

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
ООП Petroleum Engineering / Нефтегазовый инжиниринг
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Уточнение параметров разработки карбонатного коллектора путем построения гидродинамической модели нефтегазоконденсатного месторождения

УДК 004.9:552.578.2.061.4

Обучающийся

Группа	ФНО	Подпись	Дата
2ТМ11	Шадрин Андрей Сергеевич		17.08.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		17.08.2023

Консультант (при наличии)

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Коношонкин Д.В.			15.05.2023

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		15.05.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		15.05.2023

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		17.08.2023

Томск – 2023 г.



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

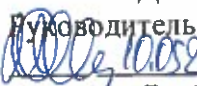
Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (ООП/ОПОП): 21.04.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП/ОПОП

 Чернова О.С.

(Подпись) (Дата)

(ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Шадрин Андрей Сергеевич

Тема работы:

Уточнение параметров разработки карбонатного коллектора путем построения гидродинамической модели нефтегазоконденсатного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	Приказ №160-39/с от 09.06.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	17.08.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду; энергозатратам; экономический анализ и т. д.)	Геологическое описание, графический материал, РИГИС, ГДИС, данные опробования скважин и история эксплуатации скважин по месторождению X. Отечественная и зарубежная научная литература, научные статьи по рассматриваемой тематике.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке (аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)	Обзор литературы, связанной с моделированием трещиноватого коллектора. Уточнение параметров разработки месторождения X путем построения гидродинамической модели. Построение упрощенной блоково-складчатой геологической и гидродинамической модели. Адаптация гидродинамической модели. Рекомендации по разработке карбонатного коллектора. Экономическое обоснование бурения 2 проектных скважин.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Графический материал представляет собой структурный каркас геологической модели, карты средних свойств, графики PVT модели,

	ОФП, графики истории добычи эксплуатационного фонда скважин, график результата адаптации гидродинамической модели, графики NPV.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рукавишников В.С., доцент, PhD
«Социальная ответственность»	Сечин А.А., доцент, к.т.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Введение в проблематику моделирования карбонатных коллекторов / Introduction to the problem of modeling carbonate reservoirs	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.05.2023
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		10.05.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2TM11	Шадрин Андрей Сергеевич		10.05.2023



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (ООП/ОПОП): 21.04.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования: Магистратура
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФНО
2ТМ11	Шадрин Андрей Сергеевич

Тема работы:

Уточнение параметров разработки карбонатного коллектора путем построения гидродинамической модели нефтегазоконденсатного месторождения

Срок сдачи обучающимся выполненной работы: 17.08.2023

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.05.2023	Введение в проблематику моделирования карбонатного коллектора	10
22.05.2023	Introduction to the problem of modeling carbonate reservoirs	5
05.06.2023	Геологическое описание месторождения X	15
09.06.2023	Уточнение параметров разработки месторождения X путем построения гидродинамической модели	40
11.06.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
15.06.2023	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		10.05.2023

Консультант (при наличии)

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Коношонкин Д.В.			10.05.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		10.05.2023

Обучающийся

Группа	ФНО	Подпись	Дата
2ТМ11	Шадрин Андрей Сергеевич		10.05.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Шадрину Андрею Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/ООП/ОПОП	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Данные для расчета экономической эффективности внедрения 2 эксплуатационных скважин
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Капитальные затраты на строительство скважин
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоги на экспортную пошлину, налог на прибыль, НДС, налог на имущество, социальное страхование

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НИИ	Расчет экономической эффективности от внедрения 2 эксплуатационных скважин
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методическая рекомендация по выбору оптимальной системы разработки
3. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет,	Анализ эффективности и целесообразности предлагаемого метода
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Сравнение денежных потоков по выбранным вариантам разработки месторождения

Перечень графического материала:

Графики движения денежных потоков

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	10.05.2023
---	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		10.05.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Шадрин Андрей Сергеевич		10.05.2023

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2ТМ11		Шадрин Андрей Сергеевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дело
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Уточнение параметров разработки карбонатного коллектора путем построения гидродинамической модели нефтегазоконденсатного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение - Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. - Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	Объект исследования – создание гидродинамической модели пласта Область применения – месторождения с карбонатными коллекторами Рабочая зона: офис Размеры помещения: 12 на 7 метров Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 22 персональных компьютера
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ ГОСТ Р 55710-2013 ГОСТ 23337-2014 ГОСТ 30494-2011 СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.2.032-78 ГОСТ Р 58698-2019 ГОСТ Р 50771.3-94 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.044-2018
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения: - Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов - Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	Вредные факторы: - Монотонность работы - Шум - Нарушение микроклимата - Умственное перенапряжение - Короткое замыкание Опасные факторы: - Поражение электрическим током Расчет: освещенность рабочего места
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения:	Воздействие на селитебную зону: отсутствует Воздействие на литосферу: отсутствует Воздействие на гидросферу: отсутствует Воздействие на атмосферу: отсутствует
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения:	Возможные ЧС: техногенного характера: пожар при коротком замыкании Наиболее типичная ЧС: пожар
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

10.05.23

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		10.05.23

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Шадрин Андрей Сергеевич		10.05.23

Результаты освоения основной образовательной программы **Petroleum Engineering / Нефтегазовый инжиниринг**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
		И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов

		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 118 с., 43 рис., 15 табл., 61 источник, 1 прил.

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, адаптация гидродинамической модели, карбонатный коллектор, трещины.

Объектом исследования является карбонатный коллектор месторождения X в пределах территории Нюрольской впадины.

Целью выпускной квалификационной работы является составление рекомендаций по разработке карбонатного коллектора с использованием уточненной гидродинамической модели пласта.

Для достижения вышеупомянутой цели поставлены и реализованы следующие **научные задачи**:

1. Проанализировать литературные источники на тему моделирования карбонатных коллекторов;
2. Построить упрощенную складчато-слоистую геологическую и гидродинамическую модели блока месторождения;
3. Сааптировать гидродинамическую модель и проанализировать результаты моделирования;
4. Подобрать оптимальные режимы работы скважин;
5. Рассмотреть возможность бурения дополнительных скважин.

В процессе исследования проводился анализ и интерпретация РИГИС, ГДИС, анализ работы эксплуатационного фонда скважин.

В результате исследования проанализированы и уточнены параметры разработки карбонатного коллектора, а также составлены рекомендации по работе с карбонатными коллекторами нефтегазоконденсатного месторождения на территории Нюрольской впадины с использованием уточненной гидродинамической модели. Для этого были разработаны рекомендации по работе с карбонатным коллектором:

1. Произведен подбор оптимальных технических режимов работы скважин;
2. Выполнена оценка остаточных запасов нефти в пределах блока;
3. Оценена возможность проведения уплотняющего бурения.

Экономическая значимость заключается в получении наибольшего коэффициента извлечения нефти и накопленного чистого дисконтированного потока при разработке карбонатного коллектора за счет внедрения новых скважин.

В будущем планируется построение гидродинамической модели для всего месторождения с уточнением параметров моделирования путем привлечения данных о смачиваемости коллектора и дополнительных исследований по определению фильтрационно-емкостных свойств

Область применения: месторождения с продуктивными коллекторами, сложенными карбонатными породами фундамента.

Благодарности: Выражаю огромную благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ Рукавишникову В.С., Черновой О.С., Коношонкину Д.В., Белозерову В.Б., а также всему преподавательскому составу за своевременно предоставленную помощь, поддержку и научные материалы для качественного написания данной магистерской диссертации.

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	11
Введение	15
1 Введение в проблематику моделирования карбонатного коллектора	18
1.1 Необходимые исследования для уточнения параметров трещиноватого коллектора	18
1.2 Математические методы моделирования трещиноватых коллекторов	21
1.3 Методы гидродинамического моделирования карбонатных коллекторов	24
1.4 Адаптация гидродинамических моделей пласта.	28
1.5 Выводы по главе	32
Геологическое описание месторождения X	33
2.1 Общие сведения о месторождении	33
2.2 Тектоника	34
2.3 Стратиграфия	37
2.3.1 Стратиграфическое расчленение палеозойских отложений	37
2.3.2 Стратиграфическое расчленение осадочного чехла	39
2.4 Нефтегазоносность	43
2.4.1 Нефтегазоносность палеозойских отложений	43
2.4.2 Нефтегазоносность осадочного чехла	47
3 Уточнение параметров разработки месторождения X путем построения гидродинамической модели	50
3.1 Построение упрощенной геологической модели	50
3.1.1 Структурное моделирование	51
3.1.2 Построение кубов пористости и проницаемости	52
3.2 Построение гидродинамической модели пласта	52
3.2.1 PVT модель пласта	53
3.2.2 Относительные фазовые проницаемости и капиллярное давление	55
3.2.3 Данные равновесия	56
3.3 Адаптация гидродинамической модели	57
3.3.1 Модель одинарной пористости и проницаемости	57
3.3.2 Модель двойной проницаемости	58
3.3.3 Определение сигма-фактора	61
3.4 Анализ результатов моделирования	66
3.4.1 Подтверждение концепции блокового строения	68
3.4.2 Определение размеров блока № 6 месторождения X	69
3.5 Рекомендации по разработке карбонатного коллектора месторождения X	70
3.5.1 Подбор технических режимов работы скважин	70

3.5.2 Оценка остаточных запасов нефти в пределах блока.....	73
3.5.3 Оценка возможности уплотняющего бурения	74
3.6 Выводы по главе	75
4 Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность	76
4.1 Экономический расчет	76
4.2 Выводы по главе	83
5. Социальная ответственность.....	84
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	84
5.2 Производственная безопасность	85
5.2.1 Соответствие нормам освещенности	86
5.2.2 Соответствие нормам шума	88
5.2.3 Соответствие нормам микроклимата	89
5.2.4 Перенапряжение зрительного аппарата.....	89
5.2.5 Перенапряжения в связи с умственной деятельностью	91
5.2.6 Перенапряжения в связи с монотонностью работы.....	91
5.3 Электробезопасность.....	91
5.4 Экологическая безопасность	92
5.5 Безопасность при чрезвычайных ситуациях	92
5.6 Выводы по главе	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	95
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	96
1 introduction to the problem of modeling carbonate reservoirs.....	105
1.1 Required Research	105
1.2 Mathematical methods for modeling fractured reservoirs	107
1.3 Methods of hydrodynamic modeling of carbonate reservoirs.....	110
1.4 Adaptation of hydrodynamic reservoir models.....	114
1.5 Chapter Conclusions	117
LIST OF REFERENCES	118

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Карбонатные коллектора сложны для оценки фильтрационно-емкостных свойств, моделирования и планирования разработки в связи со сложной структурой порового пространства и неоднородного распределения проницаемости. Но так как более 42% мировых запасов нефти приходится именно на них, многие ученые разрабатывают методики изучения и моделирования пластов с карбонатными коллекторами. Ключевой проблемой при работе с породами сложного геологического строения – неопределенность прогноза добычи нефти на этапе разработки месторождения.

Гидродинамическое моделирование карбонатного коллектора является важной и актуальной темой в области нефтегазовой индустрии. Карбонатные коллекторы, такие как известняки и доломиты, являются основным источником нефти и газа во многих регионах мира. Однако, из-за сложной структуры и низкой проницаемости, эффективная разработка карбонатных коллекторов является вызовом для нефтегазовых компаний.

Гидродинамическое моделирование позволяет улучшить понимание физических и геологических свойств карбонатных коллекторов, а также предсказать и оптимизировать процессы их разработки. Оно основывается на решении уравнений состояния жидкости и газа в многофазных системах, учитывая воздействие пластового давления, проницаемости и других параметров.

Объектом исследования являются палеозойские отложения месторождения X в пределах территории Нюрольской впадины.

Целью выпускной квалификационной работы является составление рекомендаций по разработке карбонатного коллектора с использованием уточненной гидродинамической модели пласта.

Для достижения вышеупомянутой цели поставлены и реализованы следующие **научные задачи**:

1. Проанализировать литературные источники на тему моделирования карбонатных коллекторов;
2. Построить упрощенную складчато-слоистую геологическую и гидродинамическую модели блока месторождения;
3. Садаптировать гидродинамическую модель и проанализировать результаты моделирования;
4. Подобрать оптимальные режимы работы скважин;
5. Рассмотреть возможность бурения дополнительных скважин.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. При построении гидродинамической модели подбор корректных параметров и привлечение дополнительных данных является одним из ключевых факторов приближения моделируемых дебитов к историческим.
2. На основе построенной гидродинамической модели возможно прогнозирование остаточных запасов нефти, незатронутых разработкой, а также обоснование необходимости уплотняющего бурения.

Научная новизна:

Впервые для месторождения X была построена гидродинамическая модель с учетом блоково-складчатого строения исследуемого пласта. Оценены недренируемые запасы нефти в пределах блока, оценена необходимость проведения уплотняющего бурения.

Методы, использованные в работе:

При написании магистерской выпускной квалификационной работы был использован метод построения гидродинамической модели, описанный в научно-методическом руководстве «Практические советы по гидродинамическому моделированию» (С.В. Кайгородов, С.А. Кириченко, Д.А. Самоловов, Л.И. Акмадиева, Н.Н. Плешанов, 2019).

Область применения: месторождения с продуктивными коллекторами, сложенными карбонатными породами фундамента.

Личный вклад автора работы заключается в анализе и систематизации накопленных научных и промысловых данных, а также последующей их интерпретации, построении гидродинамической модели блока месторождения, проведении анализа результатов на предмет соответствия реальным историческим данным добычи, а также в составлении рекомендаций по разработке карбонатных коллекторов с использованием уточненной гидродинамической модели пласта.

Практическая значимость работы заключается в применении результатов при разработке сложнопостроенных карбонатных коллекторов с целью увеличения их продуктивности. Полученные результаты могут быть использованы не только в процессах проектирования и моделирования, но и в принятии решений при эксплуатации реальных нефтегазовых месторождений.

Исходной информацией для выполнения исследования в рамках выпускной квалификационной работы являлись геологическое описание месторождения, графический материал, РИГИС, ГДИС, данные опробования скважин и история эксплуатации скважин по месторождению Х, ГМ и ГДМ, актуализированные на 2017 год.

Благодарности: Выражаю огромную благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ Рукавишникову В.С., Черновой О.С., Коношонкину Д.В., Белозерову В.Б., а также всему преподавательскому составу за своевременно предоставленную помощь, поддержку и научные материалы для качественного написания данной магистерской диссертации.

1 ВВЕДЕНИЕ В ПРОБЛЕМАТИКУ МОДЕЛИРОВАНИЯ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА

Карбонатные коллектора сложны для оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), моделирования и планирования разработки в связи со сложной структурой порового пространства и неоднородного распределения проницаемости. Но так как более 42% мировых запасов нефти приходится именно на них [15], многие ученые разрабатывают методики изучения и моделирования пластов с карбонатными коллекторами.

Ключевой проблемой при работе с породами сложного геологического строения – неопределенность прогноза добычи нефти на этапе разработки месторождения.

Для решения проблемы необходимо правильно подобрать комплекс исследований, выбрать подходящую математическую модель и правильно задать все исходные данные гидродинамическому симулятору.

Так как основная цель магистерской диссертации уточнить параметры разработки карбонатного коллектора путем гидродинамического моделирования, основная цель литературного обзора заключается в том, чтобы наиболее полно описать параметры трещиноватого коллектора, влияющие фильтрационные характеристики пласта, а также методы их учета в построении гидродинамической модели пласта.

1.1 Необходимые исследования для уточнения параметров трещиноватого коллектора

При построении геологических моделей резервуаров со смешанным типом пустотного пространства (поры, каверны, трещины) в большинстве случаев пустотное пространство не дифференцируется, а при распределении проницаемости не учитывают локальные кратные ее увеличения в системах трещин [2].

Важность дифференциации порового пространства подчеркивают многие авторы, в том числе Габнасыров А.В. [2], так как более 80% балансовых запасов нефти находятся в порах и кавернах, а 90% фильтрации флюида происходит по системе трещин. Для дифференциации пустот автор выделил трещинные и кавернозные слои и для количественного описания выделенных пластов рассчитал их толщины, определил коэффициенты охвата трещиноватостью и кавернозностью. Итогом проделанной работы стала геологическая модель, показывающая, что 11% балансовых запасов нефти находится в трещинной системе. Построенная параметрическая модель позволяет более точно произвести гидродинамическое моделирование с использованием двойных сред (двойная пористость, двойная проницаемость).

Однако, зачастую для более корректного разделения порового пространства необходимо использовать результаты дополнительных исследований. Трещиноватые интервалы характеризуются множеством параметров, таких как ориентация трещин, их проводимость, «залеченность», критическая напряженность и так далее. Все эти параметры зачастую невозможно получить при стандартном комплексе исследований, характерном для терригенных коллекторов [26].

Группа ученых [16] использовала результаты трассерных исследований совместно с гидродинамическим моделированием и анализом данных, чтобы определить, каким образом ориентация трещина может влиять на потоки.

Исследователи показали, что трещины в карбонатных коллекторах обычно ориентированы по определенным направлениям, которые оказывают непосредственное влияние на направления потока жидкостей и газов. Полученные результаты могут быть полезны при разработке и планировании месторождений нефти и газа, а также при проведении земляных работ и бурения скважин.

Таким образом, статья демонстрирует, что комбинация трассерных методов и геолого-гидродинамического моделирования может быть

эффективным инструментом для изучения пространственного ориентирования трещин в карбонатных коллекторах.

Одним из основных приборов, позволяющих работать с трещиноватыми коллекторами является скважинный микроимиджер (Formation micro imager.). Принцип его работы основан на изменении акустических свойств и электрического сопротивления в трещинах. Результатом исследования служит «изображения» электрического сопротивления, изменение которого отображено различным цветом [49, 54]. По данным, полученным с датчик, в процессе интерпретации исследователь выделяют различные характеристики карбонатного коллектора: границы пластов [50, 44, 60], азимуты и углы падения трещин [55, 45].

Однако, из-за сложности внутреннего строения порового пространства трещиновато-поровых коллекторов возникает проблема постоянной недостаточности объема проведенных исследований для полного описания породы коллектора. Связано это с проблемой самоподобных фрактальных объектов. Данная проблема была изучена Бенуа Мальдебротом [25], который доказал невозможность точного измерения длины побережья Великобритании, так как любое уменьшение масштаба для повышения точности измерения приводит к тому, что в этой сложной нелинейной системе всегда существуют неоднородности более мелкого масштаба.

Одним из методов решения проблемы является построение феноменологической модели трещинных резервуаров [30,28, 34], которая позволяет учитывать все особенности геологического строения пласта. Основными параметрами феноменологической модели являются размеры блоков, на которые разбивается пласт трещинами разного иерархического уровня, а также их соотношения проницаемостей. Авторы выяснили, что соотношение линейных размеров разномасштабных блоков, образующихся при растрескивании карбонатных пород в процессе разрядки тектонических напряжений, асимптотически стремится к величине 1,618. Кроме того, соотношение проницаемостей разных иерархических уровней равно 1,618.

Итогом проделанной работы стала зависимость накопленной добычи нефти скважин, находящихся на разном расстоянии от систем разномасштабных трещин.

1.2 Математические методы моделирования трещиноватых коллекторов

Карбонатные коллектора на этапе диагенеза наиболее предрасположены к растрескиванию, выщелачиванию и перекристаллизации, образуя сложную систему пор, трещин и каверн [31,40]. В той или иной степени, все карбонатные породы подвержены вышеописанным процессам и могут служить коллекторами нефти и газа [51]. Однако, встречаются и такие карбонатные коллектора, которые обладают высокой межзерновой пористостью и межпоровой проницаемостью. В таком случае методология изучения и математического описания процессов массопереноса мало чем отличается от описания терригенных коллекторов [1].

Трещинный пласт в свою очередь обладает дискретностью свойств в пространстве. Как было описано выше, матрица в карбонатных породах обладает высокими емкостными свойствами, а система трещин – высокими фильтрационными свойствами.

Существует множество подходов к расчету характеристик течения жидкостей в условиях резкой неоднородности коллектора. Ниже будут рассмотрены основные из них:

1. Модель Уоррена-Рута (Warren J., 1963);
2. Модель де Сваана (DeSwaan A., 1976).
3. Модель Оде (Ode, 1962);
4. Модель Каземи (Kazemi H., 1969);
5. Модель Полларда (Pollard P., 1959);

Модель течения Уоррена-Рута описывает карбонатный коллектор параллелепипедами с высокими емкостными свойствами и низкими фильтрационными свойствами, которые разделены сетью трещин с высокой

проницаемостью (Рисунок 1.1). Движение флюида возможно только из матрицы в трещины и в дальнейшем только по системе трещин. Модель Уоррена-Рута лежит в основе модели двойной пористости [57,58].

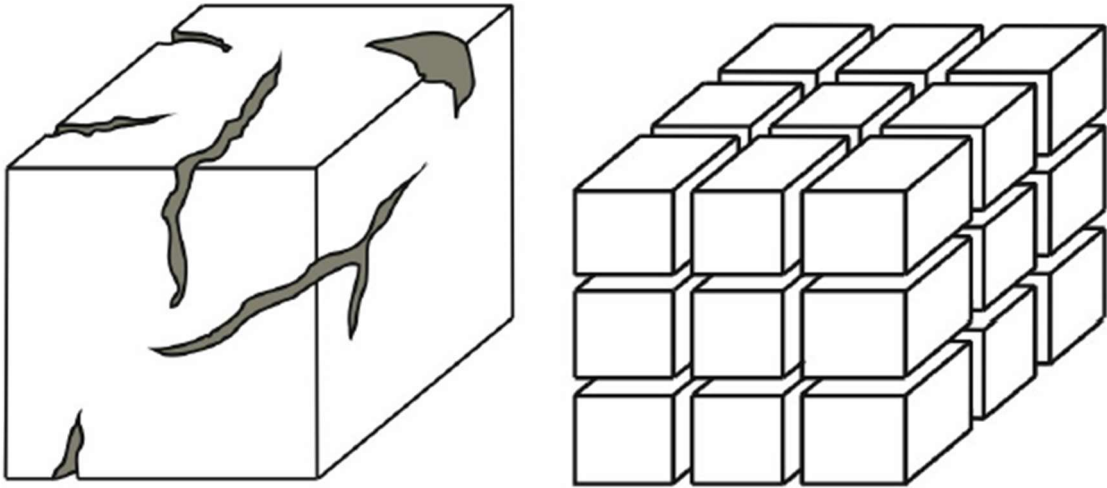


Рисунок 1.1 – Идеализированное представление трещиноватого пласта (Warren J.,1963)

Основные уравнения модели Уоррена-Рута (1.1):

$$\begin{aligned} \varphi_m c_m \frac{\partial P_m}{\partial t} + \alpha \frac{k_m}{\mu} (P_m - P_f) &= 0 \\ \varphi_f c_f \frac{\partial P_f}{\partial t} - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k_f}{\mu} r \frac{\partial P_f}{\partial r} \right) - \alpha \frac{k_m}{\mu} (P_m - P_f) &= 0 \end{aligned} \quad (1.1)$$

Начальные и граничные условия следующие (1.2):

$$\begin{aligned} t = 0, P_m(r, 0) &= P_f(r, 0) = P_0, \\ r = r_w, q &= -2\pi r_w \frac{k_f}{\mu} \frac{\partial P_f}{\partial r}, \text{ когда } t > 0, \\ r = r_\infty P_m = P_f &= 0, \text{ когда } t > 0. \end{aligned} \quad (1.2)$$

Где

φ_m, φ_f – пористость матрицы и трещин;

c_m, c_f – сжимаемость матрицы и трещин;
 P_m, P_f – давление в матрице и трещинах;
 k_m, k_f – проницаемость матрицы и трещин;
 α – безразмерный коэффициент;
 μ – вязкость флюида;
 r – радиус.

В модели де Сваана матрица карбонатного коллектора представлена сферическими блоками, которые укладываются в пространстве, а трещины представляют собой пустоты между трещинами. Наиболее подходящим является использование модели де Сваана для описания неустановившегося течения жидкости [57, 46].

Оде в своей модели предполагает, что после перехода от нестационарного режима течения к стационарному, трещиноватый пласт ведет себя как однородный, т.е. вмещающая способность матрицы и трещин схожа. Поэтому модель Оде рассматривается как модель обычного пласта [57].

В модели Каземи карбонатный коллектор представлен чередующимися слоями матрицы и трещин (Рисунок 1.2) [57, 48]. В процессе численного интегрирования, модель выдает результаты, совпадающее с моделью Уоррена-Рута, при условии однородного распределения трещин в пласте, а также высоких емкостных свойств матрицы, обеспечивающий высокую интенсивность притока флюида из матрицы в трещины.

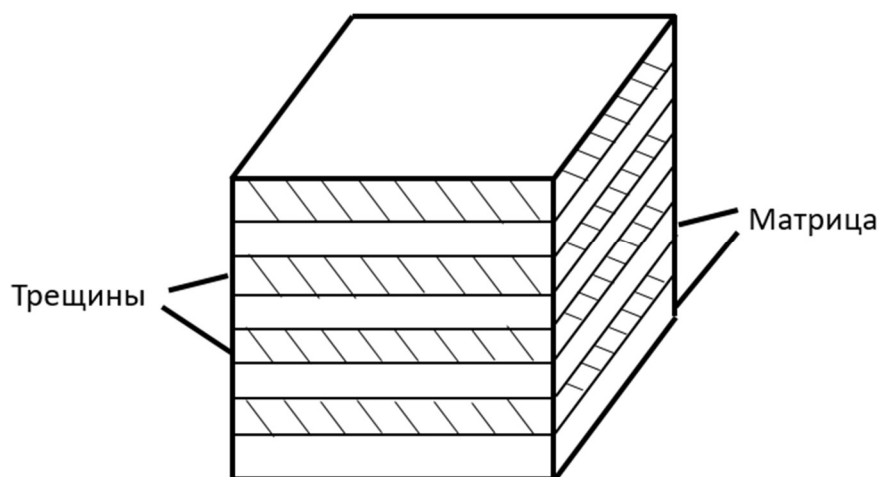


Рисунок 1.2 – Модель Каземи (Kazemi H., 1969)

В модели Полларда изменение давления рассчитывается как результат взаимодействия трех областей, которые развиты в трещиноватом пласте [57, 53]. Первую область образует система трещин вокруг скважины, вторую – вся трещинная система пласта вдали от скважины и третья – матрица, которая питает трещины. Модель Полларда рассматривает падение давления последовательно во всех областях. Изначальное падение связано с естественной трещиноватостью вокруг скважины, затем с трещиноватостью во всем пласте и, в конечном итоге, падение в матрице породы. Модель не учитывает радиального течения жидкости, а сводит задачу к простому расширению, что зачастую приводит к значительным погрешностям.

1.3 Методы гидродинамического моделирования карбонатных коллекторов

Решение сложных дифференциальных уравнений гидродинамики аналитически зачастую невозможно или нецелесообразно. Для определения фильтрации флюидов на практике используют численные методы, реализованные в гидродинамических симуляторах.

Модель одинарной пористости

Модель одинарной пористости является классической для моделирования терригенных коллекторов, но также зачастую используется при моделировании карбонатов за счет своей простоты и понятности для инженера.

В модели одинарной пористости резервуар представляет собой набор ячеек с одним типом пустотного пространства, характеризующийся пористостью и проницаемостью. Фильтрация в таком случае происходит по граням между двумя соседними ячейками.

Однако, модель одинарной среды зачастую не учитывает особенности, характерные для трещиноватых коллекторов:

- Быструю просадку порового давления;
- Интерференцию скважин, не приуроченную к высокопроницаемым пропласткам;
- Активное снижение давления в районах разломов с высокой амплитудой

Модели двойной среды

В резервуаре с двойной пористостью флюиды находятся в двух взаимосвязанных системах: матрица (matrix) (составляет большую часть объема резервуара) и трещина (fracture) (обладающие большой проницаемостью) (Рисунок 1.3) [41]. При моделировании двойной пористости переток флюидов возможен только по сети трещин, а при моделировании двойной проницаемости – возможны перетоки фаз между соседними ячейками горной породы (матрица-матрица, трещина-матрица, трещина-трещина) (Рисунок 1.4).

Для моделирования данных систем каждому блоку геометрической сетки соответствуют две ячейки, представляющие объем породы и разлома для данного блока. Для задания плотности трещин используется сигма-фактор.

Сигма-фактор связан с расстояниями между трещинами (размерами блоков горной породы) следующим образом:

$$\sigma = 4 \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot l_x} + \frac{1}{2 \cdot l_y} + \frac{1}{2 \cdot l_z} \right) \quad (1.3)$$

где l_x , l_y и l_z – расстояния между трещинами (размеры блоков горной породы) по направлениям X, Y и Z.

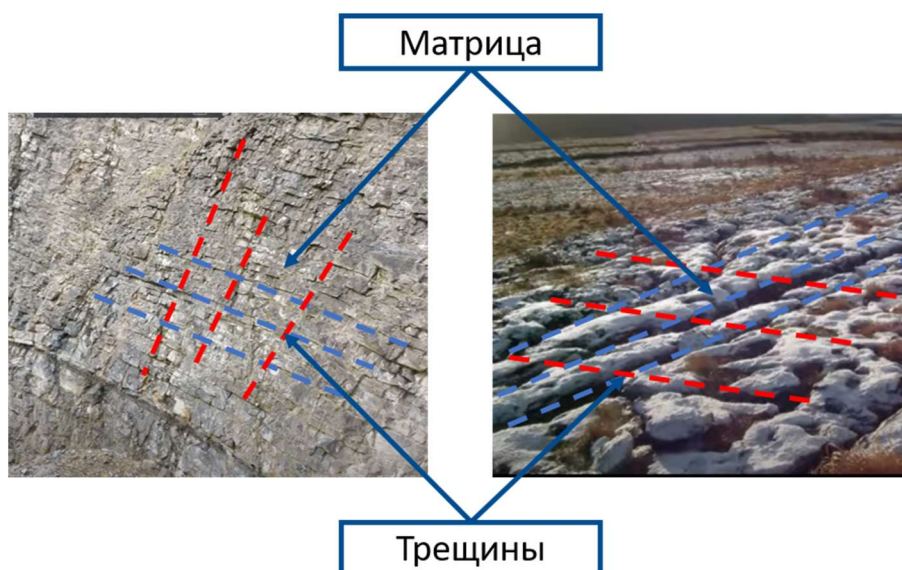


Рисунок 1.3 – Пример трещиноватых пород

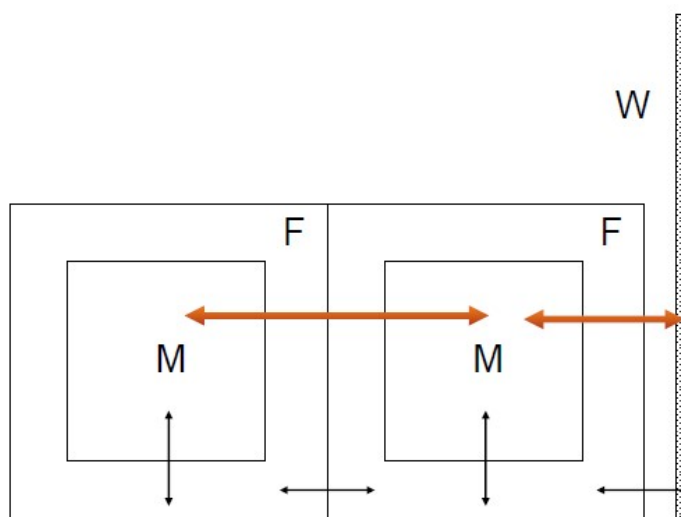


Рисунок 1.4 – Взаимодействие матрицы и трещины в модели двойной проницаемости (согласно руководству пользователя ПО «Т-навигатор»)

Модели множественных сред

Так как в карбонатных коллекторах помимо пор в матрице и системы трещин также присутствуют и каверны, неравномерно распределённые в пласте, возникает необходимость моделирования дополнительных сред. К тому же в трещиноватых пластах фильтрационные параметры и эффекты, их контролирующие, также варьируются в зависимости от масштаба трещин. На данный момент ученые пытаются описать процессы массопереноса моделями множественных сред.

В моделях двойных сред моделируются процессы фильтрации флюида как внутри трещин, каверн и пор, так и процессы перетока между ними. В итоге возникает вариативность моделей множественных сред, которая может быть отражена различным соотношением количества сред и количества возможных перетоков (например, модель четверной пористости с двойной проницаемостью).

На Рисунке 1.5 приведена возможная визуализация внутрипоровых и межпоровых перетоков в модели. Из рисунка видно, что флюид в средах P1 и P2 может перетекать как по внутрипоровому пространству и так и по межпоровому. С геологической точки зрения эти среды могут быть представлены системами макро и микротрещиноватости, обеспечивающие основные процессы течения флюида в трещиноватых коллекторах. С другой стороны среды P3 и P4 выступают в роли «подпитывающих» систем, в которых флюид может перетекать только из одной среды в другую. Такие системы обычно обладают высокими емкостными и низкими фильтрационными свойствами, и представляют собой поры в матрице и каверны.

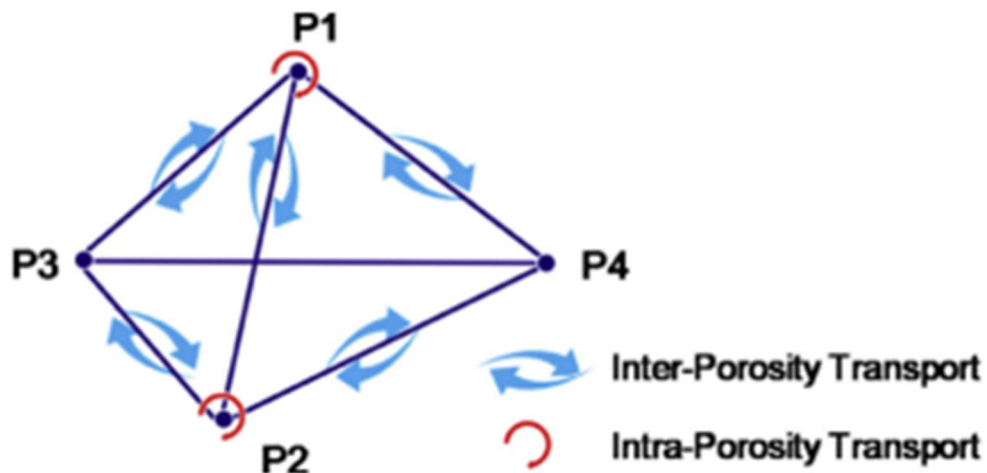


Рисунок 1.5 – Визуализация процессов перетока в поровых средах (Richard H, 2013)

Однако, на сегодняшний день системы множественных сред только начинают внедряться в гидродинамические симуляторы. Так как математические уравнения [56] сложны для моделирования течения флюидов, время расчета занимает огромное время. Так как результаты моделирования систем множественных сред показывают похожие результаты с моделями двойной пористости и проницаемости, они все еще не нашли широкого распространения среди нефтяного сообщества [47].

1.4 Адаптация гидродинамических моделей пласта.

Так как инженеры не знают точного распределения свойств в пласте, а также не имеют достаточного математического аппарата для описания всех происходящих в нем процессов, они используют упрощенные модели, описывающие глубинные процессы с некоторыми допущениями. Основной задачей гидродинамической модели является построение такой модели пласта, которая хорошо отражает события, произошедшие ранее, а также имеет высокую предсказательную способность. Процесс настройки модели на исторические данные называется адаптацией гидродинамической модели.

Для адаптации модели обычно используются либо наименее известные параметры (петрофизические параметры, свойства, полученные по

сейсмическим атрибутам и т.д.), либо предполагаемые свойства (параметры законтурной области, относительные фазовые проницаемости, флюидальные контакты, свойства ячеек в межскважинном пространстве и т.д.). Далее будут рассмотрены параметры адаптации, наиболее применимые к трещиноватым коллекторам.

Модифицирование относительных фазовых проницаемостей

При моделировании коллекторов одинарной пористостью на вход в модель подается один набор относительных фазовых проницаемостей, зачастую характерный ФЕС матрицы. Для учета трещиноватости и наиболее корректного описания процессов течения флюидов в пласте можно модифицировать относительные фазовые проницаемости (ОФП) по абсолютной проницаемости и пористости. Исходя суммы уравнений течения флюида в системе с двойной пустотностью и предположения равенства давления в матрице и трещинах, а также уравнения задания ОФП (1.4 и 1.5), можно получить средневзвешенные коэффициенты аппроксимации а и b (1.6) [42]:

$$\nabla[\lambda_l^1(\nabla p - \gamma_l^1 \nabla h) + \lambda_l^2(\nabla p - \gamma_l^2 \nabla h)] = \frac{\delta}{\delta t} \left[m^1 \frac{S_l^1}{B_l^1} + m^2 \frac{S_l^2}{B_l^2} \right] + f_l^1 + f_l^2 \quad (1.4)$$

$$F_l = a_l \left(\frac{S_l - S_l^{res}}{1 - \sum_l S_l^{res}} \right)^{b_l} \quad (1.5)$$

$$\text{Где } \lambda_l = k \left(\frac{F_l}{\mu_l B_l} \right);$$

$$\gamma_l = -\rho_l g / B_l;$$

$k(X,p)$ – абсолютная проницаемость коллектора;

$F_l(S_l)$ – относительная фазовая проницаемость;

μ_l – динамическая вязкость;

B_l – объемный коэффициент;

g – гравитационная постоянная;

h – глубина залегания пласта;

m – пористость;

f – приток (отток) фазы;

p – давление в фазе;

S_l – насыщенность порового объема фазой

a_1 и b_1 – коэффициенты аппроксимации ОФП

$$\overline{a_o} = \frac{\frac{k^1}{m^1}a_o^2 + \frac{k^2}{m^2}a_o^1}{\frac{k^1}{m^1} + \frac{k^2}{m^2}} \quad \overline{a_w} = \frac{\frac{k^1}{m^1}a_w^2 + \frac{k^2}{m^2}a_w^1}{\frac{k^1}{m^1} + \frac{k^2}{m^2}} \quad (1.6)$$

Данный метод модификации ОФП позволяет учитывать трещиноватость при моделировании пласта одинарной пористостью.

Параметры трещиноватости коллектора

Нефтегазовые пласты, находясь на больших глубинах находятся при постоянных напряжениях (горизонтальных и вертикальных). В то время как поровое пространство обеспечивается пустотами между гранулами породы, трещины в основном поддерживаются насыщаемом их флюидом и давлением его обеспечивающим. В связи с этим при отборе жидкости пластовое давление снижается, а трещины начинают «схлопываться».

При создании модели двойной среды именно параметр деформации трещиноватости остается одним из самых неопределенных. В лабораторных исследованиях деформационный параметр сложно получаем, поэтому на практике зачастую используют эмпирические зависимости для его расчета [22].

Для адаптации модели с учетом деформационного параметра трещиноватости используют зависимости проницаемости от давления. На Рисунке 1.6 приведен пример графика накопленной добычи в зависимости от вариации проницаемости трещин при различных давлениях.

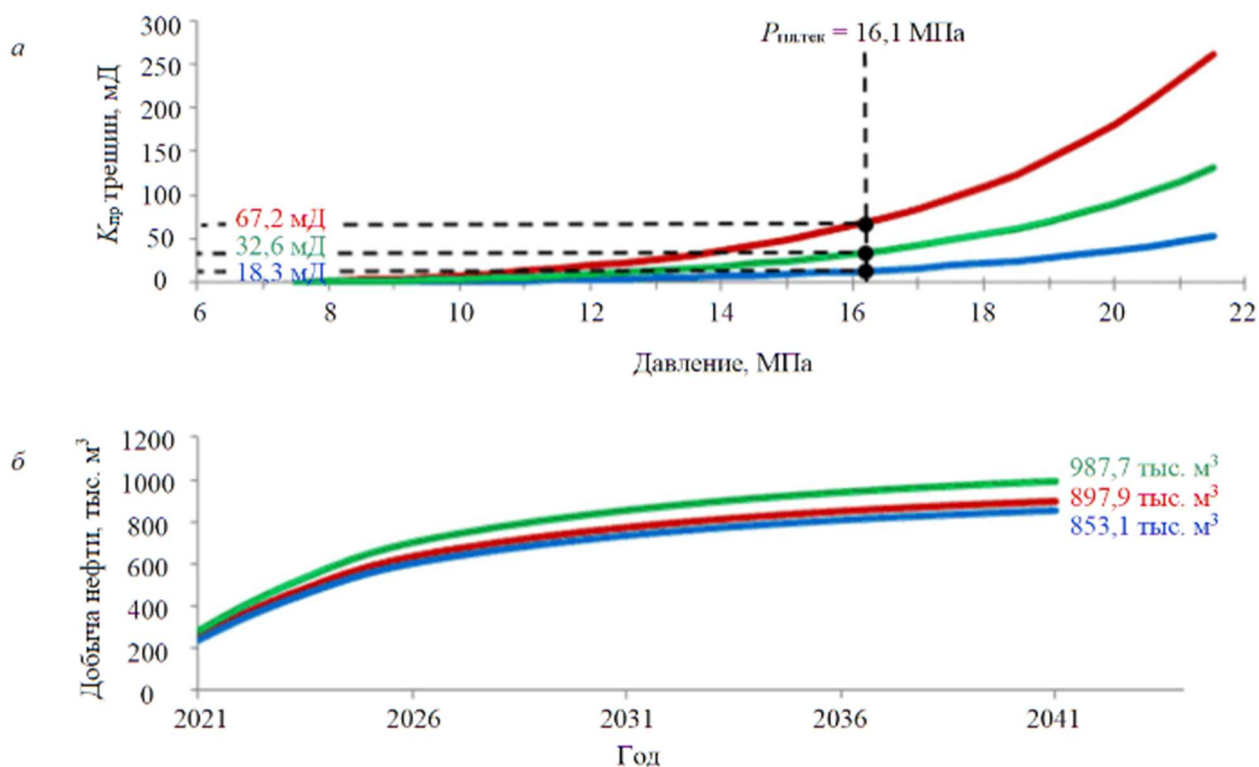


Рисунок 1.6 – график зависимости накопленной добычи нефти от проницаемости трещин (Кочнев А.А., 2022)

Геологические аспекты адаптации

Трещиноватые коллектора характеризуются обширным геологическим строением с различными включениями минералов, что в свою очередь в значительной мере влияет на фильтрационные параметры пласта.

Так, например, группа ученых из Беларуси пыталась сааптировать модель путем изменения объема законтурной зоны, сжимаемости воды и изменения проницаемости. Однако, многочисленные попытки не дали удовлетворительного результата. Получить качественную адаптацию модели удалось получить при семидесятикратном увеличении проницаемости в трещиноватых зонах движения фронта воды. Рост проницаемости в зонах движения воды обусловлен растворением галита в матрице породы [17].

1.5 Выводы по главе

Трещиноватые коллектора по своей природе являются более сложными в исследовании, так как требуют дополнительных исследований и включают в себя большие неопределенности. Однако, ученые всего мира трудятся в попытках наиболее качественно описать их строение.

Для определения параметров разработки карбонатных коллекторов в первую очередь необходимо обеспечить достаточный комплекс исследований, позволяющий качественно и количественно оценить параметры трещиноватости. Наиболее подходящим для этого являются трассерные гидродинамические исследования скважин, позволяющие определить ориентацию трещин в пространстве и, соответственно, анизотропию проницаемости, а также скважинные микроимиджеры, позволяющие количественно оценить углы падения и простирая трещин.

Для математического описания трещиноватых коллекторов, ученые разработали множество математических моделей, которые в различных случаях наиболее корректно описывают процессы движения флюида по системе трещин.

В дальнейшем математические модели были интегрированы в математические симуляторы, что позволило создавать гидродинамические модели коллекторов с различными видами пустотного пространства. Наиболее оправдано в дальнейшей работе будет использование модели двойной проницаемости для достижения цели магистерской диссертации.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

2.1 Общие сведения о месторождении

Нефтегазоконденсатное месторождение X открыто в 1985 году бурением поисковой скважины (40Р), при испытаниях которой был получен приток чистой нефти. В административном плане месторождение расположено в Южной части Томской области в Парабельском районе (Рисунок 2.1) [20,21].



Рисунок 2.1 – Схема расположения месторождения X (Е.В. Векшина, 2017)

Район исследования сильно заболочен и представляет собой таежную местность. Преобладают подзолистый и болотный типы почв, которые неблагоприятны для развития земледелия. Абсолютные отметки варьируются от 131 – 135 м на юге района до 95 м на севере.

Гидрографическая сеть представлена р. Чижайка с притоком р. Тунжик (протекающего непосредственно на ЛУ исследуемого месторождения), а также рядом мелких ручьев, длиной которых не превышает 1 км. Берега рек обрывистые, заросшие мелким кустарником. На верховых болотах нередко имеются острова и островки низкорослого сосняка (высотой 3-6 м) или редкий лес.

Ближайшим населенным пунктом с установленными средствами связи является с. Пудино, расположенное в 72 км северо-восточнее месторождения Х. Однако, вследствие отсутствия постоянных путей снабжения, завоз оборудования возможен только зимой автотранспортом (по зимнику), либо круглогодично воздушным транспортом.

В экономическом плане район слабо развит. Местное население в основном занимается разведением животных, заготовкой леса и работой на нефтепромыслах.

Вывод: район месторождения является удаленным, труднодоступным, слабо населённым, экономически слабо освоенным.

2.2 Тектоника

Месторождение Х расположено на юге Западно-Сибирской плиты, составными элементами фундамента которой являются 2 структурных этажа. Нижний – складчатый этаж, представленный геосинклинальными, глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, осложненный интрузивами кислого и основного состава.

Нижний структурный этаж (нижний структурный этаж) находится в юго-восточной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы герцинид. Верхний структурный этаж представлен промежуточными

отложениями, приуроченными к краевым прогибам, межгорным и наложенным впадинам.

В палеозойское время на территории Западной Сибири происходило растяжение территории под влиянием геосинклинального тектонического режима. Вследствие растяжения докембрийское основание площади прогибалось, образуя геосинклинальные и геоантиклинальные формы структур, в пониженных частях которых происходило отложение осадочных толщ.

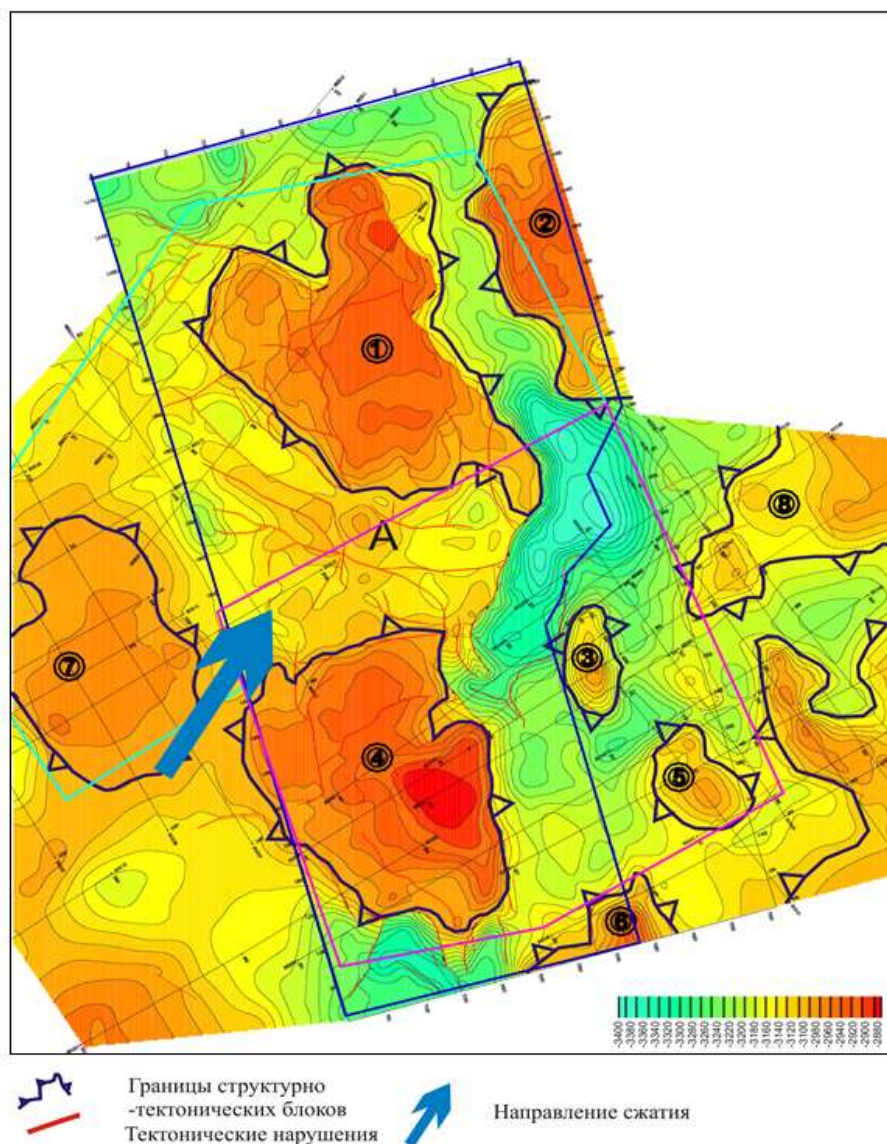
Геосинклинальный режим, характеризующийся растяжением территории, сменился сжатием в конце палеозойской эры. На фоне смятия, складкообразования и метаморфизма пород, определившего в дальнейшем внутреннее строение палеозойских отложений, происходило общее поднятие Западно-Сибирской плиты. Поднятие поверхности сопровождалось разделением на крупные геоструктурные блоки (Нюрольская впадина), формированием горной системы, в дальнейшем подвергшейся денудационным процессам и переотложением осадочного вещества в пониженных частях впадин.

Ранний триас сопровождался сводовым подъемом центральных территорий плиты, с господствующим режимом растяжением территории, формированием грабен-рифтовой системы, а также формированием блоковой системы в складчатых структурах фундамента. Завершение этапа происходит с выравниванием территорий горных структур, повторной денудацией и образованием коры выветривания доюрских отложений.

Мезозойская эра характеризуется общим прогибанием территории, с накоплением терригенного вещества, и формированием мезозойского осадочного чехла.

В результате проведенных сейсморазведочных работ и комплексной интерпретации материалов МОГТ 3Д и 2Д (Халлибуртон Интернэшнл Инк , 2006г.) детализированы структурные элементы доюрского основания, установленные предыдущими работами 2D.

Локальные поднятия представляют собой тектонические блок-выступы, типа горста, субмеридионального простирания. По отражающему горизонту Ф2 (кровля палеозойского фундамента) рельеф поверхности имеет довольно сложное строение и характеризуется многочисленными поднятиями, перемежающимися с различными по глубине и размерам прогибами. (Рисунок 2.2).



Список структур: (I порядка): А – Чузикско-Чижанская мезоседловина, (III, IV порядка): 1 – Урманское, 2 – Тамбаевское, 3 – Восточно-Арчинское, 4 – Арчинское, 5 – Северо-Табаканское, 6 – Нижне-Табаканское, 7 – Южно-Урманское, 8 – Широтное.

Рисунок 2.2 – Схема тектонического районирования (Е.В. Векшина, 2017)

2.3 Стратиграфия

2.3.1 Стратиграфическое расчленение палеозойских отложений

В основу анализа блоковой неоднородности фундамента положены результаты интерпретации данных сейсморазведки 3Д, представленные в работах [51, 1ф]. В соответствии с анализом складчатой структуры палеозоя по атрибуту «когерентность» вдоль отражающего горизонта «А» (Φ_2) в пределах разрабатываемой части площади X выделяется 23 тектонических блока (Рисунок 2.3) [24].

Стратификация блоков по данным возрастных определений [23] в разрезах поисково-разведочных и эксплуатационных скважин (Рисунок 2.4) позволяет проанализировать их вертикальные перемещения и преобладающий литологический состав в соответствии с выделяемыми свитами.

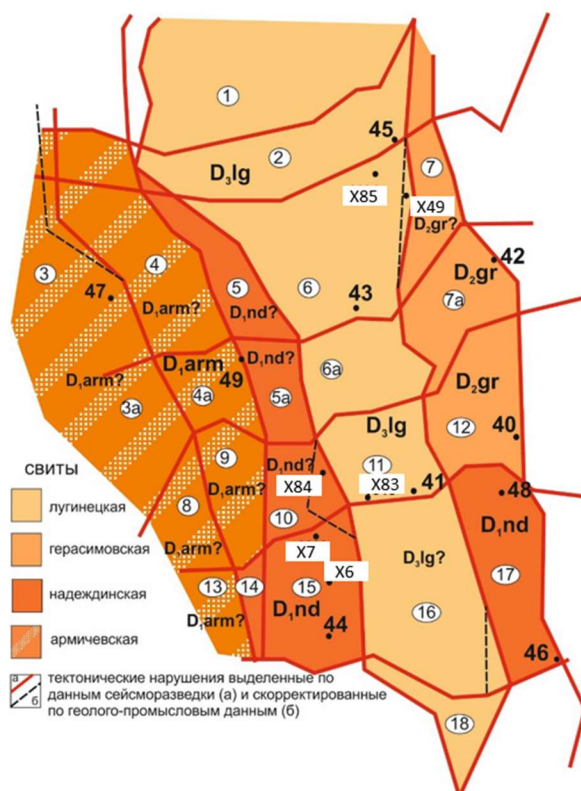


Рисунок 2.3 – Блоково-стратиграфическое строение кровли фундамента Месторождения X
(Белозеров В.Б.,2020)

В соответствии с Рисунком 2.3 центральную часть поднятия в скважинах 45, 43, 41, X85 и X49 составляют верхнедевонские блоки 2, 6, 6а и 11, представленные лугинецкой свитой. К этому стратиграфическому диапазону относятся и блоки 1, 16, 18.

Лугинецкая свита в разрезах скважин представлена нижней и верхней подсвитами. Нижнюю подсвиту составляют аргиллиты известковистые с тентакулитами, известняки илисто-зернистые, полидетритовые, прослои глубоководно-водрослево-сгустковых известняков. Верхняя подсвита охарактеризована известняками оолитово-сгустково-детритовыми, водрослево-фораминиферовыми, в верхней части типа «птичий глаз».

Среднедевонские блоки 7, 7а и 12, выделяемые по результатам стратификации скважин 42 и 40, охарактеризованы отложениями герасимовской свиты в объёме нижней, средней и верхней подсвит. Нижняя подсвита – известняки серые, слоистые, илистые, амфипоровые. Средняя подсвита – известняки светло-серые, массивные, биоморфные, биоморфно-биокластические, строматопорово-коралловые, брахиоподовые. Верхняя подсвита – известняки коричневые, тёмно-серые, биоморфные, биоморфно-биокластические, амфипоровые.

Нижнедевонские отложения в кровельной части фундамента месторождения представлены надежденской и армичевской свитами.

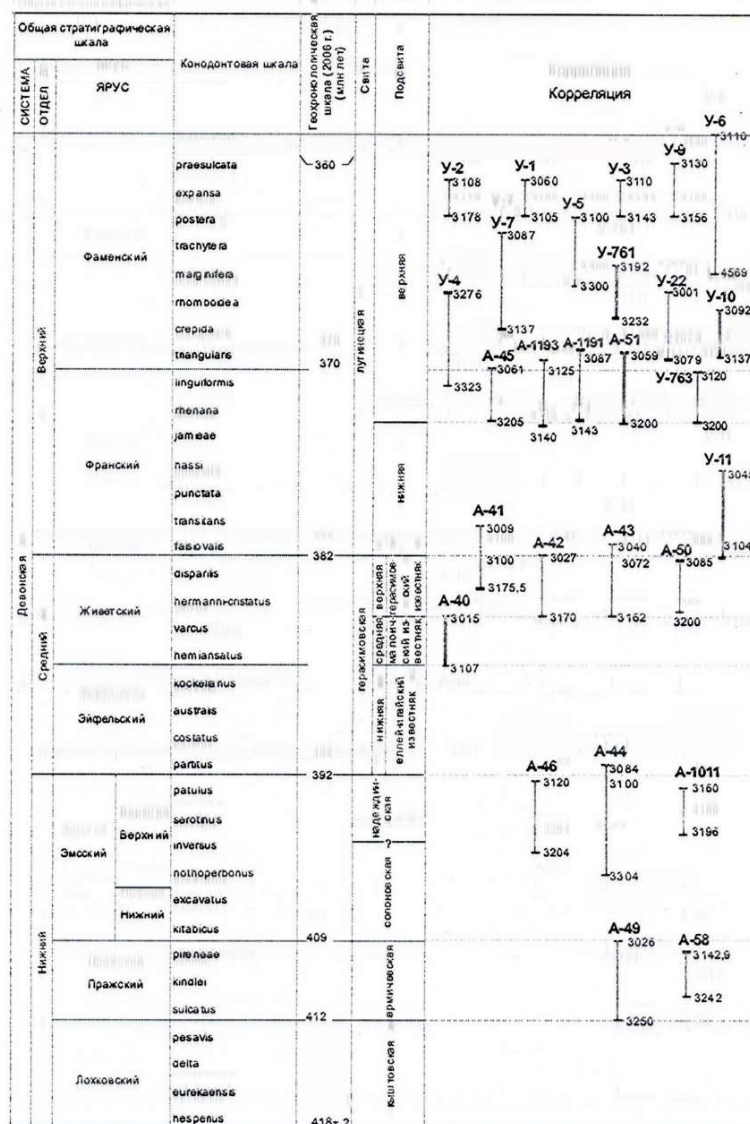


Рисунок 2.4 – Схема стратиграфической корреляции разрезов скважин площади X (Макаренко С.М, 2013)

2.3.2 Стратиграфическое расчленение осадочного чехла

МЕЗОЗОЙСКАЯ ЭРАТЕМА (МЗ)

Отложения мезозойской эратемы представляют собой терригенные отложения юрской, меловой, палеоген-неогеновой систем.

Юрская система (J)

Нижний отдел (J_1)

Геттангский+синемюрский+плинсбахский ярусы (J_1h+s+p)

В стратиграфическом разрезе урманской свиты (J_{1ur}) отчетливо выделяются 3 подсвиты:

1. Нижняя – характеризуется песчаными отложениями с прослоями брекчий и конгломератов, а также аргиллитов;
2. Средняя – аргиллиты серые с прослоями углистого материала;
3. Верхняя – маломощные песчаники с прослоями аргиллитов и алевролитов.

Тоарский ярус (J_{1t})

Тогурская свита (J_{1tg}) характеризуется озерными, лагунными и прибрежно-морскими отложениями и представлена аргиллитами от серых до черных. Также является региональным репером, залегающая с четки угловым и стратиграфическим несогласием на палеозойских отложениях.

Нижний отдел + средний отдел (J_{1-2})

Тоарский+ааленский ярусы (J_{1t+a})

Салатская свита (J_{1-2sl}) представлена переслаиванием песчаников и алевролитов, а также небольшими прослоями аргиллитов. Сверху перекрыта глинисто-углистым флюидоупором.

Ааленский + байосский + батский ярусы ($J_{2a+b+bt}$)

Тюменская свита (J_{2tm}) подразделяется на три подсвиты:

1. Нижняя подсвита тюменской свиты образована серией разделенных глинисто-углистыми пачками песчаных резервуаров. По данным ГИС в кровле свиты выделяется мощный угольный пласт;
2. Средняя подсвита представлена прослаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей;
3. Верхняя подсвита представлена песчаником в кровле ограниченным углисто-глинистым пластом.

Региональным флюидоупором для Тюменской свиты выступает толща аргиллитов васюганской свиты.

Батский + келловейский + оксфордский ярусы ($J_2k + J_3o$)

Васюганская свита (J_{2-3vs}) на исследуемой территории представлена 2 подсвитами:

1. Нижняя – глинистая, с маломощными прослоями песчаника;
2. Верхняя – песчаная с четко выделяемым пластом угля, разделяющим продуктивные пласты.

Толщина васюганской свиты составляет 68-90 м.

Кимериджский ярус (J_3kt)

Георгиевская свита (J_{3gr}) сложена однородными, темно-серыми аргиллитами, нередко содержащими прослой известняков и рассеянного глауконита.

Волжский ярус (J_3vl)

Баженовская свита ($J_3 bg$) представлена глубоководно-морскими аргиллитами, высокобитуминизированными. Для юрских и меловых отложений является нефтематеринской, а также региональным репером за счет аномально высоких показаний ГК.

Меловая система (К)

Нижний отдел (K_1)

Берриасский + валанжинский ярусы ($K_1b + v1$)

Куломзинская свита (K_{1kl}) представлена темно-серыми аргиллитами алевритистыми, с примесью углистого материала, а также залегающими сверху мощными пластами песчаника светло-серого и серого, мелко-среднезернистого. Толщина свиты составляет 250-300 м.

Валанжинский ярус (верхний подъярус) (K_1v2)

Тарская свита (K_{1tr}) – песчаники светло-серые и серые, мелко-среднезернистые, кварц-полевошпатовые, слоистые, с пластами серых алевролитов и зеленовато-серых аргиллитов, содержащие обугленные растительные остатки. Отложения образовались в мелководно-морских условиях, а толщина свиты достигает 50-70 м.

Валанжинский (верхний подъярус) + готеривский + барремский ярусы
($K_{1v2}+g+br$)

Киялинская свита (K_{1kl}) представлена красными, зелеными, зеленовато-серыми глинами, с прослоями светло-серого песчаника мелко-среднезернистого. Толщина свиты составляет 643-753 м.

Аптский ярус (нижний подъярус) (K_{1a1})

Алымская свита (K_{1al}) сложена песчаниками, сверху ограниченными глинистыми прослоями.

Аптский (средний и верхний) + альбский + сеноманский ярусы ($K_{1a2-3}+al+K_{2s}$)

Покурская свита (K_{1-2pk}) – чередование песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, с пологой и косой слоистостью, полевошпатово-кварцевых, карбонатных алевролитов, участками глинистых, слюдистых и глин серых, комковатых, с зеркалами скольжения. Толщина свиты составляет 783-887 м.

Туронский ярус (K_{2t})

Кузнецовская свита (K_{2kz}) представлена серыми тонко-полосчатыми глинами. Свита является региональным репером.

Коньякский + сантонский ярусы (K_{2k-st})

Ипатовская свита (K_{2ip}) – переслаивание песчаника серого с опоковидными глинами, присутствуют включения пирита и марказита.

Кампанский ярус (K_{2kt})

Славгородская свита (K_{2sl}) – серые и зеленовато-серые глины, комковатые с редкими прослоями глауконитовых песчаников и алевролитов серых. Толщина свиты – 12-73 м.

Маастрихтский ярус (K_{2m})

Ганькинская свита (K_{2gn}) представлена глинами серыми, зеленовато-серыми, песчано-алевритистыми, известковистыми, с редкими прослоями песчаника, алевролита серого с конкрециями марказита. Толщина свиты составляет 90-128 м.

КАЙНОЗОЙСКАЯ ЭРАТЕМА (KZ)

Палеогеновая система (Р)

Палеогеновый комплекс отложений представлен морскими, преимущественно глинистыми породами с прослоями рыхлых песчаников и алевролитов, и континентальными (в верхней части разреза), преимущественно песчано-алевритистыми образованиями. Общая толщина палеогеновых отложений составляет 190-467 м.

Неогеновая система (N)

Неогеновые отложения представлены серыми и светло-серыми песками с подчиненными прослоями серых и коричнево-серых глин, сформировавшихся в континентальных условиях осадконакопления. Толщина отложений – 42-131 м.

Четвертичная система (Q)

Отложения четвертичной системы залегают на частично размытой поверхности неогеновых и палеогеновых пород со стратиграфическим несогласием. Сложены суглинками, песками, глинами и супесями. Толщина отложений достигает 27 м.

2.4 Нефтегазоносность

2.4.1 Нефтегазоносность палеозойских отложений

Складчато-блоковое строение пород фундамента предопределило блоковое распределение залежей углеводородов «массивного» типа с послойным насыщением продуктивной части разреза.

Водонефтяные и газоводяные контакты в пределах выделяемых по данным сейсморазведки блоков фундамента определялись по результатам опробования поисковых и разведочных скважин (Рисунок 2.5). При этом уровни водонефтяных разделов принимались по наличию при испытании притоков пластовой воды и нефти (скв. 45) или её плёнки (скв. 44, 49). В случае

углеводородного притока при опробовании скважины уровни водонефтяных контактов принимались условно.

Скважина 40 – блок 12. Границу газонефтяного контакта в скважине можно выделить на абсолютной отметке - 2915м по результатам испытания интервала 3015-3031 м (а.о. -2902,6-2911,6м), из которого дебит газа и конденсата составил соответственно 41,5 тыс.м³/сут и 12 м³/сут и интервала 3036-3047м (а.о. 2916,6-2927,6), где получен газ и нефть дебитами 9,3 тыс.м³/сут и 3,1 м³/сут. Водонефтяной контакт выделяется условно на а.о. - 2982,6м по результатам опробования интервала (а.о. 2974,6-2982,6м), из которого на динамическом уровне 895м получена нефть дебитом 0,07м³/сут.

Скважина 41 – блок 11. Газонефтяной контакт можно принять по результатам испытания интервала 3056-3074м (а.о. 2936,3-2954,3м) на абсолютной отметке -2954,3м, из которого получен газоконденсат дебитом 503 м³/сут. Водонефтяной контакт выделяется условно на а.о. -3002,3м по результатам опробования интервала 3108-3122м (а.о. 2998,3-3002,3м), из которого получена нефть дебитом 5,8 м³/сут.

Скважина 42 – блок 7а. Газонефтяной контакт можно принять на абсолютной отметке -2942м расположенным между интервалами притока газа - Q_г – 12 тыс. м³/сут (а.о. 2929,7-2938,7м) и нефти – 86 м³/сут (а.о. -2946,7-2956,7м). Водонефтяной контакт выделяется условно на а.о. -2982,7м по результатам опробования интервала 3082-3086м (а.о. 2978,7-2982,7м), из которого на динамическом уровне 892м получена нефть дебитом 0,29м³/сут.

Скважина 43 – блок 6. Газонефтяной контакт можно принять на абсолютной отметке -2942м по результатам испытания интервала 3034-3042м (а.о. 2932,7-2940,7м), из которого притоки газа и конденсата составили - Q_г – 11,2 тыс. м³/сут и конденсата 4,1 м³/сут и данных опробования интервал 3053-3067м (а.о. 2951,7-2965,7м), где дебит газа составил 1,7 тыс. м³/сут и нефти 9,35 м³/сут. Водонефтяной контакт выделяется на а.о. -2982,7м по результатам опробования интервала 3080-3984 (а.о. 2978,7-2982,7)м, из которого на динамическом уровне 865м получена нефть дебитом 0,22 м³/сут.

Скважина 44 – блок 15. Водонефтяной контакт выделяется на а.о. - 3063,8м по результатам опробования интервала 3175-3179м (а.о. 3059,8-3063,8), из которого на динамическом уровне 829м получена вода дебитом 0,14 м³/сут. и плёнка нефти.

Скважина 45 – блок 2. Водонефтяной контакт выделяется на а.о. - 3020,8м по результатам опробования интервала 3106-3120м (а.о. 3006,8-3020,8), из которого на штуцере 5,3 мм получена нефть и вода дебитом соответственно 19,55 м³/сут. и 3,4 м³/сут.

Испытание вышележащих интервалов признано не качественным.

Скважина 46 – блок 17. Водонефтяной контакт выделяется условно на а.о. -3002,5м по результатам опробования интервала 3118-3129м (а.о. 2991,5-3002,5м), из которого на динамическом уровне 850м получена нефть дебитом 0,18 м³/сут.

Скважина 47 – блок 3. Водонефтяной контакт выделяется на а.о. – 2996,2 м по результатам опробования интервала 3091-3101м (а.о. 2986,2-2996,2м), из которого на динамическом уровне 1620м получена плёнка нефти и фильтрат бурового раствора дебитом 0,79 м³/сут.

Скважина 49 – блок 4а. Водонефтяной контакт выделяется на а.о. – 3021,1 м по результатам опробования интервала 3122-3124м (а.о. 3019,1-3021,1м), из которого на переливе жидкости дебитом 27 м³/сут. содержание нефти составила 0,6%.

Кроме того, по результатам интерпретации ГИС раздел нефть-вода в скважине Х84 (блок 10) определён на абсолютной отметке -3006,6м.

Распределение нефтегазоносности в пределах выделяемых тектонических блоков месторождения Х по площади представлено на Рисунке 2.6.

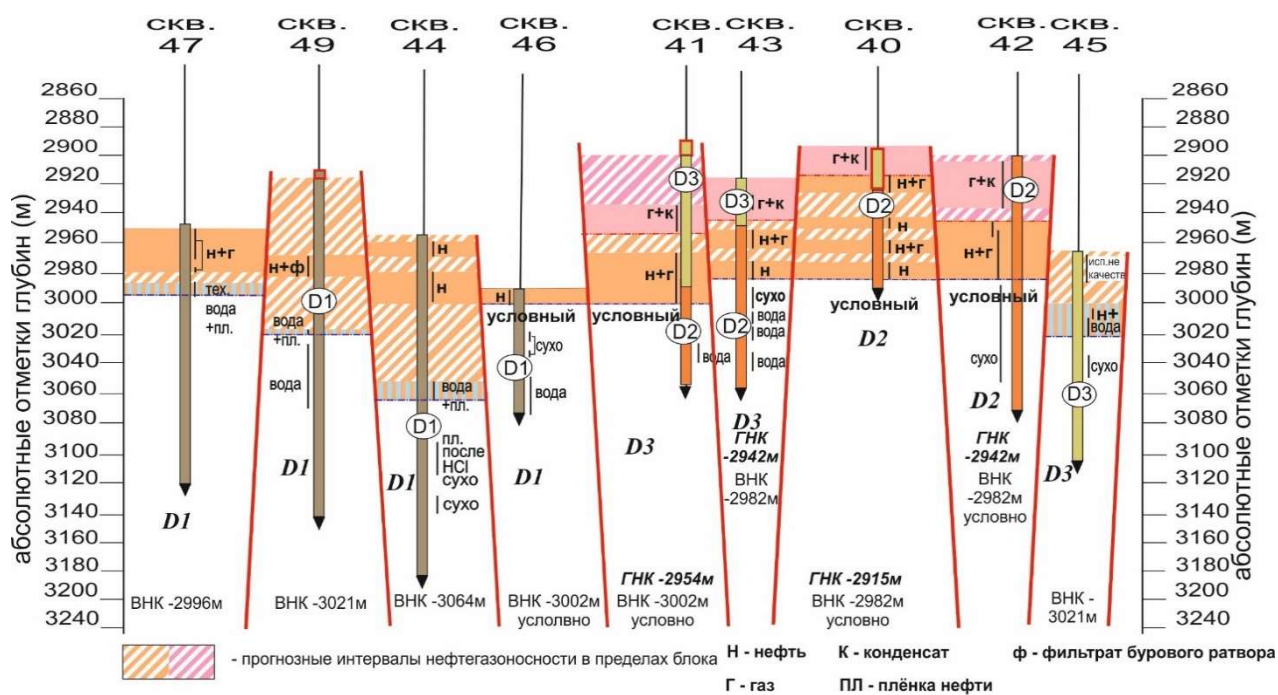


Рисунок 2.5 – Распределение залежей углеводородов по блокам фундамента месторождения X (Белозеров В.Б., 2020)

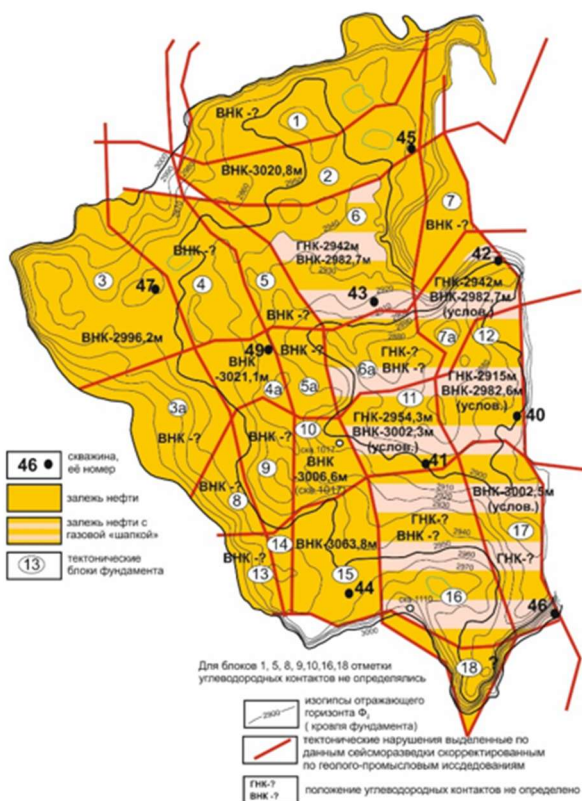


Рисунок 2.6 – Распределение нефтегазоносности пласта М1 месторождения X по выделяемым блокам фундамента (Белозеров В.Б., 2020)

2.4.2 Нефтегазоносность осадочного чехла

В нефтегазоносном отношении месторождение X расположено в пределах северной части Межовского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской провинции.

В разрезе месторождение X представлено 5 промышленно продуктивными пластами: Ю₁¹, Ю₃, Ю₁₄, Ю₁₅, Ю₁₇. Основные геолого-физические параметры пластов представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения X

№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты, залежи						
			Ю ¹		Ю ₃	Ю ₁₄		Ю ₁₅	Ю ₁₇
			р-н скв. 40Р	р-н скв. 50Р	р-н скв. 52ПО	Основная	р-н скв. 41Р	Основная	р-н скв. 52ПО
1	Средняя глубина залегания кровли	м	2498.4	2532.8	2655.1	2868.0	2830.9	2911.6	3111.7
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-2518	-2539	-2660	-2897	-2845	-2939	-3118
3	Абсолютная отметка ГНК	м	-	-	-	-	-	-	-
4	Абсолютная отметка ГВК	м	-	-	-	-	-	-	-
5	Тип залежи		пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная	пластовая, сводовая, тектонически экранированная	пластовая, сводовая	пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная	пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная	пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная	пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная
6	Тип коллектора		терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый
7	Площадь нефте/газоносности	тыс.м ²	8936/-	899/-	2065/-	23753/-	2325/-	25794/-	2691/-
8	Средняя общая толщина	м	16.4	20.4	15.8	27.2	20.6	36.2	18.5
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная	м	8.4	4.8	2.9	7.2	2.5	11.3	3.3
10	Средняя эффективная газонасыщенная	м	-	-	-	-	-	-	-
11	Средняя эффективная водонасыщенная	м	-	-	-	-	-	-	-
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0.17	0.15	0.17	0.13	0.12	0.13	0.15
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	-	-	-	-	-	-	-
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	-	-	-	-	-	-	-
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0.48	0.51	0.50	0.56	0.60	0.51	0.44
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.	-	-	-	-	-	-	-
17	Проницаемость	мД	2.0	2.0	1.4	0.6	0.6	0.6	0.6
18	Коэффициент песчанистости	доли ед.	0.773	0.515	0.215	0.337	1	0.416	0.422
19	Расчлененность	ед.	2.5	5	2	2.3	1	4.9	3
20	Начальная пластовая температура	°С	84	84	83	100	100	100	101
21	Начальное пластовое давление	МПа	27.3	27.4	27.0	31.4	31.3	31.4	32.7
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0.64	0.64	1.76	0.6	0.6	0.6	0.6
23	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0.793	0.793	0.806	0.683	0.683	0.683	0.683
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0.860	0.860	0.880	0.811	0.811	0.811	0.811
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1.25	1.25	1.13	1.43	1.43	1.43	1.43
26	Содержание серы в нефти	%	-	-	1.28	0.39	0.39	0.39	0.50
27	Содержание парафина в нефти	%	-	-	6.48	4.98	4.98	4.98	2.73
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	10.7	10.7	11	13.3	13.3	13.3	13.3

Продолжение таблицы 2.1

№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты, залежи						
			Ю ₁ ¹		Ю ₃	Ю ₁₄₅		Ю ₁	Ю ₁₇
			р-н скв. 40Р	р-н скв. 50Р	р-н скв. 52ПО	Основная	р-н скв. 41Р	Основная	р-н скв. 52ПО
29	Газосодержание	м ³ /т	116.3	116.3	45.3	156.0	156.0	156.0	156.0
30	Давление начала конденсации	МПа	-	-	-	-	-	-	-
31	Плотность конденсата в стандартных условиях	г/см ³	-	-	-	-	-	-	-
32	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа×с	-	-	-	-	-	-	-
33	Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C ₅₊)	г/м ³	-	-	-	-	-	-	-
34	Содержание сероводорода	%	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует
35	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа×с							
36	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³			-				
37	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.							
38	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42
39	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1.022	1.022	1.022	1.022	1.022	1.022	1.022
40	Сжимаемость	1/МПа×10 ⁻⁴							
41	нефти					24.7	24.7	24.7	24.7
42	воды		4.47	4.47	4.47	4.47	4.47	4.47	4.47
43	породы		0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
44	Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	0.404	0.439	0.383	0.419	0.440	0.390	0.261
45	Коэффициент вытеснения (газом)	доли ед.	-	-					
46	Коэффициент продуктивности	м ³ /сут *							
47	Коэффициенты фильтрационных								
48	А	МПа ² / (тыс.м ³ /сут)							
49	В	МПа ² / (тыс.м ³ /сут)							

3 УТОЧНЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х ПУТЕМ ПОСТРОЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Основными трудностями при работе с палеозойскими отложениями Нюрольской впадины являются:

1. Неоднозначность определения кровли и подошвы продуктивных пластов (связано со слабым прослеживанием сейсмических горизонтов по данным 3D сейсморазведки)
2. Высокая неопределенность распределения ФЕС в межскважинном пространстве (основная причина приуроченность трещиноватости к сложным тектоническим процессам)
3. Сложность интерпретации испытаний скважины и определения интервалов притока в скважинах (так как в процессе бурения зачастую встречаются катастрофические поглощения бурового раствора, впоследствии препятствующие качественному цементированию обсадных колонн)
4. Различный характер смачиваемости в различных блоках одного месторождения, требующий проведения дополнительных анализов при бурении скважин.

3.1 Построение упрощенной геологической модели

На основании исследований по интерпретации 3D сейсмической съемки (проведенных в 2021 году), команда исследователей предложила блоковую концепцию строения палеозойских отложений (Рисунок 2.6). Исходя из предположения, что блоки месторождения изолированы на основании данных ГДИС и опробования скважин, подтверждающих различные уровни флюидалльных контактов в разных блоках, в рамках магистерской диссертации было принято решение провести анализ и моделирование блока № 6 (Рисунок 2.6).

3.1.1 Структурное моделирование

Основой для построения геологической модели была использована ГМ, актуализированная на 2017 год. Однако, в связи с отсутствием интерпретации сейсмических данных ниже коры выветривания (кровля исследуемого пласта) палеозойских отложений предоставленная модель включала в себя слои параллельные кровле палеозоя (являющейся эрозионной поверхностью для пласта). К тому же в модели не были учтены разломы. Для построения структурной сетки модели были использованы следующие данные:

1. Эрозионная кровля пласта;
2. Подошва пласта (кровля нижнедевонских отложений);
3. Разломы (интерпретированные по сейсмическим данным).

Для построения структурного каркаса был использован метод «Pillar gridding», так как он наиболее корректно размещает сетку вблизи разломов. Горизонтальный инкремент был принят равным 100х100 м, вертикальный – 9 м (Рисунок 3.1). Для распределения слоев в пространстве был использован метод «Follow base», так как он наиболее корректно отображает истинное залегание пласта относительно эрозионной поверхности

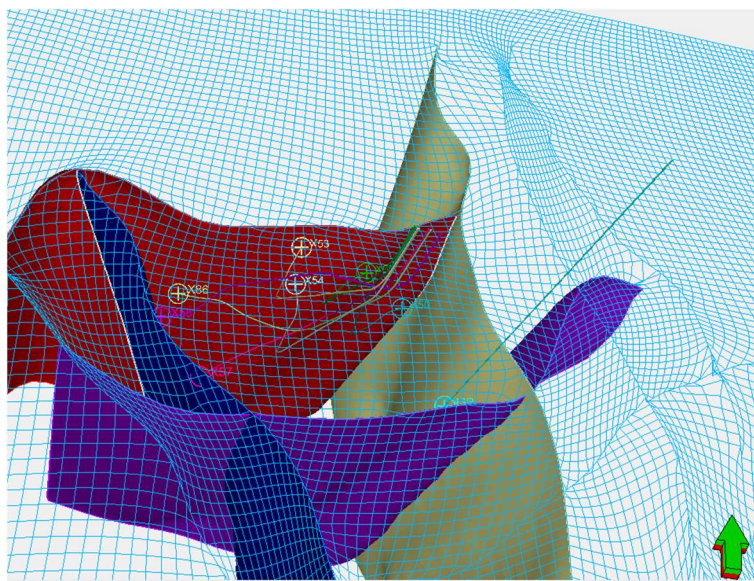


Рисунок 3.1 – Структурный каркас модели блока 6 месторождения X (Составил Шадрин А.С., 2023)

3.1.2 Построение кубов пористости и проницаемости

Для распространения свойств были использованы результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) по основным ФЕС пласта: пористости и проницаемости. Значения пористости варьируются в пределах от 0 до 24%, Проницаемости – в пределах 1 мД.

Построение кубов свойств производилось с использованием рангов вариограмм, полученных и предоставленной модели (минор ранг – 5800 м, мажор ранг – 5800 м, вертикальный ранг – 6 м). Полученные кубы в дальнейшем были использованы как характеристики матрицы породы (Рисунок 3.2).

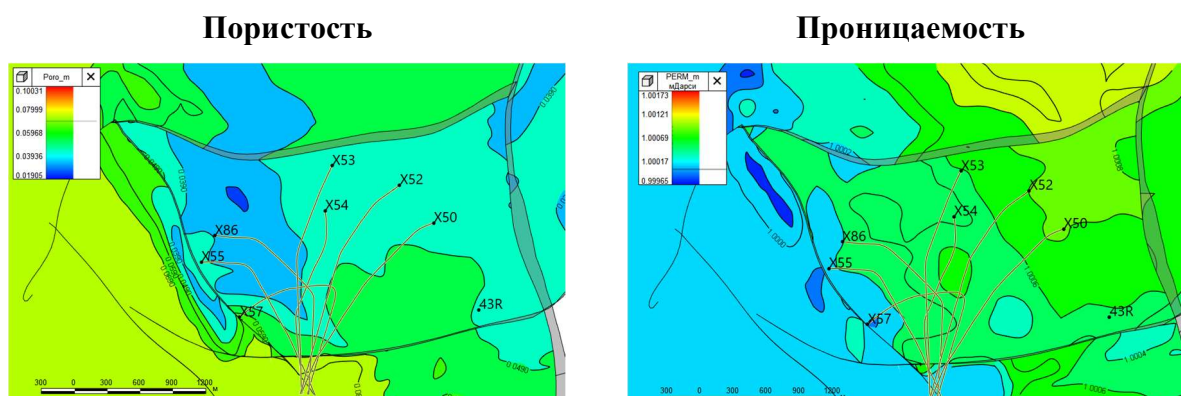


Рисунок 3.2 – Карты средних значений пористости и проницаемости (Составил Шадрин А.С., 2023)

3.2 Построение гидродинамической модели пласта

Основой для построения гидродинамической модели пласта послужила гидродинамическая модель (ГДМ), актуализированная на 2017 г. В дальнейшем для построения ГДМ были использованы следующие данные:

1. PVT-модель пласта;
2. ОФП;
3. Данные равновесия (с учетом блокового строения из геологической модели (пункт 3.1.1) и анализа нефтегазоносности (пункт 2.4.1));

3.2.1 PVT модель пласта

Физико-химические свойства дегазированной поверхностной нефти месторождения X следующие: по плотности – средняя (859 кг/м³ при 20 °С), малосернистая (содержание общей серы – 0.36% масс.), высокопарафинистая – (содержание твердых парафинов 6.48% масс.), малосмолистая (содержание смол силикагелевых 4.93% масс.). Содержание асфальтенов равно 1.64% масс. Температура начала кипения 78 °С, выход легких фракций до 300 °С 41.5% об. Значение молярной массы нефти равно 230 г/моль. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С и 50 °С равна соответственно 17.9 мм²/с и 6.0 мм²/с (Таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Свойства пластовой и дегазированной нефти на месторождении X

№ п/п	Параметр	Диапазон	Среднее значение
Свойства пластовой нефти			
1	Количество исследованных глубинных проб	1(1)	
2	Давление пластовое, МПа	32.7	32.7
3	Температура пластовая, °С	104	104
4	Давление насыщения пластовой нефти, МПа	32.7	32.7
5	Газосодержание (стандартная сепарация), м ³ /т	145	145
6	Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом)	121.4	121.4
7	Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	688	688
8	Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	0.45	0.45
9	Коэффициент сжимаемости пластовой нефти,	9.9	9.9
10	Плотность выделившегося газа в стандартных		
	- при однократном (стандартном) разгазировании	0.898	0.898
	- при дифференциальном (ступенчатом)	0.885	0.885
11	Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³	-	-
	- при однократном (стандартном) разгазировании	868	868
	- при дифференциальном (ступенчатом)	862	862
12	Пересчётный коэффициент, доли ед.	0.78	0.78
Свойства дегазированной нефти			
13	Количество исследованных поверхностных проб	4(3)	
14	Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	839-866	859
15	Вязкость дегазированной нефти, мПа·с		
	- при 20 °С	7.82-	17.9
	- при 50 °С	3.36-7.37	6.6
16	Температура застывания дегазированной нефти, °С	-	-

Продолжение таблицы 3.1

17	Массовое содержание, %		
	серы	0.25-0.43	0.36
	смол силикагелевых	4.34-6.23	4.93
	асфальтенов	1.08-2.41	1.64
	парафинов	5.32-7.51	6.48

Лабораторные сведения о компонентном составе пластовой нефти, а также о растворенном газе, по данным однократного и ступенчатого разгазирования, представлены в Таблице 3.2

Таблица 3.2 – Компонентный состав нефти и растворенного газа на месторождении X

№ п/п	Параметры	Численные значения				
		При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных		При ступенчатом разгазировании пластовой нефти в		Пластовая нефть
		выделившийс я	нефть	выделивший ся	нефть	
1	Молярная концентрация					
	- сероводород					
	- двуокись углерода	2.1	0.03	2.12	0.03	1.42
	- азот + редкие	0.64	0	0.64	0	0.43
	в том числе					
	- гелий	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
	- метан	79.68	0.35	80.4	0.1	53.28
	- этан	7.14	0.23	7.15	0.3	4.84
	- пропан	5.78	0.69	5.59	1.14	4.09
	- изобутан	1.21	0.41	1.1	0.63	0.95
	- нормальный бутан	2.12	1.05	1.88	1.54	1.77
	- изопентан	0.53	0.68	0.44	0.85	0.58
	- нормальный пентан	0.47	0.82	0.39	0.97	0.59
	- гексаны	0.33	1.64	0.28	1.72	0.77
	- гептаны и выше	0	94.1	0	92.71	31.32
2	Молекулярная масса г/моль	21.5	229	21.2	226	90
3	Плотность					
	- газа, кг/м³	0.898		0.885		
	- газа относительная (по воздуху), д.ед.	0.745		0.734		
	- нефти, кг/м³		868*		862*	688

Для создания гидродинамической модели пласта была использована модель черной нефти, основные параметры которой представлены на Рисунке 3.3.

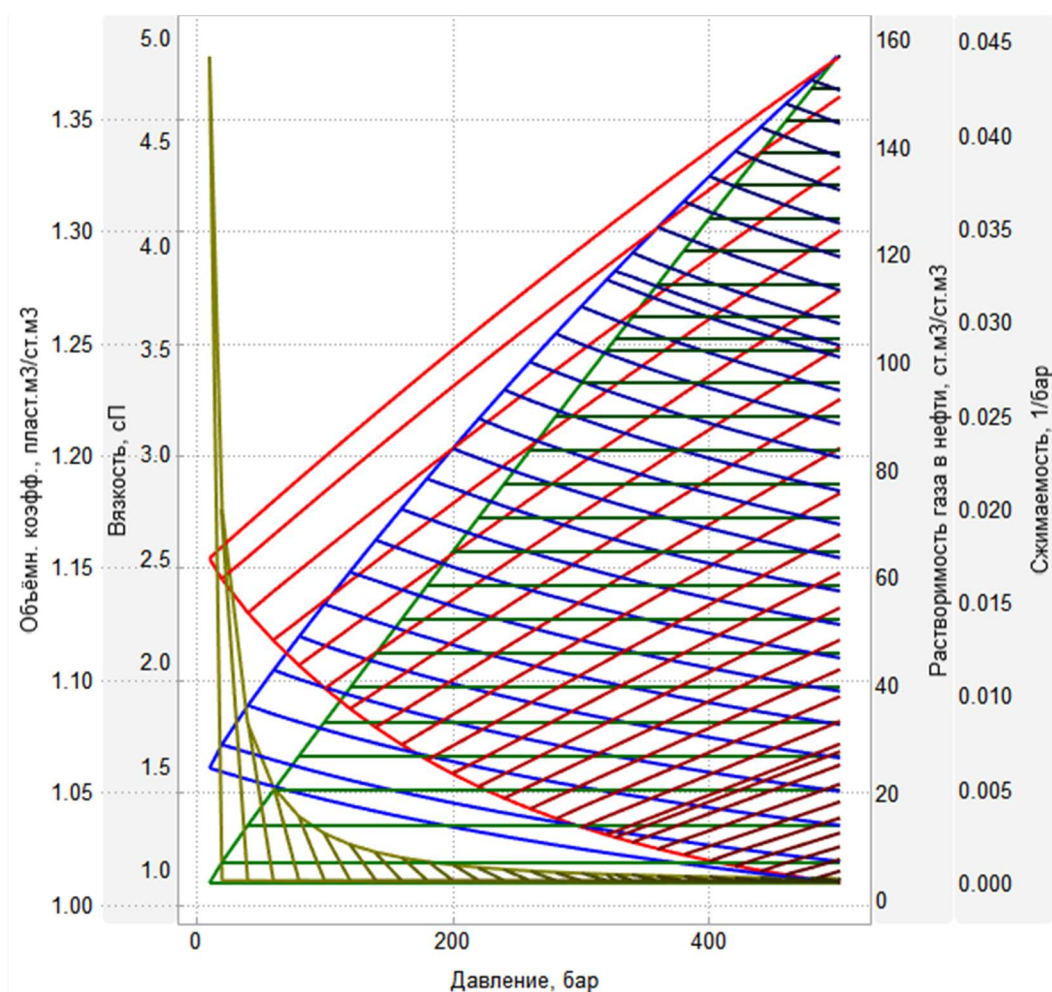


Рисунок 3.3 – PVT модель черной нефти (Составил Шадрин А.С., 2023)

3.2.2 Относительные фазовые проницаемости и капиллярное давление

Так как для работы не были предоставлены специальные исследования керна, модель ОФП и капиллярного давления была построена с использованием готовой модели с предоставленной гидродинамической модели (Рисунок 3.4).

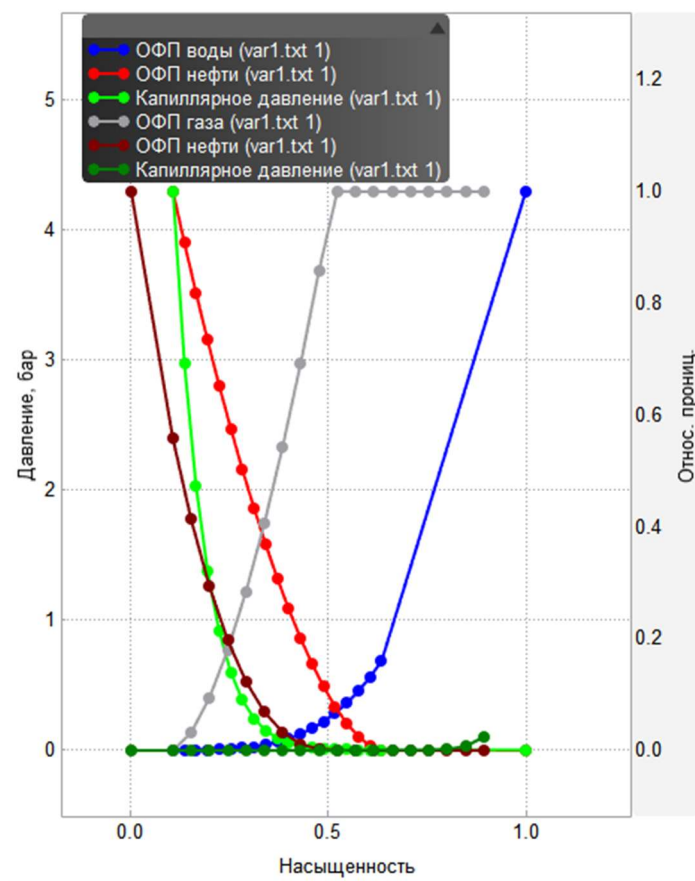


Рисунок 3.4 – Относительные фазовые проницаемости и P_c (Составил Шадрин А.С., 2023)

3.2.3 Данные равновесия

Для задания равновесия были использованы данные замера пластового давления – 328 бар на глубине 2942 м

исходя из анализа опробования скважины 43 уровень ГНК был принят равным -2942, ВНК – в пределах от 2982 до 3032 (так как в этом интервале в скважине отсутствовал приток флюида).

В дальнейшем при инициализации модели куб насыщенности рассчитывался исходя из капиллярного давления и данных равновесия скважины (Рисунок 3.5).

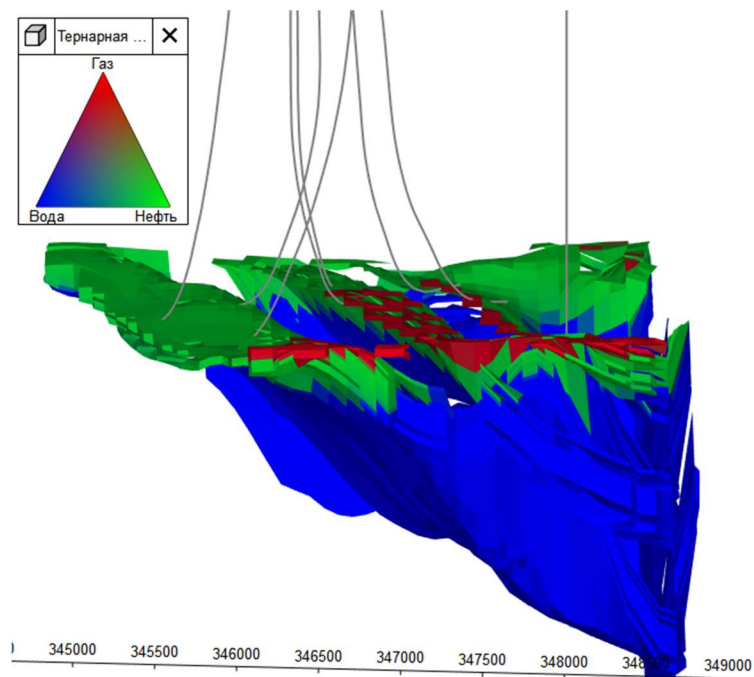


Рисунок 3.5 – Куб насыщенности (Составил Шадрин А.С., 2023)

3.3 Адаптация гидродинамической модели

Процесс адаптации модели является одним из основных этапов построения ГДМ. Цель работы заключается в подборе фильтрационных параметров модели для соответствия рассчитанных дебитов и давлений по скважинам историческим.

3.3.1 Модель одинарной пористости и проницаемости

Расчет ГДМ производился в ПО «Т-навигатор». Изначально была построена, с инициализирована и запущена на расчет модель одинарной пористости. Средние параметры, используемые для расчета представлены в Таблице 3.3

Таблица 3.3 – Средние параметры одинарной пористости

Параметр	Значение
Коэффициент песчанистости	1
Пористость	0,047
Проницаемость	1 мД

Из результатов расчета (Рисунок 3.6) видно, что модель одинарной пористости не подходит для описания трещиноватого коллектора без увеличения значений абсолютной проницаемости коллектора. Из-за низких значений ФЕС скважины не могут обеспечить достаточного притока жидкости (т.к. забойное давление падает до 1 бар).

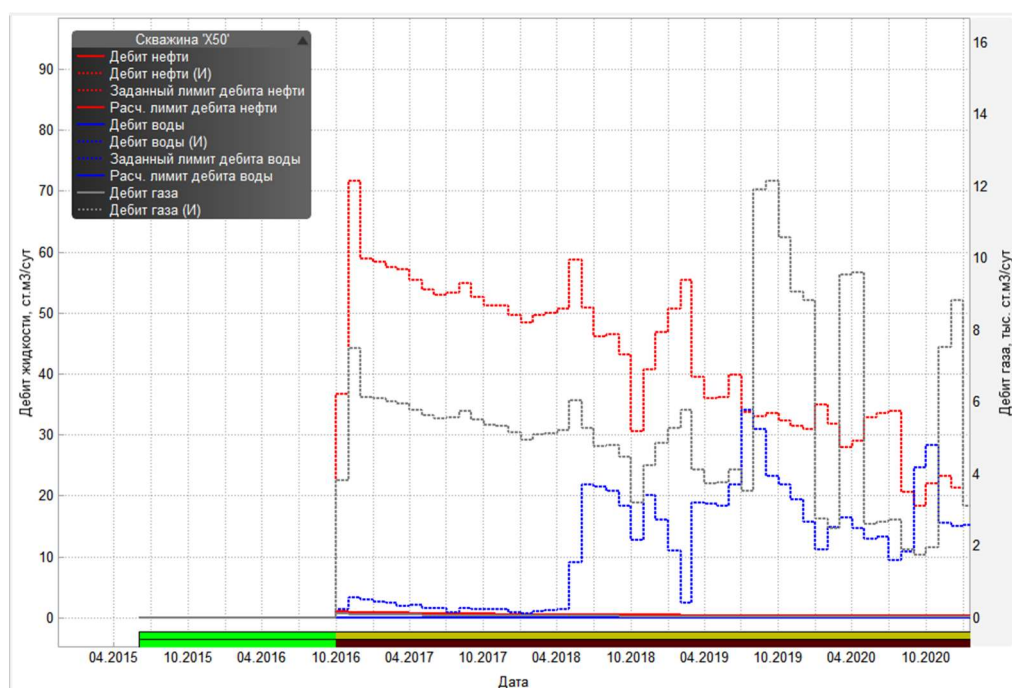


Рисунок 3.6 – График дебитов модели одинарной пористости
(Составил Шадрин А.С., 2023)

3.3.2 Модель двойной проницаемости

Следующим этапом адаптации модели было создание модели двойной проницаемости для учета трещиноватости карбонатного коллектора. Средние параметры представлены в таблице 3.4. Дополнительно для корректировки запасов нефти (изначально по модели составляли 12,6 млн. м³, что на 600% превышает запасы геологической модели, предоставленной для анализа) был введен коэффициент песчанистости. Его значение в среднем составляет 0,3..

Таблица 3.4 – Основные параметры модели двойной проницаемости

Параметр	Матрица	Трещина
Коэффициент песчанистости	0,3	1
Пористость	0,047	0,01
Проницаемость	1 мД	500000 мД
Критическая водонасыщенность	0,35	0
Критическая газонасыщенность	0,25	0

Так как ФЕС трещины в значительной степени отличаются от матрицы, для трещин были заданы дополнительные ОФП (Рисунок 3.7).

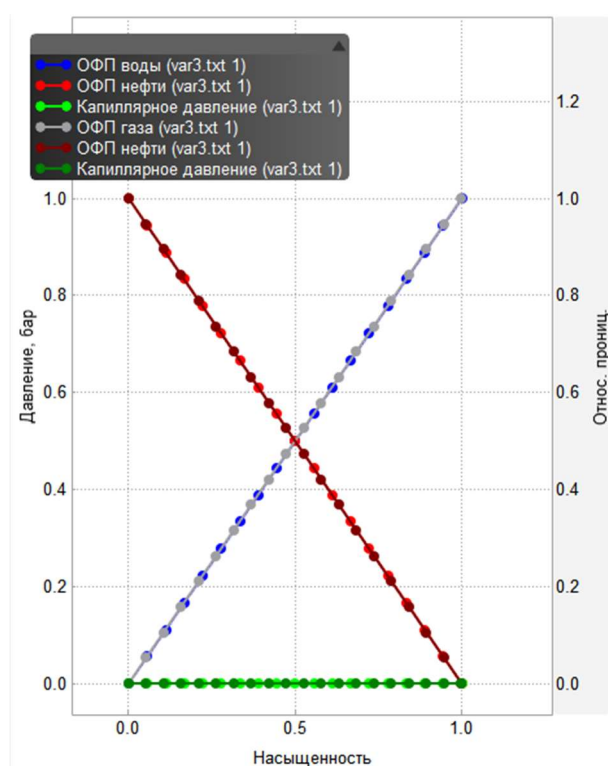


Рисунок 3.7 – ОФП трещин (Составил Шадрин А.С., 2023)

Результаты расчета модели двойной проницаемости значительно лучше модели одинарной пористости, так как исторический дебит жидкости может быть обеспечен модельным расчет. Как видно из Рисунка 3.8 рассчитанные значения дебитов воды превышают исторические значения. Наиболее вероятными причинами могут быть:

1. Высокие депрессии, обусловленные низкой проницаемостью матрицы, являющейся основной емкостью для УВ и воды;

2. Недостаточные взаимодействия в системе «матрица-трещина», обусловленное большими расстояниями между трещинами (по стандарту 100 м)

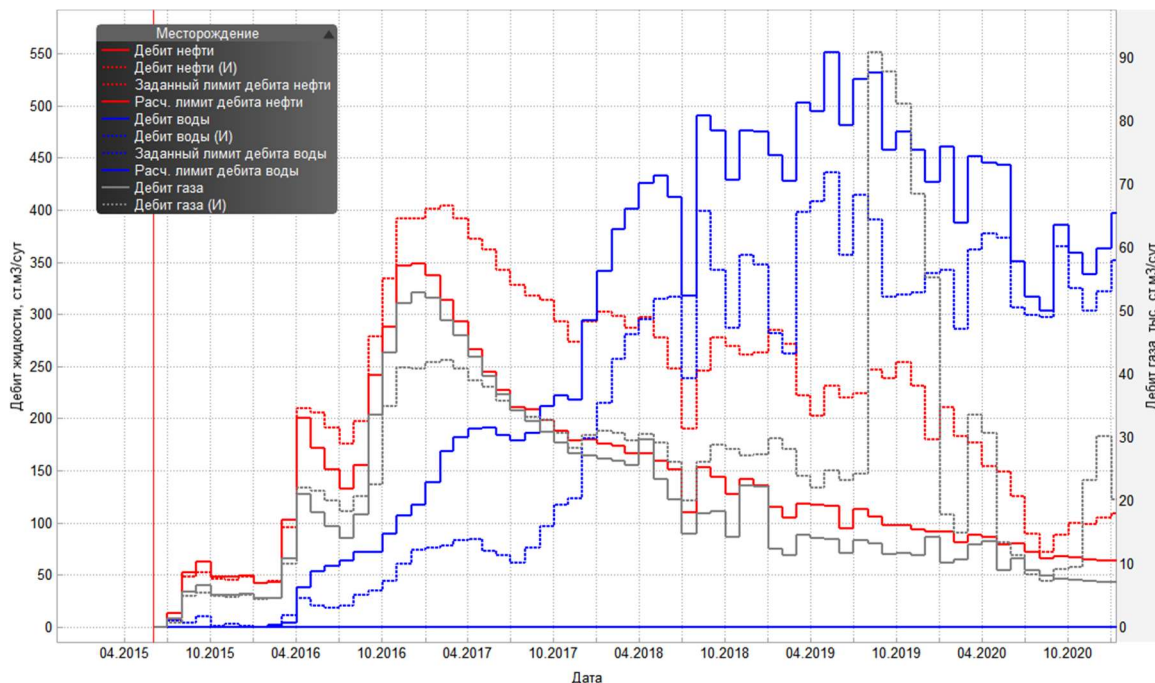


Рисунок 3.8 – График дебитов модели двойной проницаемости
(Составил Шадрин А.С., 2023)

Оба этих фактора могут быть урегулированы путем введения коэффициента σ :

$$\sigma = 4 \cdot \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right) \quad (3.1)$$

Однако расстояния между трещинами на практике сложно определимы, поэтому следующим этапом был подбор необходимых зависимостей для расчета сигма-фактора

3.3.3 Определение сигма-фактора

Для подбора сигма-фактора первоначально был произведен анализ работы скважин в пределах блока № 6.

На основе обобщения построенных профилей добычи для анализируемых горизонтальных скважин условно можно выделить 3 группы рассматриваемых графиков:

Первая группа (нормальный профиль добычи) – характеризуется снижением во времени среднесуточного дебита нефти и увеличения процента обводнённости продукции. Наряду с горизонтальными скважинами такой тип профиля добычи характерен и для вертикальных скважин.

Вторая группа (консервативный) – характеризуется снижением дебитов нефти во времени при низкой обводнённости продукции, что может свидетельствовать о слабом влиянии законтурной области на процесс поддержания пластового давления.

Третья группа подобна первому типу с резкой падающей добычей нефти в два и более раз на начальном этапе разработки (первые 3-6 месяцев) и относительно длительном периодом постепенного снижения дебита. Это может быть связано с наличием в горизонтальном разрезе скважины высокоёмкого и хорошо проницаемого карстово-трещиноватого коллектора, который обеспечивает высокие, но быстро снижающиеся дебиты начальной стадии разработки и устойчивую медленно «падающую» добычу последующего этапа эксплуатации.

В пределах блоков пробурены горизонтальные X57, X55, X54, X86, X53, X50, X52. Скважины X52, X50 работали на фонтанном режиме, скважины X57, X55, X53, X54 переведены на ЭЦН в процессе эксплуатации.

Профиль добычи скважин X57, X55, X54, X50, X52 можно отнести к нормальному типу. В скважине X53 отмечается сочетание второго и третьего типа, когда падающая добыча в начальный период эксплуатации сопровождается общим снижением дебита нефти и обводнённости на конечном этапе анализируемого периода разработки (Рисунок 3.9).

Аномальные значения снижения среднемесячного дебита нефти и увеличение обводнённости на дату 01.12.2019 г. в скважине X57 можно связывать с корректировкой годовых плановых показателей добычи.

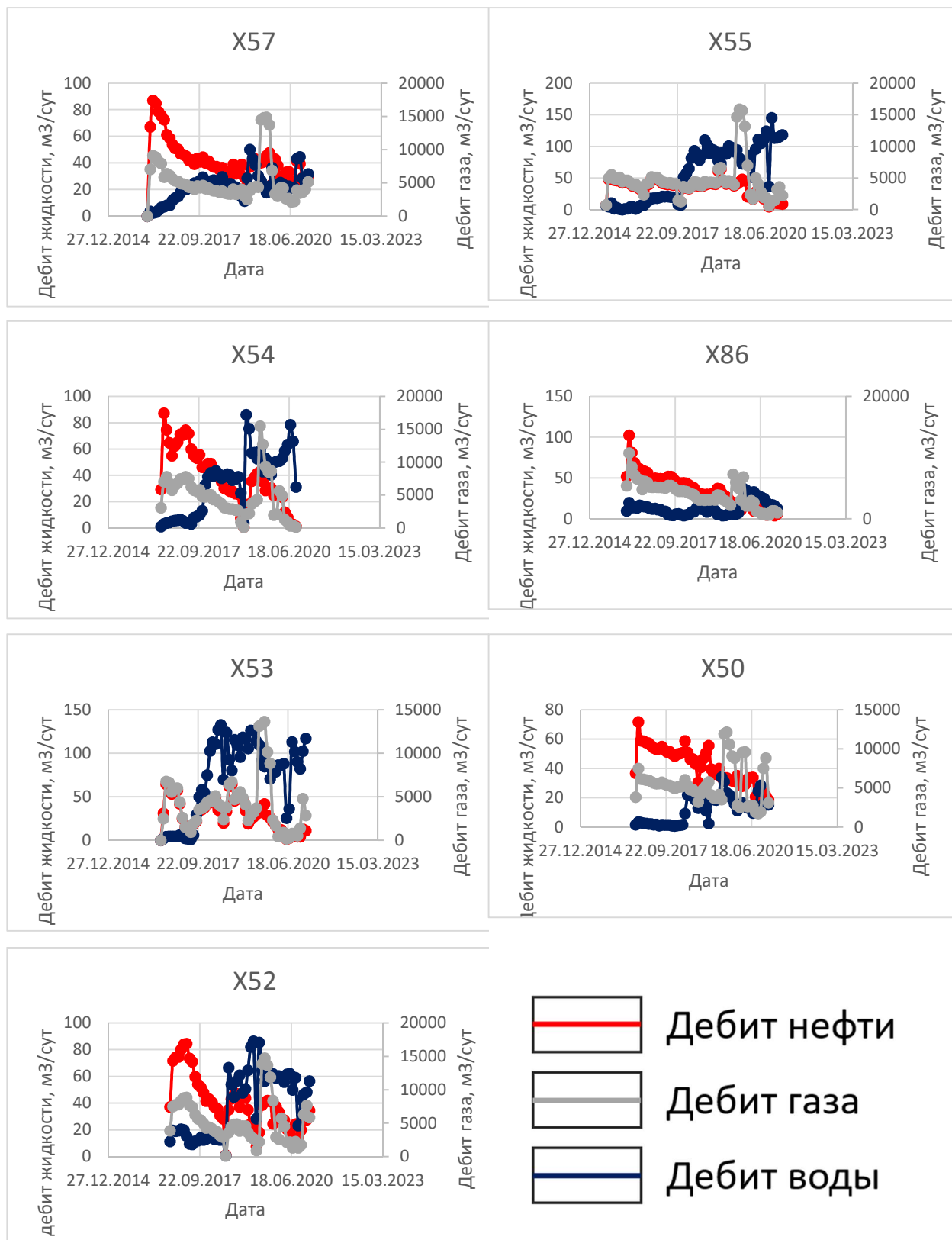


Рисунок 3.9 – История работы эксплуатационного фонда (Составил Шадрин А.С., 2023)

Рассматривая основные профили добычи пласта по горизонтальным скважинам с позиции типов коллекторов, можно отметить следующее:

Первый тип – нормальный, соответствует эксплуатации преимущественно трещинно-кавернового или порово-трещинного коллектора в зависимости от величины начальной продуктивности скважин.

Второй тип – консервативный характеризует режим эксплуатации трещинного коллектора с последовательным «закрытием» зон трещиноватости до полного прекращения притока флюида.

Третий тип коллектора – нормальный, с резко падающей добычей на начальном периоде разработки. Профиль добычи, для которого период резко падающей добычи нефти сопровождается значительным ростом обводнённости продукции, характерен для трещинного коллектора.

Так как по результатам анализа разработки можно сделать вывод, что приток во всех скважинах обеспечивается вторичными структурными элементами (трещины, каверны), необходимо выделить критерий, по которому можно оценить степень трещиноватости в скважине.

Согласно литературе [18, 3, 27,35], при бурении скважин в породы фундамента наибольшей продуктивностью обладает та скважина, которая в процессе бурения столкнулась с поглощениями. Исходя из это была выдвинута гипотеза что профиль притока флюидов в скважине соответствует профилю поглощения при бурении, а также пропорционален его интенсивности (Рисунок 3.10) [37, 38, 54, 29].

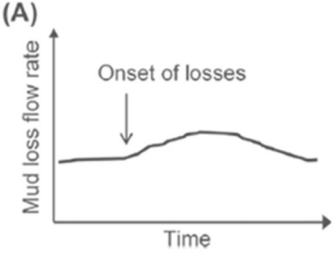
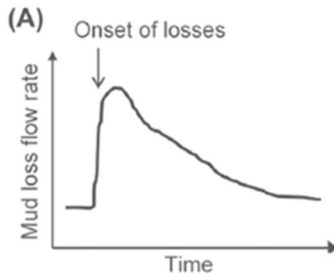
График	Интенсивность	Причина
	$< 1.6 \text{ м}^3/\text{час}$	Высокопроницаемый пласт
	$1.6\text{-}16 \text{ м}^3/\text{час}$ $> 16 \text{ м}^3/\text{час}$	Рыхлые породы Узкие трещины Широкие трещины
	Потеря циркуляции	1. Кавернозные пласты 2. Пласты с большим количеством трещин 3. Системы трещин с большими апертурами

Рисунок 3.10 – Связь интенсивности поглощения со структурой порового пространства
(Nelson E, 2006)

Для создания связи поглощения с сигма-фактором в каждой исследуемой скважине были созданы профили интенсивности поглощения, а затем масштабированы на структурный каркас (Рисунок 3.11)

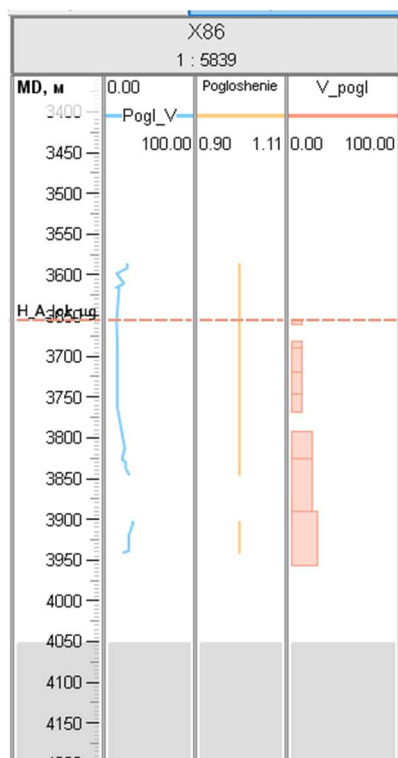


Рисунок 3.11 – Пример выделения интенсивности поглощения в скважине (Составил Шадрин А.С., 2023)

Так как слои в модели залегают наклонно, то для распространения свойства поглощения в пространстве было принято решение слоям с одинаковой координатой по вектору k присвоить значение поглощения со скважины (Рисунок 3.12).

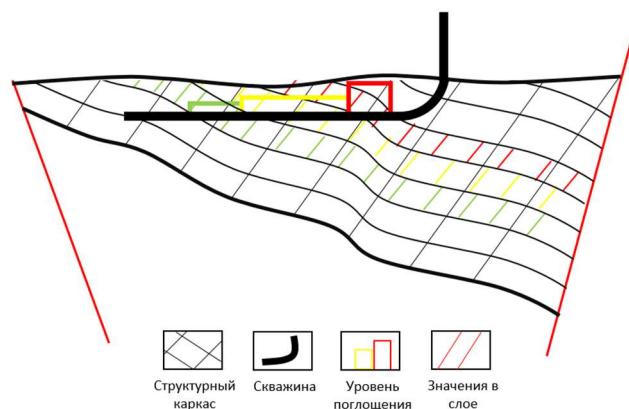


Рисунок 3.12 – Распространение значения поглощения в пространстве (Составил Шадрин А.С., 2023)

Далее, в ходе адаптации ГДМ, было подобрано оптимальное уравнение для расчета сигма-фактора от интенсивности поглощения:

$$\sigma = 0,01 * V_Mud_loses * 20 \quad (3.2)$$

Таким образом, с помощью параметра σ , в местах поглощений скважин было учтено повышенное значение трещиноватости, наиболее эффективно связывающую матрицу с системой трещин в модели двойной среды.

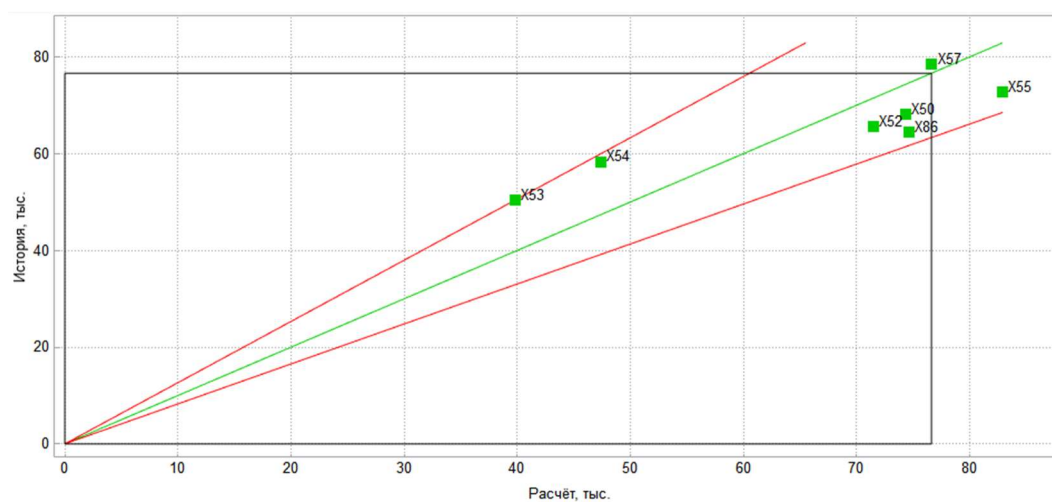
Помимо параметра сигма, был также пересчитан параметр NTG. Для участков пласта, где скважина не столкнулась с поглощением NTG=0, в местах поглощений – 1. Среднее значение коэффициента песчанистости по модели составило 0,47.

3.4 Анализ результатов моделирования

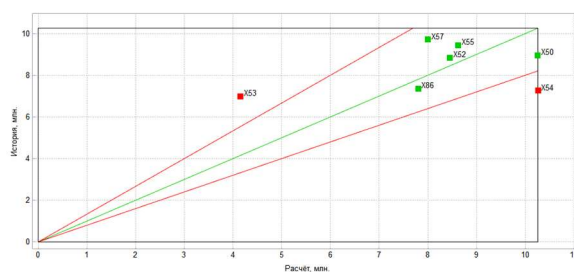
Результаты адаптации модели приведены на Рисунке 3.13. Как можно заметить, модель достаточно корректно отображает исторические данные добычи. Однако, в скважине, вскрывающей газовую шапку присутствует свободный газ, вследствие чего рассчитанные значения добычи газа превышают исторические в скважине X 53.

Далее, на основании результатов адаптации ГДМ была подтверждена концепция блокового строения пласта месторождения X, а также оценен объем блока, наиболее корректно отражающий историческую динамику работы скважин.

Накопленная нефть



Накопленный газ



Накопленная вода

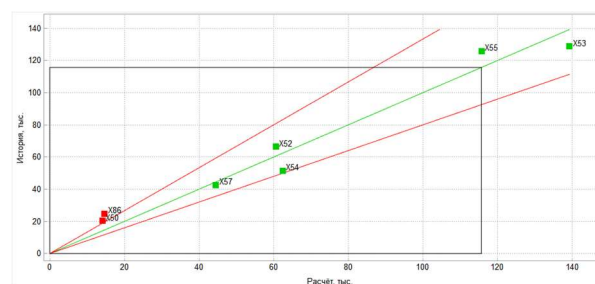


График дебитов

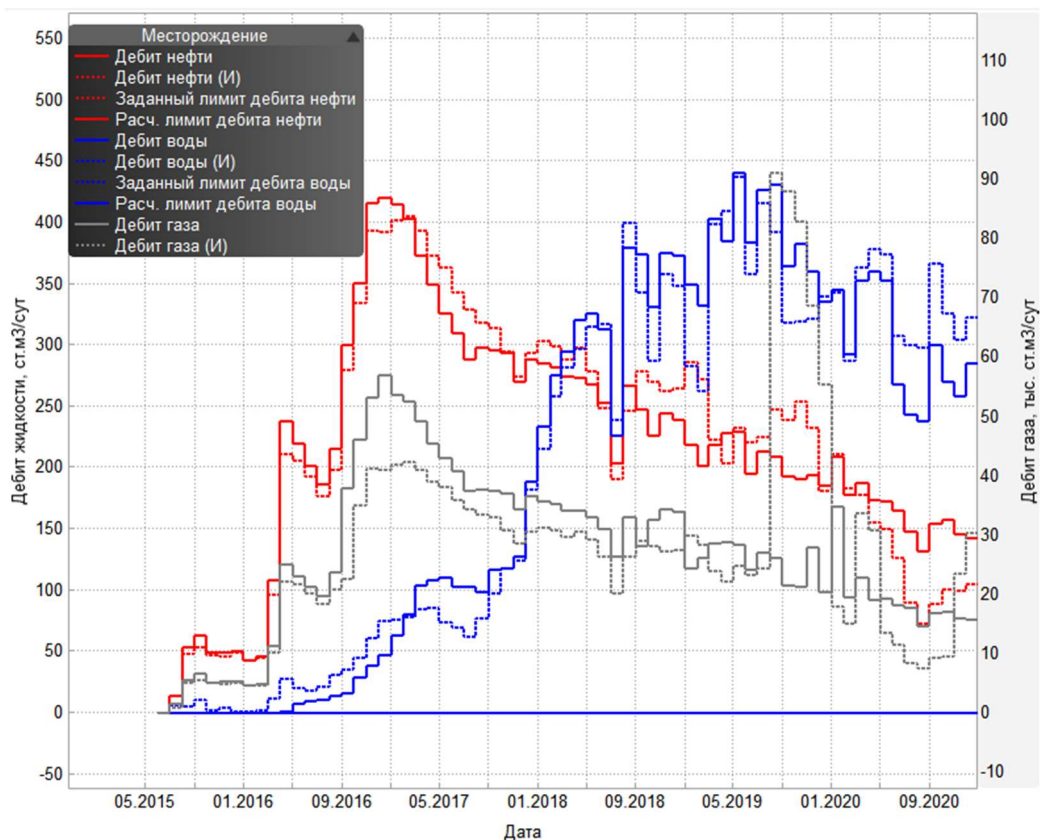


Рисунок 3.13 – Основные итоги адаптации модели (Составил Шадрин А.С., 2023)

3.4.1 Подтверждение концепции блокового строения

Для подтверждения блокового строения модели были сопоставлены между собой 2 модели:

1. Гидродинамическая модель 2017 года;
2. Гидродинамическая модель, построенная в рамках магистерской диссертации.

Как видно из Рисунка 3.14 модель, актуализированная на 2017 год, обладает слабой предсказательной способностью, так как забойные по скважинам падают до 1 бар. К тому же, рассчитанные по модели дебиты газа в 1000 раз превышают исторические значения.

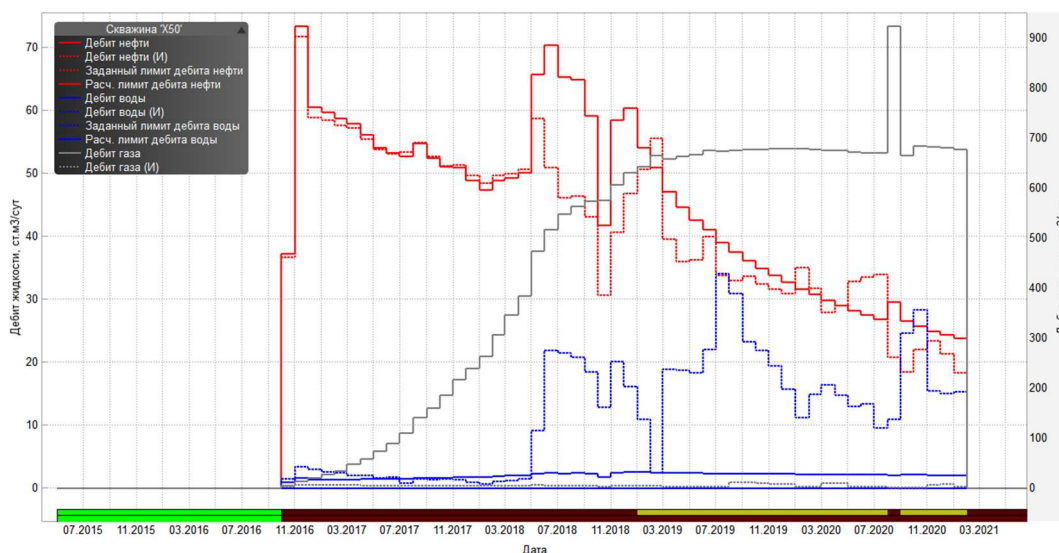


Рисунок 3.14 – График дебитов модели без блокового строения

(Составил Шадрин А.С., 2023)

Наиболее вероятная причина завышения добычи газа в отсутствии блокового строения модели, так как на всем месторождении принят единый уровень ГНК, несмотря на то, что по испытаниям скважин уровень ГНК изменяется в пределах 2900-2940 м (а.о.). Однако, некоторые повышенные блоке не вскрывают ГНК на глубине 2900 м.

К тому же, при отсутствии системы непроводящих разломов, газ в процессе разработки перемещается из газовой шапки в удаленные участки

месторождения (за счет высокой подвижности), так как объем газовой шапки в модели без блокового строения значительно выше, что приводит к высоким объемам дренируемого газа (Рисунок 3.15)

Модель без блокового строения

Модель с блоковым строением

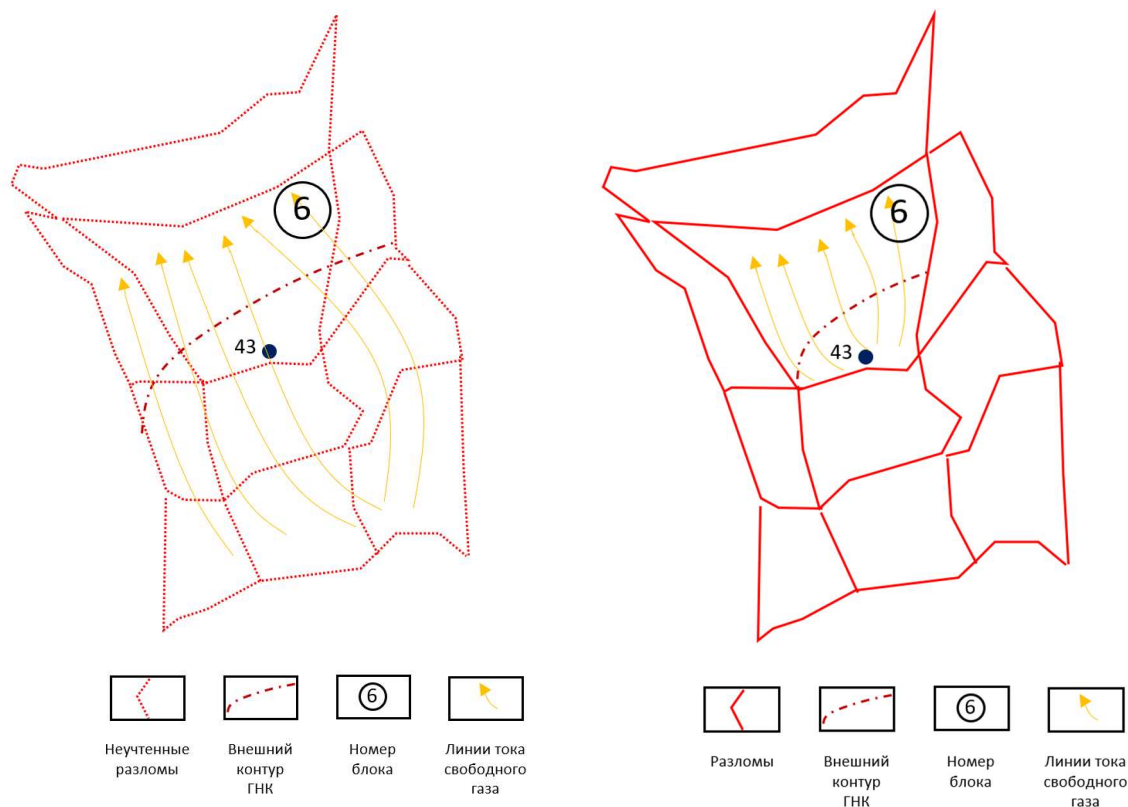


Рисунок 3.15 – Сравнение линий тока в моделях (Составил Шадрин А.С., 2023)

3.4.2 Определение размеров блока № 6 месторождения X

Так как для адаптации ГДМ варьировался параметр ВНК (в пределах от 2982 до 3032м), итоговым уровнем ВНК был принят 3032 м (а.о.). Так как предоставленная модель была рассчитана с общим уровнем ВНК 3004 м (а.о.) геологические запасы разнятся на 61% (Рисунок 3.16).

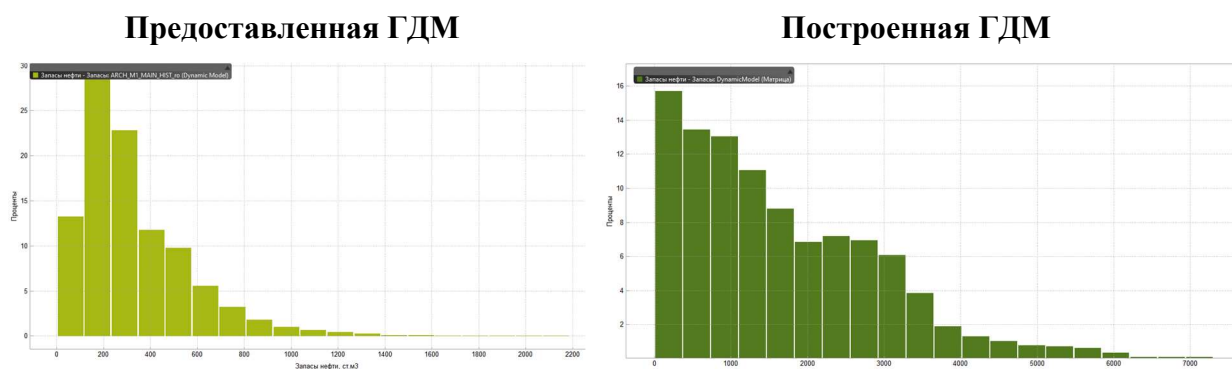


Рисунок 3.16 – Гистограммы распределения запасов нефти в моделях
(Составил Шадрин А.С., 2023)

3.5 Рекомендации по разработке карбонатного коллектора месторождения X

Итогом проделанной работы в рамках магистерской диссертации стало уточнение параметров разработки нефтегазоконденсатного месторождения X. Для этого были разработаны рекомендации по работе с карбонатным коллектором:

1. Произведен подбор оптимальных технических режимов работы скважин;
2. Выполнена оценка остаточных запасов нефти в пределах блока;
3. Оценена возможность проведения уплотняющего бурения.

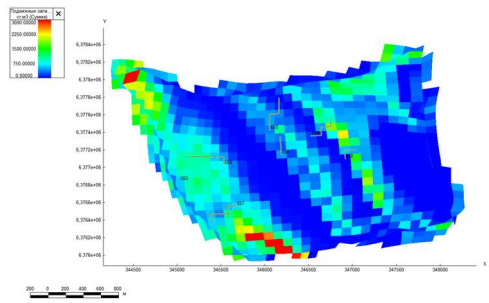
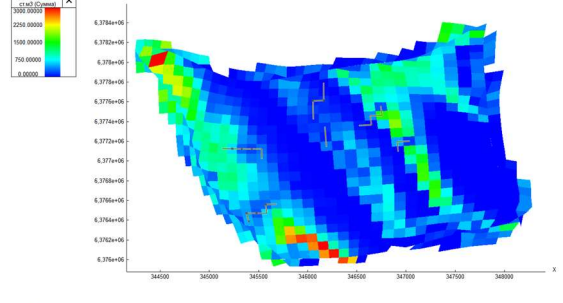
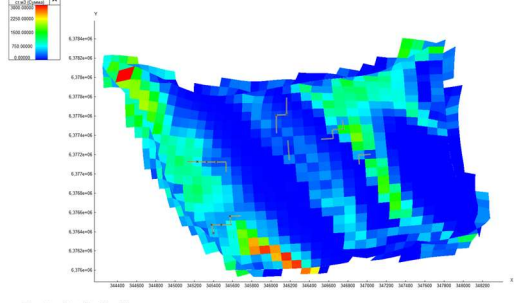
3.5.1 Подбор технических режимов работы скважин

Для выработки рекомендаций по режимам на скважинах, наиболее эффективно (с технической точки зрения) разрабатывающие блок месторождения, было рассчитано в прогноз на 30 лет 3 варианта модели:

1. Депрессия на скважинах 1 бар;
2. Депрессия на скважинах 3 бар;
3. Депрессия на скважинах 10 бар.

Результаты моделирования представлены в Таблице 3.5

Таблица 3.5 – Результаты моделирования на различных режимах

Параметр	1 бар	3 бар	10 бар
Карта суммарных подвижных запасов			
КИН 2050 год	36%	32%	30%
Накопленная добыча нефти, млн. м ³	1,499	1,347	1,253
Накопленная добыча воды, млн. м ³	4,218	5,119	5,248
Накопленная добыча газа, млн. м ³	202	366	362

Так как было подтверждено, что месторождение состоит из несвязанных блоков, объем газовой шапки внутри блока ограничен, а месторождение разрабатывается без поддержания пластового давления внутри блока (на месторождении X реализуется приконтурное заводнение), пластовое давление имеет тенденцию к быстрому снижению и остановке скважин. При разработке месторождения с депрессией 1 бар средний период работы скважин более 30 лет, 3 бар – 6 лет, 10 бар – 2 года.

С другой стороны, при работе на большей депрессии средний дебит нефти по месторождению составляет: 1 бар – 130 м³/сут., 3 бар – 958 м³/сут., 10 бар – 2200 м³/сут. Однако, при разработке на более высоких депрессиях в течение первого года происходит прорыв подошвенных вод к скважинам (средняя обводненность в первый год: 1 бар – 68%, 3 бар – 92 %, 10 бар – 86%). Быстрый прорыв воды связан с несколькими причинами:

1. Наличие высокопроницаемых пропластков (трещиновато-кавернозных);
2. Наклонное залегание пластов вдоль которых движется подошвенная вода (непроницаемые пропластки не препятствуют движению воды) (Рисунок 3.17)

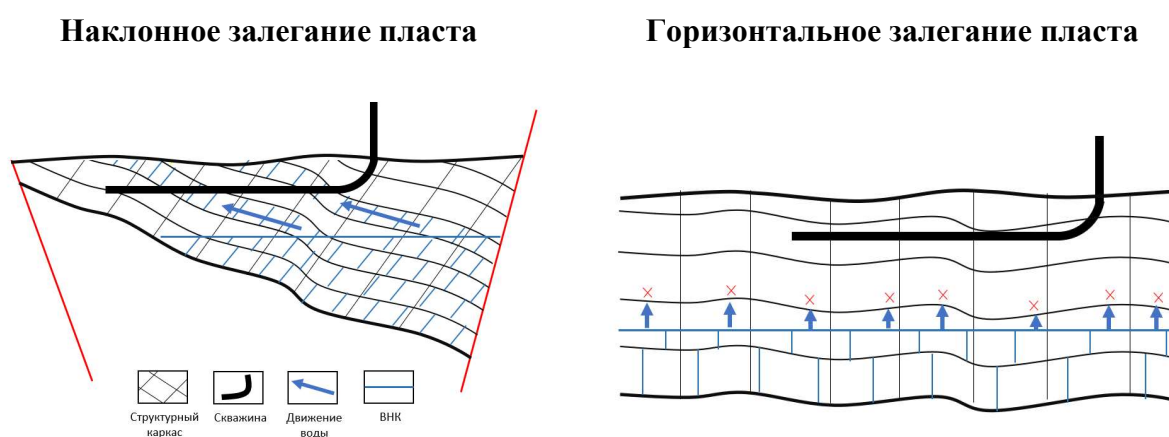


Рисунок 3.17 – Движение воды к скважине при различном залегании пласта (Составил Шадрин А.С., 2023)

В связи с вышеописанным наиболее рационально разрабатывать карбонатный коллектор месторождения X при минимальных депрессиях (порядка 1 бар) для обеспечения наиболее продолжительного фонтанирования скважин и увеличения время прорыва подошвенной воды и интенсивность обводнения.

Из Таблицы 3.5 видно, что в среднем увеличении депрессии накопленная добыча воды и газа увеличивается. К тому же среднегодовые дебиты воды и газа в значительной степени отличаются (десятки раз относительно варианта с 1 бар), так как при разработке на депрессии 1 бар, объем воды отбирается за 30 лет, 3 бар – 6 лет, 10 бар, 2 года. Таким образом, Снижение депрессий на скважинах позволит позже устанавливать электроцентробежные насосы (ЭЦН), увеличит коэффициент извлечения нефти (КИН) по месторождению, а также снизит нагрузку на установку предварительного сброса воды (УПСВ) и установку подготовки нефти (УПН).

Для дальнейшей работы оптимальной была принята модель с депрессиями равными 1 бар.

3.5.2 Оценка остаточных запасов нефти в пределах блока

На Рисунке 3.18 представлена карта остаточных подвижных запасов нефти (на 2050 год) при разработке месторождения на депрессии 1 бар. Как видно из рисунка наибольшие запасы нефти сосредоточены в краевых частях блока. Связано это с достаточно большой удаленностью добывающих скважин (1,2 км).

Далее была рассмотрена возможность бурения дополнительных 2 скважин в северо-западную и юго-западную части блока № 6. Бурение скважин необходимо делать на некотором расстоянии от предполагаемых разломов, так как по сейсмическим данным траектория дизъюнктивных нарушений прослеживается неточно, вследствие чего возникает высокая неопределенность при проектировании траектории скважин (Рисунок 3.5.2.1).

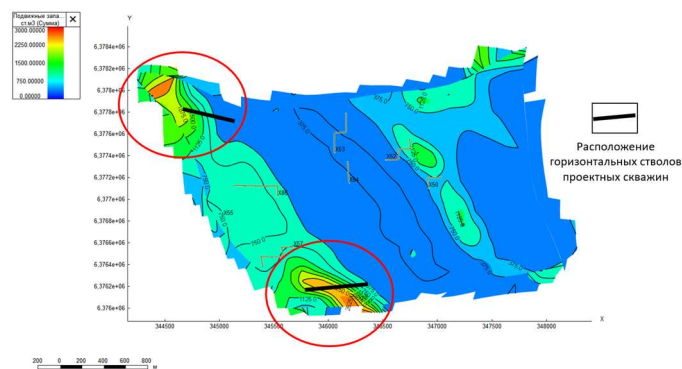


Рисунок 3.18 – Карта остаточных запасов на 2050 год (Составил Шадрин А.С., 2023)

3.5.3 Оценка возможности уплотняющего бурения

Для оценки необходимости бурения 2 дополнительных скважин гидродинамическая модель была запущена на расчет на 30 лет. Для моделирования скважин, перфорации были заданы от кровли пласта до забоя, однако, в дальнейшем при бурении скважины интервалы перфорации необходимо будет скорректировать, исходя из анализа поглощений.

Карта остаточных запасов с 2-мя проектными скважинами представлена на Рисунке 3.19. Как видно из рисунка, запасы более качественно дренируются, а КИН по месторождению увеличился на 4 процентных пункта и составил 40%.

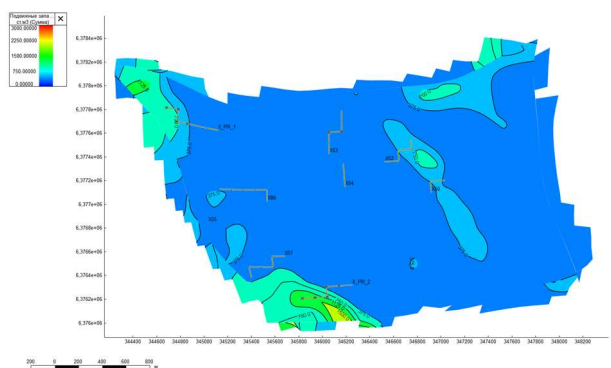


Рисунок 3.19 – Карта остаточных запасов с проектными скважинами
(Составил Шадрин А.С., 2023)

3.6 Выводы по главе

Построенная геологическая и садаптированная (путем введения параметра сигма, зависящего от интенсивности поглощения при бурении) гидродинамическая модель пласта позволили подтвердить блоковое строение пласта и определить размеры исследуемого блока, наиболее корректно отражающего исторические данные работы скважин. Начальные геологические запасы на 61% превышают принятые на данный момент запасы.

Далее, на основе построенной модели были проведены прогнозные расчеты, позволившие составить рекомендации по дальнейшей разработке исследуемого пласта:

1. Для увеличения срока фонтанирования скважин, увеличения срока безводной работы скважин, а также увеличения коэффициента извлечения нефти рекомендуется разрабатывать месторождение на низких значениях депрессий – не более 1 бар;
2. Оценены районы дренируемых запасов и выявлены места с высоким значением остаточных запасов нефти, приуроченные к краевым частям блока;
3. Проанализирована возможность бурения 2 дополнительных эксплуатационных скважин. Так как КИН нефти при бурении 2 скважин увеличивается на 4 процентных пункта, с технической точки зрения бурение целесообразно.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Экономический расчет проведения любого мероприятия на месторождении (бурение новых скважин, проведение геолого-технического мероприятия и т.д.) является основополагающим для оценки целесообразности его осуществления.

Ранее (пункт 3.5.3), с технической точки зрения было обосновано бурение 2 дополнительных скважин в краевых частях структуры. Однако, финальное решение о необходимости бурения новых скважин производится путем экономического расчета и сравнения экономических показателей.

4.1 Экономический расчет

Для оценки рентабельности бурения скважин был произведен расчет 2 прогнозных экономических моделей месторождения:

1. **Исходная модель**, включающая 7 уже пробуренных скважин;
2. **Предлагаемая модель**, включающая бурение 2 дополнительных скважин.

Исходные данные экономического расчета представлены в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для экономического расчета

Параметр	значение	ед.измерения
Процент реализации на внешний рынок	0.5	д.ед
Цена Urals	71.04	\$/баррель
Курс рубля к доллару	78.8	руб./\$
Переводной коэффициент барреля в тонну	7.3	баррель/т
Цена Urals	40865.1	руб./т
Экспортная пошлина	8990.3	руб./т
НДПИ	13076.816	руб./т
Отчисления в пенсионный фонд	0.22	д.ед
Соц. Страхование	0.029	д.ед
Мед. Страхование	0.051	д.ед
Налог на имущество	0.022	д.ед
Налог на прибыль	0.2	д.ед

Продолжение таблицы 4.1

Цена скважины	104	млн.руб.
Амортизация скважины	7	лет
Обязка скв	7.5	млн. скв
Расходы на добычу жидкости	102	р/тж
Сбор нефти и подготовка	174	р/тн
Расходы на добычу газа	100	р/100м3
Расходы на добывающий фонд скважин	2.4	млн.руб/скв
Капитальный ремонт скважин	2.8	млн.руб/скв
Доля от фонда скважин, на котором проводится КРС	0.5	д.ед
Расходы на оплату труда производств. рабочих	0.6	млн.руб.чел./год
Численность переменная	1	чел/скв
Норма дисконта	15	%
Цена газа	2100	руб/тыс.м3
Транспортный расход	1726	руб/т

Расчет выручки

Для расчета выручки от реализации нефти и попутно добываемого газа из ГДМ были получены данные по накопленным массовым показателям добычи нефти и газа.

Цены на нефть, реализуемая на внутреннем и внешнем рынке были принятым равными 71.04 \$/баррель, путем осреднения данных за последний год.

Таблица 4.2 – Расчет выручки

Год	Исходная модель			Предлагаемая модель		
	Добыча нефти, т	Добыча газа, ст.м3	Выручка, млн.р	Добыча нефти, т	Добыча газа, ст.м3	Выручка, млн.р
2023	40223.5	5205789.6	1654.7	49273.5	7221273.8	2028.7
2024	36782.2	4807905.0	1513.2	44148.7	6347174.9	1817.5
2025	34192.6	4491716.9	1406.7	40301.7	5850616.8	1659.2
2026	31755.9	4230428.2	1306.6	36959.4	5413704.5	1521.7
2027	29386.8	3905541.7	1209.1	33252.5	5017800.1	1369.4
2028	27591.5	3686031.3	1135.3	30654.5	4707894.3	1262.6
2029	26346.7	3503029.3	1084.0	28980.4	4335773.9	1193.4
2030	24693.7	3314897.3	1016.1	27259.6	4029529.3	1122.4
2031	23460.7	3188090.9	965.4	25643.2	3920777.7	1056.1
2032	22219.6	3041088.4	914.4	23951.7	3781511.6	986.7
2033	20927.4	2914854.0	861.3	22591.7	3630687.3	930.8

Продолжение таблицы 4.2

2034	20084.8	2825477.2	826.7	21426.1	3600582.9	883.1
2035	19356.9	2760626.0	796.8	20710.8	3666923.8	854.0
2036	18568.3	2751292.1	764.6	21167.3	4237958.2	873.9
2037	17927.4	2803654.3	738.5	26483.2	6287379.3	1095.4
2038	17380.0	2924113.7	716.4	38141.9	8668845.2	1576.9
2039	17153.8	3228186.7	707.8	46890.3	8996091.3	1935.1
2040	19297.2	4246989.6	797.5	52743.7	8767596.3	2173.8
2041	25343.1	6348945.5	1049.0	57420.9	8518533.6	2364.4
2042	31421.3	7453228.3	1299.7	60432.7	8217647.7	2486.8
2043	36155.3	7481345.1	1493.2	63420.6	8242048.2	2609.0
2044	40190.0	7364679.2	1657.8	63589.0	9866910.0	2619.3
2045	43868.5	7159297.6	1807.7	50957.8	19227243.8	2122.8
2046	46489.5	6975271.7	1914.4	38503.9	23769996.6	1623.4
2047	49050.0	6970784.5	2019.1	28553.9	63717578.5	1300.7
2048	50898.8	6938393.2	2094.6	20543.8	89678449.9	1027.8
2049	50023.5	7648865.2	2060.3	14638.7	75825780.1	757.4
2050	43033.4	14154036.0	1788.3	9935.9	47018567.5	504.8

CAPEX

Так как, данные о поверхностном обустройстве и его цене месторождения отсутствовали, а для сравнения они не имеют ключевого значения (так как объемы добычи 2-х новых скважин не повлекут за собой расширения поверхностного обустройства), в качестве капитальных затраты были учтены только стоимости бурения и обвязки 2 проектных скважин и составили 223 млн. руб. для предлагаемой модели. В дальнейшем, для расчета налога на прибыль была рассчитана амортизация на 7 лет и составила 31.86 млн. руб.

OPEX

В качестве операционных затраты были рассчитаны затраты:

1. Добыча жидкости;
2. Сбор и подготовка нефти;
3. Сбор и подготовка газа;
4. Работа эксплуатационного фонда скважин;
5. Капитальный ремонт скважин;

6. Затраты на транспортировку нефти при реализации ее на внешний рынок;

7. Фонд оплаты труда;

Результаты расчета операционных затрат представлены в Таблице 4.3 для исходной модели и в Таблице 4.4 для предлагаемой модели.

Таблица 4.3 – Операционные затраты исходной модели

Год	Исходная модель							
	ОРЕХ жидкость	ОРЕХ нефть	ОРЕХ газ	ОРЕХ КРС	ОРЕХ скважины	ОРЕХ транспорт	ОРЕХ работники	ОРЕХ сумма
2023	16.93	7.00	0.52	9.80	16.80	34.71	4.20	89.96
2024	17.00	6.40	0.48	9.80	16.80	31.74	4.20	86.42
2025	17.10	5.95	0.45	9.80	16.80	29.51	4.20	83.81
2026	17.10	5.53	0.42	9.80	16.80	27.41	4.20	81.25
2027	17.15	5.11	0.39	9.80	16.80	25.36	4.20	78.81
2028	17.19	4.80	0.37	9.80	16.80	23.81	4.20	76.97
2029	17.26	4.58	0.35	9.80	16.80	22.74	4.20	75.73
2030	17.24	4.30	0.33	9.80	16.80	21.31	4.20	73.98
2031	17.27	4.08	0.32	9.80	16.80	20.25	4.20	72.72
2032	17.29	3.87	0.30	9.80	16.80	19.18	4.20	71.44
2033	17.37	3.64	0.29	9.80	16.80	18.06	4.20	70.16
2034	17.34	3.49	0.28	9.80	16.80	17.33	4.20	69.25
2035	17.35	3.37	0.28	9.80	16.80	16.70	4.20	68.50
2036	17.37	3.23	0.28	9.80	16.80	16.02	4.20	67.70
2037	17.43	3.12	0.28	9.80	16.80	15.47	4.20	67.10
2038	17.39	3.02	0.29	9.80	16.80	15.00	4.20	66.51
2039	17.40	2.98	0.32	9.80	16.80	14.80	4.20	66.31
2040	17.35	3.36	0.42	9.80	16.80	16.65	4.20	68.59
2041	17.28	4.41	0.63	9.80	16.80	21.87	4.20	75.00
2042	17.11	5.47	0.75	9.80	16.80	27.12	4.20	81.24
2043	17.01	6.29	0.75	9.80	16.80	31.20	4.20	86.05
2044	16.93	6.99	0.74	9.80	16.80	34.68	4.20	90.14
2045	16.90	7.63	0.72	9.80	16.80	37.86	4.20	93.91
2046	16.80	8.09	0.70	9.80	16.80	40.12	4.20	96.51
2047	16.75	8.53	0.70	9.80	16.80	42.33	4.20	99.11
2048	16.56	8.86	0.69	9.80	16.80	43.93	4.20	100.84
2049	16.11	8.70	0.76	9.80	16.80	43.17	4.20	99.55
2050	16.28	7.49	1.42	9.80	16.80	37.14	4.20	93.12

Таблица 4.4 – Операционные затраты исходной модели

Год	Предлагаемая модель							
	ОРЕХ жидкость	ОРЕХ нефть	ОРЕХ газ	ОРЕХ КРС	ОРЕХ скважины	ОРЕХ транспорт	ОРЕХ работники	ОРЕХ сумма
2023	20.59	8.57	0.72	12.60	21.60	42.52	5.40	112.01
2024	20.70	7.68	0.63	12.60	21.60	38.10	5.40	106.71
2025	20.84	7.01	0.59	12.60	21.60	34.78	5.40	102.81
2026	20.84	6.43	0.54	12.60	21.60	31.90	5.40	99.31
2027	20.92	5.79	0.50	12.60	21.60	28.70	5.40	95.50
2028	20.97	5.33	0.47	12.60	21.60	26.45	5.40	92.83
2029	21.07	5.04	0.43	12.60	21.60	25.01	5.40	91.15
2030	21.04	4.74	0.40	12.60	21.60	23.53	5.40	89.31
2031	21.07	4.46	0.39	12.60	21.60	22.13	5.40	87.66
2032	21.11	4.17	0.38	12.60	21.60	20.67	5.40	85.92
2033	21.20	3.93	0.36	12.60	21.60	19.50	5.40	84.59
2034	21.16	3.73	0.36	12.60	21.60	18.49	5.40	83.34
2035	21.17	3.60	0.37	12.60	21.60	17.87	5.40	82.62
2036	21.17	3.68	0.42	12.60	21.60	18.27	5.40	83.14
2037	21.12	4.61	0.63	12.60	21.60	22.86	5.40	88.81
2038	20.82	6.64	0.87	12.60	21.60	32.92	5.40	100.84
2039	20.64	8.16	0.90	12.60	21.60	40.47	5.40	109.77
2040	20.52	9.18	0.88	12.60	21.60	45.52	5.40	115.69
2041	20.49	9.99	0.85	12.60	21.60	49.55	5.40	120.48
2042	20.37	10.52	0.82	12.60	21.60	52.15	5.40	123.46
2043	20.31	11.04	0.82	12.60	21.60	54.73	5.40	126.50
2044	20.30	11.06	0.99	12.60	21.60	54.88	5.40	126.83
2045	20.62	8.87	1.92	12.60	21.60	43.98	5.40	114.98
2046	20.81	6.70	2.38	12.60	21.60	33.23	5.40	102.72
2047	20.57	4.97	6.37	12.60	21.60	24.64	5.40	96.16
2048	19.06	3.57	8.97	12.60	21.60	17.73	5.40	88.93
2049	17.46	2.55	7.58	12.60	21.60	12.63	5.40	79.83
2050	15.92	1.73	4.70	12.60	21.60	8.57	5.40	70.52

Налоги

Для сравнения экономических показателей 2 моделей были рассчитаны следующие налоги:

1. Налог на добычу полезных ископаемых;
2. Налог на имущество (для предлагаемой модели);

3. Социальные выплаты (включающие пенсионное, социальное и медицинское страхование)

4. Экспортная пошлина (для нефти, реализуемой на внешнем рынке);

5. Налог на прибыль.

Результаты расчета операционных затрат представлены в Таблице 4.5 для исходной модели и в Таблице 4.6 для предлагаемой модели.

Таблица 4.5 – Налоги исходной модели

Год	Налоги						
	НДПИ	Соц страхование	экспортная пошлина	Прибыль до налогообложения	Налог на прибыль	Чистая прибыль	сумма налог
2023	525.99	1.26	180.81	856.64	171.33	685.31	879.39
2024	480.99	1.26	165.34	779.18	155.84	623.35	803.43
2025	447.13	1.26	153.70	720.82	144.16	576.65	746.26
2026	415.27	1.26	142.75	666.06	133.21	532.85	692.49
2027	384.29	1.26	132.10	612.64	122.53	490.11	640.17
2028	360.81	1.26	124.03	572.21	114.44	457.76	600.54
2029	344.53	1.26	118.43	544.06	108.81	435.25	573.04
2030	322.91	1.26	111.00	506.91	101.38	405.53	536.56
2031	306.79	1.26	105.46	479.19	95.84	383.35	509.35
2032	290.56	1.26	99.88	451.25	90.25	361.00	481.95
2033	273.66	1.26	94.07	422.16	84.43	337.73	453.43
2034	262.64	1.26	90.28	403.26	80.65	322.61	434.84
2035	253.13	1.26	87.01	386.92	77.38	309.53	418.78
2036	242.81	1.26	83.47	369.33	73.87	295.47	401.41
2037	234.43	1.26	80.59	355.11	71.02	284.09	387.30
2038	227.28	1.26	78.13	343.21	68.64	274.57	375.30
2039	224.32	1.26	77.11	338.78	67.76	271.02	370.44
2040	252.35	1.26	86.74	388.56	77.71	310.85	418.06
2041	331.41	1.26	113.92	527.40	105.48	421.92	552.07
2042	410.89	1.26	141.24	665.05	133.01	532.04	686.41
2043	472.80	1.26	162.52	770.57	154.11	616.45	790.69
2044	525.56	1.26	180.66	860.21	172.04	688.17	879.52
2045	573.66	1.26	197.20	941.70	188.34	753.36	960.46
2046	607.93	1.26	208.98	999.76	199.95	799.81	1018.12
2047	641.42	1.26	220.49	1056.79	211.36	845.43	1074.52
2048	665.59	1.26	228.80	1098.06	219.61	878.45	1115.27
2049	654.15	1.26	224.86	1080.45	216.09	864.36	1096.36
2050	562.74	1.26	193.44	937.72	187.54	750.18	944.99

Таблица 4.6 – Налоги предлагаемой модели

Год	Налоги							
	НДПИ	Соц страхов ание	Налог на имущество	экспортная пошлина	Прибыль	Налог на прибыл ь	Чистая прибыл ь	сумма налог
2023	644.34	1.62	4.91	221.49	1012.50	202.50	810.00	1074.86
2024	577.32	1.62	4.91	198.46	896.59	179.32	717.27	961.62
2025	527.02	1.62	4.91	181.16	809.84	161.97	647.87	876.68
2026	483.31	1.62	4.91	166.14	734.57	146.91	587.66	802.89
2027	434.84	1.62	4.91	149.48	651.20	130.24	520.96	721.08
2028	400.86	1.62	4.91	137.80	592.71	118.54	474.17	663.73
2029	378.97	1.62	4.91	130.27	554.61	110.92	443.69	626.69
2030	356.47	1.62	4.91	122.54	547.58	109.52	438.07	595.05
2031	335.33	1.62	4.91	115.27	511.36	102.27	409.09	559.40
2032	313.21	1.62	4.91	107.67	473.40	94.68	378.72	522.08
2033	295.43	1.62	4.91	101.55	442.74	88.55	354.19	492.05
2034	280.19	1.62	4.91	96.31	416.78	83.36	333.42	466.38
2035	270.83	1.62	4.91	93.10	400.97	80.19	320.78	450.65
2036	276.80	1.62	4.91	95.15	412.29	82.46	329.83	460.94
2037	346.32	1.62	4.91	119.05	534.74	106.95	427.80	578.84
2038	498.77	1.62	4.91	171.45	799.28	159.86	639.42	836.61
2039	613.18	1.62	4.91	210.78	994.82	198.96	795.86	1029.45
2040	689.72	1.62	4.91	237.09	1124.76	224.95	899.80	1158.29
2041	750.88	1.62	4.91	258.12	1228.39	245.68	982.71	1261.20
2042	790.27	1.62	4.91	271.65	1294.94	258.99	1035.95	1327.44
2043	829.34	1.62	4.91	285.09	1361.55	272.31	1089.24	1393.26
2044	831.54	1.62	4.91	285.84	1368.55	273.71	1094.84	1397.62
2045	666.37	1.62	4.91	229.06	1105.83	221.17	884.67	1123.12
2046	503.51	1.62	4.91	173.08	837.55	167.51	670.04	850.62
2047	373.39	1.62	4.91	128.35	696.23	139.25	556.99	647.52
2048	268.65	1.62	4.91	92.35	571.39	114.28	457.11	481.80
2049	191.43	1.62	4.91	65.80	413.86	82.77	331.09	346.53
2050	129.93	1.62	4.91	44.66	253.13	50.63	202.50	231.74

Далее были рассчитаны Чистые денежные потоки, чистые дисконтированные денежные потоки и накопленные чистые дисконтированные денежные потоки.

Сравнительный график NPV представлен на рисунке 4.1. Как видно из рисунка, наиболее оптимальным с точки зрения оценки денежных потоков является предлагаемая модель. Так как разница между НЧДДП составляет 481

млн. руб., а средняя стоимость 1 скважины составляет 111,5 млн. руб., дисконтированный индекс доходности при бурении 1 дополнительной скважины составляет:

$$DPI = \frac{\left(\frac{481}{2}\right)}{111.5} + 1 = 3.2 \quad (4.1)$$

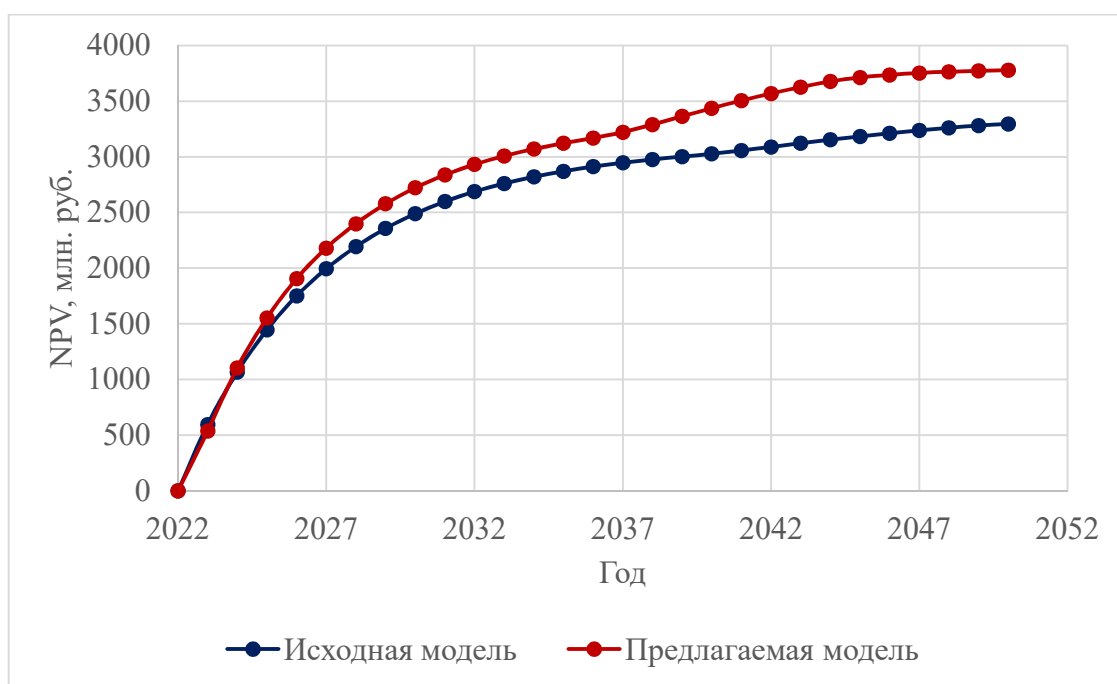


Рисунок 4.1 – Сравнение исходной модели и предлагаемой (Составил Шадрин А.С., 2023)

4.2 Выводы по главе

В рамках главы финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность был выполнен расчет 2 экономических моделей для обоснования необходимости бурения двух дополнительных скважин. По итогам были сделаны следующие выводы:

1. Бурение 2 дополнительных скважин экономически обосновано, так как NPV при бурении дополнительных скважин увеличивается;
2. Индекс доходности при бурении 1 дополнительной скважины составляет 3.2, что является достаточно привлекательным для инвестирования.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Главная цель работы – уточнение параметров пласта путем построения гидродинамической модели пласта. Создание ГДМ требует применение вычислительной техники. Соответственно, в рамках дипломной работы был использован персональный компьютер, оснащенный процессором Intel Core i7-7700, графическим ускорителем AMD Radeon HD 7700, оперативной памятью в размере 16 Гб. Изображение выводилось с помощью монитора BENQ с разрешением 1920x1080 и частотой обновления 60 Гц. Расчет модели производился в учебной аудитории Томского политехнического университета.

В данной главе диссертации представлен анализ факторов, оказывающих вредное и опасное влияние на работника во время осуществления поставленной цели. Подобный анализ способствует выявлению отклонений условий работы от нормы, установленной законом и предписаниями, и тем самым повысить безопасность работника.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Трудовой кодекс РФ регулирует взаимоотношения между работником и работодателем в различных областях выполнения трудовых обязательств: оплата труда, трудовые права и обязанности сторон, особенности осуществления трудовой деятельности детьми, а также людьми с ограниченными возможностями [36].

Так как работа в офисе выполняется в оптимальных условиях внешней среды, а также при оптимальных нервно-эмоциональных, физических и умственных нагрузках, она относится ко второй группе тяжести труда. Максимальная продолжительность труда работника в течение недели не должна превышать 40 часов, а для работников младше 16 лет – 24 часа.

Согласно трудовому кодексу, каждый работник имеет право на рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда, а, следовательно, оснащенное всем необходимым для комфортного выполнения трудовых

обязательств работником. При работе в офисе, основные составляющие рабочего места работника – это стол, стул, персональный компьютер.

В соответствии с ГОСТ 12.2.032-78. «Система стандартов безопасности труда» [9] рабочий стол может быть любой конструкции, но отвечающий всем требованиям безопасности, а также эргономики для удобного расположения всего необходимого для работы оборудования.

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [33] и ГОСТ 12.2.032-78 [9] к рабочему месту выдвигаются требования, приведенные в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Требования к организации рабочего места

Требование	Значение	Соответствие исследуемого помещения
Высота рабочей поверхности	72,5 см при нерегулируемой высоте поверхности	70 см
Рабочий стул	Регулирование по высоте	Соответствует
	Регулирование наклона спинки	Не соответствует
Расположение монитора от глаз работника	60-70 см	Соответствует

Все требования, кроме регулирования наклона спинки стула, соответствуют требованиям к организации рабочего места. Для соответствия всем требованиям аудитории необходимо оснастить креслами не только с регулировкой по высоте, но и с регулировкой наклона спинки стула.

5.2 Производственная безопасность

Основные факторы, которые можно отнести к вредным и опасным при работе на персональном компьютере приведены в таблице 5.2 (согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [5]).

Таблица 5.2 – Возможные опасные и вредные факторы

Фактор	Нормативный документ
Вредные факторы	
Недостаточное освещение рабочего места	ГОСТ Р 55710-2013 [6]
Шум, создаваемый в рабочем помещении	ГОСТ 23337-2014 [11]

Нарушения параметров микроклимата рабочей среды	ГОСТ 30494-2011 [7] СанПиН 2.2.4.548-96 [33]
Перенапряжение, связанное с работой за ЭВМ	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ [5]
Монотонность осуществляемой деятельности	ГОСТ 12.2.032-78 [9]
Опасные факторы	
Возможность поражения электрическим током	ГОСТ Р 58698-2019 [4] ГОСТ Р 50571.3-94 [12]
Возможность возникновения пожара	ГОСТ 12.1.004-91 [10] ГОСТ 12.1.044-2018 [8]

5.2.1 Соответствие нормам освещенности

Несоответствие рабочего места требованиям освещенности влечет за собой последствия для физического и психологического здоровья работника, в том числе ухудшение зрения, усталость, а также снижения качества и эффективности выполняемой работы.

Рабочая аудитория спроектирована с отсутствием окон, а, следовательно, и источников естественного освещения. Соответственно, согласно СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» [32] в таких аудиториях освещение должно осуществляться исключительно источниками искусственного освещения, а точность выполняемых работ не должны быть выше средней (IV категория). Система освещения должна осуществлять равномерное покрытие светом всех частей аудитории. На рисунке 5.1 приведена схема искусственного освещения в рабочей аудитории, где желтым отмечены источники освещения. Рабочее место оснащено светильниками типа ARS/R 418 размером 500x500x40 мм, которые оснащены четырьмя люминесцентными лампами OSRAM 765 G13 мощностью 18 Вт (в сумме 80 шт.). Размеры помещения составляют 12x7x4 м, высота стола 0,7 м.

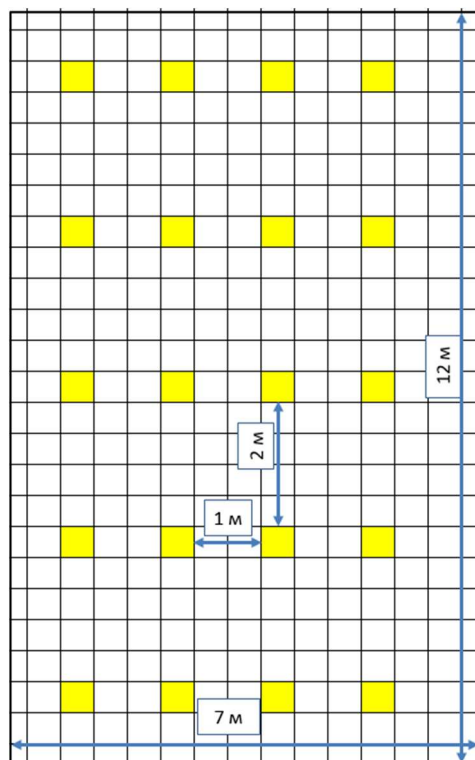


Рисунок 5.1 – Схема освещения учебной аудитории (Составил Шадрин А.С., 2023)

Необходимая освещенность при работе с ЭВМ (включающие дисплей) принимается $E_n = 400$ лк. Фактическая освещенность рассчитывается по формуле:

$$E_{\phi} = \frac{N \cdot n \cdot \Phi_{\text{ст}} \cdot \eta}{S \cdot K_z \cdot Z} \quad (5.1)$$

где N – число светильников; n – число ламп в светильнике; $\Phi_{\text{ст}}$ – световой поток люминесцентных ламп, лм; η – коэффициент использования светового потока, %; S – площадь освещаемого помещения, м^2 ; K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника; Z – коэффициент неравномерности освещения.

Для определения коэффициента использования светового потока необходимо определить индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h \cdot (A+B)} = \frac{12 \cdot 7}{(4-0.7) \cdot (12+7)} = 1.34 \quad (5.2)$$

где h – высота от ламп до рабочей поверхности, A – ширина, а B – длина.

При $i = 1.34$, коэффициенте отражения светлых стен 50% и светлого потолка 70%, коэффициент использования светового потока, согласно СНиП 23-05-95, равен $\eta = 0.48$. Коэффициент неравномерности освещения Z для люминесцентных ламп был принят $Z = 1$. Коэффициент запаса в случае офисных помещений составляет $K_z = 1.2$. Световой поток используемых люминесцентных ламп составляет 1100 лм. Фактическая освещенность:

$$E_{\phi} = \frac{80 \cdot 1100 \cdot 0.48}{12 \cdot 7 \cdot 1.2 \cdot 1.05} = 400 \text{ лк} \quad (5.3)$$

Так, фактическая освещенность находится в рамках нормы, для работ средней точности при условии отсутствия источников естественного освещения. Соответственно, рабочее место, используемое для выполнения работ, соответствует нормативным требованиям освещенности.

5.2.2 Соответствие нормам шума

Согласно ГОСТ 23337-2014 [11] место обучения определяется как место проведения аналитической деятельности. Допустимый эквивалентный уровень шума составляет не более 80 дБА, что соответствует разработанным современным требованиям. Предельными уровнями звука A , измеренными с временными коррекциями S и I , являются 110 дБА и 125 дБА соответственно. Пиковым скорректированным по C уровнем звука ($L_{pC \text{ peak}}$), дБС является 137 дБС.

Превышение допустимого уровня шума влечет за собой нарушение слуховых органов работника, а также перенапряжения, рассеянность, снижение концентрации. Основным источником шума в аудитории является охлаждающая система компьютеров, представленная вентиляторами. Шум

вентиляторов представляет собой белый шум, а его значение не выходит за рамки нормы.

5.2.3 Соответствие нормам микроклимата

В таблице 5.3 представлены оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в обслуживаемой зоне помещений жилых зданий и общежитий [14]. Для определения влажности и скорости движения воздуха необходимо специальное оборудование, ввиду его отсутствия определение параметров невозможно. Поддержание приемлемой температуры воздуха осуществляется за счет притока воздуха из вентиляционной системы и контролируется специальным пультом управления на входе в аудиторию.

5.2.4 Перенапряжение зрительного аппарата

Так как при работе с ЭВМ, компьютер проецирует результаты вычислений на дисплей монитора, фокусировка внимания на одном предмете в течение длительного времени ведет отрицательному влиянию на зрительную систему человека, которая может проявиться, например, в виде миопии.

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [33] при трудовой деятельности в течение 8 часов, суммарное время перерывов должно составлять от 50 до 90 минут. При выполнении магистерской диссертации было принято решение проводить 5 минутные перерывы каждые 30 минут с проведением зарядки для глаз. При работе в вечернее время, для уменьшения нагрузки на глаза монитор переводился в ночной режим.

Таблица 5.3 – Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в обслуживаемой зоне помещений жилых зданий и общежитий [14].

Период года	Наименование помещений	Температура воздуха, °C		Результирующая температура, °C		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая
Холодный	Жилая комната	20-22	18-24	19-20	17-23	45-30	60	0.15	0.2
	Жилая комната в	21-23	20-24	20-22	19-23	45-30	60	0.15	0.2
	Кухня	19-21	18-26	18-20	17-25	Не нормируется	Не нормируется	0.15	0.2
	Туалет	19-21	18-26	18-20	17-25	Не нормируется	Не нормируется	0.15	0.2
	Ванная	24-26	18-26	23-27	17-26	Не нормируется	Не нормируется	0.15	0.2
	Помещение для отдыха и учебных занятий	20..22	18-24	19-21	17-23	45-30	60	0.15	0.2
	Межквартирный коридор	18-20	16-22	17-19	15-21	45-30	60	Не нормируется	Не нормируется
	Вестибюль	16-18	14-20	15-17	13-19	Не нормируется	Не нормируется	Не нормируется	Не нормируется
	Кладовые	16-18	12-22	15-17	11-21	Не нормируется	Не нормируется	Не нормируется	Не нормируется
Теплый	Жилая комната	22-25	20-28	22-24	18-27	60-30	65	0.2	0.3

5.2.5 Перенапряжения в связи с умственной деятельностью

Влияние умственного напряжения, связанного с информационной перегрузкой, на психологическое здоровье человека описано в ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ [5].

Написание магистерской диссертации наиболее подходит под категорию творческих работ, сопровождаемых работой с вычислительной техникой. Для категории нагрузка за рабочую смену должна составлять не более 6 часов. В процессе деятельности предписаны перерывы каждые 1.5 – 2 часа, что согласуется с перерывами, осуществляемыми для снижения нагрузки на зрительную систему.

5.2.6 Перенапряжения в связи с монотонностью работы

В процессе работы за ЭВМ работник чаще всего находится в статическом положении в течение длительного времени. Согласно ГОСТ 12.2.032-78 [9] рабочее место должно быть настроено путем регулирования высоты стола и стула так, чтобы обеспечивать правильное положение тела. Положение монитора определяется положением головы и должно регулироваться при помощи подставок, удлинения ножек или применения кронштейнов. Для снятия статических нагрузок было принято решение во время перерывов проводить комплекс физических упражнений.

5.3 Электробезопасность

Электробезопасность установлена и регламентируется согласно ГОСТ 12.1.019-2017 [13]. Основными источниками поражения электрическим током в учебных аудиториях являются:

1. Поломка блока питания компьютера;
2. Нарушение целостности изоляции проводки.

Согласно предписаниям ГОСТ, для минимизации риска поражения током рабочее место необходимо содержать в чистоте и порядке, а перед

работой на ЭВМ необходимо проверить целостность проводов и техники в целом.

Так, как вода проводит электрический ток и может вызвать короткое замыкание не допускается пронос еды и напитков за рабочее место. Портативные блоки питания должны быть осмотрены до подключения в сеть, не допускается использование оборудования, если оно имело механическое повреждение во время транспортировки.

При возникновении риска поражения тока в первую очередь необходимо обесточить источник электрического тока. В экстренных случаях необходим обесточить не только рабочий компьютер, но и учебную аудиторию в целом.

Состояние рабочей системы соответствует стандартам безопасности и может быть использовано для проведения трудовой деятельности.

5.4 Экологическая безопасность

Общие положения экологической безопасности прописаны в ГОСТ Р 14.01-2005 [14]. Проводимая работа практически не оказывает влияния на окружающую среду.

Для минимизации влияния на окружающую среду во время написания магистерской диссертации использовался персональный компьютер вместо листов бумаги.

Основной вред окружающей среде был нанесен за счет нагревания комплектующих ЭВМ. Общее потребление вычислительной системы составляло в пике порядка 184 Вт/ч при проведении расчетов, что является достаточно небольшим значением.

5.5 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

К природным чрезвычайным ситуациям (ЧС) Томской области можно отнести: наводнения, ураганы, бури, смерчи, инфекционная заболеваемость

сельскохозяйственных животных. К техногенным ЧС можно отнести: внезапные обрушения зданий, пожары, взрывы, аварии систем электроэнергетики, аварии на нефтегазовом промысле.

Наиболее вероятный вид ЧС при работе с ЭВМ – пожар. Согласно ГОСТ 12.1.004-91 установлены основные правила контроля и поддержания противопожарной системы для мест нахождения человека [10].

Основными источниками пожара в аудитории являются:

1. Персональные компьютеры;
2. Проводка;
3. Нагревательные элементы вентиляционной системы.

Для предотвращения риска возникновения пожара необходимо выполнять предписания, описанные в предыдущей главе. В случае непредвиденной ситуации и возникновении пожара необходимо без паники покинуть учебное заведение согласно плану, приведенному на Рисунке 5.2.

Аудитория оборудована противопожарной системой и обеспечена огнетушителем. Пожарные рукава в коридорах проверены и апробированы. Условия соответствуют установленным нормам и обеспечивают достаточную степень безопасности студентам и работникам.



Рисунок 5.2 – План эвакуации при пожаре (Брянский С.Н., 2012)

5.6 Выводы по главе

В разделе выпускной квалификационной работы социальная ответственность были рассмотрены основные социальные, экологические и правовые вопросы на этапе разработки гидродинамической модели объекта исследования выпускной квалификационной работы.

В части правовых аспектов организации рабочего пространства было выявлено несоответствие рабочего стула требованиям согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [33] и ГОСТ 12.2.032-78 [9].

В части производственной безопасности были выявлены основные вредные и опасные факторы работы, а также методы их снижения. Произведен расчет освещенности аудитории, показавший достаточность фактической освещенности для проведения работ средней точности.

В части экологической и электробезопасности выявлены основные факторы опасности и предложены мероприятия для снижения риска их возникновения.

В части безопасности в случае возникновения ЧС приведены основные источники ЧС, а также предложен план действия в случае его возникновения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации проанализированы и уточнены параметры разработки карбонатного коллектора, а также составлены рекомендации по работе с карбонатными коллекторами нефтегазоконденсатного месторождения на территории Нюрольской впадины с использованием уточненной гидродинамической модели.

В процессе исследования выполнен ряд задач:

1. Проанализированы литературные источники на тему моделирования карбонатных коллекторов;
2. Построены упрощенная складчато-слоистая геологическая и гидродинамическая модели пласта;
3. Садаптирована гидродинамическая модель и проанализированы результаты моделирования;
4. Подобраны оптимальные режимы работы скважин;
5. Рассмотрена возможность бурения дополнительных скважин.

Также, выявлена экономическая эффективность при внедрении на месторождении новых эксплуатационных скважин с целью увеличения коэффициента извлечения нефти.

Таким образом, уточнены параметры разработки нефтегазоконденсатного месторождения Х. Согласно цели магистерской диссертации, разработаны рекомендации по работе с карбонатным коллектором:

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бобренёва Ю. О. Математическое моделирование массопереноса в коллекторах трещиновато-порового типа.
2. Габнасыров А. В. Моделирование карбонатных коллекторов смешанного типа по геолого-геофизическим данным (на примере нефтяных месторождений Соликамской депрессии) : дис. – Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2012.
3. Главнова Е. Н. Особенности геологического строения и разработки Арчинского месторождения / Е.Н. Главнова, Е.А. Жуковская, Д.Н. Дмитрук и др. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2;
4. ГОСТ Р 58698-2019 «ЗАЩИТА ОТ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ. Общие положения для электроустановок и электрооборудования» // Национальный стандарт российской федерации от 01.06.2020 г. – 44 с.
5. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» // Росстандарт от 09.06.2016 г. №602-ст. – С. 6 – 12.
6. ГОСТ Р 55710-2013 «ОСВЕЩЕНИЕ РАБОЧИХ МЕСТ ВНУТРИ ЗДАНИЙ» // Национальные стандарты от 01.07.2014 г. – 23 с.
7. ГОСТ 30494-2011 «Параметры микроклимата в помещениях» // от 01.01.2013 г. – 15 с.
8. ГОСТ 12.1.044-2018 «ПОЖАРОВЗРЫВООПАСНОСТЬ ВЕЩЕСТВ И МАТЕРИАЛОВ. Номенклатура показателей и методы их определения» // Межгосударственный стандарт от 01.05.2019 г. – 206 с.
9. ГОСТ 12.2.032-78 «РАБОЧЕЕ МЕСТО ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ СИДЯ Общие эргономические требования» // Система стандартов безопасности труда от 01.01.1979 г. – 9 с.
10. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ» // Межгосударственный стандарт от 01.07.1992 г. – 68 с.

11. ГОСТ 23337-2014 «Шум. Методы измерения шума на селитебной территории и в помещениях жилых и общественных зданий» // Росстандарт от 01.07.2015 г. – 24 с.

12. ГОСТ Р 50571.3-94 «ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ НИЗКОВОЛЬТНЫЕ. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током» // Государственный стандарт Российской федерации от 01.01.2011 г. – 28 с.

13. ГОСТ 12.1.019-2017 «Система стандартов безопасности труда. ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ. Общие требования и номенклатура видов защиты» // Государственный стандарт Российской федерации от 30.11.2017 г. – 28 с.

14. ГОСТ Р 14.01-2005 «Экологический менеджмент. Общие положения и объекты регулирования» // Национальный стандарт Российской федерации от 30.12.2005 г. – 23 с.

15. Дуркин С. М., Морозюк О. А., Рузин Л. М. Особенности моделирования трещиновато-пористых коллекторов // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов. – 2015. – С. 64-70.

16. Егорова Ю. Л. и др. Использование геологического и гидродинамического моделирования для изучения пространственного ориентирования трещин в карбонатных коллекторах на основе трассерных методов исследования // Нефтяная провинция. – 2019. – №. 1. – С. 116-125.

17. Жогло В. Г. и др. Об адаптации геолого-гидродинамических моделей и использовании результатов моделирования для управления разработкой месторождений Беларуси // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №. 9. – С. 78-81.

18. Иконникова Л. Н. Изучение динамики коэффициента продуктивности добывающих скважин в карбонатных коллекторах // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – №. 2. – С. 49-54;

19. Истрафилов М. Я., Морозкин Н. Н. Решение задачи фильтрации в трещиноватом пласте с использованием модели Уоррена-Рута //Вестник Башкирского университета. – 2017. – Т. 22. – №. 1. – С. 15-19.
20. Конторович А. Э., Сурков В.С. (ред.). Западная Сибирь (том 2) / Геология и полезные ископаемые России, в 6 томах. СПб: Изд. ВСЕГЕИ, 2000;
21. Конторович В. А., Калинина Л. М. Условия формирования и модель геологического строения келловей-оксфордских отложений в зоне замещения морских отложений континентальными (на примере Чузиковско-Чижайской зоны нефтегазонакопления) //Геология нефти и газа. – 2006. – №. 5. – С. 2-3;
22. Кочнев А. А., Козырев Н. Д., Кривошеков С. Н. Оценка влияния неопределенности параметров трещин на динамику технологических показателей разработки турнейско-фаменской залежи нефти месторождения им. Сухарева //Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 1026-1037.
23. Макаренко С.М., Савина Н. И. Новые материалы по стратиграфии девона центральной части Нюрольской впадины (Томская область) // Региональная стратиграфия позднего докембрия и палеозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 2013. – С. Материалы всероссийской научной конференции Верхний палеозой России: стратиграфия и палеонтология. – Казань, 2007. С. 124 – 132.
24. Малхасян К.А. и др. Реконструкция истории тектонического развития Нюрольской впадины на основе sandbox-экспериментов //Известия Уральского государственного горного университета. – 2022. – №. 2 (66). – С. 59-70;
25. Мандельброт Б. Фрактальная геометрия природы / Ин-т компьютерных исследований. М., 2002. 654 с.
26. Мартюшев Д. А. Исследование влияния трещиноватости на особенности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах: дис. – Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2018.

27. Патент №2507547 Российская Федерация, МПК G01V 11/00 (2006.01). Способ поиска залежей нефти в породах фундамента: №2011109513/28: заявл. 14.03.2011: опубл. 20.09.2012 / Сахипов Д. М, Сахипов Э. М.; заявитель Сахипов Д.М. Бюл. № 26;

28. Петухов А. В. и др. Особенности гидродинамического моделирования залежей в трещиноватых карбонатных коллекторах Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления //Записки Горного института. – 2013. – Т. 200. – С. 242-248.

29. Повжик П. П., Кадол С. Н. Прогноз продуктивности межсолевых и подсолевых карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Припятского прогиба с целью применения эффективной технологии бурения и освоения скважин //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – №. 3. – С. 47-51;

30. Разработка математической модели сложнопостроенных коллекторов, содержащих нетрадиционные ресурсы нефти и газа / А.В.Петухов, И.В.Шелепов, А.А.Петухов, А.И. Куклин // Газовая промышленность. 2012. № 676 (спецвыпуск). С.64 – 70.

31. Райсс, Л. Основы разработки трещиноватых коллекторов / Л.Райсс. - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 118 с.

32. СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. «Физические факторы производственной среды Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» // Санитарные правила и нормы, Москва, 1997. – 20 с.

33. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» // Санитарные правила и нормативы, Москва, 2003. – 41 с.

34. Степенной закон и принцип самоподобия при изучении трещиноватых нефтегазоносных коллекторов и гидродинамическом моделировании процесса разработки / А.В. Петухов, И.В. Шелепов, А.А.

Петухов, А.И. Куклин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т.7. № 2. http://www.ngtp.ru/rub/3/33_2012.pdf –С. 1 – 20;

35. Трофимук А. А., Вышемирский В. С., Запивалов Н. П. Перспективы нефтегазоносности палеозоя юга Западно-Сибирской плиты //Геология и разведка. – 1972. – №. 7. – С. 3-13;

36. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 2 (ред. От 19.12.2019) «Трудовые отношения, стороны трудовых отношений, основания возникновения трудовых отношений» [Электронный источник] / https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/33f9fc26b19fb78a172f7c71473ce5f8ca91138a/

37. Харахинов В. В. и др. Новые подходы к изучению нефтегазового потенциала доюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазовой провинции //Геология нефти и газа. – 2015. – №. 6. – С. 63-77;

38. Хисамутдинова А. И. и др. Строение и прогноз коллекторов доюрского комплекса на одном из участков Елизаровского прогиба Фроловской мегавпадины по данным сейсморазведки 3d в условиях отсутствия скважинной информации //Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – №. 4. – С. 38;

39. Черепанов С. С., Чумаков Г. Н., Галкин С. В. Возможности учета трещиноватости коллекторов при геолого-гидродинамическом моделировании разработки залежей с заводнением пластов //Нефтепромысловое дело. – 2016. – №. 8. – С. 5-8.

40. Черницкий, А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в карбонатных трещиноватых коллекторах / А.В. Черницкий. - Москва: ОАО «РМНТК"Нефтеотдача», 2002. – 254 с.

41. Шевко Н.А. Численное моделирование залежей с высокопроводящими разломами //Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. – 2020. – С. 76-87.

42. Щипанов А. А. Модификация относительных газовых проницаемостей как один из подходов к учету трещиноватости коллекторов при гидродинамическом моделировании //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – №. 8. – С. 60-66.
43. AI-Ghamdi, A. Pressure transient analysis of dually fractured reservoirs / A.AI-Ghamdi, I.Ershaghi // SPE J. -1996. - Vol. 1(01). – P. 93-100.
44. Alizadeh M. et al. How to calculate the bedding dip and strike in oil and gas reservoirs using image logs //Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences. – 2015. – Т. 8. – №. 1. – P. 20-42.
45. Belozerov V. B., Garcia A. S. Prospects of searching for oil reservoirs in the Devonian deposits of the south-eastern part of the Western Siberian plate //Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2018. – Т. 329. – №. 6. – P. 128-139;
46. DeSwaan, A.O. Analytic solutions for determining naturally fractured reservoir properties by well testing / A.O.DeSwaan // SPE J. - 1976. - Vol. 16(03). – P. 117 – 122.
47. Hinkley R. et al. Multi-porosity simulation of unconventional reservoirs //SPE Unconventional Resources Conference Canada. – OnePetro, 2013.
48. Kazemi, H. The interpretation of interference tests in naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution / H.Kazemi, M.S.Seth, G.V.Thomas // SPE J. - 1969. – Vol. 9.(04). – P. 463 – 471.
49. Khoshbakht F., Memarian H., Mohammadnia M. Comparison of Asmari, Pabdeh and Gurpi formation's fractures, derived from image log //Journal of Petroleum science and Engineering. – 2009. – Т. 67. – №. 1-2. – P. 65 – 74.
50. Nabiei M. et al. Analysis of fractures in the Dalan and Kangan carbonate reservoirs using FMI logs: Sefid-Zakhrur gas field in the Fars Province, Iran //Carbonates and Evaporites. – 2021. – Т. 36. – №. 2. – P. 28.
51. Nelson E.B., Guillot D. Well cementing. 2nd ed. Schlumberger; 2006. 773 p.

52. Nelson, N .A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs / .A.Nelson. – Woburn: Butterworth-Heinemann, 2001. – 332 p.
53. Pollard, P. Evaluation of acid treatments from pressure build-up analysis / P. Pollard // Trans.AIME. - 1959. - Vol. 216(01). – P. 38 – 43
54. Russell S. D. et al. Rock types and permeability prediction from dipmeter and image logs: Shuaiba reservoir (Aptian), Abu Dhabi //AAPG bulletin. – 2002. – T. 86. – №. 10. – P. 1709 – 1732;
55. Shafieezadeh M., Ziaee M., Tokhmechi B. A New Approach towards Precise Planar Feature Characterization Using Image Analysis of FMI Image: Case Study of Gachsaran Oil Field Well No. 245, South West of Iran //Journal of Petroleum Science and Technology. – 2015. – T. 5. – №. 2. – P. 51 – 58.
56. Straughan B. Mathematical aspects of multi-porosity continua. – Springer International Publishing, 2017.
57. Van Golf-Racht, T.D. Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering / T.D.Van Golf-Racht. - Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1982. – 608 p.
58. Warren, J.E. The behaviour of naturally fractured reservoirs / J.E.Warren, P.J.Root // SPE J. - 1963. - Vol. 3(03). – P. 245 – 255.
59. Yan B. et al. General Multi-Porosity simulation for fractured reservoir modeling //Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – T. 33. – P. 777-791.
60. Zhu J., Currens J. C., Dinger J. S. Challenges of using electrical resistivity method to locate karst conduits—a field case in the Inner Bluegrass Region, Kentucky //Journal of Applied Geophysics. – 2011. – T. 75. – №. 3. – P. 523-530;

Фондовая

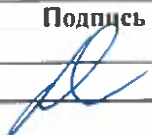
1ф. Информационный отчёт «Сбор, анализ, обработка и интерпретация сейсмических и скважинных данных с целью оценки перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса на территории Томской области», по блоку «Обработка и интерпретация», первый квартал 2021 года, этап №8 календарного плана теме «Обработка данных СРР 3Д, кинематическая и динамическая интерпретация на обработанном участке 600 кв.км-2этап» отчет по договору № ВСТ-18/10111/375/Р с ООО «Газпромнефть – Восток» от 04 сентября 2018г. 140с.

Introduction to the problem of modeling carbonate reservoirs

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Шадрин Андрей Сергеевич		25.05.23

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	Ph.D.		25.05.23

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Л.М.	к.ф.н.		25.05.23

1 INTRODUCTION TO THE PROBLEM OF MODELING CARBONATE RESERVOIRS

Carbonate reservoirs are difficult to evaluate for their filtration capacity, modeling and development planning due to their complex pore space structure and heterogeneous permeability distribution. However, as more than 42% of the world's oil reserves are found in this type of reservoir, many scientists are developing methods for studying and modeling it.

The key problem of rocks of complex geological structure is the uncertainty of the forecast of oil production at the stage of field development.

To solve the problem, it is necessary to choose the right research package, choose a suitable mathematical model and correctly set all the initial data to the hydrodynamic simulator.

Since the main purpose of the master's thesis is to clarify the parameters of the development of a carbonate reservoir by hydrodynamic modeling, the main purpose of the literature review is to most fully describe the parameters of a fractured reservoir that affect the filtration characteristics of the reservoir, as well as methods for taking them into account in the construction of a hydrodynamic model of the reservoir.

1.1 Required Research

When constructing geological models of reservoirs with a mixed type of void space (pores, cavities, fractures), in most cases, the void space is not divided, and local increases are not taken into account when distributing permeability.

The importance of the separation of the pore space is emphasized in the article, since more than 80% of the balance oil reserves are located in pores and cavities, and 90% of fluid filtration occurs through a system of fractures. To differentiate voids, the author identified fractured and cavernous layers. For a quantitative description of the isolated layers, their thicknesses were calculated, the coefficients of coverage by fracturing and cavernosity were determined. The result of the work done was a geological model showing that 11% of the balance oil

reserves are located in a fractured system. The constructed parametric model makes it possible to more accurately perform hydrodynamic modeling using dual media (double porosity, double permeability).

However, it is often necessary to use the results of additional studies for a more correct separation of the pore space. Fractured intervals are characterized by a variety of parameters, such as the orientation of fractures, their conductivity, "cemented", critical tension, and so on. All these parameters are often impossible to obtain with a standard set of studies characteristic of terrigenous reservoirs.

A group of scientists used the results of interference tests with hydrodynamic modeling and data analysis to determine how the orientation of the fractures can affect flows

Researchers have shown that fractures in carbonate reservoirs are usually oriented in certain directions, which have a direct impact on the flow directions of liquids and gases. The results obtained can be useful in the development and planning of oil and gas fields, as well as drilling wells.

One of the main devices that allow you to work with fractured collectors is a borehole microimager. The principle of its operation is based on changes in acoustic properties and electrical resistance in fractures. The result of the study is an "image" of electrical resistance, the change of which is displayed in different colors. According to the data obtained from the sensor, in the process of interpretation, researchers distinguish various characteristics of the carbonate reservoir: the boundaries of the layers, azimuths and angles of incidence of fractures.

However, due to the complexity of the internal structure of the pore space of fractured-pore reservoirs, the problem arises of the constant insufficiency of the volume of studies conducted to fully describe the reservoir rock. This is due to the problem of self-similar fractal objects. This problem was studied by Benoit Mandelbrot, who proved the impossibility of accurately measuring the length of the coast of Great Britain, since any reduction in scale to increase the accuracy of measurement leads to the fact that in this complex nonlinear system there are always inhomogeneities of a smaller scale.

One of the methods of solving the problem is the construction of a phenomenological model of fractured reservoirs, which allows taking into account all the features of the geological structure of the formation. The main parameters of the phenomenological model are the sizes of the blocks into which the formation is divided by fractures of different hierarchical levels, as well as their permeability ratios. The authors found out that the ratio of linear sizes of different-scale blocks formed during the cracking of carbonate rocks during the discharge of tectonic stresses asymptotically tends to the value of 1.618. In addition, the ratio of permeability of different hierarchical levels is 1.618. The result of the work done was the dependence of the accumulated oil production of wells located at different distances from systems of different-scale fractures.

1.2 Mathematical methods for modeling fractured reservoirs

Carbonate reservoirs at the stage of diagenesis are most prone to cracking, leaching and recrystallization, forming a complex system of pores, fractures and caverns. To one degree or another, all carbonate rocks are subject to the processes described above and can serve as reservoirs of oil and gas. However, there are also such carbonate reservoirs that have high intergranular porosity and interpore permeability. In this case, the methodology of studying and mathematically describing mass transfer processes is not much different from the description of terrigenous reservoirs.

The fractured layer has discrete properties in space. As described above, the matrix in carbonate rocks has high capacitance properties, and the crack system has high filtration properties.

There are many approaches to calculating the characteristics of the flow of liquids in conditions of sharp inhomogeneity of the collector. The main ones will be discussed below:

1. The Warren-Root Model;
2. The DeSwaan model.
3. Ode Model;
4. The Kazemi model;

5. Pollard 's Model;

The Warren-Root flow model describes a carbonate reservoir by parallelepipeds with high capacitance properties and low filtration properties, which are separated by a network of fractures with high permeability (Figure 1.1). Fluid movement is possible only from the matrix into the fractures and then only through the fractures system. The Warren-Root model is the basis of the double porosity model.

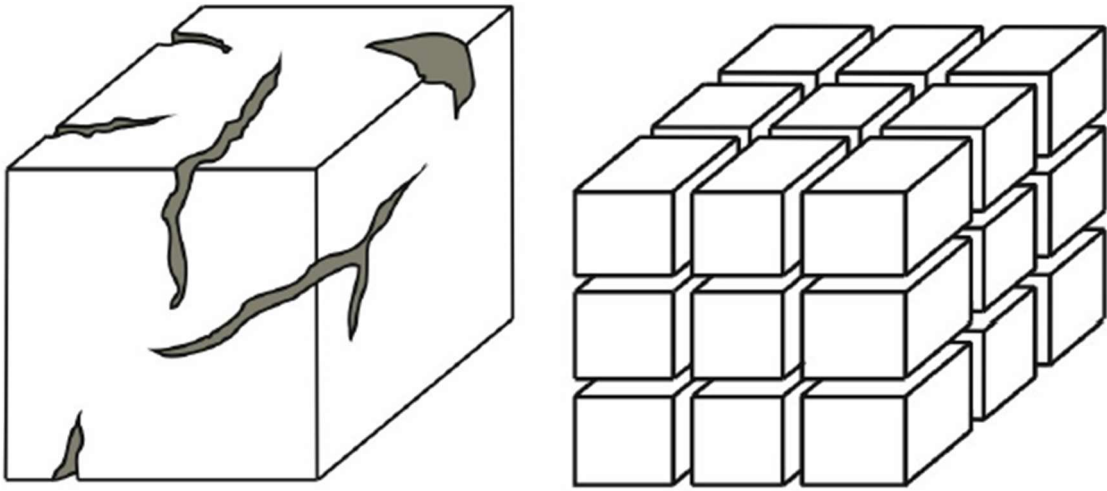


Figure 1.1 – Idealized representation of a fractured formation

Warren-Root equations (1.1):

$$\begin{aligned} \varphi_m c_m \frac{\partial P_m}{\partial t} + \alpha \frac{k_m}{\mu} (P_m - P_f) &= 0 \\ \varphi_f c_f \frac{\partial P_f}{\partial t} - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k_f}{\mu} r \frac{\partial P_f}{\partial r} \right) - \alpha \frac{k_m}{\mu} (P_m - P_f) &= 0 \end{aligned} \quad (1.1)$$

Initial and boundary conditions: (1.2):

$$\begin{aligned} t = 0, P_m(r, 0) = P_f(r, 0) &= P_0, \\ r = r_w, q = -2\pi r_w \frac{k_f}{\mu} \frac{\partial P_f}{\partial r}, \text{ when } t > 0, \end{aligned} \quad (1.2)$$

$$r = r_{\infty} \quad P_m = P_f = 0 \text{ when } t > 0.$$

Where

ϕ_m, ϕ_f – porosity of matrix and fractures;

c_m, c_f – compressibility of matrix and fractures;

P_m, P_f – pressure in the matrix and fractures;

k_m, k_f – permeability of matrix and fractures;

α – dimensionless coefficient;

μ – the viscosity of the fluid;

r – the radius.

In the de Swaan model, the carbonate reservoir matrix is represented by spherical blocks that fit in space, and fractures are voids between fractures. The most appropriate is to use the de Swaan model to describe an unsteady fluid flow.

In his model, Ode assumes that after the transition from a non-stationary flow regime to a stationary one, the fractured layer behaves as homogeneous, i.e. the accommodating capacity of the matrix and fractures is similar. Therefore, the Ode model is considered as a model of an ordinary reservoir.

In the Kazemi model, the carbonate reservoir is represented by alternating layers of matrix and fractures (Figure 1.2). In the process of numerical integration, the model produces results that coincide with the Warren-Root model, provided that the fractures in the formation are uniformly distributed, as well as the high capacitance properties of the matrix, which ensures a high intensity of fluid inflow from the matrix into the fractures.

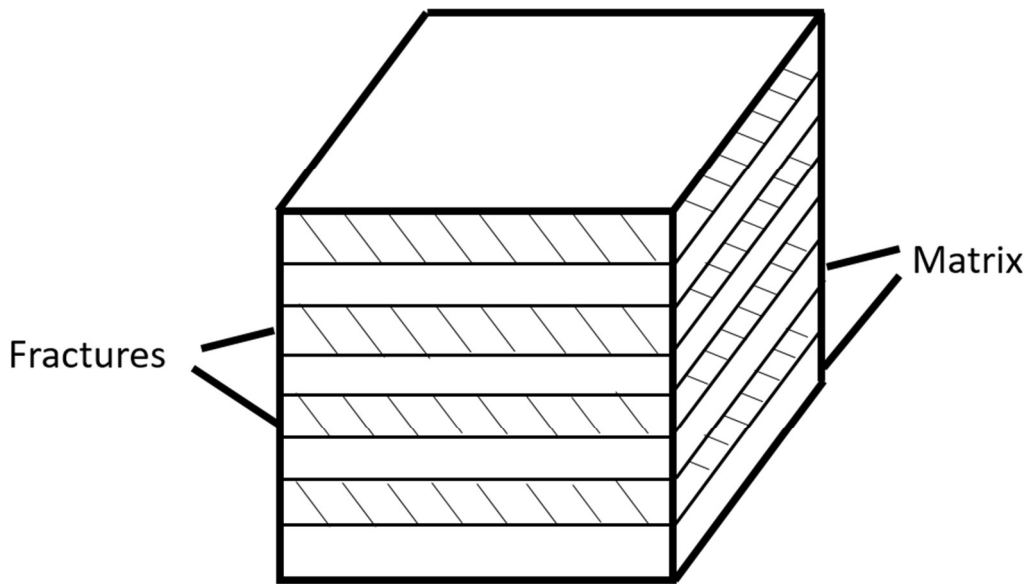


Figure 1.2 – Kazemi Model

In the Pollard model, the pressure change is calculated as a result of the interaction of three regions that are developed in a fractured formation. The first area is formed by a system of fractures around the well, the second is the entire fractured formation system away from the well, and the third is the matrix that feeds the fractures. Palrad's model considers the pressure drop consistently in all areas. The initial fall is associated with natural fracturing around the well, then with fracturing throughout the formation and, eventually, a fall in the rock matrix. The model does not take into account the radial flow of the fluid, but reduces the problem to a simple expansion, which often leads to significant errors.

1.3 Methods of hydrodynamic modeling of carbonate reservoirs

Solving complex differential equations of hydrodynamics analytically is often impossible or impractical. Numerical methods implemented in hydrodynamic simulators are used in practice to determine fluid filtration.

Single porosity model

The single porosity model is a classic one for modeling terrigenous reservoirs, but it is also often used in modeling carbonates due to its simplicity and clarity for the engineer.

In the single porosity model, a reservoir is a set of cells with one type of void space, characterized by porosity and permeability. Filtering in this case occurs along the edges between two adjacent cells.

However, the model of a single medium often does not take into account the features characteristic of fractured reservoirs:

- Rapid subsidence of pore pressure;
- Interference of wells not confined to highly permeable interlayers;
- Active pressure reduction in fault areas with high amplitude

Dual porosity models

In a tank with double porosity, fluids are located in two interconnected systems: matrix (which makes up most of the volume of the tank) and fracture (having high permeability) (Figure 1.3). When modeling double porosity, fluid flow is possible only through a network of fractures, and when modeling double permeability, phase flows between neighboring rock cells (matrix–matrix, crack–matrix, crack–crack) are possible (Figure 1.4).

To model these systems, each block of the geometric grid corresponds to two cells representing the volume of rock and fault for this block. The sigma factor is used to set the crack density. The sigma factor is related to the distances between fractures (rock block sizes) as follows:

$$\sigma = 4 \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot l_x} + \frac{1}{2 \cdot l_y} + \frac{1}{2 \cdot l_z} \right) \quad (1.3)$$

where l_x , l_y and l_z are the distances between fractures (the sizes of rock blocks) in the X, Y and Z directions.

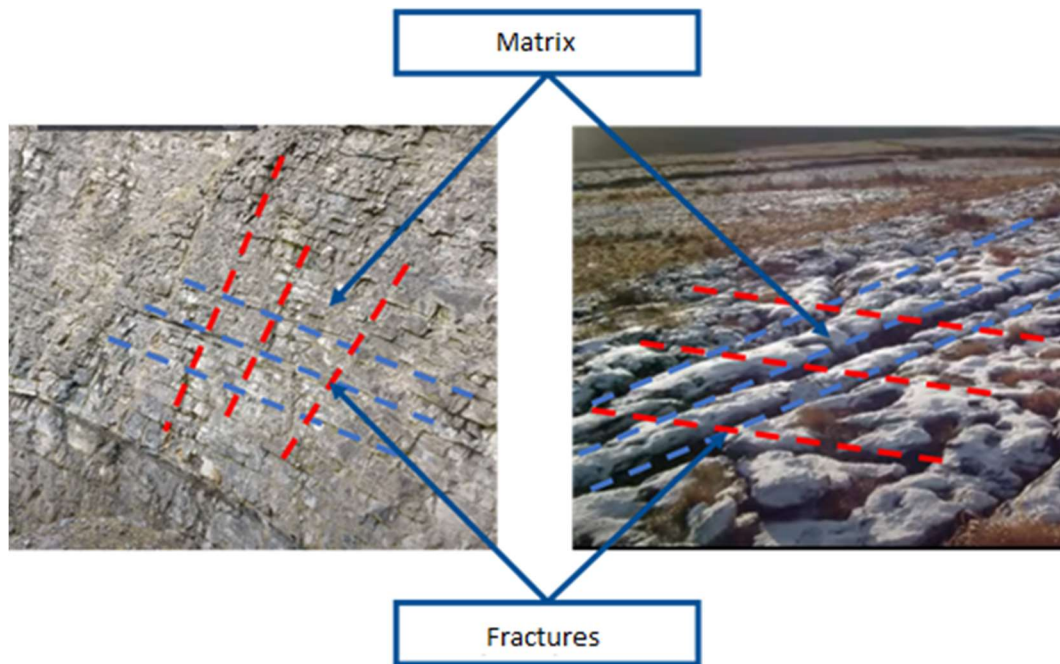


Рисунок 1.3 – Example of fractured rocks

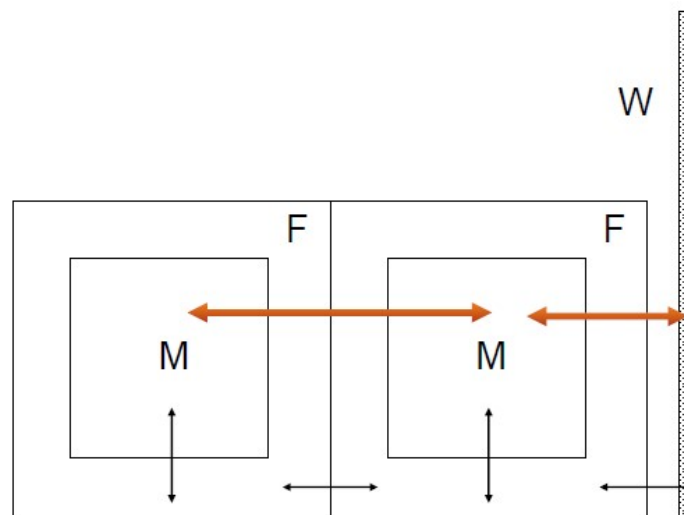


Figure 1.4 – Interaction of matrix and crack in the double permeability model

Multi porosity models

Since in carbonate reservoirs, in addition to pores in the matrix and the crack system, there are also cavities unevenly distributed in the formation, there is a need to model additional media. In addition, in fractured formations, the filtration parameters and the effects controlling them also vary depending on the scale of the fractures. At the moment, scientists are trying to describe the processes of mass transfer by models of multiple media.

In the models of dual media, fluid filtration processes are modeled both inside fractures, cavities and pores, and the flow processes between them. As a result, there is a variability of models of multiple media, which can be reflected by a different ratio of the number of media and the number of possible flows (for example, a model of quadruple porosity with double permeability).

Figure 1.5 shows a possible visualization of intra- and inter-pore flows in the model. It can be seen from the figure that the fluid in the media P1 and P2 can flow both in the intrapore space and in the interpore space. From the morphological point of view, these media can be represented by systems of macro and micro-fracturing, providing the main processes of fluid flow in fractured reservoirs. On the other hand, media P3 and P4 act as "feeding" systems in which fluid can flow only from one medium to another. Such systems usually have high capacitance and low filtration properties, and represent pores in the matrix and cavities.

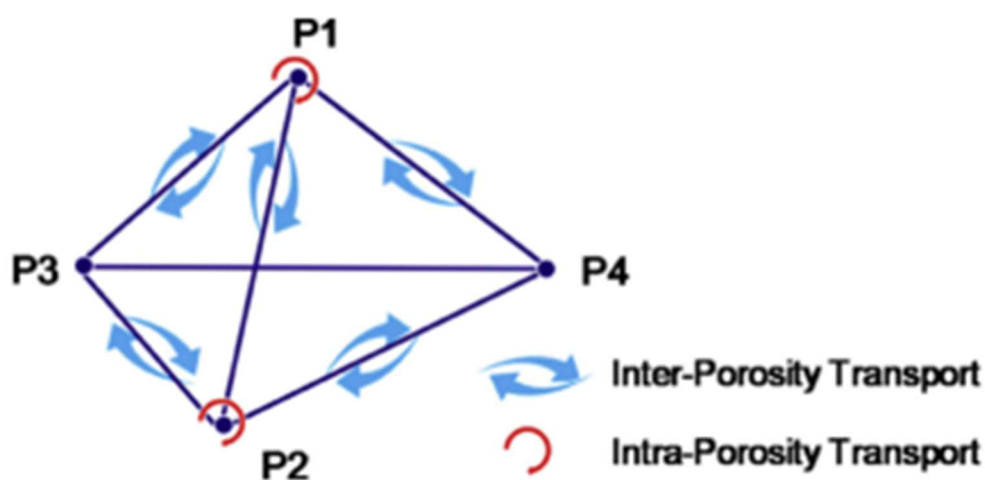


Рисунок 1.5 – Visualization of flow processes in pore media

However, today, multiple media systems are just beginning to be introduced into hydrodynamic simulators. Since the mathematical equations are difficult to model fluid flow, the calculation time takes a huge amount of time. Since the results of modeling systems of multiple media show similar results with models of double

porosity and permeability, they still have not found wide distribution among the oil community.

1.4 Adaptation of hydrodynamic reservoir models

Since the exact distribution of properties in the reservoir is not known, and they also do not have sufficient mathematical apparatus to describe all the processes occurring in it, they use simplified models describing deep processes with some assumptions. The main task of the hydrodynamic model is to build a reservoir model that reflects well the events that occurred earlier, and also has a high predictive ability. The process of adjusting the model to historical data is called hydrodynamic model adaptation.

To adapt the model, either the least known parameters (petrophysical parameters, properties obtained from seismic attributes, etc.) or the assumed properties (parameters of the contour region, relative phase permeability, fluid contacts, properties of cells in the inter-well space, etc.) are usually varied. Next, the adaptation parameters most applicable to fractured reservoirs will be considered.

Modification of the PRP

When modeling reservoir with a single porosity, one set of relative phase permeabilities, often characteristic of the matrix, is fed to the input to the model. To account for fracturing and the most correct description of fluid flow processes in the formation, it is possible to modify the PRP by absolute permeability and porosity. Based on the sum of the fluid flow equations in a system with double voidness and the assumption of the equality of pressure in the matrix and fractures, as well as the equations for setting the PRP (1.4 and 1.5), it is possible to obtain weighted average coefficients approximation coefficients a and b (1.6):

$$\nabla[\lambda_l^1(\nabla p - \gamma_l^1 \nabla h) + \lambda_l^2(\nabla p - \gamma_l^2 \nabla h)] = \frac{\delta}{\delta t} \left[m^1 \frac{S_l^1}{B_l^1} + m^2 \frac{S_l^2}{B_l^2} \right] + f_l^1 + f_l^2 \quad (1.4)$$

$$F_l = a_l \left(\frac{S_l - S_l^{res}}{1 - \sum_l S_l^{res}} \right)^{b_l} \quad (1.5)$$

Where $\lambda_l = k(\frac{F_l}{\mu_l B_l})$;

$\gamma_l = -\rho_l g / B_l$;

$k(X, p)$ is the absolute permeability of the collector;

$F_l(S_l)$ – relative phase permeability;

μ_l – dynamic viscosity;

B_l – volume coefficient;

g – the gravitational constant;

h – the depth of the formation;

m – porosity;

f – inflow (outflow) of the phase;

p – the pressure in the phase;

S_l – saturation of the pore volume by phase

a_l and b_l are the approximation coefficients of the PRP

$$\overline{a_o} = \frac{\frac{k^1}{m^1} a_o^2 + \frac{k^2}{m^2} a_o^1}{\frac{k^1}{m^1} + \frac{k^2}{m^2}} \quad \overline{a_w} = \frac{\frac{k^1}{m^1} a_w^2 + \frac{k^2}{m^2} a_w^1}{\frac{k^1}{m^1} + \frac{k^2}{m^2}} \quad (1.6)$$

This method of modification of PRP allows to take into account fracturing when modeling a formation with a single porosity.

Fracturing parameters of the collector

Oil and gas reservoirs, being at great depths, are under constant stresses (horizontal and vertical). While the pore space is provided by the voids between the rock granules, the fractures are mainly supported by the fluid saturated with them and the pressure providing it. In this regard, during fluid extraction, the reservoir pressure decreases, and fractures begin to "collapse".

When creating a model of a dual medium, it is the fracture deformation parameter that remains one of the most uncertain. In laboratory studies, the

deformation parameter is difficult to obtain, so in practice empirical dependencies are often used to calculate it.

To adapt the model taking into account the deformation parameter of fracturing, the dependences of permeability on pressure are used. Figure 1.6 shows an example of a graph of accumulated production depending on the variation of fracture permeability at different pressures.

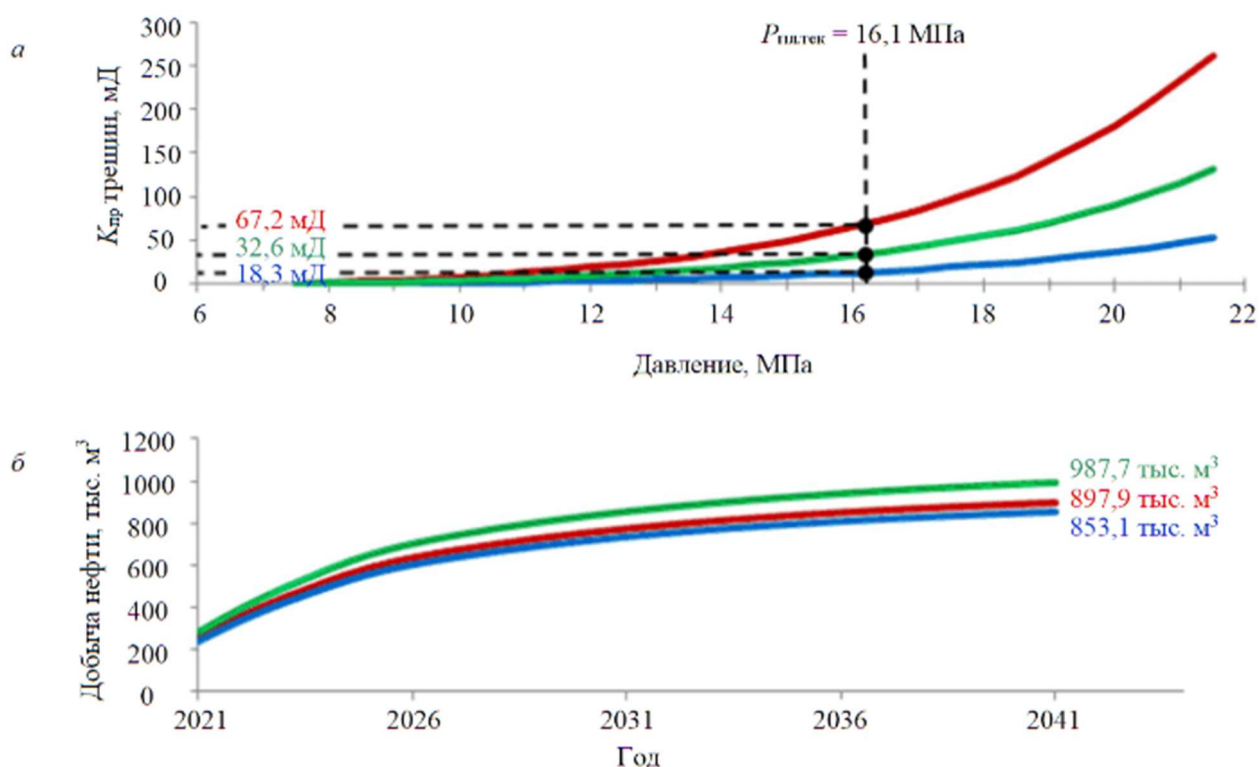


Рисунок 1.6 – Graph of the dependence of accumulated oil production on the permeability of fractures

Geological aspects of adaptation

Fractured reservoirs are characterized by an extensive geological structure with various inclusions of minerals, which in turn significantly affects the filtration parameters of the reservoir.

For example, a group of scientists from Belarus tried to adapt the model by changing the volume of the contour zone, compressibility of water and changes in permeability. However, numerous attempts have not yielded satisfactory results. It was possible to obtain a qualitative adaptation of the model with an increase in

permeability in seventy fractured zones of water front movement. The increase in permeability in the zones of water movement is due to the dissolution of halite in the matrix of the rock.

1.5 Chapter Conclusions

Fractured reservoirs are difficult to study, as they require additional research and involve large uncertainties. However, scientists all over the world are working in an attempt to describe their structure in the most qualitative way.

To determine the parameters of the development of carbonate reservoirs, first of all, it is necessary to provide a sufficient set of studies that allows us to qualitatively and quantitatively assess the fracture parameters. The most suitable for this are tracer hydrodynamic studies of wells, which allow to determine the orientation of fractures and, accordingly, the anisotropy of permeability, as well as borehole microimagers, which allow to quantify the angles of incidence and stretching of fractures.

For the mathematical description of fractured reservoirs, scientists have developed many mathematical models that, in various cases, most correctly describe the processes of fluid movement through a system of fractures.

Mathematical models were integrated into mathematical simulators, which made it possible to create hydrodynamic models of reservoirs with different types of void space. The most suitable model for solving research problems is the double permeability model.

LIST OF REFERENCES

1. Van Golf-Racht, T.D. Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering / T.D.Van Golf-Racht. - Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1982. - 608 p.
2. Warren, J.E. The behaviour of naturally fractured reservoirs / J.E.Warren, P.J.Root // SPE J. - 1963. - Vol. 3(03). - P. 245-255.
3. DeSwaan, A.O. Analytic solutions for determining naturally fractured reservoir properties by well testing / A.O.DeSwaan // SPE J. - 1976. - Vol. 16(03). - P. 117-122.
4. Pollard, P. Evaluation of acid treatments from pressure build-up analysis / P. Pollard // Trans.AIME. - 1959. - Vol. 216(01). - P. 38-43
5. Nabiei M. et al. Analysis of fractures in the Dalan and Kangan carbonate reservoirs using FMI logs: Sefid-Zakhur gas field in the Fars Province, Iran //Carbonates and Evaporites. – 2021. – T. 36. – №. 2. – C. 28.
6. Shafiezadeh M., Ziaee M., Tokhmechi B. A New Approach towards Precise Planar Feature Characterization Using Image Analysis of FMI Image: Case Study of Gachsaran Oil Field Well No. 245, South West of Iran //Journal of Petroleum Science and Technology. – 2015. – T. 5. – №. 2. – C. 51-58.
7. Straughan B. Mathematical aspects of multi-porosity continua. – Springer International Publishing, 2017.