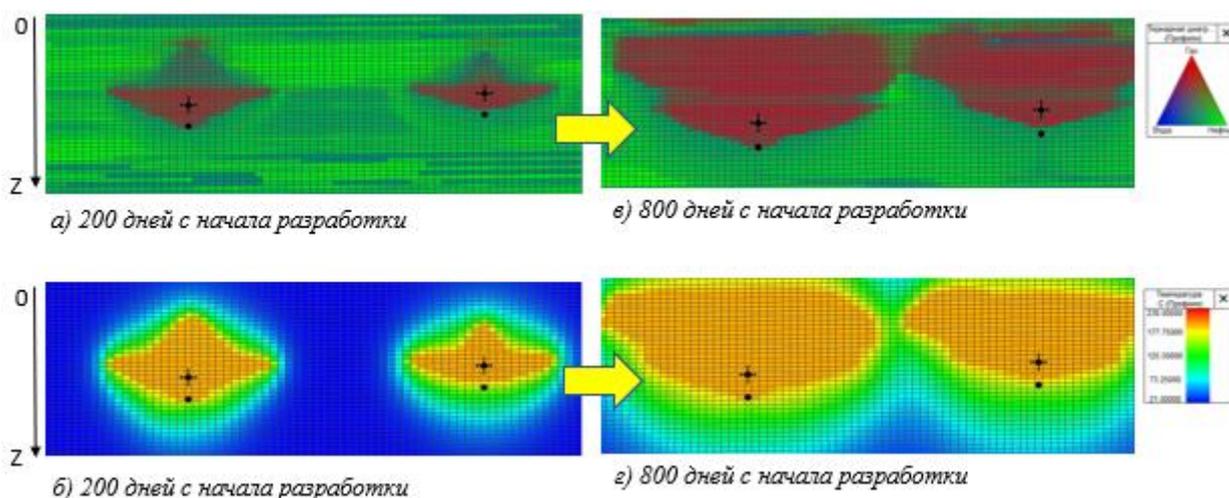


Рисунок 10 – Динамика развития теплового и гидродинамического фронтов при парогравитационном дренаже (tNavigator)

Результаты показывают, что на начальном этапе нагнетания разогретого пара рис. 10а и рис.10б происходит рост температуры пород, формируется гидродинамическая и тепловая связь между нагнетательной и добывающей скважин, как и в однородном пласте, за исключением того, что в поропластах, имеющих улучшенные ФЕС, развитие камеры происходит быстрее. В профиле насыщенности и температуры видно, как формируется геометрия паровой камеры в виде перевернутого треугольника до достижения менее проницаемой зоны, вершина данного треугольника стремиться аналогично главе 3.1 к добывающей скважине, а при дальнейшем развитии к подошве пласта. Дальнейшее нагнетание пара приводит к росту камеры вверх и в ширину. Особенностью развития паровой камере в профиле температур и насыщенности является образование языков пара, это отмечается и на начальном этапе, и на продолжительных этапах разработки.

Для данного варианта были посчитаны технологические показатели такие как КИН и паронефтяное отношение. Коэффициент извлечения нефти составил порядка 30%, что связано с неоднородностью порового

пространства. Среднее паронефтяное отношение составляет 2,57, характеризую успешность проекта. Данные показатели были взяты средними за 800 дней работы скважин.

Ещё одним интересным наблюдением является интерференция паровых камер. Данное явление наблюдается при коэффициенте охвата пласта воздействием равным  $K_s = 0.43$ , что сопоставимо с рассчитанными данными в интегральной модели, которая подтверждает эксперименты Чанга и Батлера, поскольку эксперименты этих авторов были фундаментальными и позволили впервые установить форму паровой камеры и стадии её роста.

### **3.3 Критерий эффективности**

Рассчитанная гидродинамическая модель визуализирует тепловой и гидродинамический фронт при парогравитационном дренаже месторождения Celtic. Для оптимизации параметров пласта при применении метода SAGD необходимо учитывать ряд факторов, включая характеристики пласта (проницаемость и пористость), так как эти параметры влияют на развитие паровой камеры, в первую очередь на её форму. [47] Существует ряд подходов к оптимизации параметров пласта при SAGD. Одним из них является учет параметров пласта и их оптимизация методами математического моделирования в гидродинамических симуляторах. Практическое применение рассчитанной ГДМ может быть осуществлено для прогноза применения технологии SAGD на реальных объектах разработки. Это также позволит дать рекомендации по применению этой технологии на практике. Часто из-за неоднородности пласта теряется геометрия паровой камеры, образуются языки пара, вследствие чего возникают сложности в прогнозировании технологических параметров. Поэтому, исследование влияние пористости и проницаемости пласта на эффективность парогравитационного процесса. В таблице 6 приведены рассмотренные варианты моделей с однородными фильтрационными свойствами.

Таблица 5. Свойства пласта.  $K_p$ , -пористость,  $K_{pr}$ -проницаемость

№	$K_p$ , %	$K_{pr}$ , мД	№	$K_p$ , %	$K_{pr}$ , мД	№	$K_p$ , %	$K_{pr}$ , мД
1	0.2	500	6	0.25	500	11	0.3	500
2	0.2	1000	7	0.25	1000	12	0.3	1000
3	0.2	1500	8	0.25	1500	13	0.3	1500
4	0.2	2000	9	0.25	2000	14	0.3	2000
5	0.2	2500	10	0.25	2500	15	0.3	2500

Для определения критерия эффективности использовалась 3D гидродинамическая модель парогравитационного дренажа основанная на промысловых данных месторождения Celtic. Для оценки эффективности процесса был коэффициент извлечения нефти и паронефтяное отношение. (см. таблицу.7) По результатам исследования, можно сделать вывод о том, что при низкой пористости 15% и низкой проницаемости 500 мД получается высокое паронефтяное отношение и низкое значение коэффициента извлечения. При таких показателях с большой долей вероятности проект будет нерентабельным. Для получения более высокой эффективности процесса необходимо использовать значения по пористости выше 25% и проницаемости выше 1000мД.

Таблица 7. Технологические показатели эффективности.  $R_s$ -паронефтяное отношение, -КИН - коэффициент извлечения нефти

№	Кр, %	Кпр, мД	$R_s$	КИН
1	20%	500	7.4	28%
6	25%	500	6.7	31%
11	30%	500	6.1	33%
2	20%	1000	4.9	36%
3	20%	1500	4.5	39%
4	20%	2000	4.3	40%
5	20%	2500	4.2	41%
7	25%	1000	3.9	43%
12	30%	1000	3.3	49%
8	25%	1500	3.5	46%
9	25%	2000	3.3	48%
10	25%	2500	3.3	49%
13	30%	1500	2.9	54%
14	30%	2000	2.7	56%
15	30%	2500	2.6	57%

Проведенные исследования при моделировании однородных нефтяных пластов с различной пористостью и проницаемостью в полной мере советуют общим закономерностям протекания фильтрационных процессов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате диссертационной работы можно сделать следующие выводы:

1. Создана и рассчитана фильтрационная термо-химическая модель парогривитационного дренажа, основанная на промышленных данных месторождения Celtic, с использованием симулятора tNavigator;
2. Проведена верификация рассчитанной гидродинамической модели с промышленными данными;
3. Проведен анализ развития теплового и гидродинамического фронтов при SAGD, особенностью развития механизма нефтеотдачи при термическом воздействии является отставание теплового фронта от гидродинамического;
4. Определен критерий эффективности, при котором оптимальный паронефтяной коэффициент и максимальные объемы извлечения нефти можно получить при пористости выше 20% и проницаемости выше 1000 мД.

## Список использованной литературы

1. Карьгина Е. Американские горки: обзор нефтяных рынков Северной Америки. – URL: <https://bsc-ex-press.ru/novosti-i-analitika/top-3-neftedobывайushhchikh-stran-kotorye-vse-zabyli> (15.09.2023).
2. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
3. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
4. 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.
5. 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.
6. 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.
7. Антониади Д. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – 152-464 с.

8. 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.
9. . «Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD): A Unique Alberta Success Story with Implications for Future Investment in Energy Innovation», Institute for Sustainable Energy, Environment and Economy (ISEEE) Paper 20 - Alberta Energy Futures Working Paper. 2006.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. 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.

14. 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.
15. Митрушкин Д. А. Математическое моделирование в проблеме добычи высоковязких нефтей / Д. А. Митрушкин, Л. К. Хабирова // Вестник ЦКР Роснедра. – 2010. – № 1. – С. 52–59.
16. 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.
17. 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.
18. 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.
19. 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.
20. 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.
21. 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.

22. Cold Lake oil sands (wikibrief.org) [Электронный ресурс]: Викибриф. Свободная энциклопедия. – Режим доступа: [https://ru.wikibrief.org/wiki/Cold\\_Lake\\_oil\\_sands](https://ru.wikibrief.org/wiki/Cold_Lake_oil_sands) (дата обращения: 01.09.2022).
23. 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.
24. 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.
25. Denney D. Dynamic economic indicator to evaluate SAGD performance / D. Denney // Journal of Petroleum Technology. – 2006. – Vol. 58. – № 12. – P. 64–67.
26. 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.
27. 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.
28. 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.
29. 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.
30. Carpenter C. Analysis of Athabasca oil sands investigates SAGD performance variability / C. Carpenter // Journal of Petroleum Technology. – 2020. – Vol. 72. – № 4. – P. 69–70.
31. Delamaide E. Senlac, the forgotten SAGD project / E. Delamaide // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2018. – Vol. 21. – № 3. – P. 789–805.
32. 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.
33. 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.
34. Р.Р. Хазиев и др. Оценка возможности применения технологии SAGD на месторождении СВН республики Татарстан / Геология / ИПЭН АН РТ, Казань, Россия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://otsenka-vozmozhnosti-primeneniya-tehnologii-sagd-na-mestorozhdenii-svn-respubliki-tatarstan.pdf>
35. Oil Sands Magazine. Thermal In-Situ Facilities. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.oilsandsmagazine.com/projects/thermal-in-situ>.

36. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие / Е.А. Гладков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99
37. Официальная страница Рок Флоу Динамик: официальный сайт. – Москва, 2007. –URL: <http://rfdyn.com/ru>,
38. Кононов А. Н. задачи фильтрации многофазной несжимаемой жидкости А.Н. – Новосибирск: Наука. Сиб. Отд-ние, 1988.-166 с.
39. Коленкина Е. И., Никитин В. Ф., Логвинов О. А., Смирнов Н. Н. Фильтрационные течения в пористых средах Монография. - – Москва: Изд-во ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2020. – 73 с.
40. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. - М.:Недра, 1982. - 408 с.
41. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. - М.: Недра, 1976. - 335 с.
42. Aziz K. Notes for petroleum reservoir simulation. - Stanford University, Stanford, California. - 1994. - 471 pp.
43. Практическое руководство по созданию гидродинамических моделей. — М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. — 246 с.
44. Кайгородов С.В. Практические советы по гидродинамическому моделированию / С.В.Кайгородов, С.А.Кириченко, Д.А.Самоловов, Л.И.Акмадиева, Н.Н.Плешанов. — М.–Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2019. — 188 с
45. Таблицы физических величин. Справочник / Под ред. И. К. Кикоина. – М.: Атомиздат, 1976. – 1008 с.
46. 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.
47. Prakash J. Data-driven steam optimization for SAGD / J. Prakash, N. Sibaweih, 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.
48. 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.