

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Физико-механический институт

Высшая школа теоретической механики и математической физики

Работа допущена к защите

Директор ВШТМиМФ,

д.ф.-м.н., чл.-корр. РАН

_____ А. М. Кривцов

«___» _____ 2023 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

**Моделирование процессов распределения пара в массиве при
термощахтном способе добычи нефти**

по направлению подготовки

01.03.03 «Механика и математическое моделирование»

Направленность

01.03.03_03 Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи

Выполнил

студент гр. 5030103/90301

Т. Ф. Кашапов

Руководитель

Доцент ВШТМиМФ, к.т.н.

И. В. Курта

Санкт-Петербург

2023

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО**
Физико-механический институт
Высшая школа теоретической механики и математической физики

УТВЕРЖДАЮ
Директор ВШТМиМФ
А. М. Кривцов
«__» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

студенту Кашапову Тимуру Фидаилевичу, гр. 5030103/90301

1. Тема работы: Моделирование процессов распределения пара в массиве при термошахтном способе добычи нефти.
2. Срок сдачи студентом законченной работы: 05.06.2023
3. Исходные данные по работе: справочная литература, актуальные научные публикации по теме работы, промысловые данные.
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): описание и построение модели в прикладном пакете; получение решения; анализ результатов.
5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей): не предусмотрено.
6. Консультанты по работе: отсутствуют.
7. Дата выдачи задания: 27.02.2023

Руководитель ВКР: _____ И. В. Курта, доцент ВШТМиМФ, к.т.н.

Задание принял к исполнению: 27.02.2023

Студент: _____ Т. Ф. Кашапов

РЕФЕРАТ

На 45 с., 22 рисунка, 8 таблиц.

ДВУХФАЗНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ, МОДЕЛИ ТУРБУЛЕНТНОСТИ, ПАРОВАЯ И ЖИДКАЯ ФАЗЫ, ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ, ТЕРМОШАХТНЫЙ МЕТОД.

Тема выпускной квалификационной работы: «Моделирование процессов распределения пара в массиве при термошахтном способе добычи нефти».

Данная работа посвящена гидродинамическому моделированию распределения пара в пористой среде нефтенасыщенного коллектора при использовании термошахтного метода добычи нефти на Ярегском нефтетитановом месторождении высоковязкой нефти. Задачи, решаемые в ходе исследования:

1. Изучить современные способы парогравитационного воздействия на пласт с целью добычи высоковязких флюидов.
2. Определить необходимые физические допущения и ограничения модели.
3. Выбрать модель турбулентности и модель межфазного взаимодействия.
4. Провести анализ полученных в ходе моделирования результатов, сделать выводы об эффективности термошахтного метода добычи нефти.

По итогам работы были выбраны VOF модель межфазного взаимодействия, $k - \varepsilon$ модель турбулентности и Брукса-Кори модель вычисления относительных фазовых проницаемостей. Был использован ряд физических предположений, позволяющих упростить систему уравнений фильтрации с целью лучшей вычислительной сходимости.

THE ABSTRACT

45 pages, 22 pictures, 8 tables.

TWO-PHASE FILTRATION, TURBULENCE MODELS, VAPOR AND LIQUID PHASES, RELATIVE PHASE PERMEABILITIES, THERMAL MINING METHOD.

The subject of the graduate qualification work is «Modeling of the processes of steam distribution in the field with the thermal mining method of oil production».

This work is devoted to hydrodynamic modeling of steam distribution in the porous medium of an oil-saturated reservoir during the collection of the thermal mining method of oil production at the Yaregskoye oil-titanium high-viscosity oil field. Tasks to be solved during the study:

1. To study modern methods of steam-gravity stimulation of the reservoir to produce high-viscosity fluids.
2. Determine the necessary physical assumptions and limitations of the model.
3. Choose a turbulence model and a model of interfacial interaction.
4. Conduct an analysis of the results obtained during the simulation, draw conclusions about the effectiveness of the thermal mining method of oil production.

Based on the results of the work, the VOF model of interfacial interaction and the $k - \varepsilon$ turbulence model and the Brooks-Corey model for calculating relative phase permeabilities were chosen. Several physical assumptions were used to simplify the system of filtration equations for the purpose of better computational convergence.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
Глава 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	9
1.1. Общие сведения о Ярегском месторождении	9
1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения	11
1.3. Методы воздействия на пласт	14
1.3.1. Термошахтный метод	14
1.3.2. Метод парогравитационного дренирования	15
Глава 2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ	18
2.1. Наводящие соображения	18
2.2. Аналитическая постановка	18
2.2.1. Уравнения движения жидкости	18
2.2.2. RANS модель турбулентности	20
2.2.3. Реальная $k - \varepsilon$ модель турбулентности	22
2.2.4. Уравнение баланса массы	24
2.2.5. Модель Брукса-Кори	25
2.2.6. Уравнение теплопроводности	26
2.2.7. Граничные и начальные условия	27
2.3. Численные методы	28
2.3.1. SIMPLE алгоритм	29
2.3.2. Modified HRIC схема интегрирования	30
2.3.3. Неявные схемы интегрирования	31
Глава 3. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ	33
3.1. Расчетная область и сетка	33
3.2. Входные параметры	34
3.3. Результаты расчетов	37
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	44
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	45

ВВЕДЕНИЕ

Нефтесодержащий флюид — это природное ископаемое, главный источник сырой нефти, который образуется в результате длительного процесса разложения органического материала под землей. Она состоит преимущественно из углеводородов (главным образом алканов, циклоалканов и ароматических углеводородов), а также содержит различные примеси, такие как сера, кислород, азот и следы металлов. По вязкостным свойствам нефть разделяют на легкую $< 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ и тяжелую $> 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

В соответствии со “стратегией развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года” выделяют 3 основных пути развития нефтегазовой промышленности в России:

1. Разработка новых и повышение эффективности существующих методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на разрабатываемых месторождениях легкой нефти;
2. Разработка месторождений в труднодоступных регионах страны, например на шельфе;
3. Разработка месторождений тяжелой нефти.

Таблица 1, сравнительные данные по запасам высоковязких нефтей

Характеристика	Величина, млрд т
Мировые запасы высоковязких нефтей	810
Мировая добыча высоковязких нефтей	0,44
Мировые запасы нефтей малой и средней вязкости	162
Запасы высоковязких нефтей на территории стран СНГ (А+В+С ₁)	7,39
Российская Федерация	6,236
Казахстан	0,726
Азербайджан	0,389

Исходя из сравнительной таблицы [16] можно сделать вывод о том, что запасы тяжелой нефти почти в 5 раз превышают запасы легкой нефти, что говорит о высоком потенциале данного рода месторождений. Также следует понимать, что рентабельность разработки запасов легкой нефти с каждым годом падает ввиду использования различных дорогостоящих методов увеличения нефтеотдачи, высокой обводненности флюида.

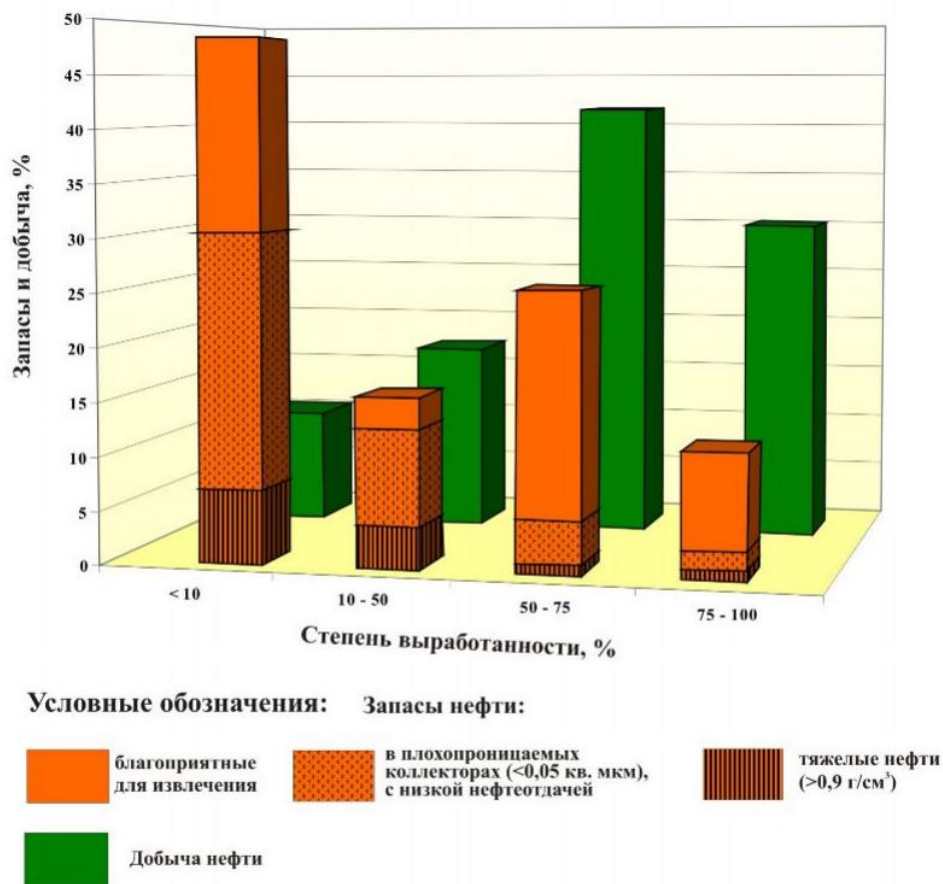


Рисунок 1, распределение текущих извлекаемых запасов и добычи нефти на крупных месторождениях по степени их выработанности [14]

Тяжелую нефть добывают в основном термошахтным методом и методом парогравитационного дренирования (в английской литературе SAGD). Оба метода основаны на паротепловом воздействии на флюид с целью понижения динамической вязкости нефти для увеличения её текучести. При использовании данных МУН возникает множество различных проблем, таких как: нарушение геологического строения пластов, нецелевое расходование теплоносителя, негативное влияние высокой температуры на агрегаты добывающих установок. В основном причиной данных проблем является избыточный расход теплоносителя, влекущий за собой нагрев внепластовой зоны.

Целью данной работы является построение математической модели, описывающей процессы распределения полей температуры, флюида,

давления, а также процессы изменения динамической вязкости нефти в процессе применения термошахтного метода.

Вследствие всего вышесказанного можно выделить следующие задачи, необходимые для достижения поставленной цели:

1. Изучить геологию месторождения.
2. Определить основные геолого-физические свойства пласта и флюида.
3. Поставить задачу массопереноса в пористой среде.
4. Изучить различные модели описания динамики жидкости и выбрать наиболее подходящую.
5. Проанализировать полученные в ходе моделирования результаты.

Глава 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. Общие сведения о Ярегском месторождении

Ранее уже было упомянуто, что высоковязкая нефть представляет собой многокомпонентную смесь различных углеводородных и неуглеводородных компонентов. В отличие от легких нефтей, высоковязкая нефть содержит большое количество смолисто-асфальтеновых веществ, азот-, хлор-, кислород- и серосодержащих соединений, а также металлов. Добыча такой нефти в основном осуществляется в районах, расположенных на границах геологических бассейнов. Одним из таких месторождений является Ярегское нефтетитановое месторождение, которое расположено в МОГО "город Ухта", Республика Коми. Месторождение находится на юго-западе от города и расположено на расстоянии 25 км от него по автомобильной дороге и 18 км по железной дороге (рис 1.1).

Месторождение было открыто в 1932 году. В период с 1935 по 1945 год проводилась опытная разработка продуктивного пласта с использованием скважин на поверхности земли. С 1939 года месторождение начало эксплуатироваться шахтным способом на естественном режиме пласта. За 34 года разработки Ярегской площади с использованием трех нефтешахт было добыто 7,375 млн тонн нефти при среднем коэффициенте извлечения нефти 0,031. С середины 1968 года начались опытные работы по воздействию на пласт термическим методом. С 1972 года промышленная вторичная разработка пласта термошахтным методом ведется на тех площадях, которые были предварительно отработаны на естественном режиме [12]. По состоянию на 1 января 2012 года термошахтным методом было добыто 18,063 млн тонн нефти. В период с 2000 по 2006 годы проводились опытные работы по разработке месторождения термическим способом с использованием вертикальных скважин. Добыча нефти термическим способом составила 44 тыс. тонн. В 2005 году начались опытные работы по технологии парогравитационного дренирования пласта с использованием горизонтальных скважин. Добыча

нефти составила 35 тыс. тонн. Общая добыча нефти на Ярегской площади по состоянию на 1 января 2012 года составляет 25,517 млн тонн. Начальные геологические запасы составляют 241,685 млн тонн с коэффициентом извлечения нефти 0,106.

Климат района умеренно-холодный со слабо выраженным континентальным характером. Особенностью его является избыточная влажность и резкие изменения температуры и атмосферного давления. По данным Ухтинской метеостанции среднегодовая температура воздуха минус 1.1 °С, наиболее холодного месяца минус 17.6 °С, а самого теплого +16 °С. Абсолютный максимум (+37.7 °С) наблюдался в июле 1934 г., а абсолютный минимум (минус 56 °С) в декабре 1932 г. Средняя температура отопительного периода продолжительностью 259 дней минус 7.2 °С.

На месторождениях Ярегского комплекса была введена в эксплуатацию парогенераторная установка "Юг", которая положительно сказывается на добыче высоковязкой нефти методом парогравитационного дренирования пласта. Эта установка предназначена для производства пара, который затем закачивается в нефтенасыщенные пласты. Первая очередь установки способна генерировать 60 тонн пара в час. В дальнейшем планируется расширение объекта в рамках строительства второй и третьей очередей. Кроме того, компания планирует увеличивать мощности уже построенных парогенераторных установок "Центр" и "Север", которые также задействованы в производственном цикле добычи высоковязкой нефти на территории Ярегского месторождения.

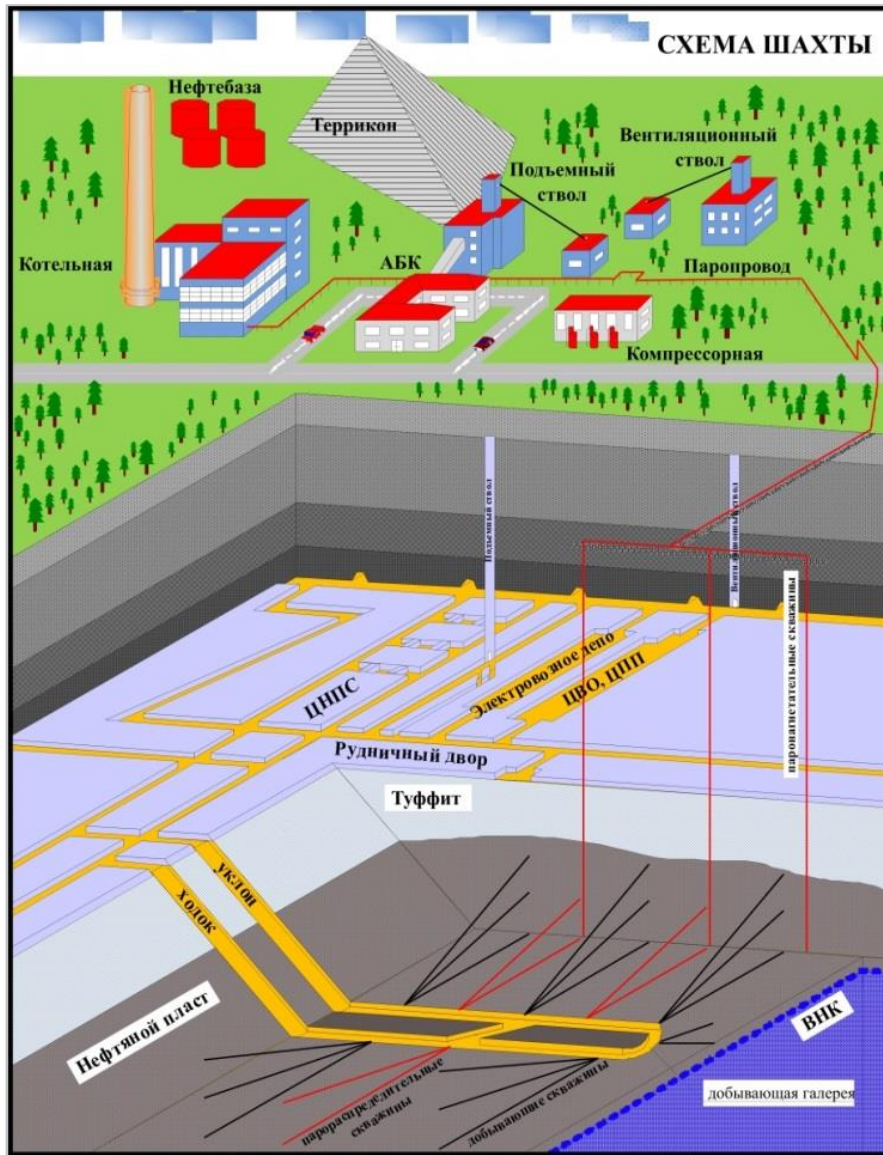


Рисунок 1.1, схема устройства Ярегского месторождения

1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения

Состав породы коллектора Ярегского месторождения довольно разнообразен. Обращаясь к рис. 1.3 можно отметить песчаный характер пород залегания нефти. В основном это кварцевые песчаники, характерной особенностью которых является сравнительно однообразный гранулометрический состав, весьма малая глинистость, практическое отсутствие сидеритового материала и слабая цементированность. Данные породы отличаются хорошими коллекторскими свойствами ввиду

изотропности и однородности своих свойств, а также однородности своего состава. Коэффициент пористости варьируется от 0.03 до 0.33, в среднем значения составляют 0.14–0.15, при этом трещиноватость коллектора значительно улучшает его свойства. Абсолютная проницаемость пласта варьируется от 1 мкм² до 3 мкм². Мощность пласта в среднем составляет 26 м.

Таблица 1.1, динамическая вязкость нефти Ярегского месторождения

Температура, °С	Вязкость, мПа · с
8	12000
10	9170
20	2715
30	970
40	375
50	210
60	110
70	95
80	41.3
90	28.5
100	19.4
125	8
150	3.4
175	1.7
200	0.97
225	0.57
250	0.34
275	0.29
300	0.23
350	0.15

Нефть Ярегского месторождения тяжелая, залегает на глубине до 200 м, ее плотность варьируется от $933 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ до $970 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ [15]. Начальная динамическая вязкость в пластовых условиях в зависимости от глубины залегания, погодных

условий и состава пород варьируется от 12 Па · с до 16 Па · с (табл. 2). Нефть содержит смол селикагелевых 20.6%, асфальтенов 1.24–3.79%, парафинов 0.43%, серы 0.9–1.48%. Таким образом, по групповому углеводородному составу нефти относятся к ароматико-нафтеновым.

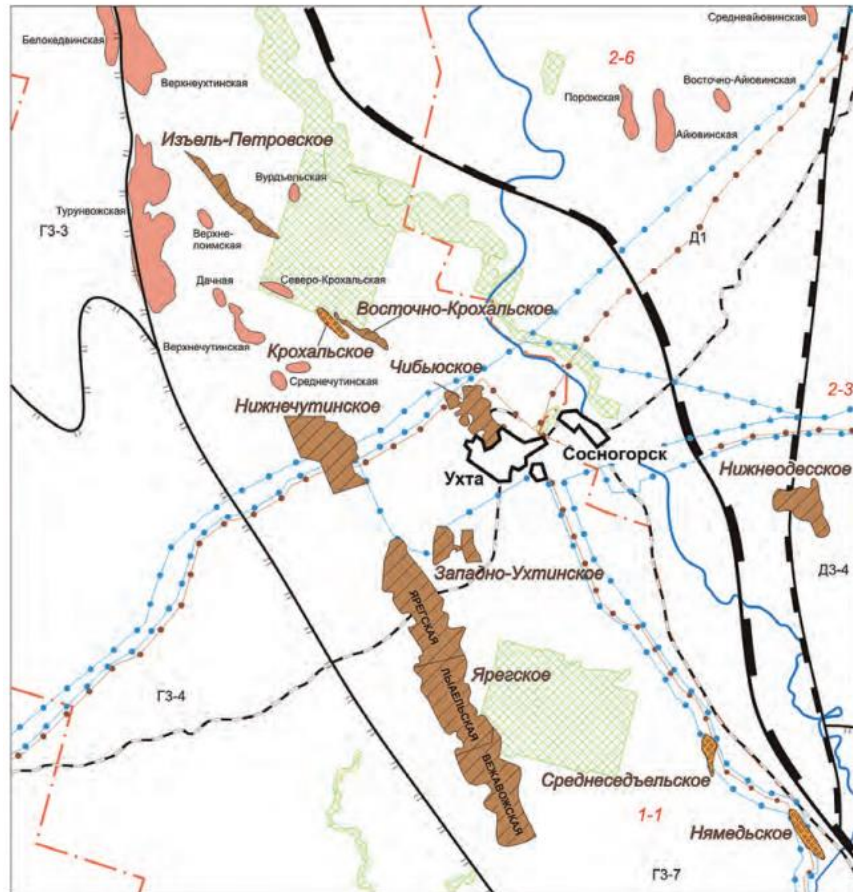


Рисунок 1.2, Ухтинский район: фрагмент схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Наличие	Горизонт	Пласт	Глубина от залегания, м	Колонка	Толщина средняя, м	Литологическая характеристика
Q	ДЕВОНСКАЯ-D	ВЕРХНИЙ-D ₁ ФРАНСКИЙ-D ₁					10.6		10.6	Почвенно-растительный слой с включениями гравия, гальки и редких валунов
							17.0		6.4	Глины с прослоями песка, с включениями гальки и валунов
							20.0		3.0	
							24.0		4.0	
							30.4		6.4	Аргиллоподобные глины известковистые, буровато-серые
							33.1		2.7	
							70.6		37.5	Аргиллиты с редкими прослоями известняков и мергелей. Обильная фауна. Остатки обугленной флоры
							79.1		8.5	Песчаники глинистые с прослоями глины и известняков
							121.7		42.6	Аргиллиты с прослоями известняков и реже мергелей
							127.6		5.9	Песчаники глинистые с прослоями аргиллитов и известняков
							133.6		6.0	
							139.0		5.4	
							R	СРЕДНИЙ-D ₂ ЖЕЛТЫЙ-D ₂		
186.0		10.0	Аргиллиты с прослоями песчаников							
188.0		2.0	Песчаники лейкоксен-кварцевые, грубозернистые							
212.0		24.0	Песчаники кварцевые мелкозернистые, косослоистые, с прослоями аргиллитов и алевролитов							
230.0		8.0	Алевролиты, аргиллиты, линзы песчаников с лейкоксеном							
242.0		12.0	Песчаники лейкоксен-кварцевые от тонкозернистых до конгломератов с прослоями аргиллитов и алевролитов							
			Метаморфические сланцы с прослоями кварцитов							

Рисунок 1.3, Сводный литолого-стратиграфический разрез Ярегского месторождения

1.3. Методы воздействия на пласт

1.3.1. Термошахтный метод

Термошахтный метод добычи нефти – это высокоэффективный способ повышения нефтеотдачи пластов [13]. Шахтная разработка стоит на грани горной и нефтяной отраслей промышленности, при этом имеет много общего и одновременно много различий с каждой из них.

Термошахтная разработка нефтяных месторождений осуществляется с помощью сочетания дренажной шахтной разработки и применения теплоносителей для искусственного воздействия на пласт. Этот метод включает использование различных типов скважин, таких как горизонтальные, пологонаклонные и восстающие, которые бурятся из подземных горных

выработок. В результате такой разработки нефтенасыщенная порода не перемещается на поверхность. Высокая эффективность термошахтной разработки достигается путем фокусировки основных технологических процессов в продуктивном пласте или его близости. Это включает использование плотных сеток скважин, как нагнетательных, так и добывающих, простирающихся в основном до 300 м. Кроме того, применяется циклическая закачка теплоносителя (пара, горячей воды и т. д.) в пласт.

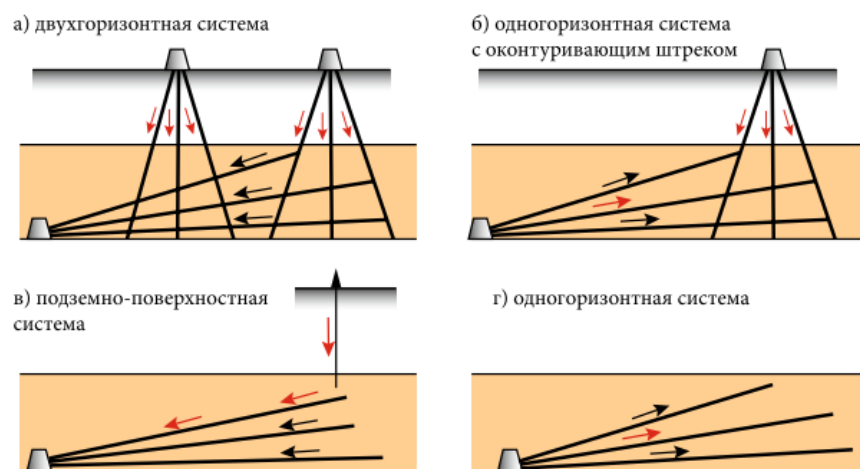


Рисунок 1.4, схема различных сеток скважин, применяемых при термошахтном методе разработки месторождения

Термошахтная разработка реализуется на Ярегском нефтяном месторождении в виде не скольких систем (рис. 5): двухгоризонтной (а), одногоризонтной (г), одногоризонтной с оконтуривающим штреком (б), подземно-поверхностная (в). Наибольшее распространение получила двухгоризонтная система. В небольших объемах применяются одногоризонтная и одногоризонтная с оконтуривающими нагнетательными галереями.

1.3.2. Метод парогравитационного дренирования

Технология SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) [11] применяется на месторождениях с высокой вязкой нефтью для ускорения выхода флюида путем термогравитационного дренирования пласта. В 1980-х годах с

развитием горизонтальных методов бурения был разработан метод парогравитационного дренажа, который впервые был применен на месторождениях битумной нефти в Канаде. В зависимости от расположения нагнетательных и добывающих скважин технология SAGD может быть классической или встречной.

В классическом варианте обе скважины бурятся с одной площадки, причем нагнетательная скважина находится выше добывающей на примерно 5 метров. В нагнетательную скважину подается пар под давлением, и нагретая нефть с легкими фракциями, под действием силы тяжести, стекает в добывающую горизонтальную скважину.

Встречный SAGD предполагает бурение двух кустовых площадок, удаленных друг от друга на среднем расстоянии 1 километра, в зависимости от длины горизонтальных участков скважин. С одной площадки бурятся добывающие скважины, затем паронагнетательные скважины бурятся с целью их горизонтальное соединение над добывающей скважиной.

Россия занимает 3-е место в мире по объёму трудно извлекаемых запасов (ТРИЗ). Поэтому интерес к современным технологиям, которые позволяют повысить коэффициент извлечения сверх вязкой нефти, постоянно растёт. SAGD — одна из наиболее перспективных технологий, начала применяться в России в начале 2000-х:

- в 2006 году ПАО «Татнефть» применяют метод парогравитационного дренажа для добычи сверхвязкой нефти на месторождении Ашальчинское;
- в 2016 году SAGD реализован на Ярегинском месторождении ПАО «Лукойл» в Республике Коми, благодаря чему добыча нефти возросла на 25%.

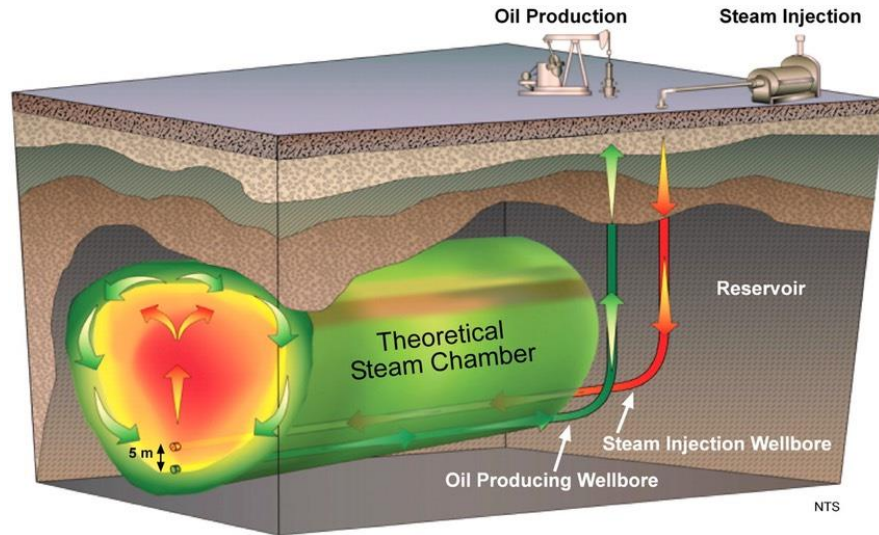


Рисунок 1.5, схема работы метода парогравитационного дренирования

Глава 2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

2.1. Наводящие соображения

Исходя из полученной информации о геолого-физической характеристике месторождения следует ряд определенных допущений:

1. Так как порода коллектора— это песчаник, можно предположить однородность и изотропность его физических и теплофизических свойств без сильного ущерба к точности описания реальной модели. В связи с этим задача о массопереносе решается в двумерной постановке;
2. Физические свойства нефти остаются постоянными, за исключением динамической вязкости, значение которой зависит от температуры;
3. Несмешиваемость и несжимаемость флюидов [2];
4. Квазиравновесное тепловое состояние системы;
5. Отсутствие капиллярного давления.

2.2. Аналитическая постановка

2.2.1. Уравнения движения жидкости

Согласно макроскопической модели вещества, жидкость и газ представляют собой непрерывную, текучую и изотропную ньютоновскую среду с непрерывным распределением массы и других физических величин [1]. В механике жидкости и газа используются несколько основных понятий. Текучесть среды означает ее способность изменять форму под воздействием даже малых сил, если жидкость не ограничена препятствиями. Сплошность или неразрывность среды означает, что она заполняет всё пространство, занимаемое материалом, без пустот, и все ее части обладают общими свойствами. Изотропность среды означает, что все физические величины и свойства среды не зависят от направления. Ньютоновская среда — это среда, в которой касательные напряжения пропорциональны градиенту скорости (или скорости угловых деформаций).

В общем случае основным уравнением в механике жидкости и газа является уравнение Навье-Стокса, представить его можно в следующем виде:

$$\frac{\partial \underline{v}}{\partial t} = -(\underline{v} \cdot \nabla) \underline{v} - \frac{1}{\rho} \nabla p + \frac{\mu}{\rho} \Delta \underline{v} + \underline{f} \quad (2.1)$$

Данное уравнение в достаточной степени описывает динамику изменения скорости жидкости в пространстве и времени с помощью четырех компонент.

Первое слагаемое, зачастую именуемое конвективным, описывает влияние дивергенции на изменение скорости. Наглядно это можно продемонстрировать на примере течения по трубе (рис. 2.1). Здесь скорость v_2 в узком участке трубе больше скорости v_1 широкого участка как раз из-за уменьшения площади поперечного сечения.

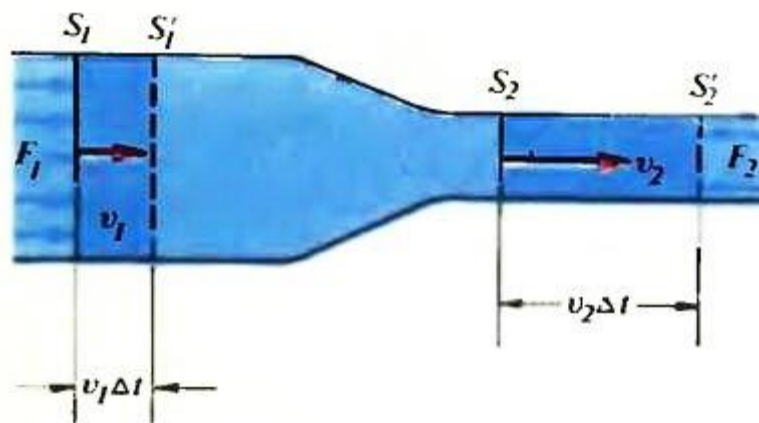


Рисунок 2.1, движение по сужающейся трубе

Вторая компонента $-\frac{1}{\rho} \nabla p$ характеризует принцип, по которому любой флюид будет стремиться к движению из области повышенного давления в область пониженного.

Вязкая компонента $\frac{\mu}{\rho} \underline{v}$ показывает влияние соседних частиц на движение наблюдаемой частицы, либо контрольного объема. Соответственно при большей вязкости будет увеличиваться данное влияние. Стоит отметить, что при нулевой вязкости реализуется случай идеальной жидкости. В этом

случае будут отсутствовать всякие касательные напряжения между двумя соседними слоями жидкости.

Компонента \underline{f} характеризует влияние внешних сил на рассматриваемый флюид.

В работе [3] путем усреднения уравнения Навье-Стокса получено усредненное уравнение баланса жидкости в пористой среде. С учетом гравитационных сил оно имеет вид:

$$\rho \frac{\partial \underline{v}}{\partial t} - \mu \Delta \underline{v} + \varphi (\nabla p + \rho g \nabla y) + \frac{\varphi \mu}{K k_r} \underline{v} = 0 \quad (2.2)$$

Если в данном уравнении пренебречь первыми двумя слагаемыми, можно получить линейный закон Дарси [10]:

$$\underline{v}_i = - \frac{K k_{ri}}{\mu_i} (\nabla p_i - \rho_i g \nabla y) \quad (2.3)$$

2.2.2. RANS модель турбулентности

Турбулентная жидкость проявляет колебания скорости во всех направлениях и обладает бесконечным числом степеней свободы [5]. Решение уравнений Навье — Стокса в случае турбулентной жидкости осложнено ввиду эллиптического и нелинейного вида дифференциальных уравнений. В данном случае жидкость проявляет хаотическое, диффузионное, диссипативное и прерывистое поведение.

Существует несколько путей решения данной проблемы. Одним из них является осреднение Рейнольдса, согласно которому произвольную величину x , можно записать как сумму ее среднего значения \bar{x}_i отклонения x'_i [22]:

$$\underline{x}_i = \bar{\underline{x}}_i + \underline{x}'_i \quad (2.4)$$

Такая декомпозиция будет давать систему уравнений, описывающих некоторое осредненное движение жидкости. В результате мы получим

усредненные по Рейнольдсу уравнения Навье — Стокса, которые также называются уравнениями Рейнольдса.

Уравнение неразрывности в компонентах для несжимаемой жидкости имеет вид:

$$\frac{\partial v_i}{\partial x_i} = 0 \quad (2.5)$$

Тогда для усредненной скорости \bar{v}_i :

$$\frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_i} = 0 \quad (2.6)$$

Вычитая (2.2.6) из (2.2.5), получаем уравнение неразрывности для отклонения:

$$\frac{\partial v'_i}{\partial x'_i} = 0 \quad (2.7)$$

Используя (2.2.5), можно записать уравнение (2.2.1) в компонентах следующим образом:

$$\rho \frac{\partial v_i}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} (\rho v_i v_j) = \rho g + \frac{\partial \sigma_{ij}}{\partial x_j} \quad (2.8)$$

где σ_{ij} – напряжения, возникающие в жидкости:

$$\sigma_{ij} = -p\delta_{ij} + \mu \left(\frac{\partial v_i}{\partial x_j} + \frac{\partial v_j}{\partial x_i} \right) \quad (2.9)$$

Соотношение (2.2.9) являются определяющими соотношениями для ньютоновской жидкости. δ_{ij} называется символом Кронекера [6] и определяется следующим образом:

$$\delta_{ij} = \begin{cases} 1, & i = j \\ 0, & i \neq j \end{cases} \quad (2.10)$$

Используя усреднение Рейнольдса, уравнение (2.2.8) можно записать в следующем виде [6]:

$$\rho \left(\frac{\partial \bar{v}_i}{\partial t} + \bar{v}_j \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} \right) = \rho g + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\bar{\sigma}_{ij} - \overline{\rho v'_i v'_j} \right) \quad (2.11)$$

Данное уравнение известно как уравнение Рейнольдса. Это уравнение схоже с уравнением (2.2.8), однако отличается от него дополнительным слагаемым $\overline{\rho v'_i v'_j}$, называемым напряжениями Рейнольдса, которые представляют из себя симметричный тензор второго ранга, состоящий из шести независимых компонент. Таким образом, для турбулентной жидкости имеются все те же четыре уравнения и уже десять неизвестных: три компонента скорости, гидродинамическое давление и шесть напряжений Рейнольдса.

Для учета турбулентности необходимо установить связь между напряжениями Рейнольдса и параметрами усредненного потока. Такая связь рассматривается в различных моделях турбулентности, которые вводят определенные предположения, позволяющие определить дополнительные соотношения для закрытия системы уравнений, описывающих напряжения Рейнольдса. В данном случае мы будем использовать предположение Буссинеска [17], которое вводит турбулентную динамическую вязкость. Этот параметр вводится аналогично обычной динамической вязкости и определяется следующим соотношением:

$$-\overline{\rho v'_i v'_j} = \mu_t \left(\frac{\partial v_i}{\partial x_j} + \frac{\partial v_j}{\partial x_i} \right) \quad (2.12)$$

2.2.3. Реальная $k - \varepsilon$ модель турбулентности

Перед обсуждением реальной $k - \varepsilon$ модели турбулентности необходимо в первую очередь упомянуть стандартную модель. Данный класс моделей в дополнение к основным уравнениям Навье-Стокса вводит в рассмотрение 2 дополнительных уравнения для кинетической энергии k и диссипации ε [4]:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t} (\rho k) + \nabla \cdot (\rho k \underline{v}) = \nabla \cdot \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right] + G_k + G_b - \rho \varepsilon + S_k \\ \frac{\partial}{\partial t} (\rho \varepsilon) + \nabla \cdot (\rho \varepsilon \underline{v}) = \nabla \cdot \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon \right] + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} (G_k + C_{3\varepsilon} G_b) - C_{2\varepsilon} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} + S_\varepsilon \end{cases} \quad (2.13)$$

Здесь G_k представляет турбулентную кинетическую энергию, образованную из средних градиентов скорости. Принимая во внимание предположение Буссинеска (2.2.12), G_k можно выразить по формуле:

$$G_k = \mu_t S^2 \quad (2.14)$$

Турбулентная вязкость вычисляется по формуле:

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (2.15)$$

где ρ – плотность флюида, C_μ – const, S – инвариант тензора деформаций.

Кинетическая энергия выталкивающей силы G_b может быть вычислена следующим образом:

$$G_b = \beta \underline{g} \frac{\mu_t}{Pr_t} \cdot \nabla T \quad (2.16)$$

где Pr_t – это турбулентная постоянная Прандтля для энергии, \underline{g} – вектор ускорения свободного падения, β – коэффициент температурного расширения, T – температура.

Оставшиеся константы определяются из экспериментов и имеют следующие значения: $C_{1\varepsilon} = 1.44$, $C_{2\varepsilon} = 1.92$, $C_\mu = 0.09$, $\sigma_k = 1.44$, $\sigma_\varepsilon = 1.3$, $C_{3\varepsilon} = 1$ для слоев жидкости, направление скорости которых параллельно гравитации и $C_{3\varepsilon} = 0$ для слоев жидкости, направление скорости которых ортогонально гравитации.

В сравнении со стандартной $k - \varepsilon$ моделью реальная $k - \varepsilon$ модель [20] содержит альтернативную формулировку турбулентной вязкости и модифицированное уравнение переноса для диссипации ε . Основным преимуществом реальной $k - \varepsilon$ модели является более корректное поведение в задачах с разделенными жидкостями и поршневым вытеснением, а также в задачах с переходными турбулентными течениями.

Уравнения данной модели могут быть записаны в следующем виде:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \nabla \cdot (\rho k \underline{v}) = \nabla \cdot \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right] + G_k + G_b - \rho \varepsilon + S_k \\ \frac{\partial}{\partial t}(\rho \varepsilon) + \nabla \cdot (\rho \varepsilon \underline{v}) = \nabla \cdot \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon \right] - \rho C_1 S \varepsilon + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} C_{3\varepsilon} G_b - C_{2\varepsilon} \rho \frac{\varepsilon^2}{k + \sqrt{\frac{\mu}{\rho \varepsilon}}} + S_\varepsilon \end{cases} \quad (2.17)$$

Константы реальной $k - \varepsilon$ имеют такие же значения, как и для стандартной $k - \varepsilon$ модели. Константа $C_1 = \max \left[0.43; \frac{\eta}{\eta + 5} \right]$, где η – экспериментальный параметр. Основным отличием реальной модели является то, что C_μ в уравнении (2.2.15) уже не константа и является функцией средней скорости вращения и средней скорости деформации.

2.2.4. Уравнение баланса массы

Для решения задачи о массопереносе этого рассмотрим уравнение неразрывности [23], которое в пористой среде будет иметь следующий вид:

$$\frac{1}{\rho_i} \left[\varphi \frac{\partial}{\partial t} (\alpha_i \rho_i) + \nabla \cdot (\alpha_i \rho_i \underline{v}_i) \right] = S_{\alpha_i} + \sum_{j=o,g}^N (\dot{m}_{ij} - \dot{m}_{ji}), \quad i = o, g \quad (2.18)$$

где φ – пористость $\left[\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \right]$, t – время [с], α_i – насыщенности пара и нефти $\left[\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \right]$, ρ_i – плотность пара и нефти $\left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]$, \underline{v}_i – скорости фильтрации пара и нефти $\left[\frac{\text{м}}{\text{с}} \right]$, \dot{m}_{ij} – приток массы от одной фазы к другой в единице объема $\left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \text{с}} \right]$, S_{α_i} – приток массы i -ой фазы извне $\left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \text{с}} \right]$.

Данная система дополняется следующим уравнением, отражающим массовый баланс компонентов в замкнутой системе:

$$\sum_i^N \alpha_i = 1 \quad (2.19)$$

Наличие соотношения (2.2.18) позволяет решать уравнения сохранения массы только для одной фазы, в то время как значение насыщенности оставшейся фазы будут вычислены из данного соотношения. Система из уравнений (2.2.17-2.2.18) так называемую модель VOF (Volume of fluid) – модель свободных поверхностей.

В предположении об отсутствии фазового перехода уравнение (2.2.17) примет вид:

$$\varphi \frac{\partial}{\partial t} (\alpha_i \rho_i) + \nabla \cdot (\alpha_i \rho_i \underline{v}_i) = 0, i = o, g \quad (2.20)$$

2.2.5. Модель Брукса-Кори

Обычно параметры пористой среды и фильтрующихся флюидов определяются на основе результатов многочисленных лабораторных и промысловых исследований. Однако одной из наиболее неопределенных и малоизученных характеристик многофазной фильтрации являются относительные фазовые проницаемости. Существуют различные представления о том, как многофазные потоки взаимодействуют с пористой средой. Например, это может быть поршневое вытеснение одной фазы другой или совместное течение в поровых каналах.

В литературе существуют различные подходы к определению относительных фазовых проницаемостей, и, как правило, лабораторные эксперименты являются основой для их получения. Однако из-за ограниченного количества таких экспериментов и невозможности охватить все возможные комбинации фильтрационных и емкостных свойств, характерных для конкретного пласта, также применяются другие методы определения относительных фазовых проницаемостей, основанные на представлениях о механизмах движения фаз в пористой среде.

Одним из методов вычисления относительных фазовых проницаемостей является модель Брукса-Кори [18]. Модель была предложена в 1964 году Артуром Кори и Робертом Бруксом. Преимуществом данной модели является то, что она позволяет пользоваться экспериментальными, которые справедливы для парного взаимодействия флюидов в принципе. В иных случаях, для большей точности необходимо проводить керновые исследования флюида с забором образцов на конкретном месторождении.

В аналитическом виде модель Брукса-Кори можно представить следующим образом:

$$\begin{cases} k_{ri} = k_{ri}^0 S_i^{n_i} \\ S_i = \frac{\alpha_i - \alpha_i^{res}}{1 - \sum_i \alpha_i^{res}}, i = 0, g \end{cases} \quad (2.21)$$

здесь S_i – приведенная насыщенность фазы, α_i^{res} – остаточные насыщенности фазы, k_{ri}^0 и n_i – это конечная точка относительной проницаемости и экспонента Кори соответственно. Последние 2 параметра – это экспериментальные данные, полученные с реального месторождения для взаимодействия нефти и пара, отражены в табл. 2.1:

Таблица 2.1, параметры модели Брукса-Кори

Параметр	Значение
k_{ro}^0	1.0
k_{rg}^0	0.15
n_o	2.0
n_g	4.0

2.2.6. Уравнение теплопроводности

Как уже говорилось ранее, принимается гипотеза о квазиравновесном тепловом состоянии всех рассматриваемых флюидов и единой температуры. В этом случае коллектор и фазы не имеют собственной температуры, а обладают некоторой общей, описывающей теплоту всей системы в целом. Таким образом, температуру можно рассчитать, используя всего лишь одно уравнение теплопроводности [9]:

$$\frac{\partial}{\partial t} [(1 - \varphi)\rho_m c_m + \varphi \sum_i \rho_i c_i \alpha_i] T + \sum_i \underline{v}_i \cdot \nabla (\varphi \rho_i c_i \alpha_i T) = \nabla \cdot (\chi_e \nabla T) \quad (2.22)$$

здесь c_i, c_m – теплоемкости коллектора, пара и нефти $\left[\frac{\text{Дж}}{\text{кг}\cdot\text{К}}\right]$, $\chi_e = (1 - \varphi)\chi_m + \varphi \sum_i \chi_i \alpha_i$ – эффективная теплопроводность, $\left[\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{К}}\right]$, χ_m, χ_i – теплопроводности коллектора, пара и нефти $\left[\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{К}}\right]$.

Все вместе уравнения 2.23, 2.24, 2.25, 2.26, 2.27 и 2.28 образуют замкнутую систему уравнений относительно векторов скорости \underline{v}_o и \underline{v}_g , давления p , температуры T , кинетической энергии k , диссипации ε и фазовых насыщенных α_o и α_g .

2.2.7. Граничные и начальные условия

Как уже говорилось ранее, рассматривается пласт в вертикальном разрезе с двумя скважинами – нагнетательной и добывающей. Границу нагнетательной скважины будем обозначать как Γ_1 , границу добывающей как Γ_2 , границы расчетной области обозначаем как Γ_3 .

На границе нагнетательной скважины Γ_1 зададим условия на входное давление и температуру, соответствующие условиям Дирихле 1 рода [8]. Положим, что на нагнетательной скважине присутствует входное давление p_1 и пар подается под температурой T_1 , соответственно вторая граница полностью насыщена паром:

$$\begin{cases} T|_{\Gamma_1} = T_1 \\ p|_{\Gamma_1} = p_1 \\ \alpha_o|_{\Gamma_1} = 1 - \alpha_g|_{\Gamma_1} = 0 \end{cases} \quad (2.29)$$

Граница добывающей скважины предполагается проницаемой и теплоизолированной с заданным давлением – получим смешанные граничные условия Неймана 2 рода [7]:

$$\begin{cases} \nabla T \cdot \underline{n}_2|_{\Gamma_2} = 0 \\ p|_{\Gamma_2} = p_2 \end{cases} \quad (2.30)$$

Внешняя граница расчетной области предполагается теплоизолированной и непроницаемой – так называемая стенка без проскальзывания:

$$\begin{cases} \underline{v}_g \cdot \underline{n}_3|_{\Gamma_3} = 0 \\ \underline{v}_o \cdot \underline{n}_3|_{\Gamma_3} = 0 \\ \nabla T \cdot \underline{n}_3|_{\Gamma_3} = 0 \\ \nabla p \cdot \underline{n}_3|_{\Gamma_3} = 0 \end{cases} \quad (2.31)$$

В результате итоговая система граничных условий примет вид:

$$\begin{cases} T|_{\Gamma_1} = T_1, \quad \nabla T \cdot \underline{n}_2|_{\Gamma_2} = 0, \quad \nabla T \cdot \underline{n}_3|_{\Gamma_3} = 0 \\ p|_{\Gamma_1} = p_1, \quad p|_{\Gamma_2} = p_2, \quad \nabla p \cdot \underline{n}_3|_{\Gamma_3} = 0 \\ \underline{v}_g \cdot \underline{n}_3|_{\Gamma_3} = 0, \quad \underline{v}_o \cdot \underline{n}_3|_{\Gamma_3} = 0, \\ \alpha_o|_{\Gamma_1} = 1 - \alpha_g|_{\Gamma_1} = 0 \end{cases} \quad (2.32)$$

здесь \underline{n}_2 и \underline{n}_3 – векторы внешней нормали к границам добывающей скважины и расчетной области соответственно, p_1 и p_2 – внешнее давление на нагнетательной и добывающей скважине [Па], T_1 – температура на нагнетательной скважине [K].

Система начальных условий будет записаны следующим образом:

$$\begin{cases} T|_{t=0} = T_0 \\ p|_{t=0} = \alpha_g|_{t=0} \rho_g g y + \alpha_o|_{t=0} \rho_o g y \\ \underline{v}_o|_{t=0} = \underline{v}_g|_{t=0} = 0 \\ \alpha_o|_{t=0} = 1 - \alpha_g|_{t=0} = 1 \end{cases} \quad (2.33)$$

здесь T_0 – температура пласта в начальный момент времени [K].

2.3. Численные методы

Расчет поставленной задачи производился в программном обеспечении Ansys Fluent. Настройки решателя отражены в табл. 2.2:

Таблица 2.2, настройки расчетных схем

Уравнение	Вычислительный алгоритм
Уравнение Навье-Стокса	SIMPLE алгоритм
Уравнение баланса масс	Modified HRIC схема интегрирования
Уравнение баланса кинетической энергии	Явная схема 2-го порядка
Уравнение баланса диссипации	Явная схема 2-го порядка
Уравнение теплопроводности	Явная схема 2-го порядка
Временная дискретизация	Неявная схема 1-го порядка

2.3.1. SIMPLE алгоритм

В вычислительной гидродинамике алгоритм SIMPLE (Semi-Implicit Method for Pressure Linked Equations) является широко используемой численной процедурой для решения уравнений Навье-Стокса [19]. Алгоритм SIMPLE был разработан профессором Брайаном Сполдингом и его студентом Сухасом Патанкармом в Имперском колледже Лондона в начале 1970-х годов. С тех пор он широко использовался многими исследователями для решения различных задач, связанных с течением жидкости и теплопередачей.

SIMPLE это итерационный алгоритм, основанный на следующем порядке процедур на каждом временном шаге:

1. Установить граничные условия;
2. Вычислить градиенты скорости и давления;
3. Решить дискретизированное уравнение баланса количества движения, чтобы вычислить первое приближение для поля скорости;
4. Вычислить нескорректированные потоки массы;

5. Решить уравнение, корректирующее давление в каждой отдельно взятой ячейке;
6. Обновить поле давлений:

$$p_{k+1} = p_k + URF \cdot p' \quad (2.34)$$

Здесь URF – это релаксационный фактор;

7. Обновить скорректированное давление на границе;
8. Скорректировать потоки массы:

$$\dot{m}_{k+1} = \dot{m}_k + \dot{m}' \quad (2.35)$$

9. Скорректировать значение скорости в ячейках:

$$\underline{v}_{k+1} = \underline{v}_k - \frac{vvp'}{a_p} \quad (2.36)$$

10. Обновить плотность в соответствии с новым давлением;
11. Начать сначала, если вычислительная ошибка алгоритма превышает заданную.

2.3.2. Modified HRIC схема интегрирования

Для моделирования с использованием многофазной модели явные расчетные схемы обычно не подходят для отслеживания границы раздела из-за их чрезмерно диффузионного характера. Схемы центральной разности, хоть и в целом способны сохранять четкость интерфейса, не имеют ограничений и часто дают нефизические результаты. Чтобы преодолеть эти недостатки, воспользуемся модифицированной версией схемы High Resolution Interface Capturing (HRIC) [21]. Модифицированная схема HRIC представляет собой составную схему, которая состоит из смеси явной и неявной разностных схем.

Для начала, нормированное значение насыщенности в ячейке $\tilde{\alpha}_c$ вычисляется для расчета значения насыщенности на границе раздела $\tilde{\alpha}_f$ следующим образом:

$$\tilde{\alpha}_c = \frac{\alpha_D - \alpha_U}{\alpha_A - \alpha_U} \quad (2.37)$$

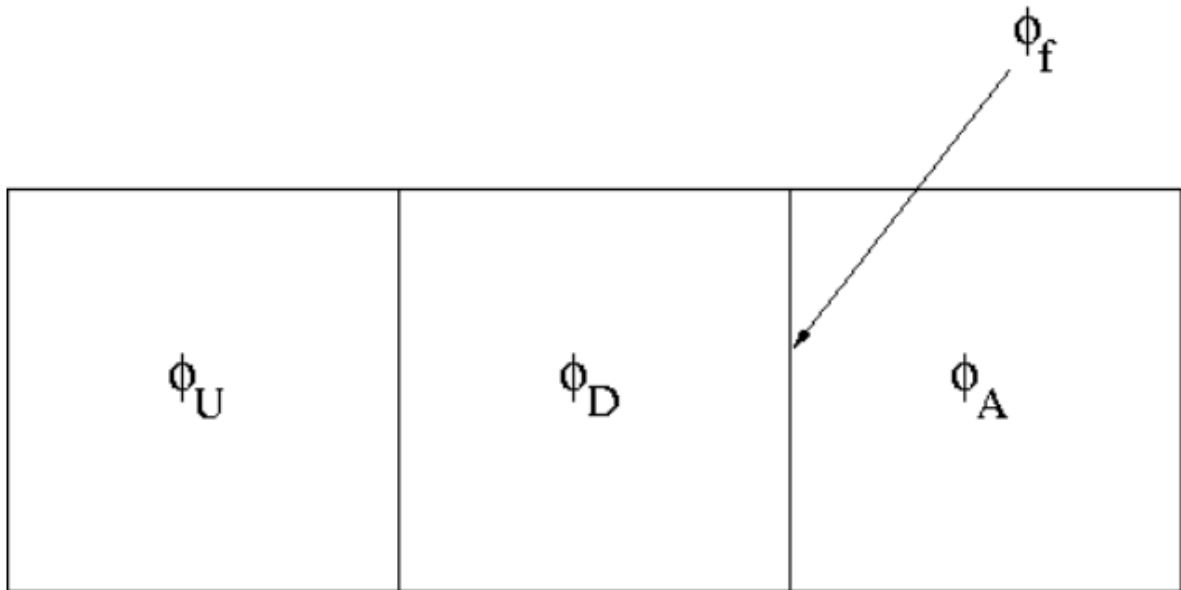


Рисунок 2.2, схема донорно-акцепторного принципа

где A – акцепторная ячейка, D – донорная ячейка, U – текущая расчетная ячейка.

Значение насыщенности на поверхности раздела вычисляется как:

$$\tilde{\alpha}_f = \begin{cases} \tilde{\alpha}_c, & \tilde{\alpha}_c < 0 \text{ или } \tilde{\alpha}_c > 1 \\ 2\tilde{\alpha}_c, & 0 \leq \tilde{\alpha}_c \leq 0.5 \\ 1, & 0.5 \leq \tilde{\alpha}_c \leq 1 \end{cases} \quad (2.38)$$

2.3.3. Неявные схемы интегрирования

Как уже упоминалось ранее, для пространственной и временной дискретизации используются неявные схемы интегрирования второго и первого порядков соответственно. Приведем в пример неявную схему интегрирования для одномерного однородного уравнения теплопроводности:

$$\frac{\partial T(x,t)}{\partial t} - a^2 \frac{\partial^2 T(x,t)}{\partial x^2} = 0 \quad (2.39)$$

Воспользуемся следующим шаблоном:

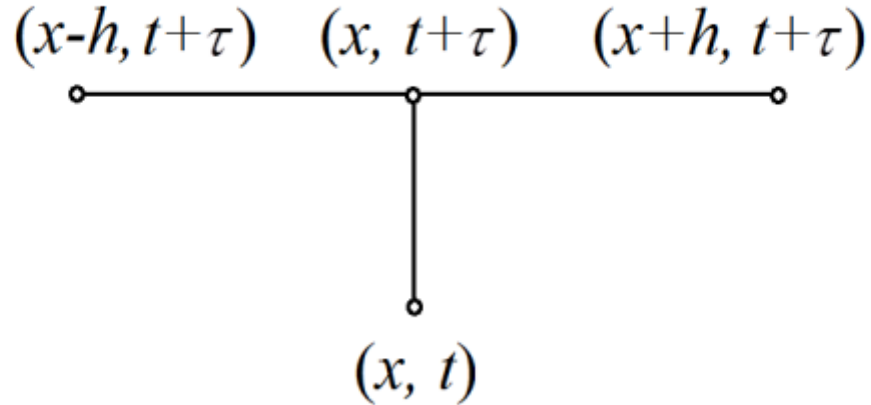


Рисунок 2.3, неявная конечно-элементная схема

В этом случае разностная аппроксимация уравнения (2.3.6) будет иметь вид:

$$\frac{T(x, t+\tau) - T(x, t)}{\tau} - a^2 \frac{T(x+h, t+\tau) - 2T(x, t+\tau) + T(x-h, t+\tau)}{h^2} = \hat{T}_t - a^2 \hat{T}_{xx} \quad (2.40)$$

здесь h - шаг по пространству [м], τ - шаг по времени [с].

Для достаточно гладкой функции справедливы равенства:

$$\begin{aligned} \hat{T}_t &= \frac{\partial T(x, t+\tau)}{\partial t} + o(\tau) \\ \hat{T}_{xx} &= \frac{\partial^2 T(x, t+\tau)}{\partial x^2} + o(h^2) \end{aligned} \quad (2.41)$$

В соответствии с шаблоном (рис 2.3) удобно взять правую часть уравнения в точке (x_n, t_{j+1}) . В результате неявная разностная схема уравнения теплопроводности примет вид:

$$\frac{T_n^{j+1} - T_n^j}{\tau} = a^2 \frac{T_{n+1}^{j+1} - 2T_n^{j+1} + T_{n-1}^{j+1}}{h^2}, \quad n = 1, 2, \dots, N, j = 0, 1, \dots, J - 1 \quad (2.42)$$

Глава 3. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

3.1. Расчетная область и сетка

Геометрией расчетной области является квадрат со стороной 30 м (рис. 3.1). Нагнетательная и добывающая скважины представляют из себя окружности диаметра 0.1 м. Нагнетательная скважина расположена на расстоянии 12.5 м от кровли пласта, расстояние от нее до добывающей скважины составляет 5 м.

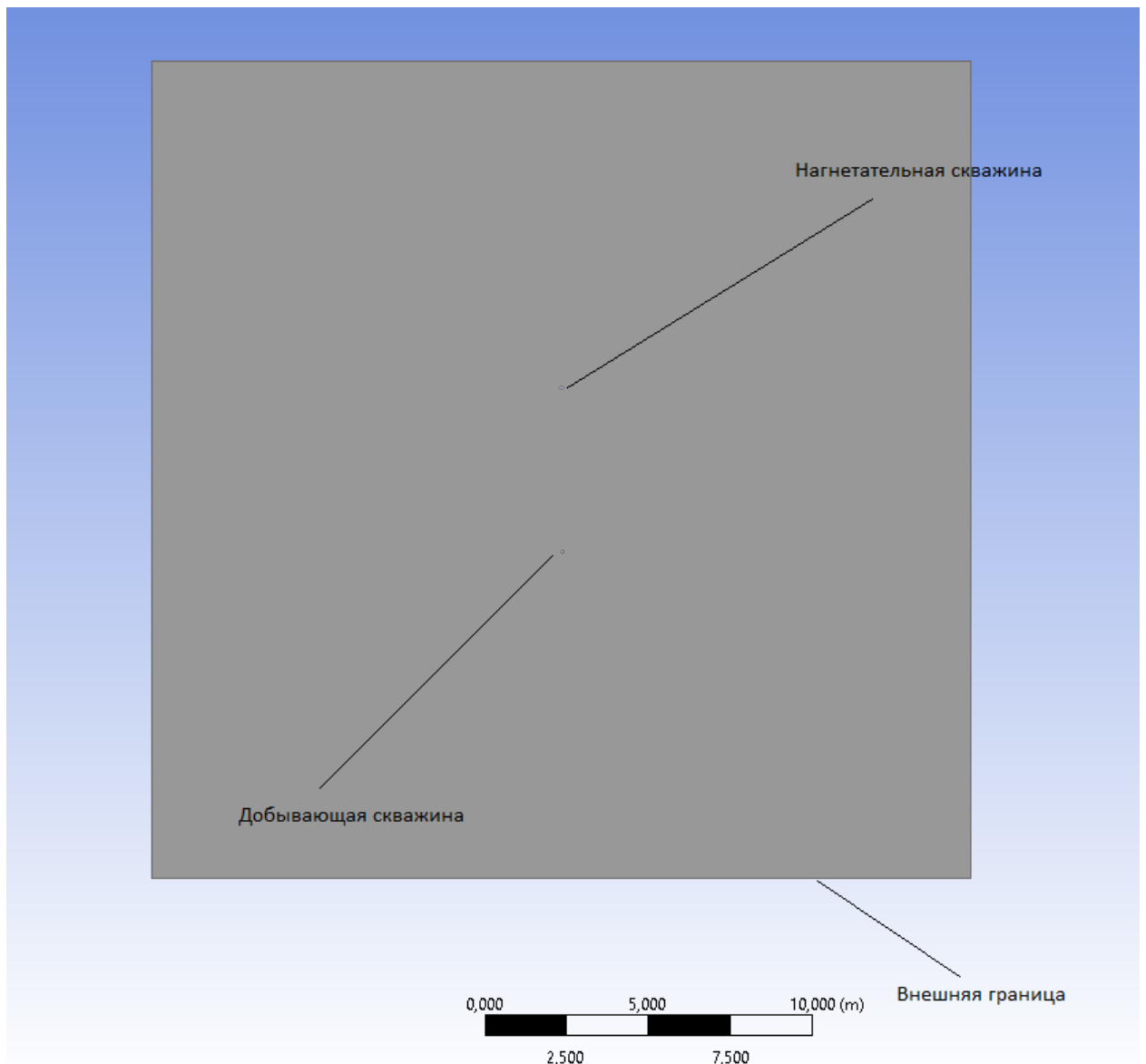


Рисунок 3.1, геометрия расчетной области

Расчетная сетка строится с помощью генератора сеток Ansys Meshing с размером элемента 1 м, 10 ячеек на границе нагнетательной и добывающей скважин, 2 дополнительных равномерных слоя на тех же границах для более корректного задания граничных условий.

В результате получим следующую конечно-элементную модель:

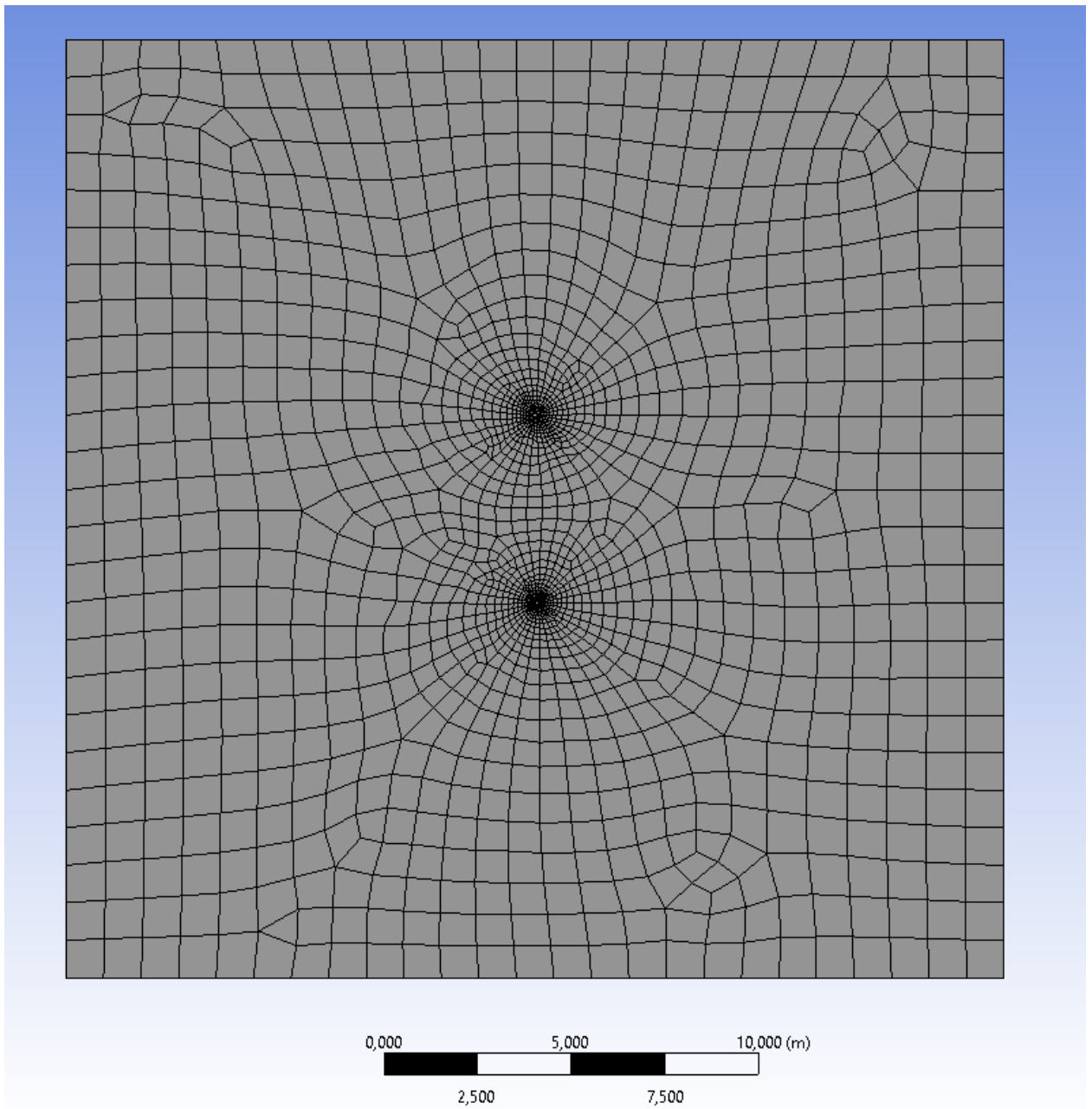


Рисунок 3.2, расчетная сетка

3.2. Входные параметры

Значения гидродинамических и теплофизических параметров представлены в табл. 3.1. Параметры начальных и граничных условий отражены в табл. 3.2. Настройки численных параметров можно увидеть в табл. 3.3. Динамическая вязкость нефти Ярегского месторождения [15] отображена на рис. 3.3 в виде зависимости значения вязкости от температуры.

Таблица 3.1, гидродинамические и теплофизические параметры

Параметр	Размерность	Значение
Пористость пласта, φ	-	0.26
Абсолютная проницаемость пласта, K	мкм ²	2.5
Плотность нефти, ρ_o	$\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	933
Плотность пара, ρ_g		0.5
Плотность пласта, ρ_m		2100
Динамический коэффициент вязкости пара, μ_g	Па · с	0.001
Теплопроводность нефти, χ_o	$\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$	0.14
Теплопроводность пара, χ_g		0.23
Теплопроводность пласта, χ_m		2.32
Удельная теплоемкость нефти, c_o	$\frac{\text{Дж}}{\text{м} \cdot \text{К}}$	2090
Удельная теплоемкость пара, c_g		2000
Удельная теплоемкость пласта, c_m		1050
Остаточная нефтенасыщенность, α_o^{res}	$\frac{\text{м}^2}{\text{м}^2}$	0.34
Остаточная паронасыщенность, α_g^{res}	$\frac{\text{м}^2}{\text{м}^2}$	0

Таблица 3.2, начальные и граничные условия

Параметр	Размерность	Значение
----------	-------------	----------

Начальное значение нефтенасыщенности, $\alpha_o _{t=0}$	$\frac{м^2}{м^2}$	0.85
Начальная температура пласта, T_0	°C	10
Температура закачиваемого пара, T_1		140
Давление на нагнетательной скважине, p_1	МПа	0.35
Давление на добывающей скважине, p_2		0.16

Таблица 3.3, настройки численных параметров

Параметр	Размерность	Значение
Общее количество итераций	-	6480
Шаг по времени	с	400
Количество итераций на один шаг по времени	-	20
Расчетное время	сут	30

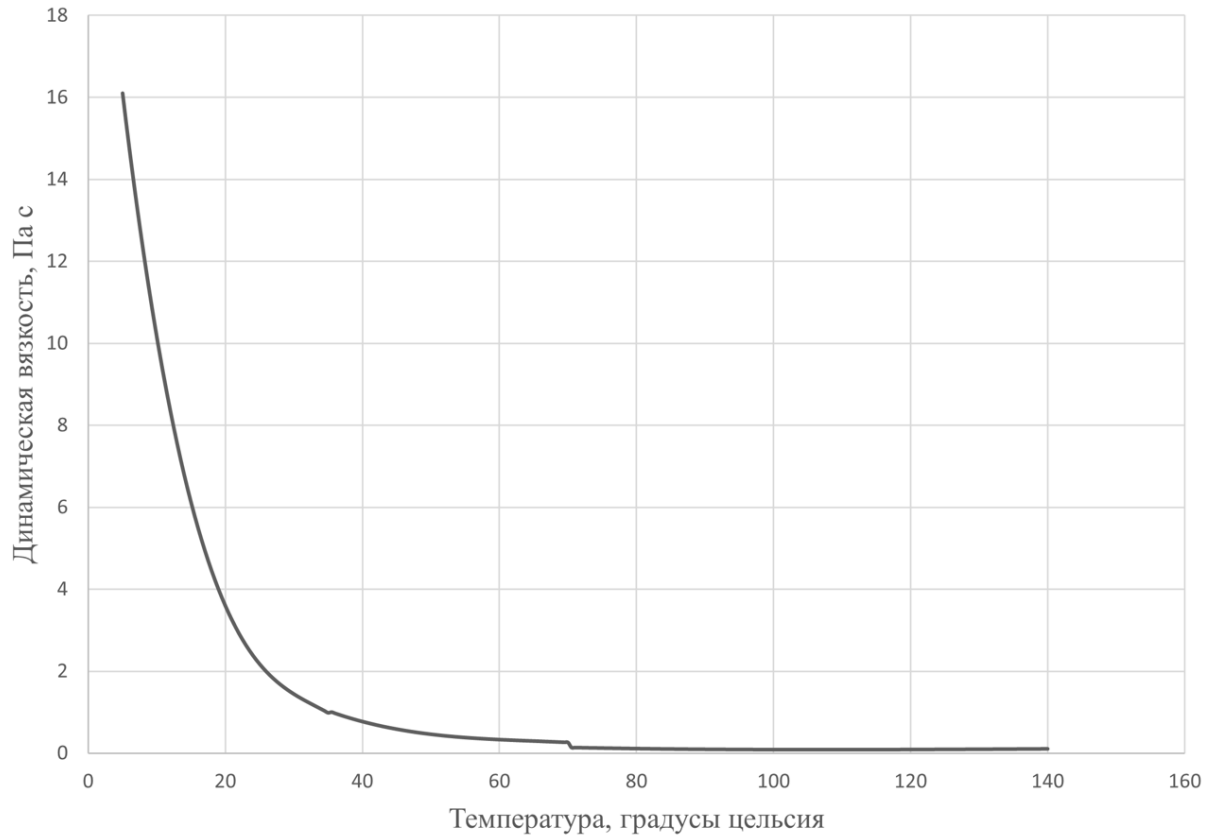


Рисунок 3.3, динамическая вязкость Ярегского месторождения

3.3. Результаты расчетов

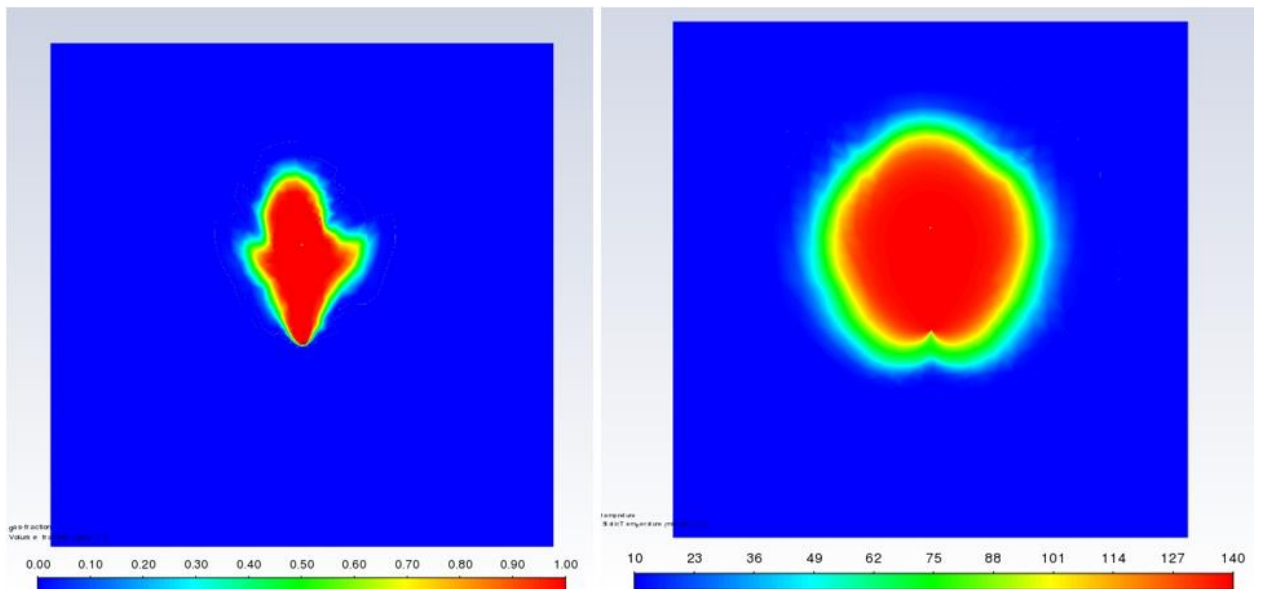


Рисунок 3.4, поле распределения пара (слева) и температуры, К (справа) на 5 сутки моделирования

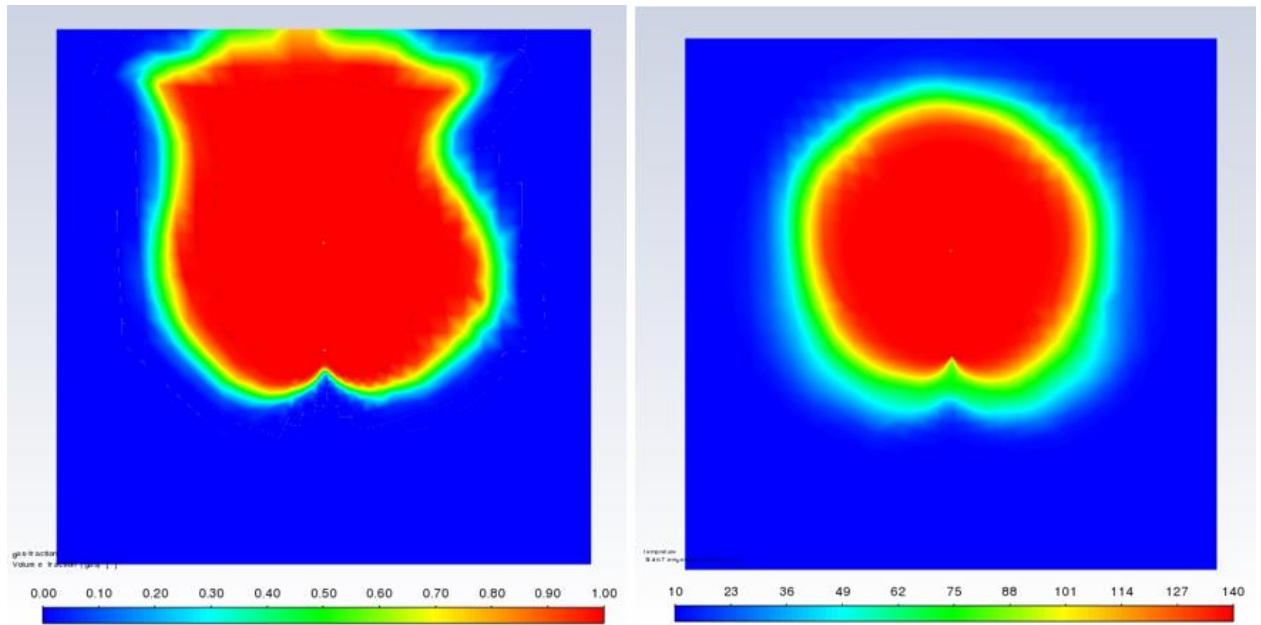


Рисунок 3.5, поле распределения пара (слева) и температуры, К (справа) на 15 сутки моделирования

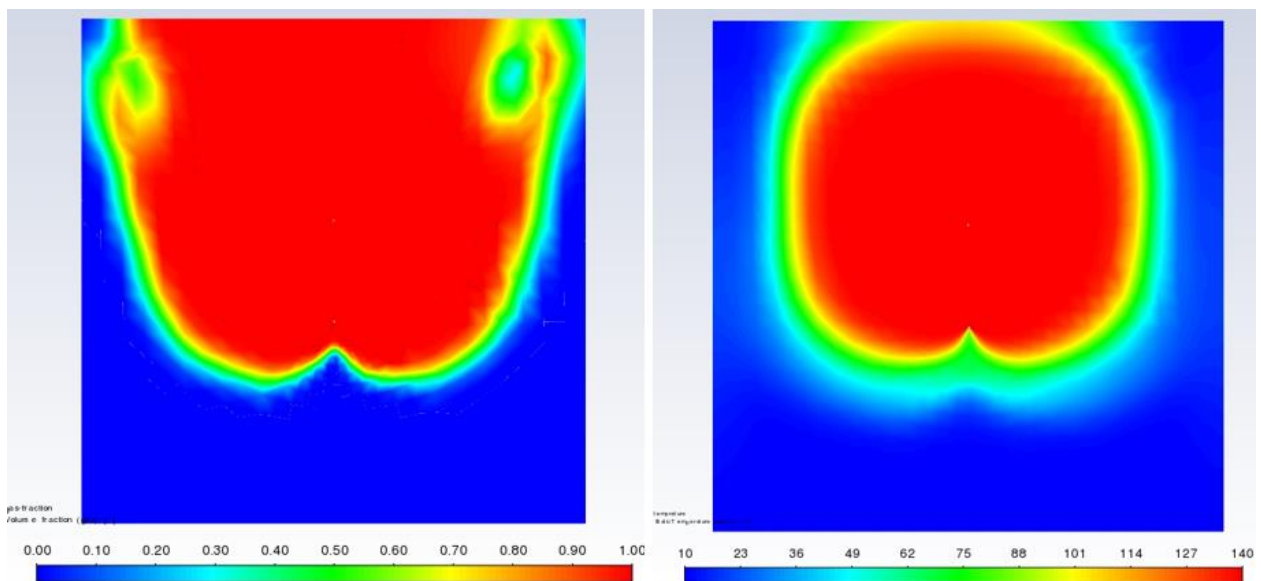


Рисунок 3.6, поле распределения пара (слева) и температуры, К (справа) на 30 сутки моделирования

По полученным распределениям поля температур и пара можно судить о динамике прогрева рассматриваемой расчетной области. Стоит отметить, что для одинаковых промежутков моделирования наблюдается определенное запаздывание между полем температур и паром. В основном, это связано с отсутствием фазового перехода и гипотезе о квазиравновесном тепловом состоянии, так как, например, в случае фазового перехода, часть энергии бы

тратилась на превращение одного вещества в другое, вследствие чего движение фронта пара бы замедлилось.

Также стоит отметить вихревые зоны в углах у верхней кровли пласта. Данные эффекты являются исключительно численными и обусловлены в первую очередь геометрией расчетной области и граничными условиями на внешней границе.

Стоит отметить, даже на 30 сутки моделирования нижняя кровля пласта остается слабо прогретой (рис. 3.6), т. к. пар, ввиду своей низкой плотности относительно плотности нефти и пласта, поднимается вверх.

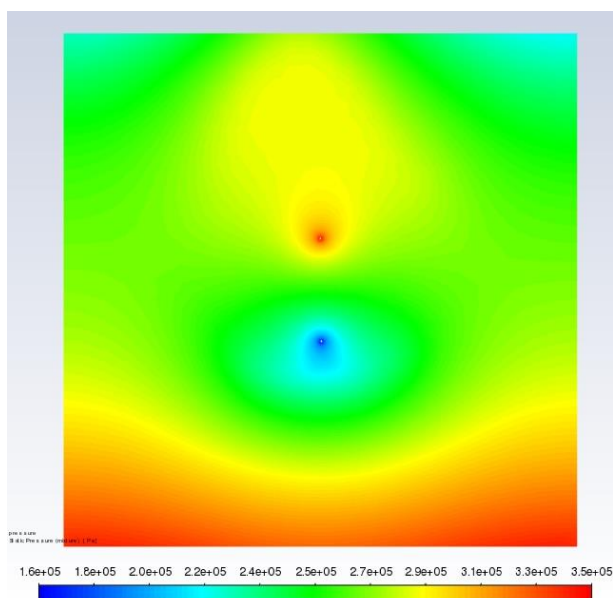


Рисунок 3.7, распределение поля давлений, Па, на 5 сутки моделирования

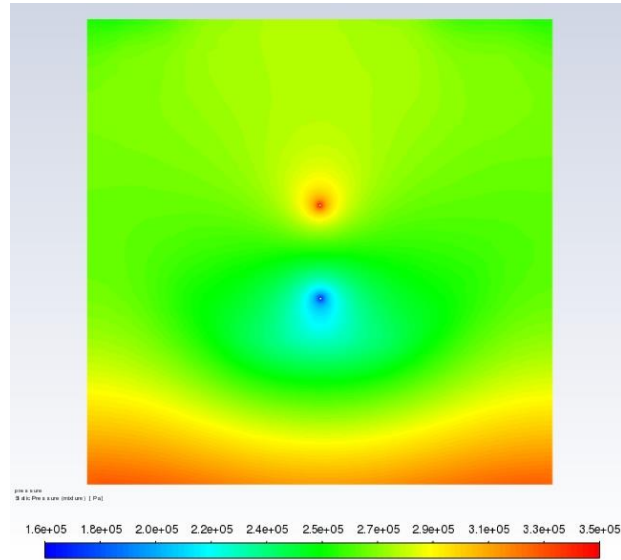


Рисунок 3.8, распределение поля давлений, Па, на 15 сутки моделирования

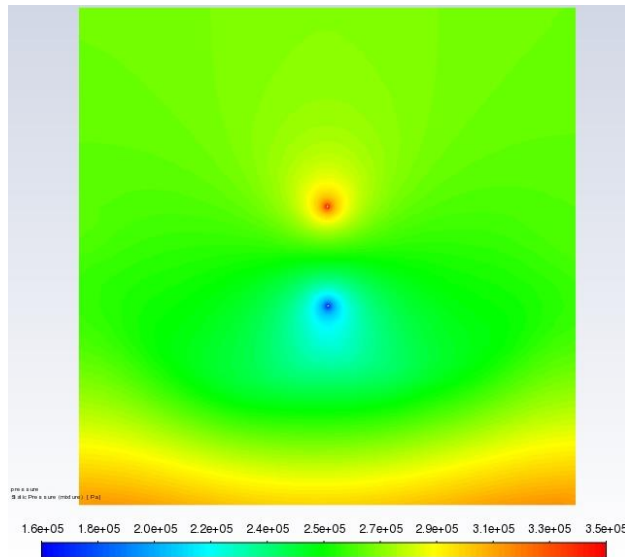


Рисунок 3.9, распределение поля давлений, Па, на 30 сутки моделирования

Обратим внимание на распределение поля давлений. На 30 сутки его распределение оказывается практически равномерным по всему пласту, за исключением зоны повышенного давления в нижней кровле пласта.

Для более детального анализа вычислялись средние интегральные величины рассматриваемых переменных по следующей формуле:

$$\bar{f} = \frac{1}{\sigma} \iint f(x) d\sigma \quad (3.1)$$

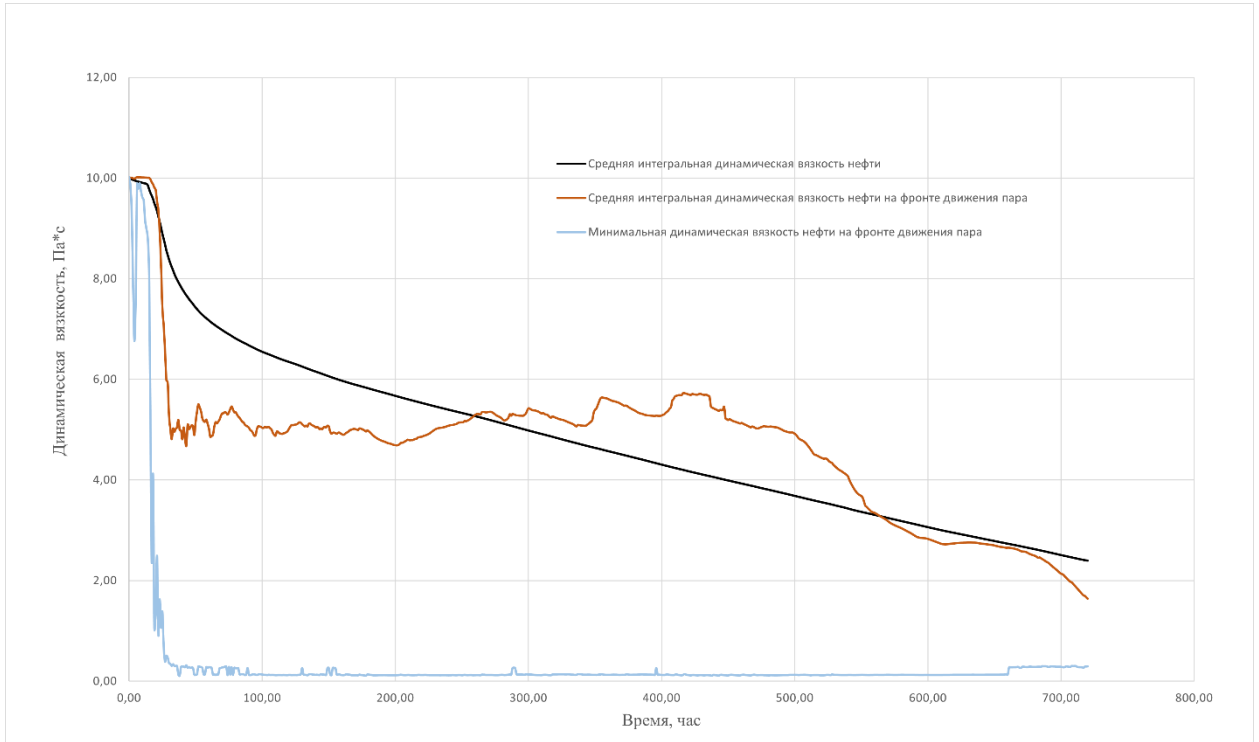


Рисунок 3.10, сравнение динамической вязкости в различных вариантах расчета, Па*с

Как видно из рис. 3.10 различные варианты расчета динамической вязкости нефти сильно отличаются друг от друга. Наименее корректным вариантом является расчет динамической вязкости с осреднением по поверхности, т. к. в этом случае будут учтена нижняя кровля пласта, которая, как уже было сказано ранее, оказывается плохо прогрета. Более эффективным вариантом является расчет минимальной динамической вязкости на фронте движения пара. В этом случае динамическая вязкость нефти достигает значений динамической вязкости легкой нефти, что говорит о высокой эффективности работы термошахтного метода.

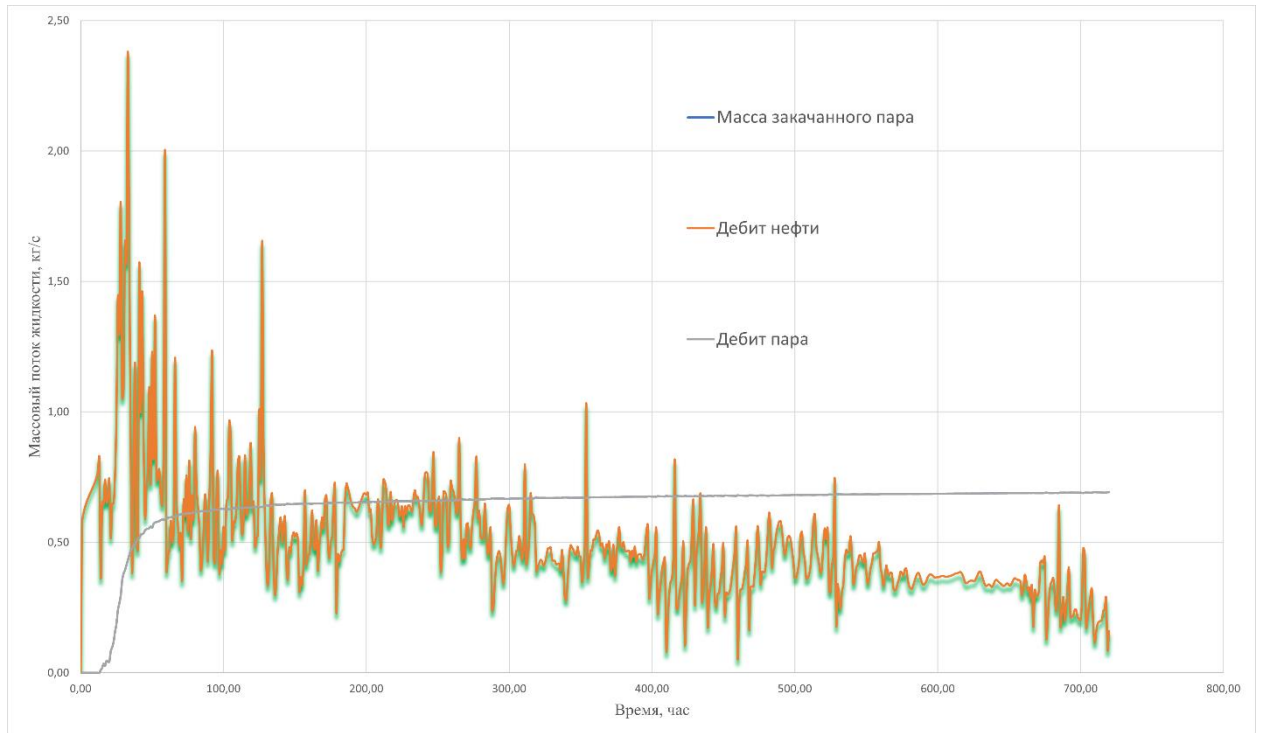


Рисунок 3.11, дебиты жидкостей, кг/с

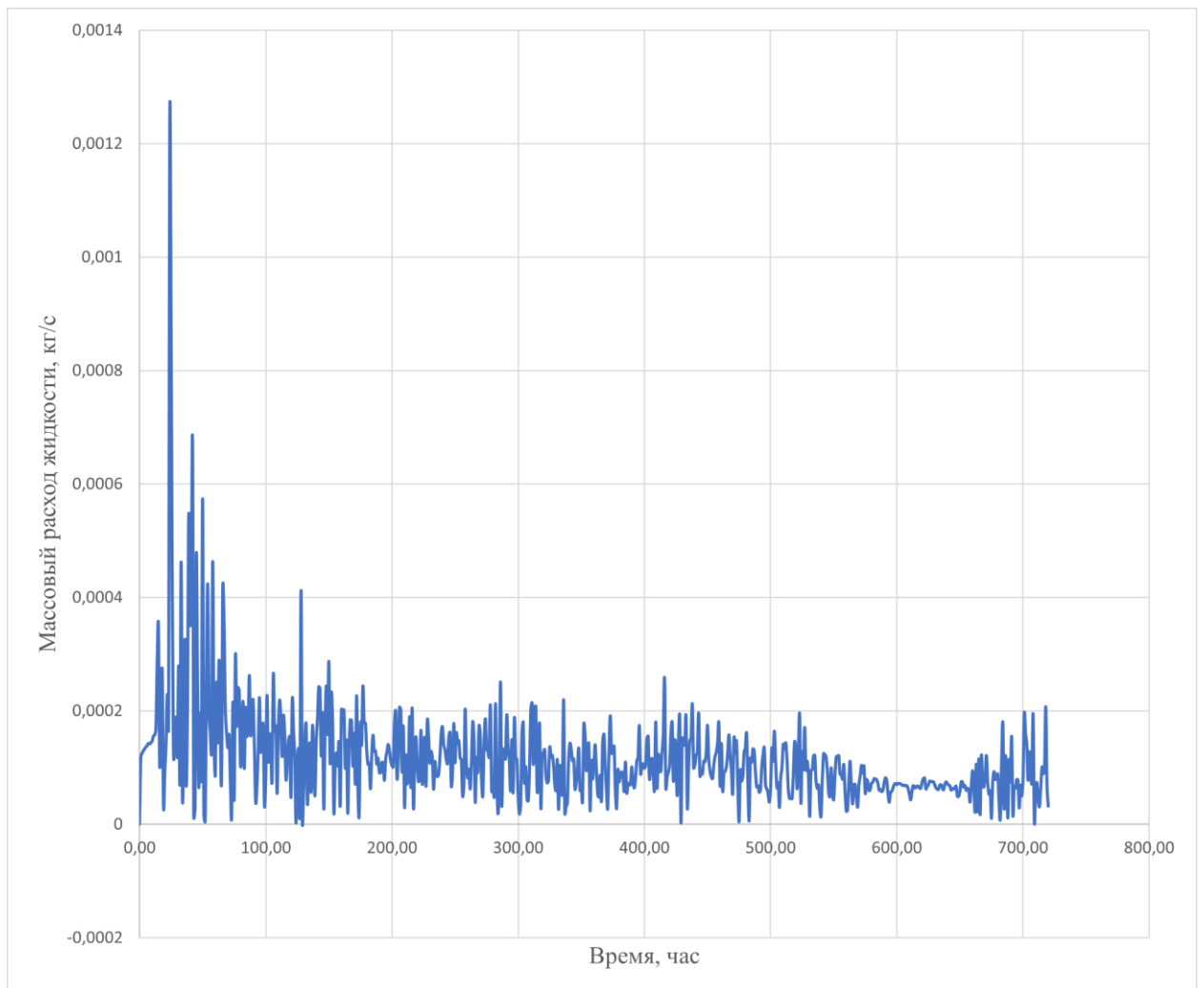


Рисунок 3.12, сравнение динамики закачки пара и дебита пара

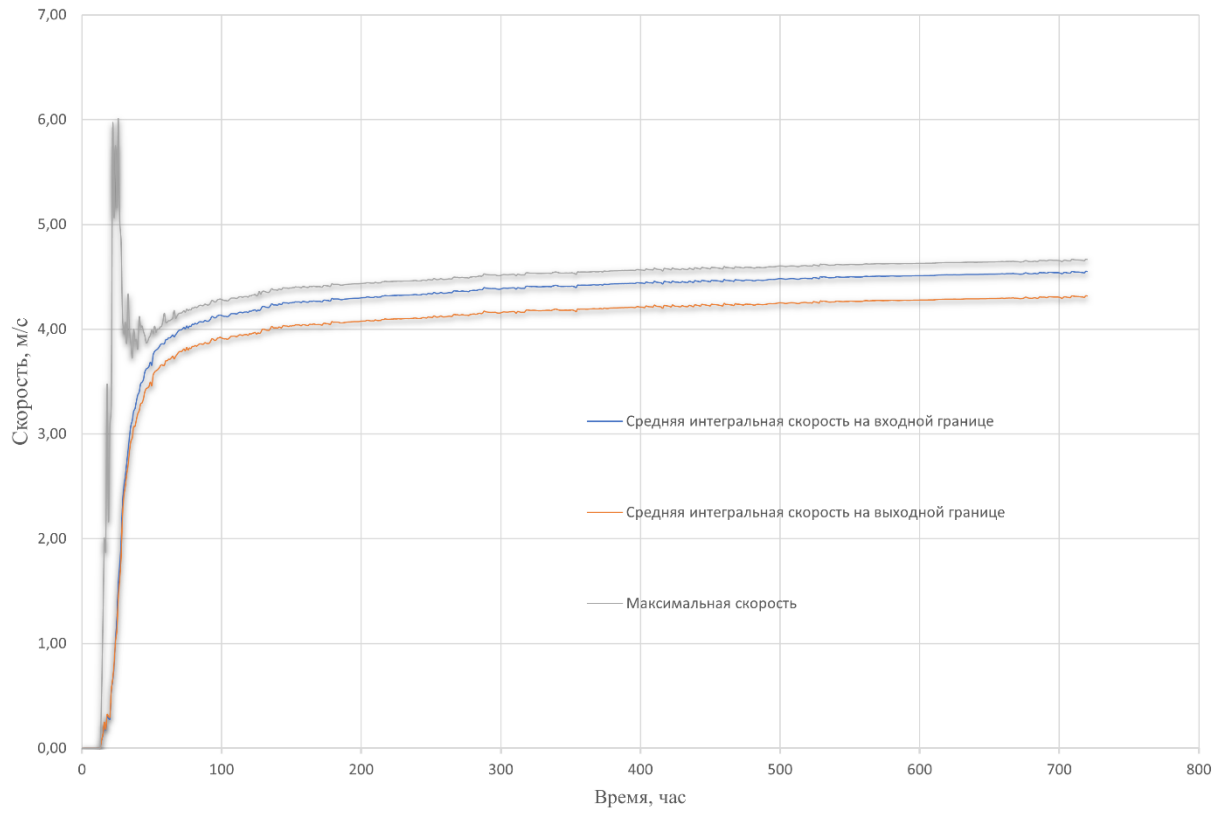


Рисунок 3.13, сравнение скоростей в различных вариантах расчета, м/с

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была поставлена задача о двухфазной фильтрации в пористой проницаемой среде. В ходе работы были использованы гипотезы квазиравновесного теплового состояния, изотропности и однородности пористой среды, что позволило перейти к двумерной постановке задачи.

В ходе дальнейших рассуждений были определены необходимые уравнения, описывающие динамику флюида в рамках данной задачи, а именно: модификация уравнения Навье-Стокса для пористой среды, $k - \varepsilon$ модель турбулентности, модель свободных поверхностей (VOF) для описания фазовой динамики и уравнение теплопроводности с обобщенным коэффициентом теплопроводности.

Задача была решена в прикладном пакете вычислительной гидродинамики Ansys Fluent с использованием встроенного генератора сетки Ansys Meshing и геометрией, построенной в интерфейсе программы Design Modeler. Использовались чисто неявные и смешанные схемы интегрирования первого и второго порядков по вычислительному SIMPLE алгоритму.

Полученные результаты позволяют судить о динамике распространения пара, нагреве нефтенасыщенной породы и изменению динамической вязкости нефти, что является целевым параметром в термошахтном методе добычи. Наблюдается явный недостаток в низкой прогреваемости нижней кровли пласта, вследствие чего средняя динамическая вязкость нефти по всей рассматриваемой области остается довольно высокой.

Дальнейшее развитие данной вычислительной модели возможно при учете фазового перехода между паром и водой, учете сил поверхностного натяжения и капиллярного давления, что позволит более корректно описывать интерфейс межфазового взаимодействия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лойцянский Л. Механика жидкости и газа. – Рипол Классик, 1950.
2. Слезкин Н. А. Динамика вязкой несжимаемой жидкости. – 1955.
3. Bear J. Dynamics of fluids in porous media. – Courier Corporation, 2013.
4. Launder B. E. et al. Lectures in mathematical models of turbulence. – 1972.
5. Saad T. Turbulence modeling for beginners //University of Tennessee space institute. – 2011.
6. Богуш А. А. Обобщённые символы Кронекера. – ФИ Фёдоров//Доклады АН БССР, 1968. – Т. 12. – №. 1. – С. 21-24.
7. Вабищевич П. Н., Пулатов П. А. Численное решение внешней задачи Неймана //Журнал вычислительной математики и математической физики. – 1987. – Т. 27. – №. 4. – С. 536-543.
8. Волосова Н. К. и др. Конечные методы решения уравнения Пуассона на произвольном прямоугольнике с краевым условием Дирихле. – 2020.
9. Гусейнов Г. Г. Теплопроводность пористых сред, насыщенных флюидом //Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2009. – Т. 11. – №. 5-2. – С. 386-389.
10. Дмитриев М. Н., Дмитриев Н. М., Кадет В. В. Обобщенный закон Дарси и структура фазовых и относительных фазовых проницаемостей для двухфазной фильтрации в анизотропных пористых средах //Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. – 2003. – №. 2. – С. 136-145.
11. Захарченков Н. В. МЕТОД ПАРОВГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА SAGD //Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (Опыт, инновации). – 2012. – С. 89-91.
12. Кислицын М.С., Ярошенко В.В. Перспектива развития нефтешахт Ярегского месторождения // ГИАБ. 2018. №1.
13. Коноплев Ю. П. и др. Термошахтная разработка месторождений с тяжелыми нефтями и природными битумами (на примере Ярегского

- нефтяного месторождения) //Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2005. – №. 3. – С. 246-253.
- 14.Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. № 2.
- 15.Никитин М.Н., Гладков П.Д., Колонских А.В., Петухов А.В., Михеев А.И. Изучение реологических свойств тяжелой высоковязкой нефти Ярегского месторождения / // Записки Горного института. – 2012. – Т. 195.
- 16.Тимонина Н. Н., Пьянков В. В. Ярегское месторождение тяжелой нефти: история разработки и перспективы развития // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН. 2018. № 7. С. 41-48.
- 17.Шарфарец Б. П., Дмитриев С. П. Моделирование турбулентного движения жидкости на основе гипотезы Буссинеска. Обзор //Научное приборостроение. – 2018. – Т. 28. – №. 3. – С. 101-108.
- 18.Al-Mossawy M. I., Demiral B. An Improved Relative Permeability Model to Match Displacement Experiments //International Journal of Applied. – 2011. – Т. 1. – №. 2.
- 19.Date A. W. Introduction to computational fluid dynamics. – Cambridge university press, 2005.
- 20.Shih T. H. et al. A new $k-\epsilon$ eddy viscosity model for high reynolds number turbulent flows //Computers & fluids. – 1995. – Т. 24. – №. 3. – С. 227-238.
- 21.Siddiqui M. I. H., Kim M. H. Two-phase numerical modeling of grade intermixing in a steelmaking tundish //Metals. – 2019. – Т. 9. – №. 1. – С. 40.
- 22.Sumer B. M. Lecture notes on turbulence. – 2002.
- 23.Zhou L., Liu D., Ou C. Simulation of flow transients in a water filling pipe containing entrapped air pocket with VOF model //Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics. – 2011. – Т. 5. – №. 1. – С. 127-140.