

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 (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Обоснование концепции разработки пластов ачимовской свиты со сверхнизкими ФЕС в условиях АВПД

УДК 622.276:532.513.1(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Сайфуллин Аскар Айдарович	<i>10.08.20г.</i>	<i>А Сайфуллин</i>

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД ИШПР	Манжай В.Н.	Д.Х.Н.	<i>Манжай</i>	10.08.2020

Руководитель отделения

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД ИШПР	Мельник И.А.	Д.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Рукавишников В.С.	PhD	<i>[Подпись]</i>	17.08.2020

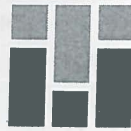
По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД ИШПР	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.	<i>[Подпись]</i>	18.08.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
21.04.01 Нефтегазовое дело	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.	<i>[Подпись]</i>	18.08.20

Томск – 2020 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 (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) 06.07.20 (Дата)

О.С. Чернова

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Сайфуллину Аскару Айдаровичу

Тема работы:

Обоснование концепции разработки пластов ачимовской свиты со сверхнизкими фильтрационно-емкостными свойствами в условиях аномально высокого пластового давления

Утверждена приказом директора ИШПР	Приказ № 204 – 9/с от 22.07.2020
------------------------------------	-------------------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.08.2020
--	------------


ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(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 особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования являются пласты ачимовской свиты, относящиеся к трудно извлекаемым запасам, характеризующиеся низкими значениями проницаемости, высокой неоднородностью, а также аномально высоким пластовым давлением. Пласты насыщены легкой нефтью, с низкими показателями газосодержания.</p> <p>Подбор эффективной стратегии разработки месторождения.</p>
---	--

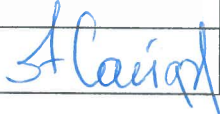
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1) Аналитический обзор литературы, связанный с тематикой разработки трудно извлекаемых запасов.</p> <p>2) Построение концептуальных гомогенной и гетерогенной гидродинамических моделей.</p> <p>3) Рассмотрение различных стратегий разработки месторождения, а также их сравнение по технологическим параметрам.</p> <p>4) Построение экономической модели разработки и выбор наиболее эффективной стратегии раздел</p> <p>5) Выполнение задания по разделу «Социальная ответственность»</p> <p>6) Выполнения раздела ВКР на иностранном языке.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1) Диапазон разброса КИН, обводненности и прибыли в условиях неопределенностей.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p><i>Финансовый менеджмент</i></p>	<p>PhD Рукавишников В.С., доцент ОНД ИШПР</p>
<p><i>Социальная ответственность</i></p>	<p>д.г.-м.н. Белозеров В.Б., профессор ОНД ИШПР</p>
<p><i>Гидродинамическое моделирование</i></p>	<p>Молчанов Д.А., Специалист по гидродинамическому моделированию, RFD Russia</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	<p>Literature review</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>01.04.2020г.</p>
--	---------------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД ИШПР	Манжай В.Н.	д.х.н.		01.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Сайфуллин Аскар Айдарович		01.04.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Сайфуллину Аскару Айдаровичу

Инженерная школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования		Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет чистой приведенной стоимости для стратегий разработки месторождения, выбор оптимальной системы.
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 65% Ставка дисконтирования 10%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	Расчет прибыли, которая будет получена, в результате разработки месторождения в течении 50 лет.
<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	
1. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Согласно приложенному линейному графику выполнения работ
2. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Выявление наиболее рентабельной стратегии разработки с расчетом диапазона ожидаемой прибыли.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Таблицы: 1) Исходные данные 2) Сравнение чистой приведенной стоимости для различных стратегий 2. Формулы для расчета 3. Графики сравнения чистой приведенной стоимости с диапазоном ожидаемой прибыли	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.07.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Рукавишников В.С.	PhD		01.07.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Сайфуллин Аскар Айдарович		01.07.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Сайфуллину Аскару Айдаровичу

Инженерная школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:

- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)
- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)
- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)
- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

Основной задачей данной выпускной квалификационной работой является подбор стратегии разработки месторождения, следовательно в результате внедрения системы в производство она может приносить вред окружающей среде, персоналу, работающему непосредственно на месторождении, а также могут возникать факторы и причины, способствующие к возникновению чрезвычайных ситуаций.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

Оценка факторов вредного воздействия на человека и окружающую его среду таких как: шумы, вибрации, действующие электромагнитные излучения и электрический ток, загрязнение подземных и наземных источников воды, выбросы вредных веществ в атмосферу, а также способы их устранения

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Рассмотрение и предложение защиты от опасных факторов, таких как электрический ток и пожароопасность.

3. Охрана окружающей среды:

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);

При разработке месторождений нефти и газа происходит загрязнение окружающей среды: гидросферы (путем прохождения долота и загрязнением водоносных горизонтов, выбросы в

– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	наземные источники), литосферы, атмосферы (путем выбросов вредных веществ при сжигании попутного газа)
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Анализ возможных видов чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть при такого рода производственном процессе, а также предложение мероприятий с целью уменьшения вероятности их происхождения
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Изучены организационные вопросы обеспечения условий для безопасной трудовой деятельности человека. Даны рекомендации по устранению и минимизации вредных факторов, наносящих вред жизни и здоровью.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	Приведены таблицы, содержащие в себе: 1) Нормирование высоты рабочей поверхности 2) Предельные значения уровня звукового давления 3) Предельные значения уровня тока 4) Классификация пожароопасности 5) Нормирование содержания вредных веществ в воздухе

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 01.07.2020.

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД ИШПР	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		01.07.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Сайфуллин Аскар Айдарович		01.07.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: магистратура
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения : (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация


(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**


Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.08.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
19.07.2020	Литературный обзор	5
21.07.2020	Описание геологического строения Ачимовской свиты	20
25.07.2020	Построение гомогенной геологической модели	15
30.07.2020	Сравнение базовых стратегий разработки, отсеивание неэффективных	20
01.08.2020	Построение множества гетерогенных геологических моделей с учетом неопределенностей	25
05.08.2020	Выбор оптимальной стратегии разработки месторождения	5
07.08.2020	Построение экономической модели	5
10.08.2020	Социальная часть	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД ИШПР	Манжай В.Н.	д.х.н.		10.08.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		01.07.2020

Определение, сокращения, обозначения

NPV – Net Present Value,

LGR – Local Grid Refinement,

КИН – коэффициент извлечения нефти,

ГРП – гидравлический разрыв пласта,

МГРП – мультистадийный гидравлический разрыв пласта,

ГС – горизонтальный ствол,

ППД – поддержка пластового давления,

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение,

ОФП – относительные фазовые проницаемости,

Ач – обозначение пластов ачимовской свиты,

ВНК – водонефтяной контакт,

ГНК – газонефтяной контакт,

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства,

АВПД – аномально высокое пластовое давление,

ЧПС – чистая приведенная стоимость,

ТННЦ – Тюменский Нефтяной Научный Центр,

ГДИС – гидродинамическое исследование скважин,

$(d;a)(n_1;n_2)$ – обозначение стратегии разработки, где d – расстояние между одноименными скважинами, a – расстояние между разноименными скважинами, n_1 – количество стадий ГРП на добывающих скважинах, n_2 – количество стадий ГРП на нагнетательных скважинах,

СанПин – санитарные правила и нормы,

ЧС – чрезвычайная ситуация,

ГОСТ – государственный общесоюзный стандарт.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	17
1. Геологическое строение ачимовской свиты.....	20
1.1 Общее описание меловых отложений	21
1.2 Литостратиграфическое описание отложений	23
1.3 Нефтегазоносность и коллекторский потенциал.....	25
1.4 Краткая геологическая характеристика Приобского НГКМ.....	27
2. Обзор месторождений аналогов	30
2.1 Выбор месторождений схожих с Ачимовскими отложениями	30
2.2 Технологии, используемые на месторождениях аналогов	31
2.3 Разработка месторождений в условиях АВПД.....	38
2.4 Рекомендации по технологиям применимым к месторождениям Ачимовской свиты.....	40
3 Гидродинамическое моделирование Приобского НГКМ основанное на гомогенной геологической модели	41
3.1 Варианты разработки Приобского НГКМ	42
3.2 Секторная геологическая модель.....	44
3.3 Гидродинамическая модель.....	46
3.4 Определение геометрии скважин.....	49
3.5 Сравнение стратегий истощения и ППД.....	54
3.6 Сравнение стратегий с вертикальными и горизонтальными нагнетательными скважинами.....	59
3.7 Сравнение стратегий с отработкой нагнетательных скважин и без отработки.....	62
3.8 Сравнение воды и газа в качестве вытесняющих агентов.....	64
4 Моделирование разработки Приобского НГКМ основанное на гетерогенной геологической модели	66
4.1 Сравнение различных стратегий на гетерогенной модели.....	70
4.2 Сравнение различных стратегий разработки на гетерогенной модели..	72
4.2.1 Определение параметра «а»	73
4.2.2 Определение параметра «d»	75
4.2.4 Моделирование ГРП на нагнетательных скважинах	81
4.3 Стратегии с использованием газа в качестве вытесняющего агента.....	84
4.3.1 Сравнение воды и газа в качестве вытесняющих агентов.....	84

5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	86
5.1	Расчет чистой приведенной стоимости для стратегий 1-7	87
5.2	Расчет чистой приведенной стоимости для стратегий 8-10	88
5.3	Расчет чистой приведенной стоимости для стратегий 11-13	90
6	Социальная ответственность	91
6.1	Правовые организационные вопросы.....	91
6.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	91
6.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	93
6.2.1	Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	94
6.2.1.1	Воздействие шума на человека	95
6.2.1.2	Воздействие вибрации на человека	97
6.2.2	Обоснование мероприятий по защите от опасных и вредных факторов	97
6.2.2.1	Электробезопасность.....	97
6.2.2.2	Пожаробезопасность	99
6.3	Анализ влияния объекта на окружающую среду	102
6.3.1	Защита гидросферы	102
6.3.2	Защита атмосферы	103
6.4	Защита в чрезвычайных ситуациях.....	104
	Заключение	106
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	108
	ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	112

Результаты освоения основной образовательной программы (DD)

Код	Результат обучения*	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки (специальности)		
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3, УК-4; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) , (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) , (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных

	<p>инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства</p>	<p>стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</p>
Р4	<p>Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов</p>	<p>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-20), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</p>
Р5	<p>Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности</p>	<p>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-2; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ПК-1; ПК-2; ПК-8; ПК-16; ПК-18; ПК-21; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</p>

Р6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-15; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Профиль 1 – Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа		
Р8	Предлагает процедуры анализа и оценки геологических объектов по данным геолого-геофизической изученности и скважинных исследований в целях разработки программы исследований и технологических мероприятий для конкретного типа месторождений углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-15; ПК-17; ПК-19; ПК-20), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или

		подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-15; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р10	Обеспечивать внедрение новых методов при построении геолого-геофизических моделей; материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-8; ПК-12; ПК-12; ПК-13; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Профиль 2. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений		
Р11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; ОПК-1; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-5; ПК-6; ПК-12; ПК-15; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования

		<i>автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</i>
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2; УК-3; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация: 119 страниц, 55 рисунка, 31 таблица, 30 источников.

Ключевые слова: сверхнизкие фильтрационно-емкостные свойства, аномально высокое пластовое давления, концептуальная модель, гидродинамическое моделирование, геологические неопределенности, стратегия разработки, горизонтальная скважина, ГРП.

Объектом исследования являются отложения Ачимовской свиты (Приобское НГКМ), расположенное в Западной Сибири, на территории Тюменской области (ЯНАО).

Цель работы – обосновать концепт разработки месторождения, подобрав оптимальные геометрию скважины, расстояние между скважинами, вытесняющий агент.

Основной задачей данной выпускной квалификационной работой являлось с помощью использования концептуального гидродинамического моделирования, включающего в себя учет геологических неопределенностей, подобрать оптимальную стратегию разработки пластов Ачимовской свиты. В планах выполнения стояло сравнение различных способов эксплуатации месторождения, с выбором наиболее эффективной с точки зрения рентабельности и прибыли.

В процессе работы был использован подход, позволяющий прогнозировать диапазон технологических показателей разработки месторождения в результате малой его изученности.

Областью применения данной работы являются трудноизвлекаемых запасы, приуроченные к пластам с низким показателем проницаемости и высокой степени неоднородности в литологическом плане.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в подборе стратегии, которая включает в себя неопределенности любого характера, позволяющие к проводить дальнейшее планирование.

Введение

Ачимовская свита находится на территории Западной Сибири и характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами, а также аномально высоким пластовым давлением. В литологическом плане месторождения нефти и газа, приуроченные к ачимовским отложениям, могут быть описаны, как толщи с высокой степенью прослаивания мелкозернистого песчаника с аргиллитами и алевролитами. Ранее разведка и разработка данных месторождений была приостановлена в связи с тем, что они были признаны экономически неэффективными, а запасы не извлекаемыми, даже не смотря на их большое количество. Трудности, которые возникают при разработке месторождений: низкие значения проницаемости и пористости, связанные с глубоководным формированием отложения, а также залеганием пластов на значительных глубинах, бурение которых нередко осложнено тектоническим и литологическим экранированием [18]. С развитием современной науки и техники освоение данных трудноизвлекаемых запасов стало возможным с появлением технологий бурения горизонтальных скважин, а также возможностью проведения мероприятий по интенсификации притока, таких как многостадийный гидравлический разрыв пласта.

На территории Западной Сибири большее количество месторождений, приуроченных к различным антиклинальным ловушкам Мелового и Юрского периодов, были открыты и введены в разработку в середине двадцатого столетия, в данный момент месторождения находятся на завершающих стадиях разработки. Вероятность нахождения большого месторождения с аналогичным строением крайне мало, в связи с чем встает вопрос о поиске и разработке альтернативных типов месторождений, что является комплексным вопросом с точки зрения технологий и компьютерного моделирования.

Форма линз песчаных пластов коллекторов дает возможность предполагать, что перспективными являются не только положительные, но и отрицательные структуры, которые на данный момент недостаточно

исследованы разведочным бурением [18]. Большинство геологов-исследователей считает, что ачимовская свита образовалась в результате глубоководных конусов выноса, которые были сформированы турбидитными и мутьевыми потоками [4,5]. Несмотря на большое количество запасов углеводородов, разработка данной свиты до сих пор не обрела промышленных масштабов, что связано со сложным геологическим строением пластов, нередким тектоническим или литологическим экранированием залежи, низкими показателями пористости и проницаемости, а так же аномально высоким пластовым давлением, которое в отдельных участках свиты может достигать до 600 атм [18].

На сегодняшний день отсутствует стратегия разработки данных отложений в связи с их малой изученностью. Так как углеводородное сырье является лидирующим энергетическим, экономическим, политическим и тактическим ресурсом подбор и успешная разработка данных пластов являются первоочередными целями, в условиях истощения традиционных пластов коллекторов. Целью данной ВКР является рассмотрение месторождения-аналогов с задачей изучения технологий и применяемых методов разработки, а также аккумуляция опыта борьбы с возможными проблемами при работе с месторождениями. Для определения оптимальной стратегии разработки было построено две гидродинамические модели, на основе которых опробовались различные варианты геометрии скважин и их расстановки. На первой гомогенной модели были рассмотрены основные варианты, в то время как гетерогенная гидродинамическая модель использовалась для более точного определения параметров системы разработки. В работе использовался инновационный метод моделирования месторождений, активно внедряющийся во всех нефтегазовых компаниях. В основе метода лежит определение источников неопределенностей, а также оценка их вариации. После проведенного анализа, создается Workflow, использующий различные статистические методы для перестроения гидродинамической модели с учетом выделенных неопределенностей.

Различные варианты разработки рассчитываются на полученных моделях. В результате данного исследования был получен диапазон накопленной добычи нефти, которая позволяет в некоторой степени исключать различные неожиданности при разработке.

В основу данной работы легли исследования Бородкина В.Н., Курчикова А.Р [4], Петровой Н.В., Ершова С.В., Караташовой А.В., Шестаковой Н.И. [18], а так же Нежданова А.А., Горбунова С.А., Пономарева В.А., Туренкова Н.А. [16], направленных на изучение геологических особенностей и характеристик отложений Ачимовской свиты а также описывающих обстановки осадконакопления. Литостратиграфическое описание приведено в работах А. Нежданова А.А., Пономарева В.А., Туренков Н.А., Горбунова С.А. [17], Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. [3], а также некоторых электронных ресурсах [5],[1]. После изучения геологического строения Ачимовской свиты необходимо было подобрать месторождения-аналоги, для данных целей была изучена работа, проведенная группой инженеров Ненашевой М., Окуневым М., Слета Н., Тимиргалиным А., Жуковым В., Гаренскиным Д., Волковым В., Приклонским В. [28] в статье которых описаны методы выделения аналогов, составление методики и ее применение для ранжирования по степени схожести отложений с Ачимовской свитой и краткой характеристикой, применяемых технологий. Для более детального изучения технологий были изучены работы по оптимальной разработке низкопроницаемых коллекторов Е. В. Белоногов, А. А. Пустовских, Д. А. Самоловов, А. Н. Ситников [2] и Ситникова А.Н., Пустовских Е.В., Беленогова Е.В., Самоловова Д.А. [29]. Способы и методики подбора оптимального расстояния между скважинами была изучена в работе Аммером Дж.Р [24], группой ученых Алимухаммедом Фатрахом, и др. [26], Джон Нието [27]. Способы проведения ГРП в работе Лианга Боашенга [25].

1. Геологическое строение ачимовской свиты

Ачимовская свита расположена на территории северной части Тюменской области (ЯНАО), залегает над Баженовской свитой и представляет собой серию линзовидных тел, флюидоупором для которых служат глинистые отложения надачимовской толщи [18]. Наиболее перспективной на нефть и газ является Нерутинская мегавпадина, а также прилегающие к ней территории. Основными нефтегазоносными зонами являются отложения ачимовской свиты, которая ограничена с востока савуйской клиноформой, а именно пластами АЧБУ₁₂ и АЧБУ₁₆, с севера – краем Нерутинской мегавпадины (Рисунок 1.1), с запада и юга – контур Большехетской мегасинеклизы.

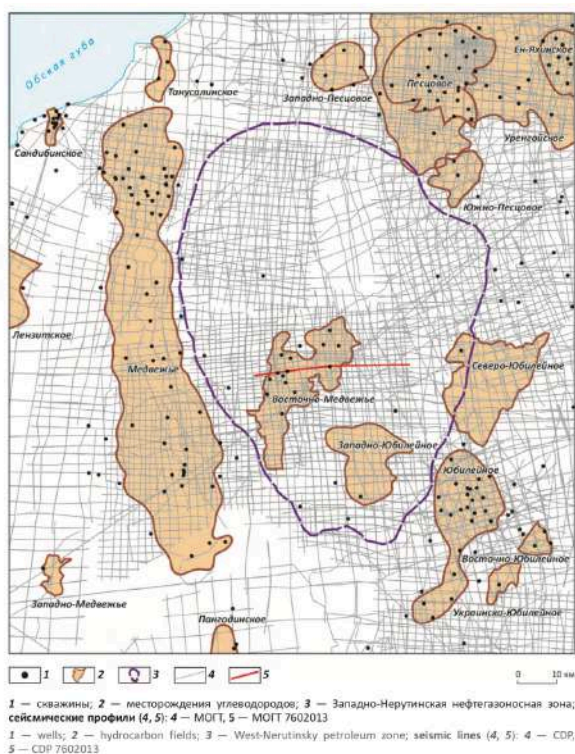


Рисунок 1.1 - Карта Западно-Нерутинской НГЗ [18]

Кровля ачимовской свиты была отмечена от Юбилейного куполовидного поднятия со значением -3400 м и до наиболее погруженной части Нерутинской мегавпадины на -3900 м. Мощность песчаников-коллекторов может достигать до 100 м, согласно исследованиям для наиболее утолщенных частей тел, называемыми депоцентрами, которые находятся в

районе Уренгойского и Самбургского месторождений, приурочены наибольшие запасы углеводородов, а также наибольшие значения дебитов [16].

Геологами была сформулирована и принята теория о клиноформном строении ачимовской свиты, доказанным является залегание ачимовской свиты на глинах баженовской свиты, а также нагличаем двух зон глинизации: на западе, связанная с выклиниванием песчаных пластов в дистальной части и на востоке, связанная с переходом в алевролито-глинистые накопления. По результатам палеонтологических исследований керна было определено, что ачимовская свита была сформирована в диапазоне от берриаского яруса K_1b на востоке и до готеривского яруса на западе K_1g [6].

1.1 Общее описание меловых отложений

На изучаемой территории отложения распространяются выдержанно латеральному простиранию и представлены верхним отделом и нижним отделом. В геологическом разрезе нижнего отдела выделяют следующие отложения: ахская, черкашинская, алымская, викуловская и ханты-мансийская свиты, в верхнем же отделе выделяют ханты-мансийскую свиту, уватскую и кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты (Рисунок 1.2).

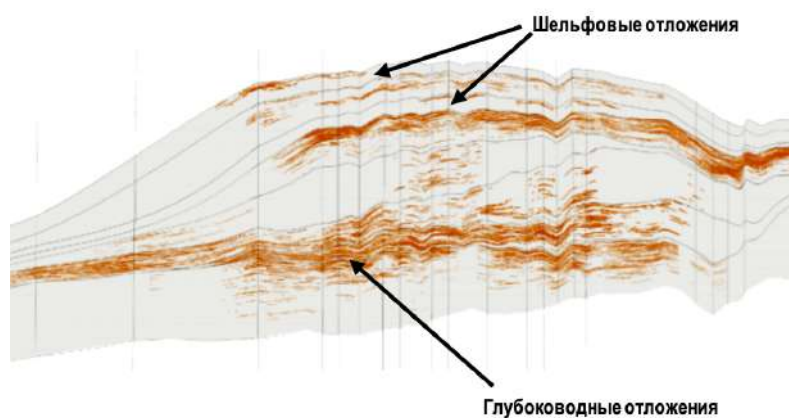


Рисунок 1.2 - Характерный разрез по пластам

Ахская свита: Данная свита разделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю, в основании данной свиты залегают темно-серые битуминозные аргиллиты баженсовской свиты, также встречаются битуминозные и известняковые прослои. Ахская свита достигает в мощности порядка от 20 до 40 метров в мощности и выделяется в качестве подачимовской свиты.

Ачимовская толща: Описанная выше подачимовская свита перекатывается отложениями ачимовской свиты, разрез которой характеризуется сложным строением с постоянным переслаиванием серых мелкозернистых песчаников с алевролитами и аргиллитами, слюдистыми с растительным детритом и глинисто-карбонатным цементом, песчаники ачимовской свиты невыдержанные по простиранию и очень часто имеют чешуйчатое строение. Отложения практически отсутствуют в центральной и западной части площадей и достаточно на юго-востоке и востоке, в отдельных частях которой могут достигать мощности до 150 метров на рассматриваемой территории. Возраст ачимовской свиты относят к валанжинскому по найденным в толще остаткам фораминифер и аммонитов.

Надачимовская свита: Общая мощность данной пачки варьируется от 80 до 130 метров, перекрывает ачимовские отложения и состоит из темно-серых аргиллитов и алевролитов валанжинского – раннему готеривскому возрасту с прослоями известняковых песчаников и слоистых алевролитов, также встречается растительный детрит.

В кровле залегает пачка аргиллитов, имеющих темно-серый цвет местами ближе к серому, который является тонко отмученным с прослоями мелкослюдитых алевролитов, также встречаются остатки позвонков рыб и пелиципод. Данные отложения накапливались в глубоководных обстановках осадконакопления, имеют повсеместное региональное развитие, а также служат отличным электрокаротажным маркером, который называется пимская пачка.

Черкашинская свита: данная свита сложена переслаиванием мелкозернистого серого, светло-серого песчаника с тонко отмученным темно-

серыми и серыми аргиллитами, которые местами могут быть зеленоватыми. Периодически попадаются остатки чешуи рыб и их позвонки, двустворки иноцерамы, а также конкреции сидерита. По найденным остаткам возраст свиты был определен как готерив-бериамский. Песчаные пласты линзовидной формы невыдержанные по простиранию часто замещаются глинистыми слоями, смещаясь на запад с востока, мощность отложений черкашинской свиты составляет от 290 метров до 610 метров.

Алымская свита: данная свита в основном сложена темно-серыми глинами от черных до светло-серых, встречаются прослой аргиллитов битуминозных, а также прослой мелкозернистых глинистых песчаников, серого цвета. Мощность алымской свиты варьируется от 190 до 240 метров.

1.2 Литостратиграфическое описание отложений

Ачимовская свита представлена прослаиванием песчано-алевролитового и глинистого материала, которые варьируются от серого до светло-серого цвета, мелкозернистые, с включением растительного детрита, а также слюдистые и известняковые [23]

В разрезе выделяют три толщи: подачимовская, ачимовская и надачимовская. 1) Подачимовская свита состоит из темно-серых аргиллитов со слабой углеродистостью, 2) Ачимовская толща сложена песчаными линзами с прослоями глинистых, также Западно-Нерутинской нефтегазовой зоне светло-серыми песчаниками, с включением олигомиктового, кварцево-слюдистого материалов, от темно-серых до серых алевролитов и от бурых до серых аргиллитов. 3) Надачимовская толща сложена неравномерно распределенными по всему разрезу серыми аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников [18].

В сейсмических исследованиях, согласно литологическим критериям, выделяют три зоны ачимовской свиты: западную, центральную

глубоководную и восточную мелководную [17]. Для каждой зоны можно выделить определенные особенности, характеризующие недра.

Западную зону можно охарактеризовать как отложения, в которых преобладают глины с малыми по мощности слоями алевролитов, практически отсутствуют песчаники, а также дугообразное строение без преобладания развитой шельфовой части. В пределах данной зоны залежи УВ не выявлены, на данный момент считается бесперспективной [17].

Центральная зона характеризуется гидродинамической не связанностью резервуаров, которые литологически экранированы, выдержанностью коллекторов и покрышек. Преобладает обилие текстур, которые связаны с турбидитовыми отложениями, трещиноватых зон, увеличивается крутизна глиняных склонов, клиноформы перекрывают друг друга (Рисунок 1.3).

Восточная зона характеризуется незначительными толщинами, отсутствием сигмовидных отражений на сейсмических пачках, а также повышение песчаности.

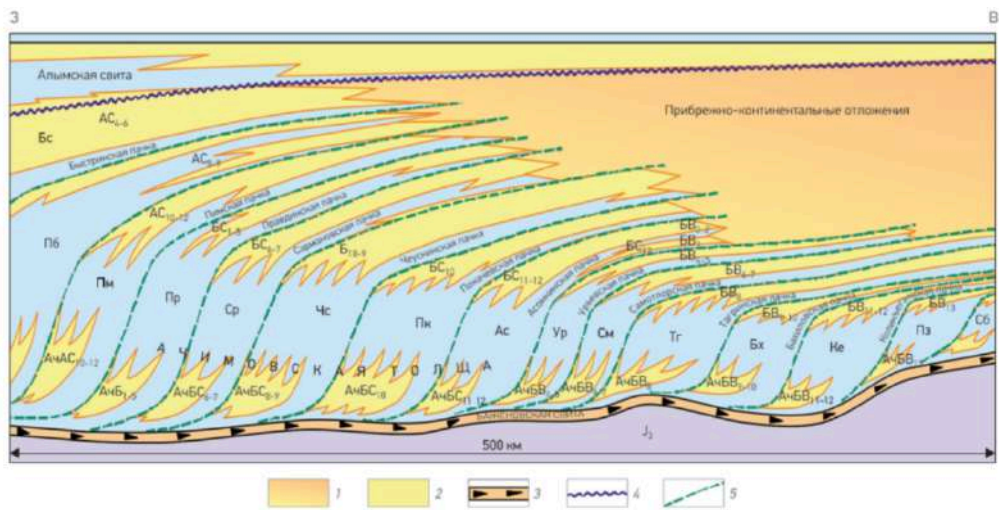


Рисунок 1.3 - Клиноформы резервуаров [6]

Так же еще одной закономерностью является увеличение толщин пластов-коллекторов в северном направлении, что связано с пригибанием Западно-Сибирского бассейна [6].

1.3 Нефтегазоносность и коллекторский потенциал

В Ачимовской свите залежи углеводородов определены на Восточно-Медвежьей, Юбилейной, Южно-Падинской, Ныдинской, Северо-Юбилейной площадях (Рисунок 1.4). Фильтрационно-емкостные свойства ачимовской свиты невысокие, показатели пористости в основном меньше $\phi = 0.18$, а проницаемость не превышает $k = 5mD$.

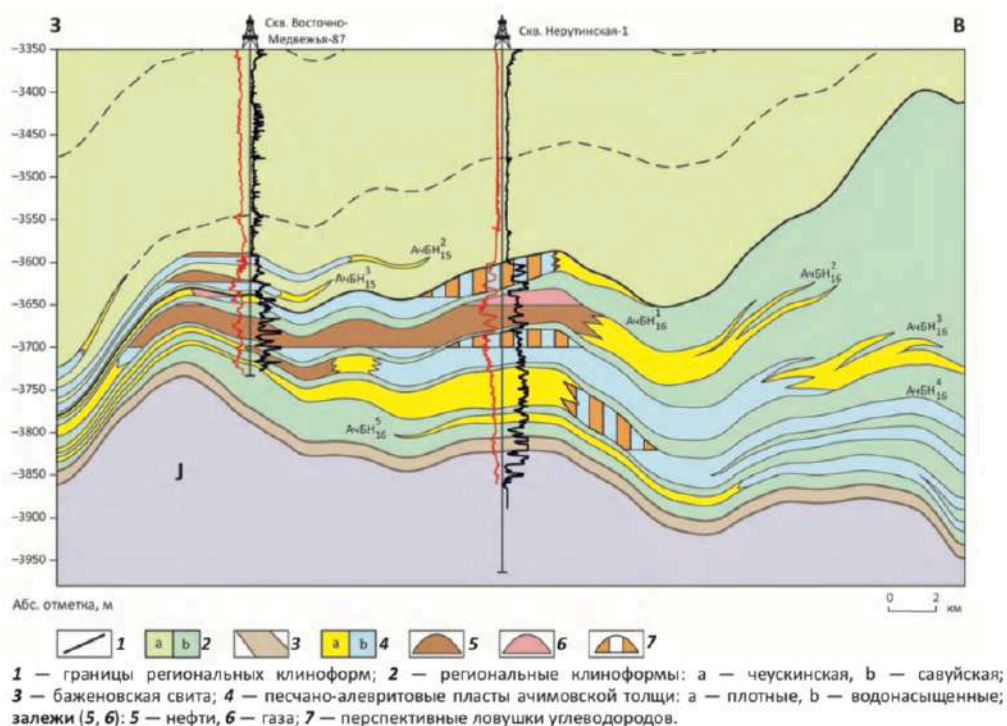


Рисунок 1.4 - Сейсмический разрез [18]

Залежи на территории Нерутинской площади связаны с близкими к проксимальным и проксимальным частям конуса выноса, в которых наблюдается увеличение значения мощности пластов, а также коллекторские свойства незначительно улучшаются вверх по разрезу, при этом в некоторых пластах параметры проницаемости достигают $k = 9, 17, 50, 100mD$ [18].

Залежи связаны с клиноформными образованиями ачимовской свиты, каждая из которых названа по перекрывающей ее глинистой пачке [3].

В савуйской клиноформе от проксимальной части конуса выноса в направлении к зоне замещения песчаников замечено ухудшение свойств

коллектора (Рисунок 1.5). Пласты АчБН³₁₆ значения пористости достигают $\phi = 0.155$, проницаемости $k = 7mD$, в то время как для пластов АчБН¹₁₆ и АчБН²₁₆ пористость равна $\phi = 0,16$, а проницаемости колеблются в диапазоне $k = 8 - 13mD$. Для пластов чеуксинской клиноформы АчБН³₁₅ – АчБН²₁₅ характерны малые мощности и значения ФЕС $\phi = 0.17, k = 9mD$. В верхнем пласте данной группы наблюдаются низкие показатели проницаемости $k = 0.1 mD$, а в отдельных пластах данной группы пористость достигает значений $\phi = 0.19$, пористость $k = 20mD$ [18].

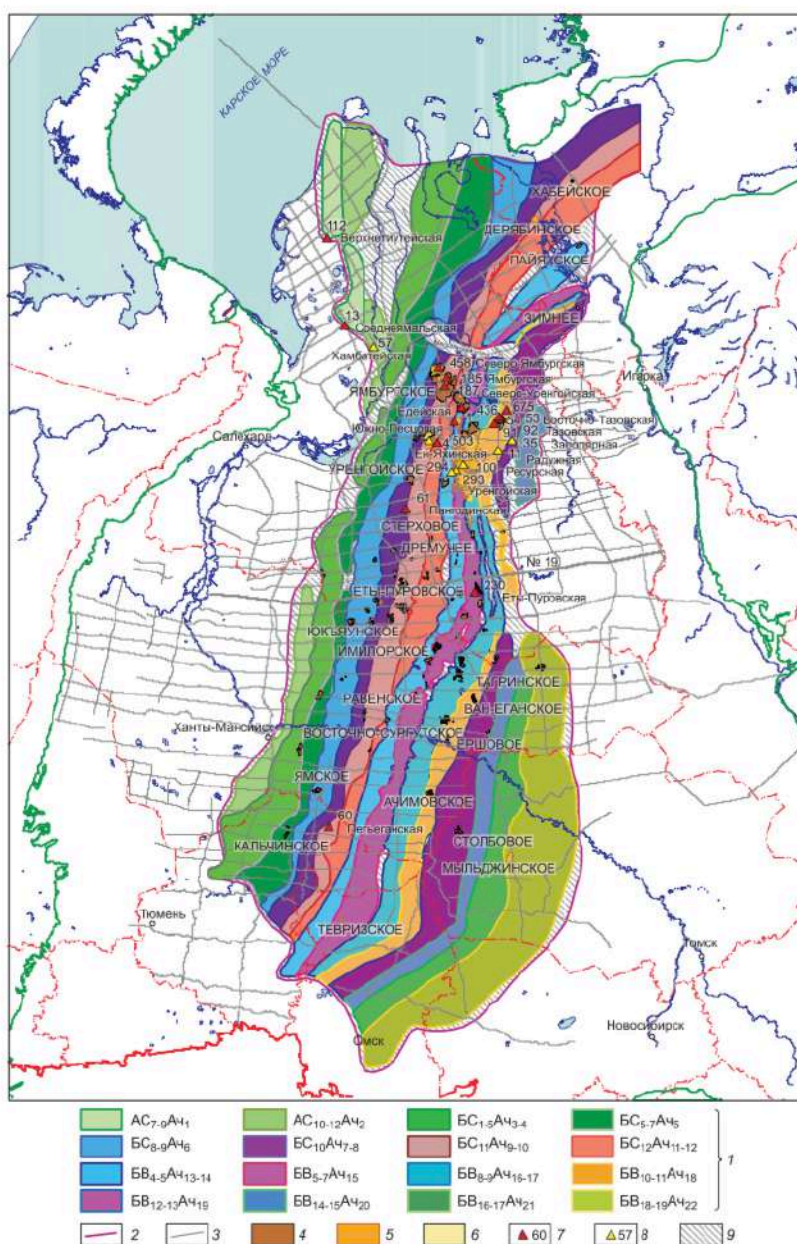


Рисунок 1.5 - Клиноформы Ачимовской свиты [3]

Для Нерутинской впадины в ачимовских пластах были найдены следующие типа ловушек углеводородов: литологически экранированные, структурные, структурно экранированные, некоторые из которых нарушены дизъюнктивными движениями.

1.4 Краткая геологическая характеристика Приобского НГКМ

Приобское нефтегазоконденсатное месторождение находится в Тюменской области в Ямало-Нененском автономном округе. Возраст Ачимовской свиты, к которой приурочен месторождение относится к нижнемеловому периоду и широко распространены на территории Западной Сибири. В литологическом плане месторождение характеризуется переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Месторождение приурочено к отложениям глубоководной обстановки осадконакопления, а именно к отложениям турбидитовых потоков (Рисунок 1.6).

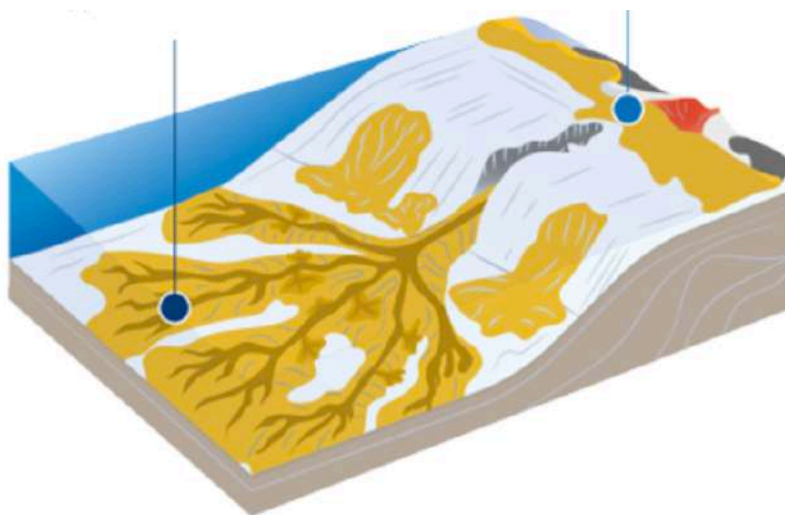


Рисунок 1.6 - Концептуальная модель отложений

Месторождение приурочено к Нерутинской мегпавпадине и имеет сложное строение, не выдержанное по площади, отложения не залегают на Баженовской свите, которая является маркерным горизонтом на данной территории и широко распространены на всей Западной Сибири.

На месторождении X главные нефтеносные горизонты приурочены к песчаным фондоформенным телам, которые относятся к глубоководным обстановкам осадконакопления.

Месторождение X характеризуется сложным строением площадь залежей газа и нефти относится к литологической границе коллекторов, распространенных в подводных конусах выноса глубоководной части бассейна, приуроченных к осадкам многочисленных турбидитных потоков.

В пределах месторождения порода-коллектор имеет типичное клиноформенное строение. На месторождении выделяется 8 основных клиноформ, в подошвах которых находятся отражающие горизонты Id-Id₇.

Нижнехетская свита (возраст берриас-валанжин) представляется аргиллитом и алевролитом с карбонатным цементом, так же в нижней части свиты встречаются песчаники.

Данные по месторождению были предоставлены «Тюменским нефтяным научным центром», в таблице ниже приведены основные характеристики месторождения (Таблица 1.1):

Таблица 1.1 – Основные характеристики коллектора

Свойство	Пласт 1	Пласт 2	Пласт 3
Кровля, м	-3300	-3350	-3400
Нефтеносная площадь, 10 ⁸ , м ²	6.081	6.370	3.1
Нефтенасыщенная толща, м	22	25	29
Проницаемость, мД	0.98	0.98	0.98
Пористость, %	16	16	18
Насыщенность нефти, д.е.	0.62	0.62	0.68
Начальное давление, бар	320	320	570
Начальная температура, °С	88	88.1	88.1

Сжимаемость породы $\frac{10^{-5}}{\text{bara}}$	2	2	2
Тип залежи	Литологически ограниченные, линзовидные		
Тип коллектора	Терригенный, поровый		

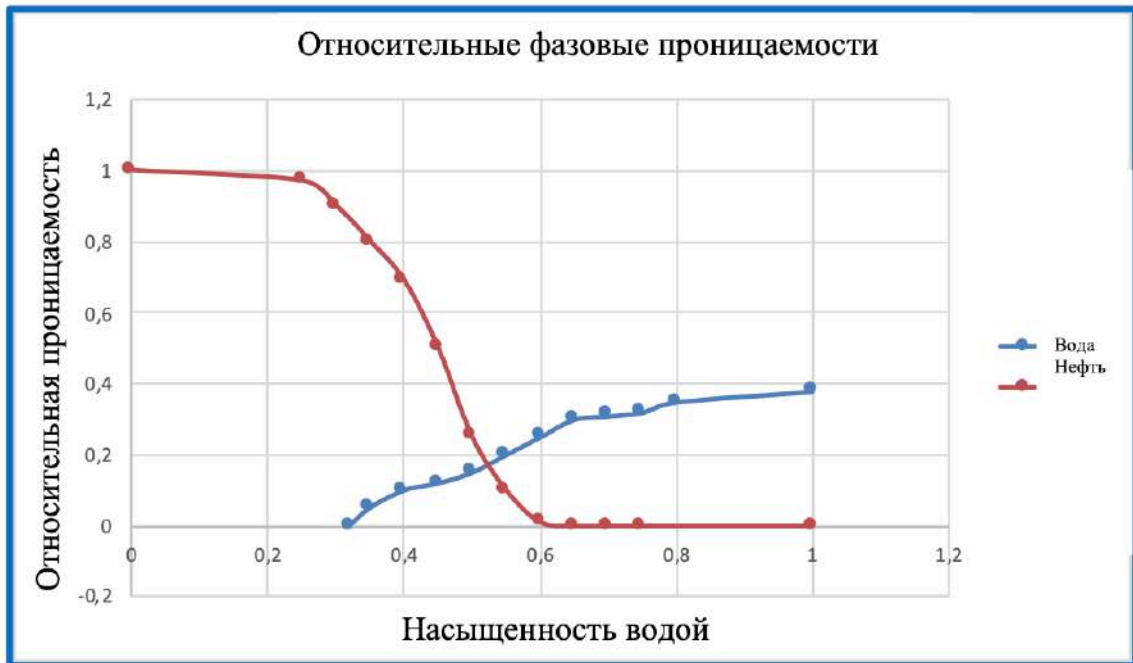


Рисунок 1.7 - Относительные фазовые проницаемости

Таблица 1.2 – Свойства пластовых флюидов

Свойство	Пласт 1,2,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, сП	1,4
Давление насыщения, бар	51
Растворенный газ, $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$	45,8
Сжимаемость нефти, $\frac{10^{-5}}{\text{Бар}}$	11,2
Объемный коэффициент	1,11
Содержание серы в нефти, %	0,1
Содержание парафина в нефти,	4,67

Сжимаемость воды, $\frac{10^{-5}}{\text{Бар}}$	3
Плотность воды в поверхностных условиях, $\frac{\text{Г}}{\text{см}^3}$	1,014
Вязкость воды, сП	0,33

Нефть может быть охарактеризована как легкая с низким содержанием газа и средней плотностью (Таблица 1.2, Рисунок 1.7), в то время как порода характеризуется низкими фильтрационными свойствами и аномально высоким пластовым давлением в нижнем пласте.

2. Обзор месторождений аналогов

Ачимовские залежи являются наиболее значимыми в современной разработке, поскольку традиционные запасы нефти и газа близки к их истощению, необходимо найти технические и технологические решения для разработки трудноизвлекаемых запасов. Для подбора оптимальной разработки месторождений с низкими показателями проницаемости и высоким пластовым давлением, необходимо подобрать месторождения аналоги, изучить технологии, которые применяются для их разработки, получить теоретический опыт, для обоснования концепта разработки, а также изучить методологию выбора оптимальной стратегии разработки с целью увеличения доходов от продажи нефти и газа при уменьшении денежных средств, потраченных на их добычу.

2.1 Выбор месторождений схожих с Ачимовскими отложениями

Для подбора месторождений аналогов следующие критерии были выбраны как базовые: коллектор нефти и газа должен иметь схожие значения пористости и проницаемости (низкие фильтрационно-емкостные свойства) и пластового давления (аномально высокое пластовое давление), обстановка осадконакопления также должна быть схожей – отложения турбидитовых

потоков либо конус выноса, схожие свойства извлекаемой нефти, а так же достаточный опыт разработки тонкослоистого трудноизвлекаемого месторождения.

После окончания подборка месторождения можно разбить на две основные категории: 1) схожие обстановки осадконакопления и свойства пласта 2) схожие свойства пласта. В основном месторождения аналоги сконцентрированы в США, так как сланцевые пласты характеризуются высокой степенью переслаивания мелкозернистого песчаника с алевролитами и аргиллитами, что сильно схоже по строению с месторождениями Ачиммовской свиты, стоит отметить, что абсолютного аналога для рассматриваемого месторождения не существует, что еще раз доказывает важность его грамотной разработки. Ниже в таблице приведены месторождения аналоги, разбитые по описанным выше группам (Таблица 2.1):

Таблица 2.1 – Месторождения аналоги

Первая группа	Вторая группа
Well Draw (США)	Hornbuckle (США)
North Coles Levee (США)	Jepson and Holler (США)
Spraberry Trend (США)	Hartzog draw (США)
Ford Geraldine (США)	Changqing (Китай)
Young North (США)	Bakken (США)
Montney formations (Канада)	

2.2 Технологии, используемые на месторождениях аналогах

В качестве интересующих параметров разработки были выбраны: 1) шаблон расстановки скважин 2) закачивание скважин 3) геометрия скважин 4) различные методы интенсификации притока (гидравлический разрыв пласта,

заподнение с разными вытесняющими агентами: вода, газ, полимер). В некоторых областях, таких как Jerson and Holler, Hartzog Drive и Hornbuckle, наблюдалось значительное увеличение добычи после пробуренной скважины и многоступенчатого гидравлического разрыва пласта.

Геометрия скважин: Основными технологиями разработки на месторождениях схожих с Ачимовских отложениях, которые позволяют извлекать нефть экономически эффективно, является бурение горизонтальных скважин с применением многостадийного гидравлического разрыва пласта. Также была выявлена корреляция между зависимостью добычи от длины горизонтального ствола скважины и количеством стадий гидравлического разрыва пласта. На некоторых аналоговых месторождениях они достигают 3400 м и 40 стадий (Hazdog draw, Hornbuckle). Так же стоит отметить, что для определения оптимальной длины горизонтального участка находится его зависимость от Net Present Value, так же как и для количества стадий, на данном графике находится точка перегиба, характеризующее значение при котором, затраты на дополнительную секцию горизонтального ствола скважины или проведение дополнительной стадией гидравлического разрыва пласта не окупаются дополнительной добычей нефти [28].

Шаблон расстановки скважин: Расстановке скважин на месторождении должно быть уделено особое внимание, так как этот фактор является ключевым в эффективной добыче нефти и газа. При изучении месторождений аналогов была изучена методология определения оптимального расстояния между скважинами, а также найдены реальные данные с действующих месторождений. Для определения расстояния строится гидродинамическая модель, в которой два присутствуют варьируемых параметра: расстояние между одноименными и между разноименными скважинами. Фиксируя один и изменяя другой параметр производится расчёт гидродинамической модели, после чего рассчитывается экономическая часть, определяя «перегиб» на графике.

Таким образом было определено оптимальное расстояние между скважинами на месторождении Sprabbery Trend, в котором используется 6 скважин на одну секцию (площадь секции составляет одну квадратную милю), расстояние составляет 880 футов между скважинами. Месторождение Sprabbery Trend покрывает площадь в 2500 квадратных футов, используя данную расстановку скважин. В начале разработки этого месторождения использовался стандартный по тем временам для Западного Техаса шаблон расстановки скважин, а именно: 40 акров на скважину, что составляет 16 акров на одну квадратную милю, однако приток нефти оказался слишком низким, вследствие интерференции скважин, после чего было принято решение увеличить площадь, приходящуюся на одну скважину до 80 и 160 акров на скважину, на данный момент месторождение Sprabbery Trend разрабатывается с помощью примерно 9000 скважин (Рисунок 2.1). Компания Pioneer сделала вывод о том, что по краям месторождения вертикальные скважины использовать лучше, в то время как центральные части месторождения разрабатываются лучше с горизонтальными скважинами, так же стоит отметить, что для определения расстояния между разноименными скважинами на данном месторождении применялась технология закачки «меченой воды» или трассеров, при которой определяют время появления «меченного» флюида в добывающей скважине после его закачки в скважину.

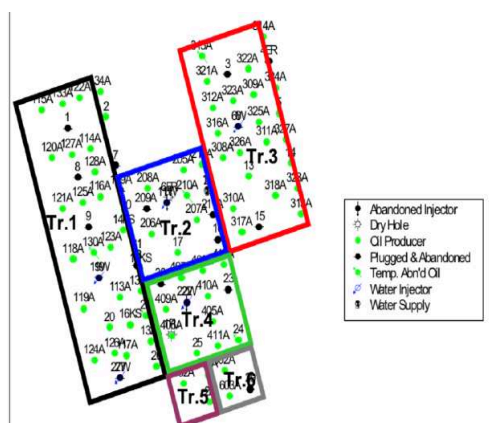


Рисунок 2.1 - Расстановка скважин на месторождении Sprabbery Trend [30]

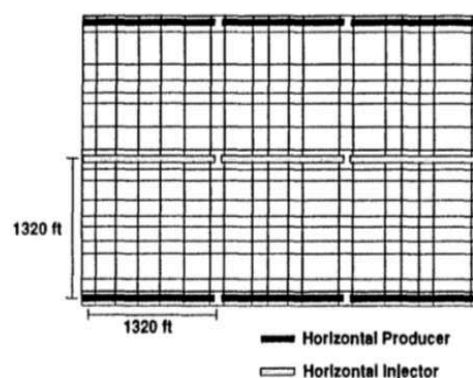


Рисунок 2.2 - Расстановка скважин на месторождении Ford Heraldine [24]

На месторождении Ford Heraldine используются два шаблона расстановки скважин: пятиточечная, где на четыре добывающие скважины приходится одна нагнетательная скважина, расстояние между ними 1320 футов между рядами. Длина горизонтальной части ствола скважины так же составляет 1320 футов [24].

Для определения оптимального расстояния между скважинами на месторождении Young North было проведено сравнение двух стратегий разработки: в первой тактике были пробурены скважины на расстоянии 660 футов друг от друга и длинами горизонтальной секции 5000 футов, в то время как во второй стратегии были пробурены скважины на расстоянии 880 футов и длиной ствола 7500 футов. После опробования обеих стратегий, вторая оказалась лучше так как в первой система трещин гидравлического разрыва пласта, созданная между стволами скважин, начинала интерферировать [26] (Рисунки 2.3, 2.4).

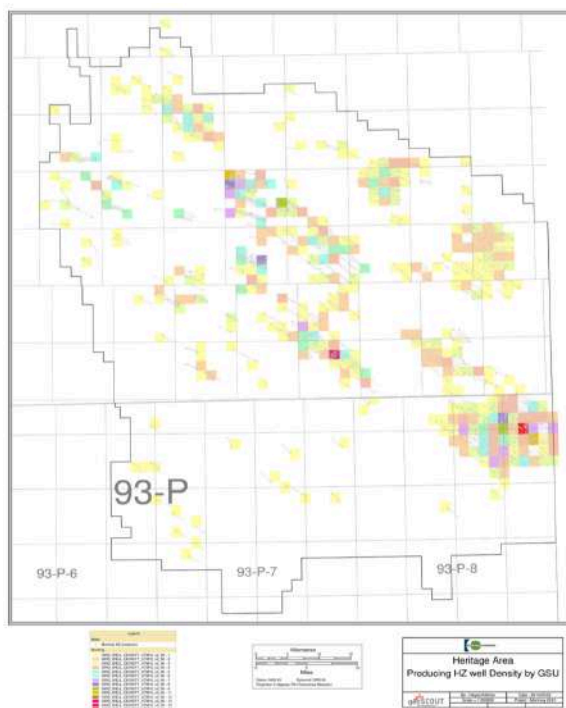


Рисунок 2.3 - Расстановка скважин на месторождении Montney [27]

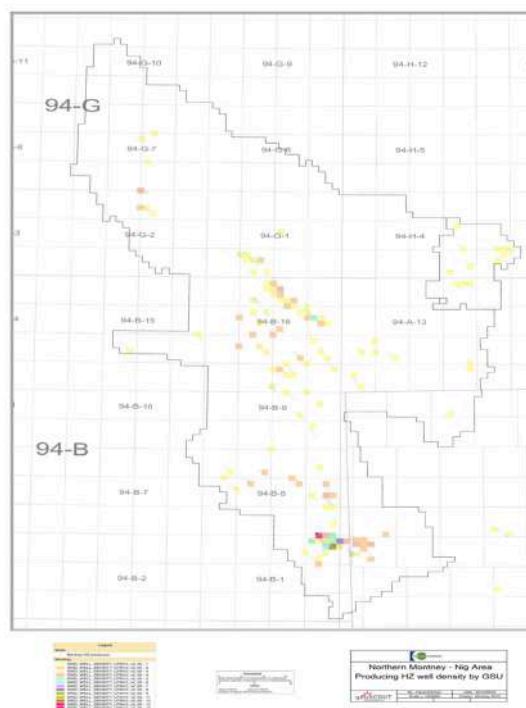


Рисунок 2.4 - Расстановка скважин на месторождении Montney [27]

На месторождении Montney технологию, при которой от родительского ствола скважины производится бурение бокового горизонтального ствола скважины, после чего создается сеть трещин гидравлического разрыва между родительским и дочерним стволом. Однако существует ряд проблем при разработке месторождений таким способом: при проведении гидравлического разрыва пласта на дочернем стволе, родительские трещины могут быть повреждены, так как во время разработки давление вокруг скважины уменьшается.

Данная проблема устраняется путем уменьшения времени между вводами стволов, так же возможно приостановление работы материнской скважины для восстановления давления в области дренирования скважины на период не более двух недель. Инженерами, разрабатывающими данное месторождение, было определено оптимальное расстояние, которое оказалось равным 1320 футов, с проведением на скважинах 8-ми стадийного гидравлического разрыва пласта, с расстоянием между трещинами 236 футов и тоннажем стадии от 15 до 30 тонн проппанта.

Заканчивание скважин: в течение разработки месторождения эффективность работы трещины гидравлического разрыва падает, возникает необходимость раз в 5-7 лет проводить повторный гидравлический разрыв. Для данных целей необходимо специальное заканчивание скважин, которое будет позволять проводить данную операцию интенсификации притока.

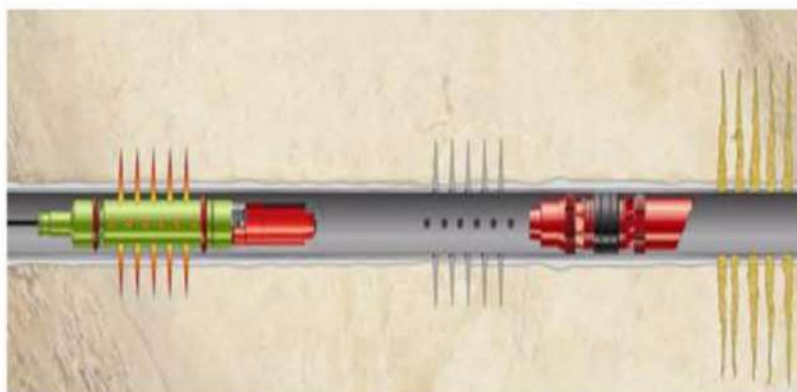


Рисунок 2.5 - Проведение ГРП Plug and Perf [28]

Необходимо зацементировать хвостовик со специальными задвижками муфты гидравлического разрыва, который могут быть приведены в открытое или закрытое положение при помощи гибкой насосно-компрессорной трубы, технология Plug and Perf (Рисунок 2.5). Данная технология применяет растворимые металлические штепсели, которые позволяют отделять интервалы и проводить перфорации, отличается компактным дизайном и позволяют проводить операции быстро и эффективно, после завершения штепсель растворяется.

Другая технология была успешно применена на месторождении Yong North, также активно применяется на месторождениях западной Сибири, технология позволяет равномерно распределять трещины вдоль ствола скважины, что позволяет уменьшить влияние трещин друг на друга, а также отделять интервалы проведения гидравлического разрыва друг от друга. В данной технологии стадии отделяются друг от друга при помощи муфты ГРП и специальных шаров, разных размеров, которые спускаются в скважину, активируют муфту ГРП и отделяют стадии друг от друга путем посадки шара в «седло» (Рисунок 2.6). Шары ГРП создаются из материала, который при контакте с жидкостью в течении суток растворяются и расслаиваются.

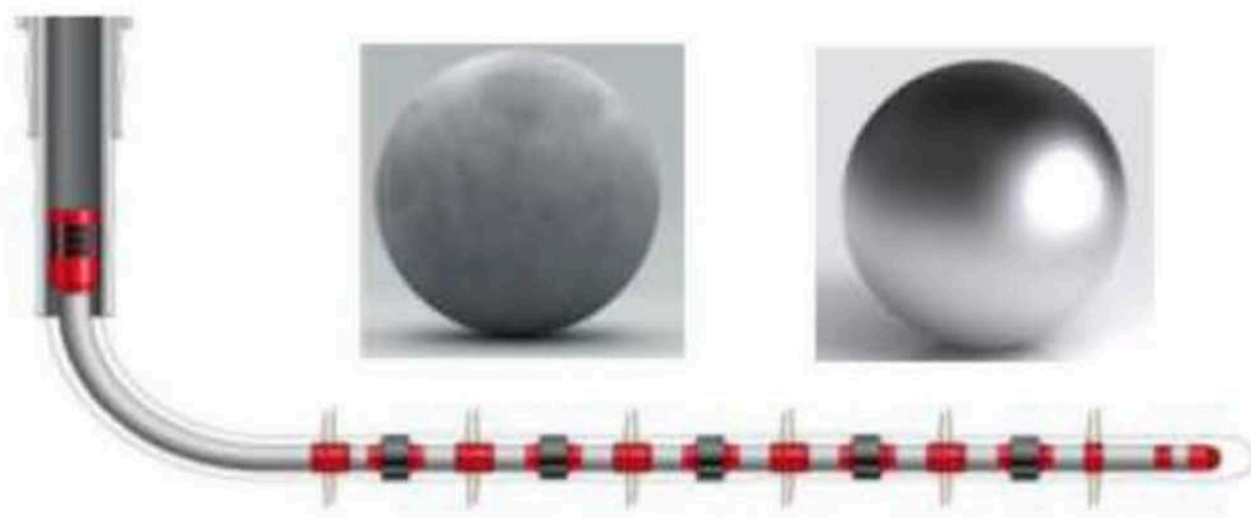


Рисунок 2.6 - Проведение ГРП с помощью шаров [28]

Таблица 2.2– Сравнение технологий проведения ГРП

Сравнение двух технологий	
Plug and perf	МГРП с применением шаров
+ Быстрое проведение операций	+ Простота проведения операции
+ Изоляция зоны перфорации	+ Возможность проведения повторного ГРП
+ Возможность проведения повторного ГРП	+ Возможность открытия/закрытия задвижки для повторного ГРП
+ Проведение ГРП в требуемом интервале	- Ограничение стадий проведения ГРП
+ Кластерные операции	- Возможности интерференции трещин
- Сложности проведения одновременных работ	

Применение ГРП: В низкопроницаемых породах позволяет создавать высокопроводящие трещины, по которым происходит приток флюида к скважине. На месторождениях аналогах применяется гибридная технология, при которой на начальных этапах закачивается высоковязкий флюид для начального создания геометрии трещины, после чего гель с пониженной вязкостью и с химическими присадками, которые уменьшают трение. Такая закачка позволяет создавать связанную сеть трещин, вместо одной. Также, как и флюиды фракцию пропанта необходимо комбинировать, так в основной трещине будет находиться пропант большей фракции, а в ответвлениях более мелкая фракция пропанта, что позволит вовлечь в разработку изолированные участки пласта. Стоит отметить, что в низкопроницаемых пластах используется мелкая фракция пропанта, а максимальная загрузка пропант составила $600 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ (Таблица 2.2).

Вытеснение с помощью различных агентов: Заводнение оказалось удачным на месторождении Ford Geraldine, которое позволило увеличить добычу на 17%, однако стоит отметить, что на большинстве месторождений, включая месторождения Ачимовских отложений, заводнение не показало особых результатов. Например, на месторождении Spraberry Trend из-за того, что резервуар содержит трещины, заводнение оказалось эффективным только на тех участках, где скважины расположены вдоль регионального стресса.

В то время как успех закачки газа варьируется от месторождения к месторождению, но в основном преобладает положительная динамика применения заводнения с использованием смешивающегося и не смешивающегося газа.

Стоит отметить, что полимерное заводнение с увеличением вязкости вытесняющего агента не приведет к положительному результату на таких низкопроницаемых коллекторах, так как нет высокопроницаемых пропластков и фронт воды идет ровно. Также значительно приемистость скважин будет снижена.

2.3 Разработка месторождений в условиях АВПД

Для пластов с аномально высоким пластовым давлением достигается предел прочности пород на сжатие в результате чего после цементирования цементное кольцо между обсадной колонной и породой может быть деформировано, в следствии чего возникают заколонные перетоки. Данная проблема возникла на месторождении Баккен, в результате данных перетоков вдоль обсадной колонны произошли сильные перепады давления и произошел прорыв воды из вышележащего пласта, процент воды в нефти резко возрос, из-за данной ошибки очень большие запасы месторождения Баккен так и не были разработаны. При разработке ачимовских залежей необходимо будет

учитывать данный опыт и производить цементацию интервалов, осложненных АВПД, с использованием более прочного цемента.

При проведении гидравлического разрыва пласта в условиях аномально высокого давления, заключающаяся в том, что технически невозможно сделать достаточную ширину трещины, что значительно снижает ее эффективность. Почти во всех месторождений аналогах используется новая технология, которая позволяет повысить эффективность трещин на 35%. С помощью технологии Slickwater (Schlumberger) (Рисунок 2.7) в пласт закачивается мелкие фракции проппанта с высоким расходом жидкости и низкой концентрации проппанта $150 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$. Создается разветвлённая сеть трещин, позволяющая создать максимальную площадь соприкосновения с пластом. Жидкость ГРП используется без гуара и сшивателя [24].

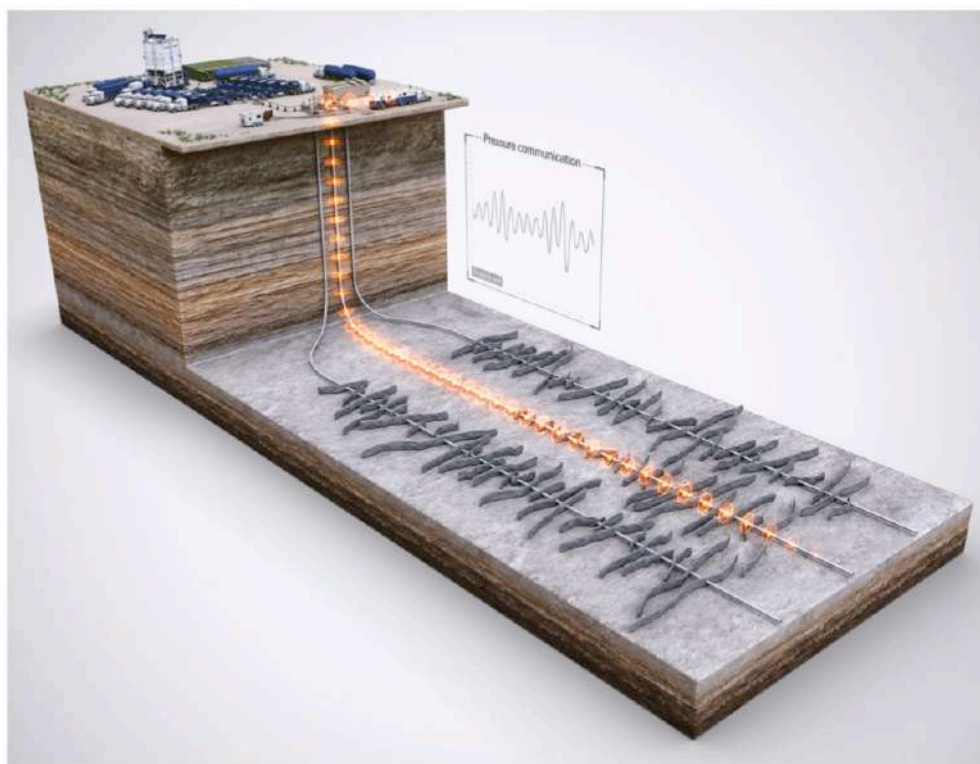


Рисунок 2.7 - Технология Slickwater

Также трудности могут быть связаны с поддержкой пластового давления, поскольку наземное оборудование не способно создавать давление, способное на забое скважины превышать пластовое, в связи с этим необходимо в течении нескольких лет применить стратегию истощения пласта

для снижения пластового давления до нормального, после чего вводить систему ППД.

2.4 Рекомендации по технологиям применимым к месторождениям Ачимовской свиты

Для гидродинамического моделирования месторождений Ачимовских отложений, на основе проведенного анализа изученной литературы, были сделаны следующие выводы:

1) Все скважины будут горизонтальными и расставлены по рядному шаблону.

2) Оптимальная длина горизонтальной части ствола и количество стадий ГРП будут определены через зависимость от NPV. Как уже указывалось ранее наблюдается положительный тренд в добыче нефти с увеличением длины горизонтального ствола и стадий ГРП.

3) В качестве вытесняющих агентов в системе поддержки пластового давления будут применены вода и газ, так как использование последнего оказалось весьма успешным на некоторых месторождениях-аналогах.

3 Гидродинамическое моделирование Приобского НГКМ основанное на гомогенной геологической модели

Целями данной работы является построение концептуальных геологической и гидродинамической модели, основанной на предоставленных компанией «ТННЦ» данных. Данные модели будут включать в себя ряд неопределенностей, связанных с малой изученностью месторождения, таких как: распространение песчаных тел-коллекторов, а также петрофизических свойств в межскважинном пространстве. Необходимо подобрать оптимальную стратегию разработки Приобского НГКМ с подбором оптимальной длины горизонтального ствола скважины и количества стадий гидравлического разрыва пласта, в качестве предполагаемой системы разработки был предложен рядный шаблон с возможностью вариации расстояния между одноименными и разноименными скважинами и дальнейшим выбором оптимальной системы. В заключении предполагается построение экономической модели для оценки рентабельности месторождения. На рисунке ниже, представлена схема проекта (Рисунок 3.1):



Рисунок 3.1 - Схема проекта

3.1 Варианты разработки Приобского НГКМ

В виду того, что коллектор имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства все добывающие скважины целесообразно бурить горизонтальными с проведением процедуры мультистадийного гидравлического разрыва пласта. Для того чтобы выбрать оптимальную стратегию разработки месторождения первоначально необходимо определиться с геометрией скважины: длину ее горизонтальной секции ствола и число стадий ГРП.

Предполагается начать проводить сравнения используя две базовые стратегии разработки: истощение и с помощью осуществления системы поддержки пластового давления. В стратегии с ППД возможны два варианта геометрии нагнетательных скважин: горизонтальные и вертикальные с определением необходимого количества нагнетательных вертикальных скважин относящихся к добывающим. Также частой практикой на месторождениях Российской Федерации является ввод нагнетательных скважин с первоначальной отработкой, такой вариант в дальнейшем так же будет рассмотрен. Для осуществления повышения приемистости нагнетательных скважин с целью достижения единичного коэффициент компенсации возможно проведение ГРП на нагнетательных скважинах в том числе. Чтобы получить полное сравнения необходимо также смоделировать стратегии с использованием различных вытесняющих агентов в системе ППД: вода и газ, так как последний был успешно применен на ряде месторождений аналогов. Стоит отметить, что на рассматриваемом участке месторождения возможность закачки газа в пласт на данный момент отсутствует, моделирование данных стратегий несет в себе исключительно исследовательскую задачу в качестве рассмотрения альтернативных стратегий. Ниже на рисунке приведена схема выбора оптимальной стратегии (Рисунок 3.2):



Рисунок 3.2 - Схема выбора стратегии разработки

В синих боксах отображены шаги, связанные с принципиальным выбором стратегии, в серых боксах описываются вспомогательные шаги, помогающие с оптимизацией экономической части проекта.

После опробования базовых кейсов на концептуальной гомогенной геологической модели, отображающие основные характеристики залежи, и определения наиболее экономически выгодной, следующим этапом будет проведения анализ чувствительности и неопределенностей в котором будет построен ряд геологических моделей с добавлением в модель частого прослаивания песчаников и глин. Целью данных моделей является определения влияния технологических параметров (различное расстояние между скважинами, количество стадий гидравлического разрыва пласта, наличие или отсутствие трещин ГРП на нагнетательных скважинах, различные вытесняющие агенты) влияют на разработку Приобского НГКМ.

3.2 Секторная геологическая модель

Для сокращения времени расчётов гидродинамической модели было принято решение о моделировании сектора геологической модели площадью $S = 25 \text{ м}^2$ (Рисунок 3.3). Для моделирования использовался пакет геологического моделирования Petrel (Таблица 3.1). Разрез модели по пластам так же, как и сама модель приведены на рисунках ниже, стоит отметить, что три линзы коллектора будут разрабатываться одновременно путем специальной геометрии скважины при которой во все изолированные пласты пробуривается горизонтальный ствол скважины (Рисунок 3.4).

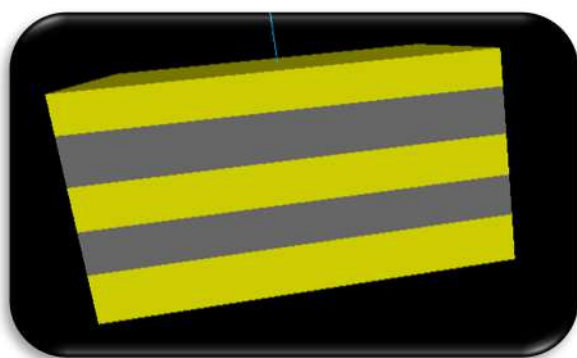


Рисунок 3.3 – Секторная геологическая модель



Рисунок 3.4 – Разрез модели

Таблица 3.1 – Основные характеристики модели

Пакет моделирования	Petrel
Количество ячеек сетки	63x63x74
Размерность одной ячейки	80m x 80m x 1.7
Распределение свойств	Assign value
Геологические запасы	$185 * 10^6 \text{ м}^3$

Этап построения геологической модели начинается с загрузки в программный продукт сейсмических данных, ввиду малой данного горизонта

месторождения и постановкой моделирования концепта модели, в данной работе в качестве поверхности используются правильный четырехугольник. После загрузки кровли пласта, предполагая, что поверхность кровли и подошвы имеют одинаковую геометрию, необходимо параллельно отобразить сейсмические данные на отбивки по пластам. Далее производится добавление инклинометрии скважины и загрузки ГИС, проведенных в них, в качестве используемых предполагалось использование каротажа литологии пласта (коллектор/ не коллектор), а также каротажей с основными петрофизическими свойствами (пористость/ проницаемость/ насыщенность). Рассматриваемая территория месторождения является чистой нефтяной зоной, следовательно вся имеющаяся водонасыщенность является остаточной.

Далее создается каркас модели, в котором задается размер ячеек модели, для корректного моделирования необходимо выбрать размерность ячейки таким образом, чтобы она могла отображать все геологические особенности месторождения. Размер ячейки в вертикальном направлении не должен превышать мощности минимального слоя. После создания каркаса модели производится апскейлинг ГИС. Апскейлингом называется процедура, при которой производится перенос свойств ГИС на ячейку вокруг скважины, при этом необходимо контролировать правильность переноса и производить корректировки в случае их необходимости.

Также важной частью моделирования является распространение коллекторских свойств в модели, так как на данном этапе выполняется построение гомогенной модели, то все свойства распространены константным значением Assign value. Финальным этапом является подсчет геологических запасов нефти в модели, в данном случае в результате получилось $185 * 10^6 \text{ м}^3$ нефти.

3.3 Гидродинамическая модель

Важным параметром разработки месторождения является его экономическая составляющая проекта, которая начинается с подборки оптимальной геометрии скважины. После построения геологической модели, необходимо ее конвертировать в гидродинамическую в программном продукте t-Navigator.

Для инициализации гидродинамической модели и ее расчёта с помощью дифференциальных уравнений необходимо задание начальных и граничных условий модели.

Используемые уравнения:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi N_c) = \text{div} \sum_{p=o,w,g} x_{c,p} \xi_p \left(k \frac{k_r p}{\mu_p} (\nabla p_p - \gamma_p \nabla D) \right) + q_c, \quad (1)$$

$$p_o - p_g = P_{cOG}, \quad (2)$$

$$p_o - p_w = P_{cOW}, \quad (3)$$

$$S_o + S_w + S_g = 1, \quad (4)$$

где N – молярная плотность компонента,

S – насыщенность фазой,

ϕ – пористость,

P – давление фазы,

$x_{c,p}$ – молярная доля компонента c в фазе P ,

ξ_p – молярная плотность компонента,

k – тензор абсолютной проницаемости,

k_{rp} – относительная фазовая проницаемость,

μ_p – вязкость,

γ_p – вертикальный градиент давления,

D – вектор глубины,

P – капиллярное давление на контактах.

Так как в данных исследованиях проводится моделирование сектора месторождения граничным условиям необходимо обратить особое внимание.

Существует два вида условий на границе модели:

1) Граничное условие постоянного давления (условие Дирихле)

$$p_p = const_p, \quad (5)$$

2) Граничное условие не протекания (условие Неймана)

$$\frac{\partial p_p}{\partial N} = (\alpha_p (\nabla p_p - \gamma_p \nabla D), n) = 0, \quad (6)$$

где $\alpha_p = \frac{k k_{rp}}{B_p \mu_p}$.

Для моделирования стратегии с поддержкой давления используется граничное условие постоянного давления, чтобы отобразить влияние нагнетательных скважин, находящихся за пределами сектора. Возможно два метода задания: 1) увеличение порового объема краевых ячеек, что ведет к увеличению запасов и менее физичности модели, однако на производстве данный метод пользуется популярностью, 2) задание аквифера в явном виде, в данной работе использовался именно данный метод. Для того, чтобы смоделировать характер поведения сектора пласта при истощении необходимо задавать условие не протекания, при котором границы отражают поведение скважины, находящейся за контуром. В аквифере Фетковича рассчитывается скорость потока воды из него в основную сетку по формуле:

$$Q_i = JA(P_a - P_i + g\rho(D_i - D_a)), \quad (7)$$

где J – индекс продуктивности аквифера,

A – часть сетки, которая соединяется с аквифером,

P_a – давление в аквифере на текущий момент времени t ,

P_I – давление в присоединенном блоке,

D_a – глубина аквифера,

D_i – глубина блока сетки,

$g \rho$ – гравитационная постоянная и плотность воды в аквифере.

Существует два типа аквиферов: 1) аналитически, решение водоносной зоны и 2) численный аквифер, в котором чтобы покрыть водоносную зону с продуктивным пластом используется расширение ячеей сеточной области (в данной работе используется численный аквифер Фетковича). Для данных целей создается одномерный ряд ячеек водоносного горизонта со всеми необходимыми свойствами, и он присоединяется к границе модели.

В качестве начальных условий возможно использование двух вариантов: 1) неравновесная модель 2) равновесная модель. В первом варианте в качестве условий насыщения задаются определенные кубы с газо-нефте-водонасыщением, а также начальным давлением (Рисунок 3.5) и давлением насыщения, однако зачастую данной задание модели не менее точно отражает реальность и приводит к тому, что на первом шаге расчета модель не находится в состоянии равновесия, что приводит к межблоковым перетоками как следствие замедлению времени расчета. Второй способ более физичный, и он использовался в данной работе.

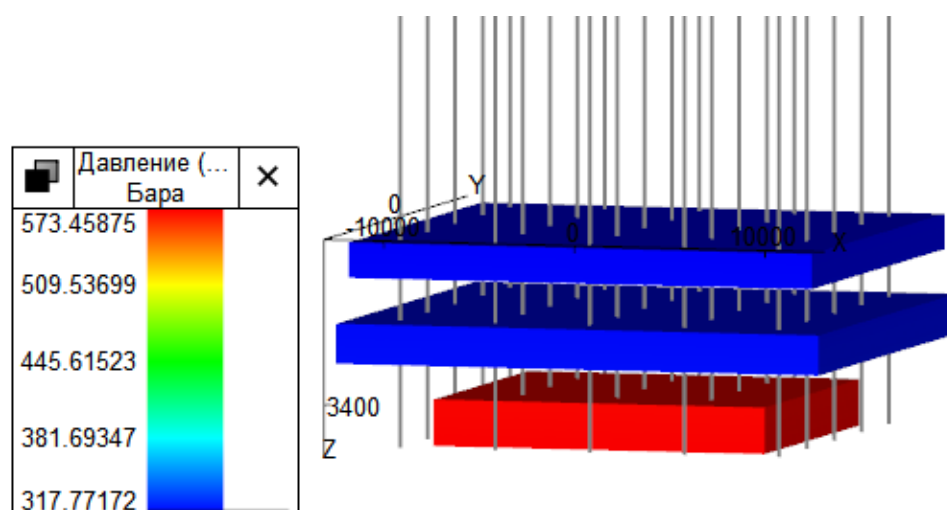


Рисунок 3.5 - Задание пластового давления с помощью регионов равновесия

В равновесной модели задаются регионы равновесия с опорными глубинами и значением давления на них, далее с помощью J – функции рассчитываются значения насыщенностей. Так как в пласте коллекторе есть пласт с аномально высоким пластовым давлением необходимо создавать два региона равновесия для задания разных давлений в отдельных пластах.

Далее необходимо задавать физико-химические свойства нети: зависимость объемных коэффициентов от давления, газонасыщенность. Также для определения правил течения флюидов в поровом пространстве задаются относительные фазовые проницаемости при этом в случае наличие нескольких зависимостей выполняется масштабирование ОФП по горизонтали и по вертикали, либо по одной из выбранных осей. Далее определяются кубы критических насыщенностей для выполнения операции пересчета относительных фазовых проницаемостей для каждой ячейки модели. Таким образом и все ячейки имеют свою собственную ОФП.

3.4 Определение геометрии скважин

Инициализировав гидродинамическую модель, был проведен ряд вычислительных экспериментов, направленных на определение оптимальной длины горизонтального ствола скважины и количества скважин. Для этого проводились расчёты с разными длинами ГС, как известно, чем больше длина горизонтального участка, тем больше добытой нефти будет со скважины, однако, возникают ситуации, при которых новая, дополнительно пробуренная секция не окупает себя. То есть прирост добычи за счет новой секции незначителен и выручка за нее меньше, чем стоимость пробуренной секции, точно такая же логика и при определении количества трещин ГРП на скважине. Соответственно, после проведения вычислительных экспериментов строятся графики зависимости длины ГС и количества стадий ГРП от NPV. Так же стоит отметить, что существуют ограничение на крюк буровой вышки,

используемой при разбуривании данного месторождения, в связи с этим технический лимит длины горизонтального ствола скважины составляет 1500м. Результаты приведены ниже на рисунках (Рисунки 3.6, 3.7) и в таблицах (Таблица 3.2):

Таблица 3.2 – Определение Длины ГС

Длина ГС	NPV, млн руб.	КИН, %
500	625	0,284
700	631	0,293
900	704	0,302
1100	800	0,316
1300	846	0,323
1500	883	0,33

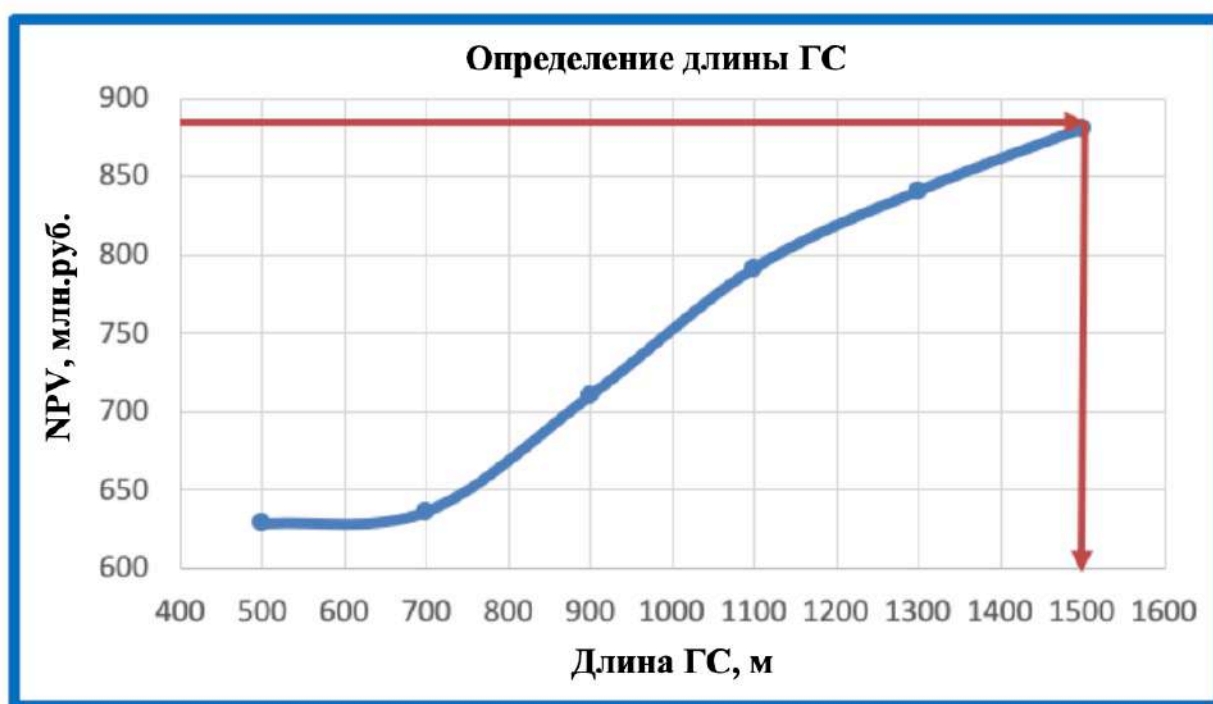


Рисунок 3.6 - Зависимость NPV от Длины ГС

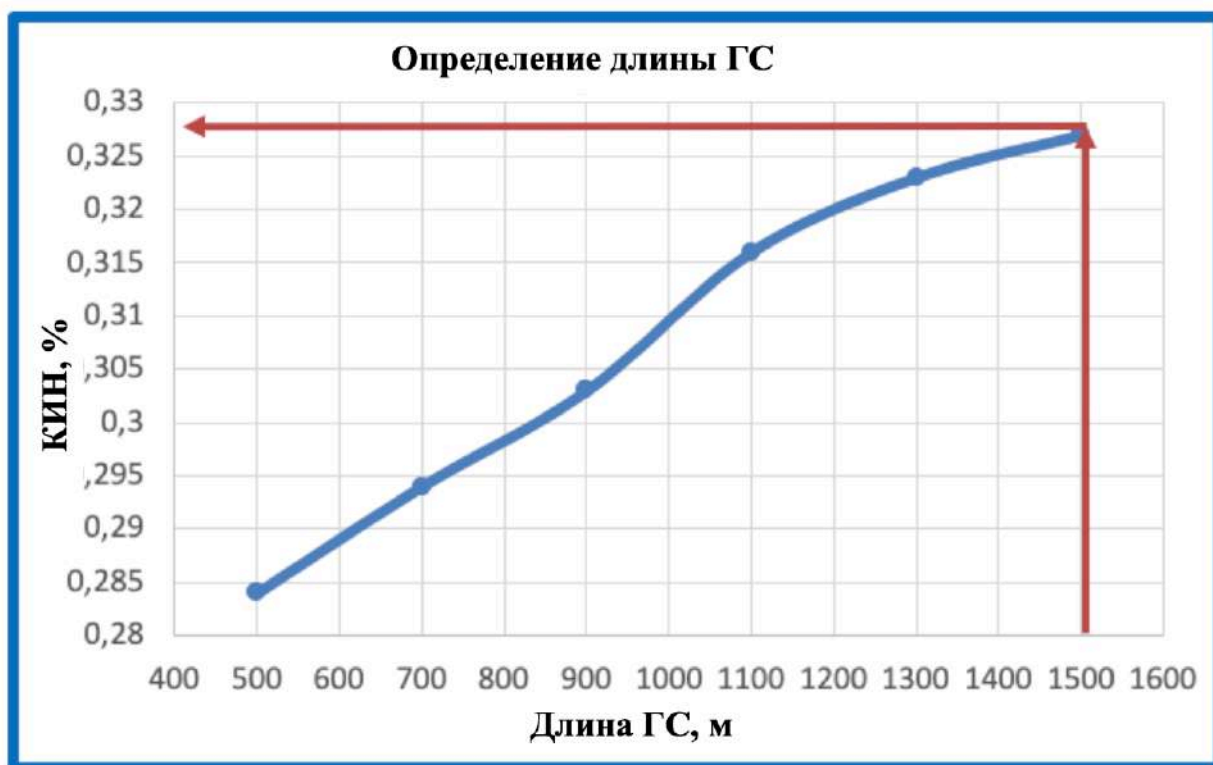


Рисунок 3.7 - Зависимость КИН от Длины ГС

Как видно из приведённых выше графиков NPV от длины ГС оптимум не был достигнут, что связано с тем, что коллектор низкопроницаемый и любое увеличение длины ГС окупается. Соответственно выбор сделан по ограничению буровой, соответственно Длина ГС составляет 1500 м, с КИНОм, приходящимся на одну скважину равным 0,33% и NPV 883 млн. рублей.

По аналогии определяется оптимальное количество стадий гидравлического разрыва пласта. Стоит отметить, что геометрия трещины в модели была принята из реально проведенного ГРП на Приобском НГКМ, характеристики приведены ниже (Таблица 3.3):

Таблица 3.3 – Параметры трещины ГРП

Полудлина трещины, м	100
Высота трещины, м	20
Ширина трещины, м	0,006

В программном продукте t-Navigator трещины задаются в явном виде (в Petrel, например, задаются отрицательным скин-фактором). Существует два

способа задания ГРП в модели: 1) Локальное измельчение сетки (LGR) при котором трещина задается набором более мелких ячеек, однако данный вариант не подходит для осуществления в работе, так как увеличивается общее количество ячеек в модели, которое выходит за рамки предоставленной лицензии. 2) Второй метод заключается в создании «виртуальных перфораций» со свойствами трещины, через которые будет рассчитываться течение флюида к скважине.

Для задания системы трещин создается таблица свойств с геометрией трещины, началом и концом заданий по измеренной глубине ствола скважины, количества стадий, шириной зоны влияния трещины, а также проницаемостью зоны влияния трещины. Ниже на рисунке приведено задание системы трещин в модели (Рисунок 3.8):

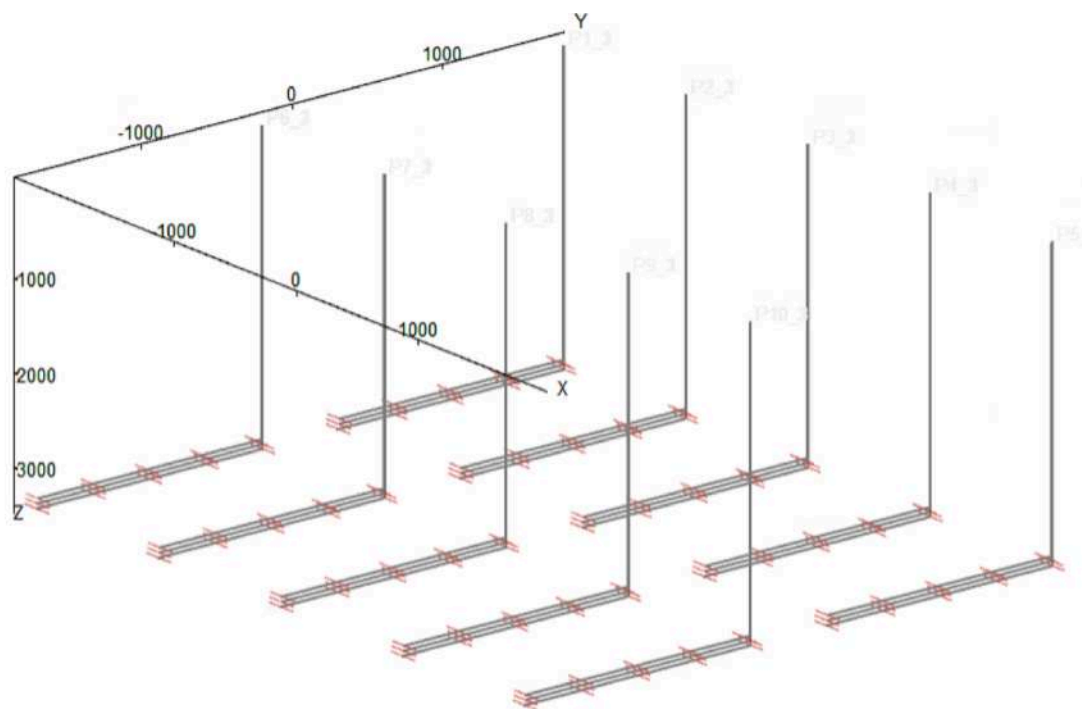


Рисунок 3.8 - Задание трещины ГРП в модели

Ниже в таблице приведены результаты проведения вычислительных экспериментов по подбору оптимального количества стадий ГРП (Таблица 3.4), (Рисунки 3.9, 3.10):

Таблица 3.4 – Определение количества трещин ГРП

Количество стадий ГРП	NPV, млн руб.	КИН, %
0	883	0,33
3	1312	0,515
4	1315	0,519
5	1317	0,525
7	908	0,526
8	890	0,5263

Как видно из приведенной выше таблицы с увеличением количества трещин ГРП увеличивается и коэффициент извлечения нефти, как следствие и NPV, однако в определенный момент трещины, находясь слишком близко друг к другу могут начать интерферировать и не окупать дополнительные затраты. Ниже приведены графики зависимостей КИН и NPV от количества стадий ГРП:



Рисунок 3.9 - Зависимость NPV от количества стадий



Рисунок 3.10 - Зависимость КИН от количества стадий

Таким образом оказалось, что оптимальной геометрией скважины является горизонтальная скважина с длиной горизонтальной секции равной 1500 метров и 5 пятистадийным ГРП, при коэффициенте извлечения нефти, приходящимся на одну скважины равным 0,53%.

3.5 Сравнение стратегий истощения и ППД

В данной главе будут рассмотрены две принципиально разные стратегии разработки, при расчёте которых будет принято решение о вводе нагнетательных скважин. Для осуществления возможности закачки вытесняющего агента в пласт с аномально высоким пластовым давлением первоначально необходимо истощить пласт до нормального давления, по расчётам оказалось, что достаточным временем истощения является один год. Забойной давление на нагнетательных скважинах было выбрано в зависимости давления гидравлического разрыва горных пород, а также с учетом возможности и безопасности максимального создаваемого давления на устье в 200 бар. Таким образом для двух верхних пластов давление равняется

512 бар, для нижнего 570 бар. Давление на добывающих скважинах выбрано с учетом возможности удержания единичного коэффициента компенсации, и оно оказалось равным 250 бар. Для стратегии истощения забойное давление на добывающих скважинах было лимитировано по средством давления насыщения нефти.

Граничные условия были описаны ранее в пункте 3.3 Гидродинамическая модель. По результатам проведения вычислительных экспериментов оказалось, что стратегия с осуществлением системы ППД в разы эффективнее (Таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Сравнение стратегий разработки

Параметр	Стратегия истощения	Стратегия с ППД
КИН, %	1,98	31,4
Накопленная добыча, млн. м ³	3,7	58
NPV, млрд.руб.	2,17	76,2
Время разработки, года	3	50

Так же ниже приведены графики зависимости коэффициента извлечения нефти и выручки от времени для обеих рассматриваемых стратегий (Рисунки 3.11, 3.12):

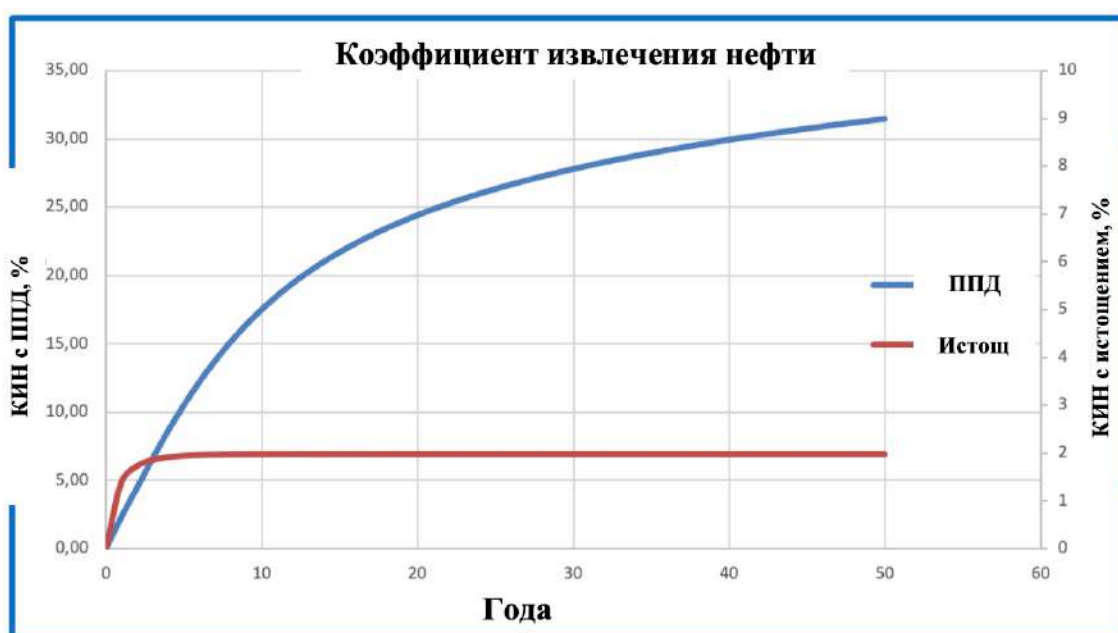


Рисунок 3.11 - Зависимость КИН от времени

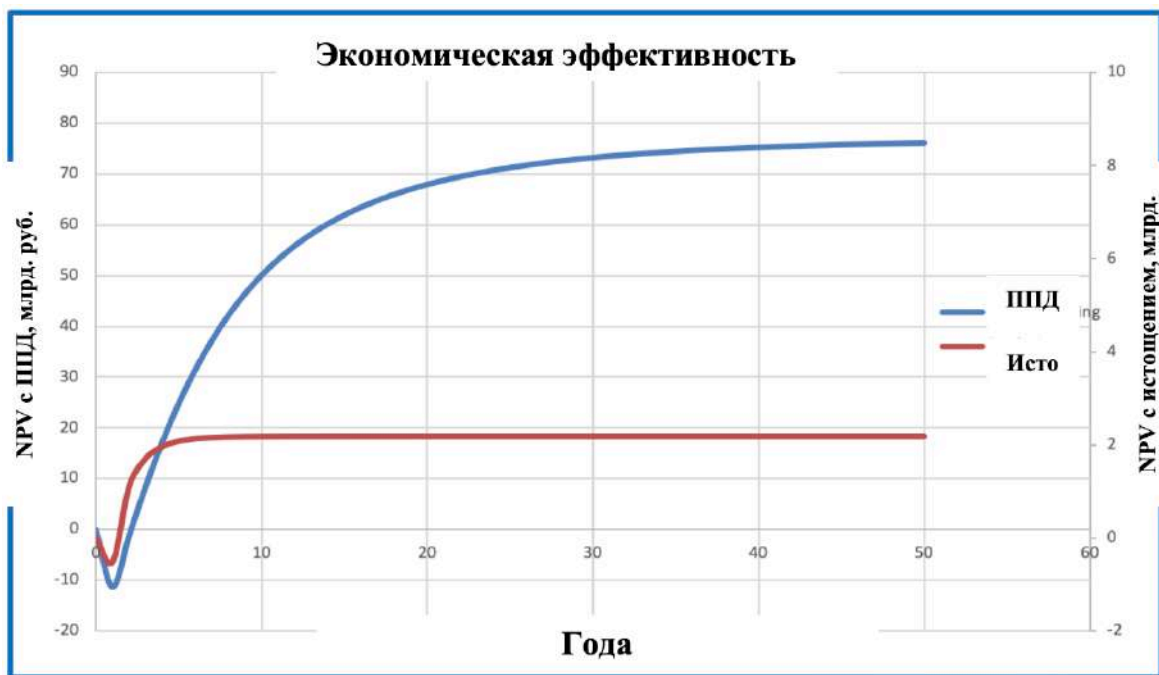


Рисунок 3.12 - Зависимость NPV от времени

Стоит отметить, что в стратегии истощения, через три года давление повсеместно упало и все скважины были отключены из-за отсутствия перепада давления (Рисунок 3.13).

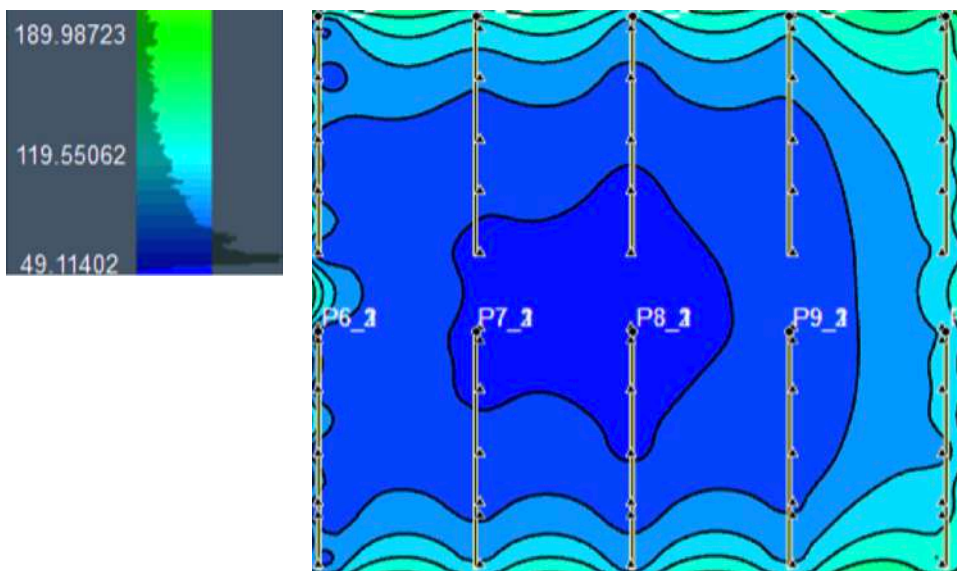


Рисунок 3.13 – Карта давлений для стратегии истощения

Поведение давления в стратегии с поддержкой пластового давления напротив становится более равномерной с воронкой депрессии, соединяющейся с воронкой репрессии (Рисунок 3.14)

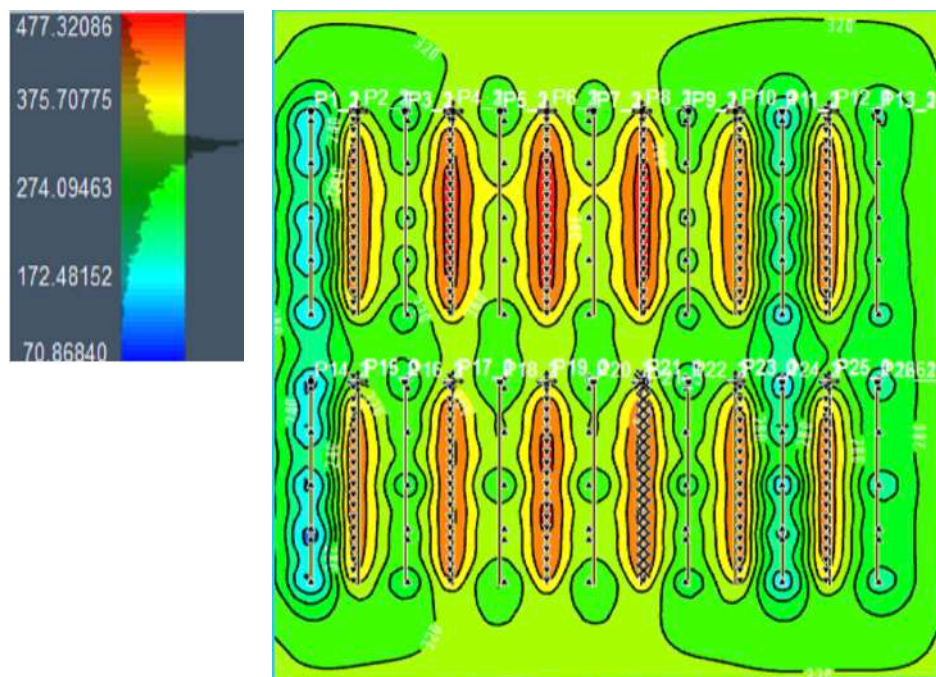


Рисунок 3.14 - Карта давления для стратегии с системой ППД

Следствием повсеместно упавшего пластового давления является отсутствие межскважинных течений, как показано на рисунке ниже насыщение нефтью близко к начальному (Рисунок 3.15):

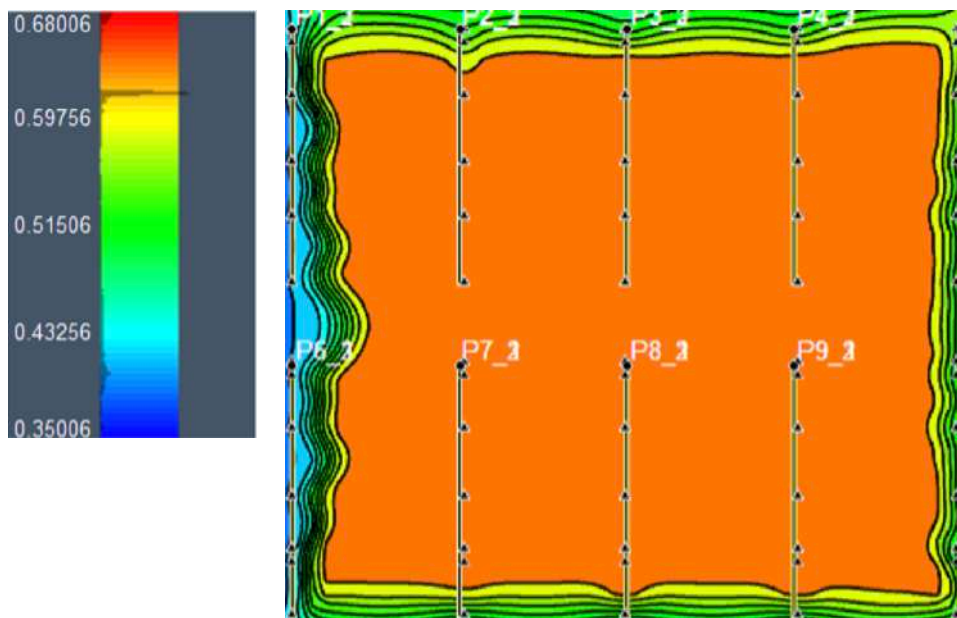


Рисунок 3.15 - Карта насыщений для стратегии истощения

Среднее насыщение нефтью для стратегии с поддержкой пластового давления значительно снизилось, что показывает более эффективную разработку данного месторождения (Рисунок 3.16):

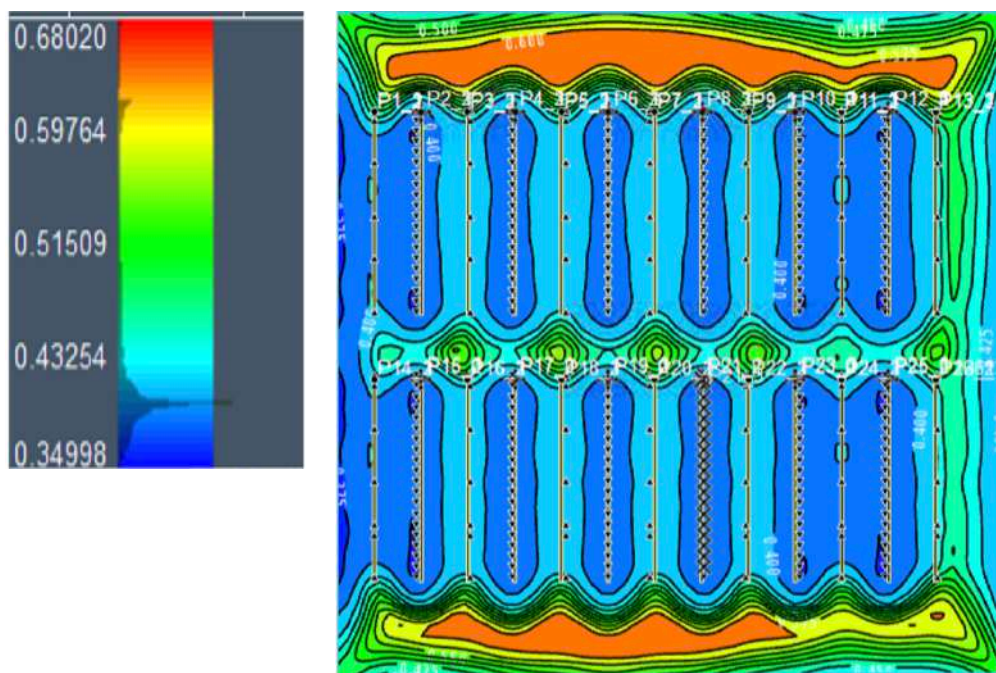


Рисунок 3.16 - Карта насыщений стратегии с системой ППД

Еще одним доказательством неэффективности разработки Приобского НГКМ являются построенные в модели линии тока. Для стратегии истощения видно, что основной приток шел с границы модели, в то время как межскважинное пространство осталось не выработанным (Рисунок 3.17):

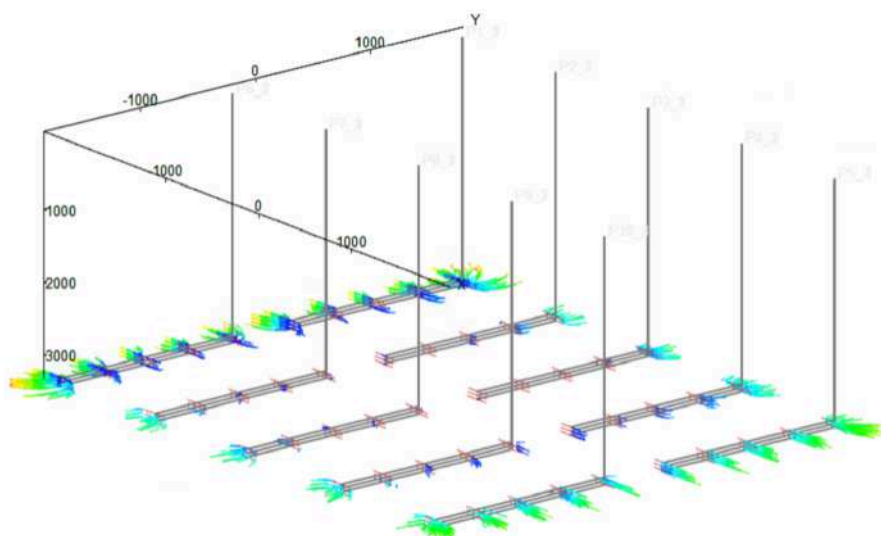


Рисунок 3.17 - Линии тока для системы истощения

Для стратегии с системой поддержки пластового давления напротив токи равномерно идут по всей площади месторождения, показывая на присутствие вытеснения нефти от нагнетательных скважин к добывающим (Рисунок 3.18):

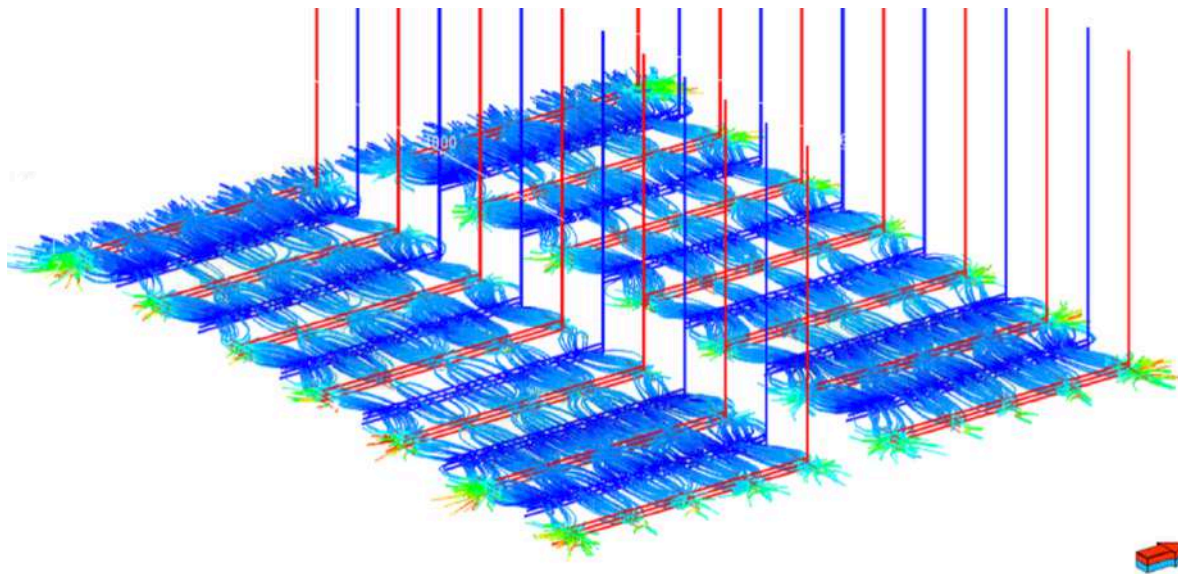


Рисунок 3.18 - Линии тока для системы ППД

3.6 Сравнение стратегий с вертикальными и горизонтальными нагнетательными скважинами

Система разработки с вводном скважин для системы поддержки пластового давления оказалось лучшей, чем истощение. Следующим шагом является исследование возможности уменьшения затрат на бурения нагнетательных скважин с помощью замены горизонтальных нагнетательных скважин на вертикальные. В данной главе будут рассмотрены четыре гидродинамические модели: 1) горизонтальные нагнетательные скважины 2) отношение количества вертикальных нагнетательных скважин к горизонтальным добывающим равняется 1:1 3) в третьей стратегии данное отношение равняется 2:1 4) в четвертой стратегии отношение увеличено до 3:1.

Известно, что цена на бурение трех вертикальных скважин примерно равняется цене на бурение одной горизонтальной, следовательно если исходом вычислительных экспериментов окажется превосходство технических параметров стратегии с вертикальными нагнетательными скважинами над стратегией с горизонтальными нагнетательными скважинами, то это будет означать и более эффективную экономическую часть проекта.

В результате сравнения планируется произвести выбор лучшей по следующим техническим параметрам: значение коэффициента извлечения нефти, накопленной добычи нефти за 50 лет разработки, компенсация (отношение приемистости в пластовых условиях к дебиту в пластовых условиях) (Таблица 3.6), (Рисунки 3.19, 3.20)

Таблица 3.6 – Параметры разработки месторождения

Параметр	Горизонт.	1:1	2:1	3:1
КИН, %	31,4	15,1	20,07	26,05
Накоп, млн. м ³	58	28,09	37,5	48,45
Компенсация, %	90	65	80	88

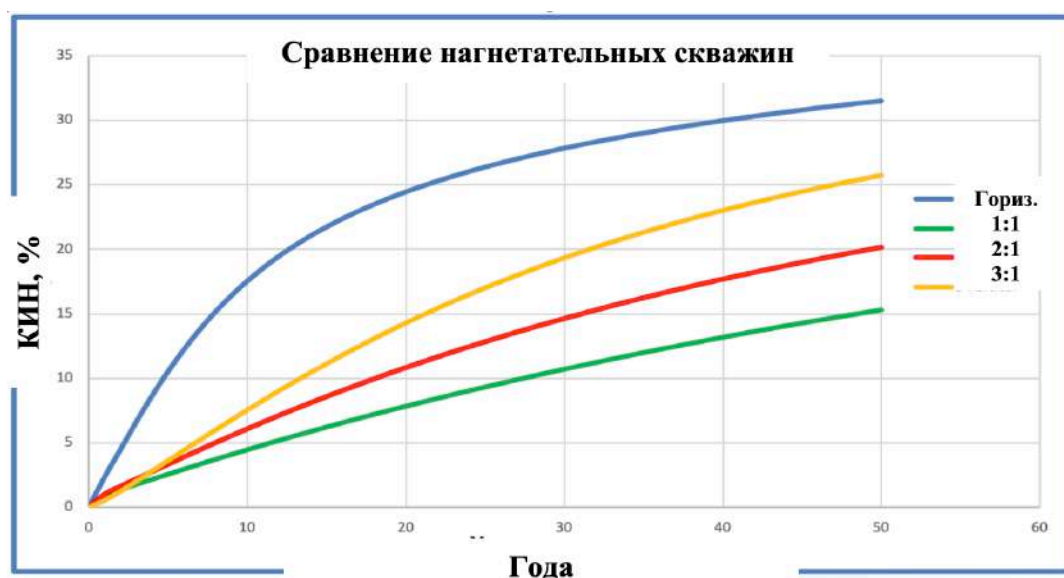


Рисунок 3.19 - Сравнение вертикальных и горизонтальных нагнетательных скважин

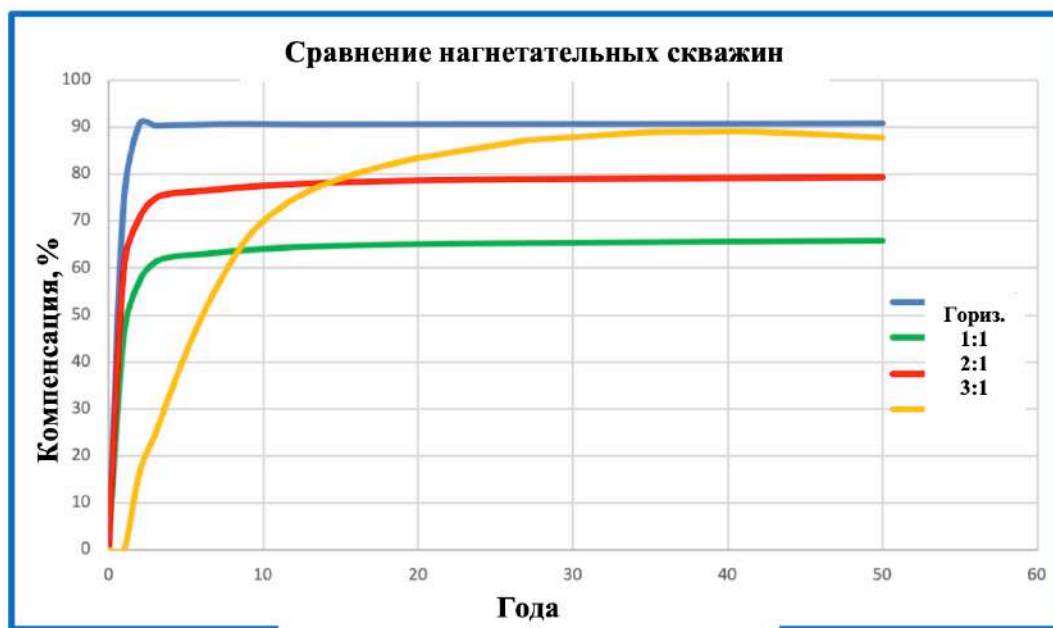


Рисунок 3.20 - Компенсация для сравнения вертикальных и горизонтальных нагнетательных скважин

Как видно из приведенных выше таблицы и рисунков нагнетательные вертикальные скважины не оказались такими же эффективными, как и горизонтальные, что выражено в уменьшенной накопленной добыче от 28,09 до 48,45 млн. м³ в сравнении с горизонтальными 58 млн. м³, так же как следствие КИН оказался меньше. Еще одним важным фактором при осуществлении поддержки пластового давления является компенсация, которая с увеличением количества нагнетательных скважин так же увеличивается, но она оказалась значительно ниже в случае с вертикальными нагнетательными скважинами, стоит отметить, что для случая 3:1 вертикальные нагнетательные скважины начали интерферировать, что повлекло за собой ухудшенное значение компенсации.

После проведения вычислительных экспериментов стало отчётливо ясно, что вертикальные нагнетательные скважины не являются эффективными даже на гомогенной модели, таким образом в дальнейшем данная стратегия не будет рассматриваться на гетерогенной модели, в которой будут включены прослаивания глин с песчаными телами.

3.7 Сравнение стратегий с обработкой нагнетательных скважин и без обработки

Довольно частой практикой в разработке месторождений Российской Федерации является обработка нагнетательных скважин с целью получения большей прибыли. Данная стратегия так же была включена в рассмотрение.

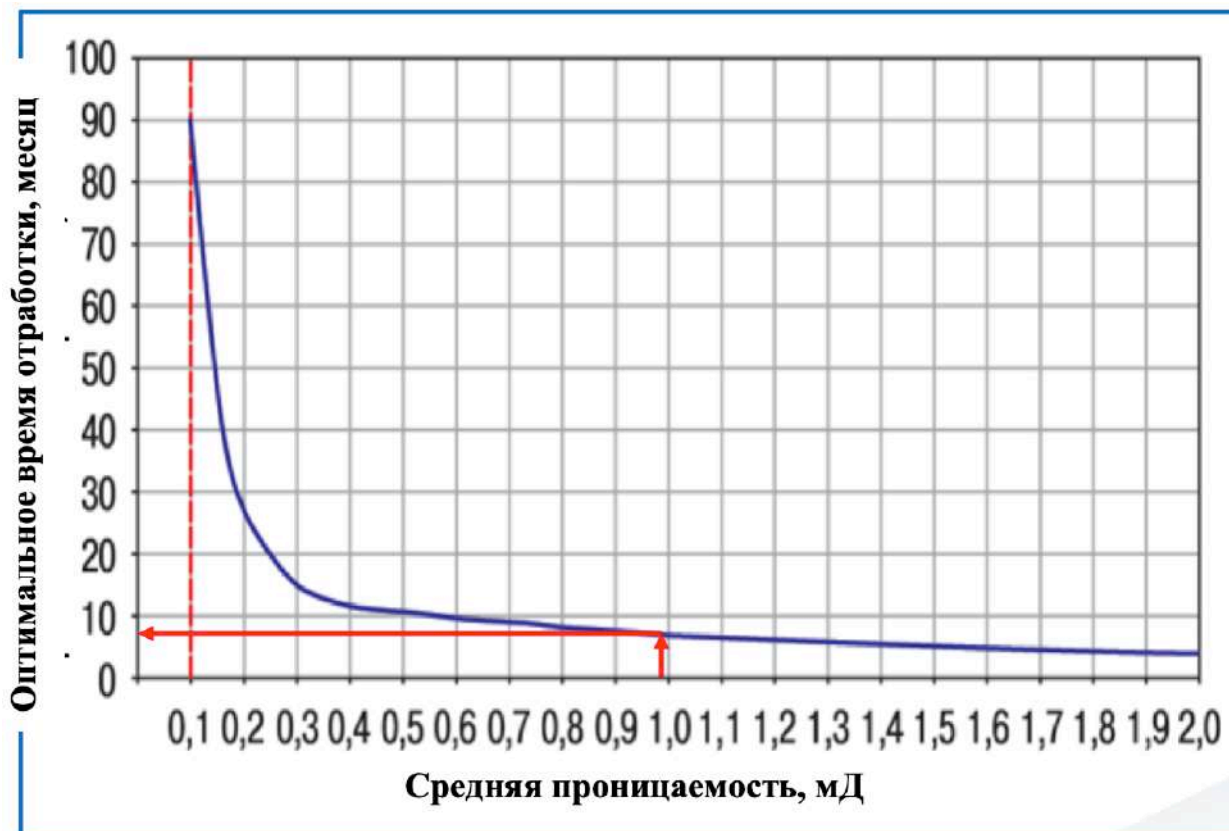


Рисунок 3.21 - Определение оптимального времени отработки скважин [29]

Первым делом было необходимо определить оптимальное время отработки скважин, для данных целей были изучены литературные источники (Рисунок 3.21). Инженерами-исследователями крупной нефтегазовой компании была получена зависимость отработки нагнетательных скважин на низкопроницаемых коллекторах, приведенная на рисунке выше. Как видно из результатов экспериментов данная зависимость времени отработки от проницаемости является обратно пропорциональной и имеет гиперболическую форму. Таким образом при средней проницаемости коллектора равной $k = 0,98$ мД было получено время отработки равное $t \approx$

8 месяцев. Данные вычисления были заложены в стратегии по скважинам в которых нагнетательные скважины первоначально использовались как добывающие, результаты сравнения приведены на рисунке ниже (Рисунок 3.22):

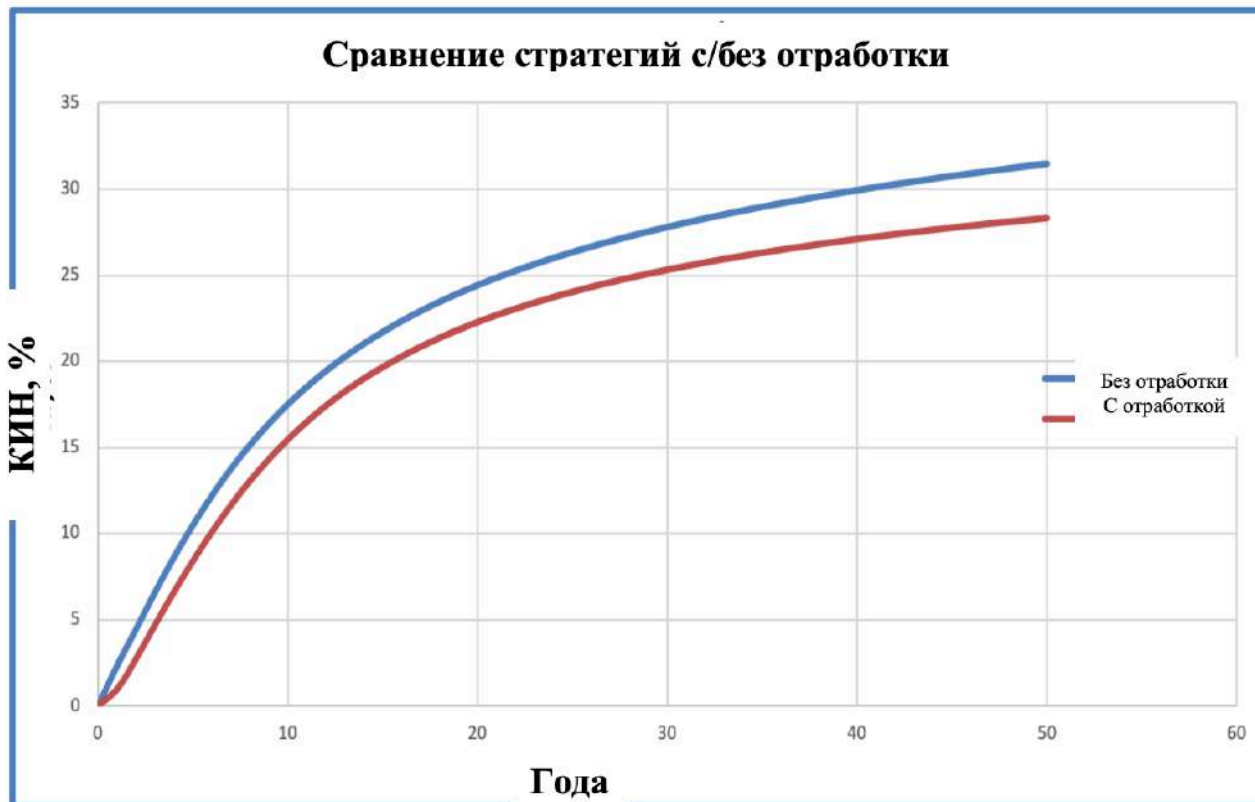


Рисунок 3.22 - Сравнение стратегий с/без отработки

Как видно из приведенного выше рисунка, стратегия разработки с применением отработки не оказалось эффективной с уменьшенными показателями накопленной добычи нефти и КИНа в течении 50 лет разработки, так же сравнение результатов приведено ниже в таблице (Таблица 3.7).

Таблица 3.7 – Сравнение параметров разработки

Параметр	С отработкой	Без отработки
$t_{\text{отработки}}$, месяцев	8	-
КИН, %	27.5	31.4
Накоп, млн. м ³	51.15	58

Таким образом установлена неэффективность стратегии разработки с применением отработки нагнетательных скважин.

3.8 Сравнение воды и газа в качестве вытесняющих агентов

Конечной задачей для гомогенной геологической модели стояло сравнение эффективности заводнения с использованием воды и газа в качестве вытесняющего агента. Шаблон расстановки скважин остался таким же, как и в предыдущих случаях. Главной целью сравнения являлось определение влияния разной вязкости агентов на вытеснение нефти в низкопроницаемом коллекторе, так как газ, обладая низкой вязкостью должен лучше фильтроваться в горной породе. С другой стороны, рассмотрение более вязких агентов, используя полимерное заводнение, не имеет смысла, так как ввиду отсутствия высокопроводящих каналов флюид из нагнетательных скважин не должен прорываться в добывающие и фронт заводнения продвигается достаточно равномерно. Также, полимерное заводнение, обладая высокими показателями вязкости будет приводить к уменьшенным показателям компенсации, так как приемистость на нагнетательных скважинах со временем будет падать.

Характеристики газа и воды приведены в таблице ниже (Таблица 3.8):

Таблица 3.8 – Характеристики воды и газа

Параметр	Вода	Газ
Вязкость, сП	0,33	0,17
Плотность, кг/м ³	1,01	0,657

Результаты проведения вычислительных экспериментов приведены ниже для накопленной добычи и компенсации (Рисунки 3.23, 3.24), (Таблица 3.9):

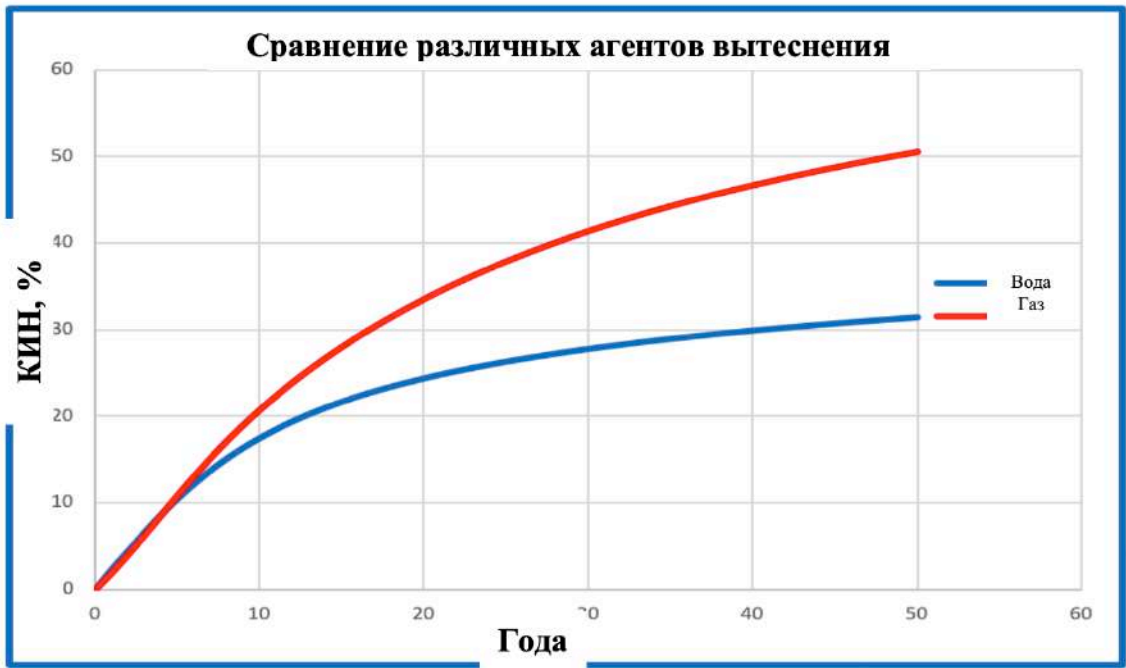


Рисунок 3.23 - Сравнение различных агентов вытеснения

Значение КИНа значительно увеличилось при применении газа в качестве вытесняющего агента системы ППД.

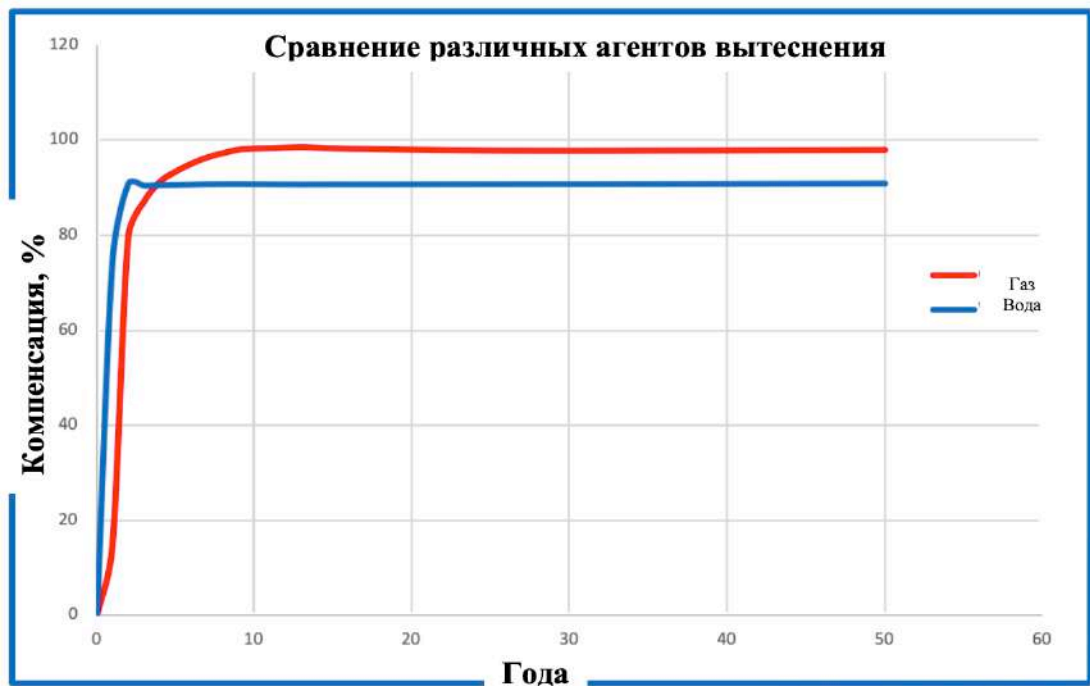


Рисунок 3.24 - Компенсация для различных агентов вытеснения

Компенсация также с использованием газа оказалась выше.

Таблица 3.9 – Сравнение параметров разработки для разных вытесняющих агентов

Параметр	Газ	Вода
КИН, %	50,6	31,4
Накоп, млн. м ³	93,92	58
Компенсация, %	90	99

В сравнении с заводнением, вытеснение с помощью газа оказалось значительно лучше увеличив КИН с 31,4% до 50,6%, как следствие увеличилась и накопленная добыча нефти с 58 млн. м³ до 93,92 млн. м³. Также на нагнетательных скважинах увеличилась приемистость, что позволило достигнуть практически стопроцентную компенсацию. Данные выводы позволяют предположить о том, что на гетерогенной модели газ также будет более эффективным с точки зрения вытеснения, чем вода. Однако, следует заметить, что как было отмечено ранее, в настоящий момент на Приобском НГКМ отсутствует возможность проведения вытеснением газа, следовательно в данной работ в дальнейшем вода не будет исключена из рассмотрения.

4 Моделирование разработки Приобского НГКМ основанное на гетерогенной геологической модели

После проведения некоторых вычислительных экспериментов на гомогенной модели и исключение неэффективных вариантов стратегии разработки, было решено провести анализ чувствительности на ряде неопределенностей. Данный подход заключается в добавлении тел неколлекторов в песчаные линзы и моделировании высокой степени неоднородности и переслаивания глин с песчаниками в модели, что позволит ближе приблизиться к реальной геологической картине.

В разработки месторождений есть большое место для существования неопределенностей, так как информация, полученная о пласте, является точечной и с некоторой долей погрешности.

Для выбора оптимальной стратегии в условиях неопределенностей производится оценка неопределённостей, такие как уровень ВНК, ГНК, значения пористости, проницаемости, ранги распространения тел и т.д., после оценки в результате которых рассматриваются различные диапазоны варьирования данных параметров и моделирования огромного числа геологических моделей, в результате чего на всех моделях опробуются различные варианты стратегий разработки и выбирается та, которая показала себя лучшей на всех геологических моделях.

Для автоматизации построения геологических моделей был создан Workflow, позволяющий задавать вариативные параметры с указанием их минимума, максимума и наиболее часто встречающегося значения. Данная программа далее автоматически перестраивает геологическую модель, и программа запускает новый расчет гидродинамической модели, результатом данного подхода является оценка разброса получаемой с месторождения прибыли.

Таблица 4.1 – Параметры для вариации

Параметр	Min	Max
Главный ранг, м	1100	1800
Побочный ранг, м	800	1500
Вертикальный ранг, м	0.5	2
ϕ	0.16	0.18
k	0.89	1.1
Зерно распределения	1	7

Размеры песчаных тел были взяты с рассмотренных месторождений-аналогов (North Coles Levee, Montney formations), в которых коллекторами

являются также отложения турбидитовых потоков. Песчаные тела распространялись с помощью SGS в модели (Таблица 4.1).

Пористость и проницаемость были разбросаны в диапазоне 10% и варьировались в каждом слое. Как результат работы Workflow были построены 10 геологических моделей с разным распределением тел, результат распределения приведен в таблице ниже (Таблица 4.2):

Таблица 4.2 – Различные геологические модели

№	Главный ранг, м	Побочный ранг, м	Вертикальный ранг, м	Пористость	Проницаемость	Зерно
0	1200	1500	1	0.17	0.98	1
1	1263,09	1556,62	0,628892	0,172917	1,02108	5
2	945,436	1656,56	0,758333	0,178458	1,06733	6
3	1381,2	1188,29	1,53376	0,170839	1,04128	6
4	1479,46	1107,21	1,65678	0,175463	1,05852	4
5	1339,24	1787,64	1,93305	0,167251	0,989294	3
6	871,22	1352,24	1,80188	0,165002	1,0286	7
7	1160,58	1403,54	1,29863	0,172363	1,0015	4
8	1097,36	1067,18	0,963856	0,168055	1,09737	3
9	1051,28	1610,29	0,855797	0,176938	1,08569	1

Для того, чтобы результаты статистического моделирования были корректны необходимо рассмотреть как можно больше геологических моделей, так например для подсчета запасов методом Монте Карло используют порядка 1000 моделей, однако, находясь в ситуации

ограниченности вычислительных ресурсов, с целью сокращения времени расчета моделей было рассмотрено всего 10 вариантов.

Было рассмотрено тринадцать стратегий разработки, и каждая из них была просчитана на всех десяти геологических моделях для определения наиболее эффективной. Все стратегии разработки имеют определенные схожие характеристики такие как: все добывающие и нагнетательные скважины являются горизонтальными с проведением мультистадийного гидравлического разрыва горных пород, а так же возможностью его проведения на нагнетательных скважинах с целью увеличения приемистости на них, в качестве вытесняющего агента будет применяться как вода, так и газ. В результате моделирования необходимо определить оптимальное расстояние между скважинами.

Четыре скважины были добавлены в гомогенную модель для распределения тел коллекторов, чтобы сделать геологическую модель более реалистичной. Базовый вариант №0 был построен вручную, далее остальные модели генерировались автоматически с помощью метода Латинский гиперкуб. Базовая гетерогенная модель приведена ниже (Рисунок 4.1):

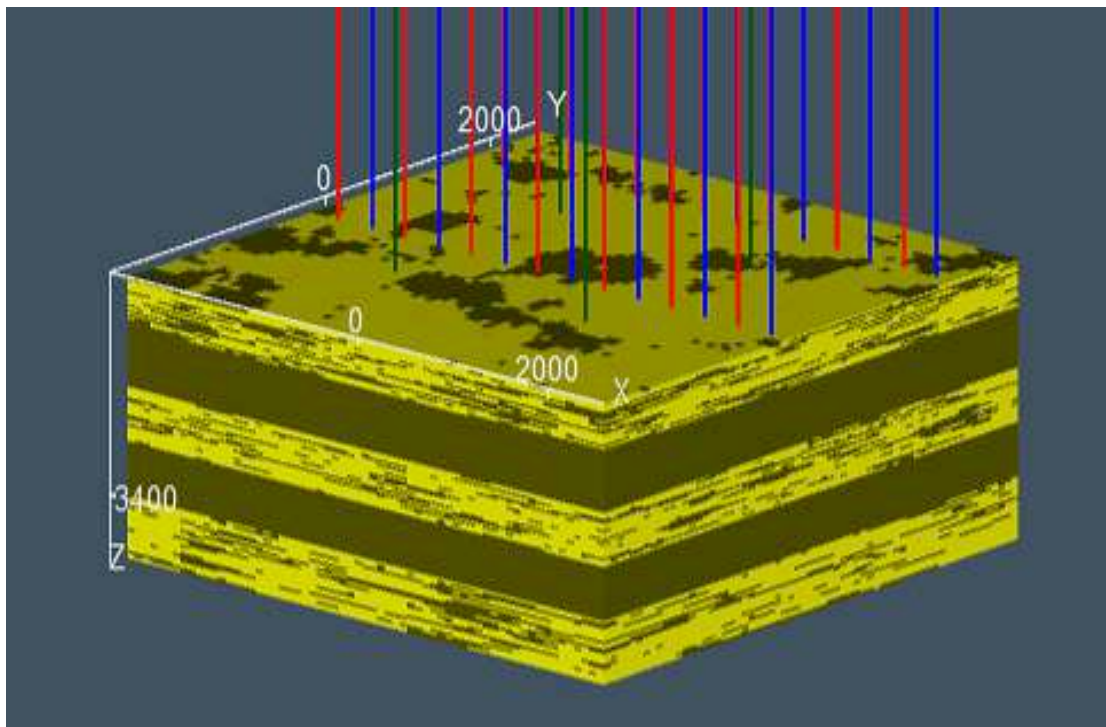


Рисунок 4.1 - Базовая гетерогенная модель

Также стоит заметить, что так как в гетерогенную модель были добавлены тела не коллектора, то значение порового пространства уменьшилось, как уменьшилось и значение запасов нефти. Был проведен анализ как различная конфигурация геологической модели влияет на запасы нефти, в результате была построена гистограмма распределения запасов, которая приведена ниже (Рисунок 4.2):

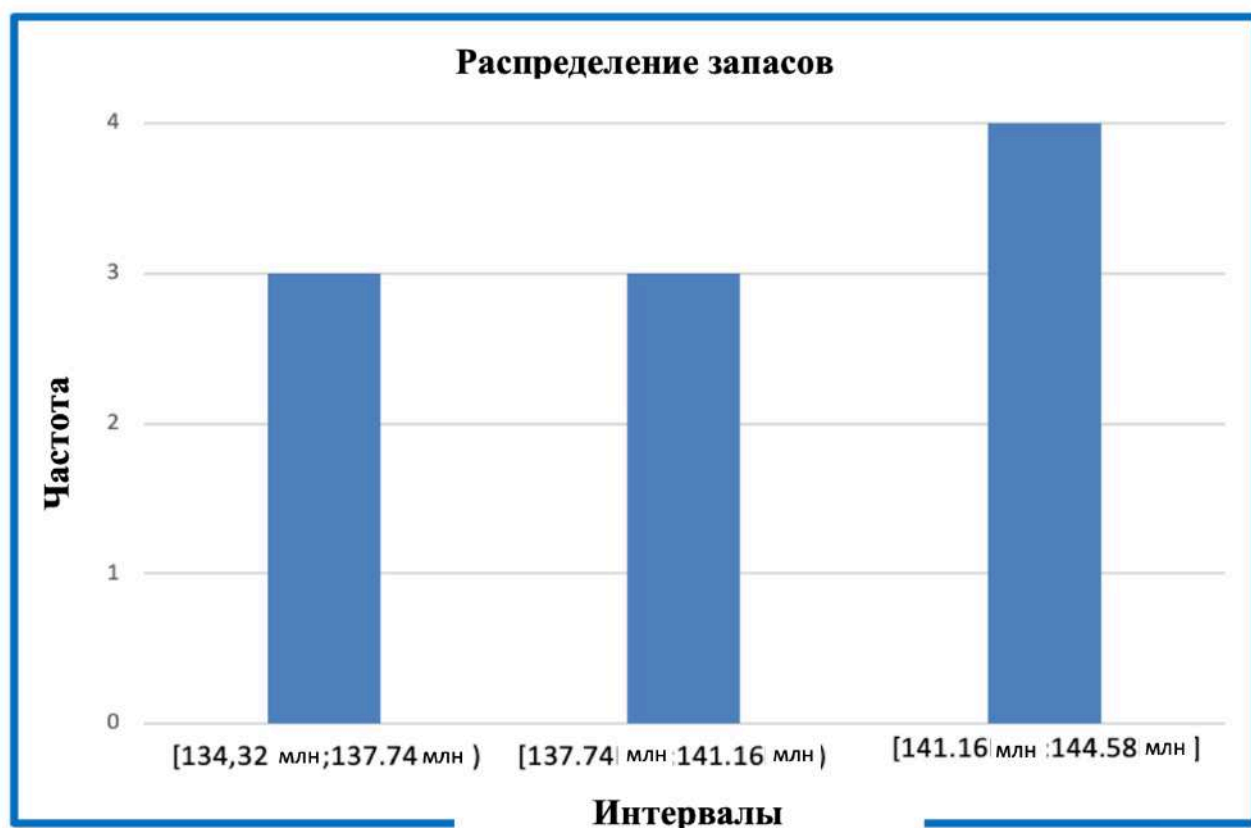


Рисунок 4.2 - Распределение запасов

4.1 Сравнение различных стратегий на гетерогенной модели

Данная глава описывает результаты исследований, направленных на оценку влияния того, как расстояние между скважинами, разное количество стадий ГРП влияют на параметры разработки. Для моделирования использовалась рядная система разработки, введем обозначение для дальнейшей простоты описания схемы разработки: d – расстояние между одноименными скважинами, a – расстояние между разноименными

скважинами, n_1, n_2 – количество стадий ГРП на добывающей и на нагнетательной скважинах, таким образом в укороченном виде стратегия будет записана в следующем виде: $(d;a)(n_1;n_2)$. Также на рисунке ниже приведено схема расстановки скважин, где красным цветом обозначены добывающие скважины, а синим цветом нагнетательные (Рисунок 4.3):

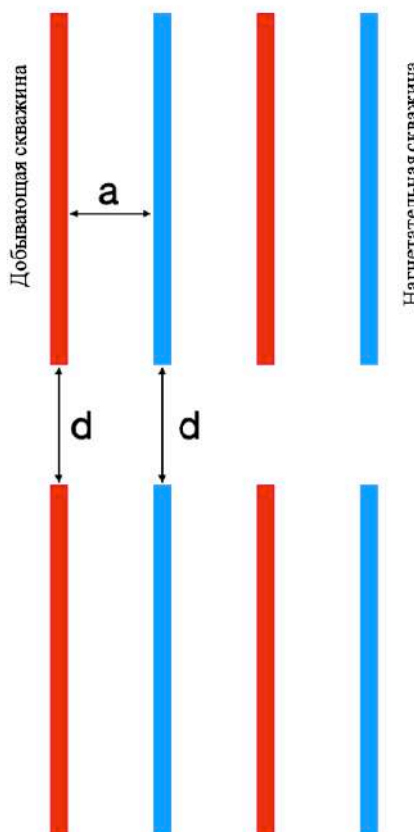


Рисунок 4.3 - Шаблон расстановки скважин

Также стоит отметить, что длина горизонтальной секции добывающих и нагнетательных скважин равняется 1500 метров, в случае если дополнительно не оговорено, то на добывающих скважинах будет проведено 5 стадий ГРП и на нагнетательных скважин ГРП не проводится.

Стратегии разработки могут быть разделены на две основные группы: 1) в первой группе исследования направлены на определение расстановки скважин с использованием воды в качестве вытесняющего агента, 2) во второй группе будет использоваться газ для тех же целей. В первой группе было рассмотрено 10 стратегий, во второй группе 3 стратегии, все стратегии с

учетом введенного ранее обозначения приведены в таблице ниже (Таблица 4.3):

Таблица 4.3 – Все рассматриваемые стратегии разработки

№	d	a	n ₁	n ₂	Агент
1	500	350	5	0	Вода
2	500	500	5	0	Вода
3	500	600	5	0	Вода
4	500	700	5	0	Вода
5	350	350	5	0	Вода
6	500	350	10	0	Вода
7	500	500	10	0	Вода
8	500	500	5	5	Вода
9	500	600	5	5	Вода
10	500	700	5	5	Вода
11	500	350	5	0	Газ
12	500	500	5	0	Газ
13	500	700	5	0	Газ

Далее рассмотрим результаты моделирования приведенных стратегий.

4.2 Сравнение различных стратегий разработки на гетерогенной модели

Данная глава содержит рассмотрение первой группы стратегий разработки, в которой вода рассматривается в качестве вытесняющего агента, так как на большинстве месторождений Западной Сибири вода для заводнения может использоваться из сеноманских водоносных горизонтов.

4.2.1 Определение параметра «а»

Данная подгруппа содержит в себе первые четыре стратегии: 1) (500;350)(5;0), 2) (500;500)(5;0), 3) (500;600)(5;0), 4) (500;700)(5;0). Целью данных исследований является определение как различное расстояние между разноименными скважинами влияет на параметры разработки. На рисунке ниже показан разброс коэффициента извлечения нефти для каждой из описанных стратегий в зависимости от варианта разработки, таким образом, что одинаковым цветом на графике нанесены нижний и верхний диапазон разброса КИНа (Рисунок 4.4), (Таблица 4.3):

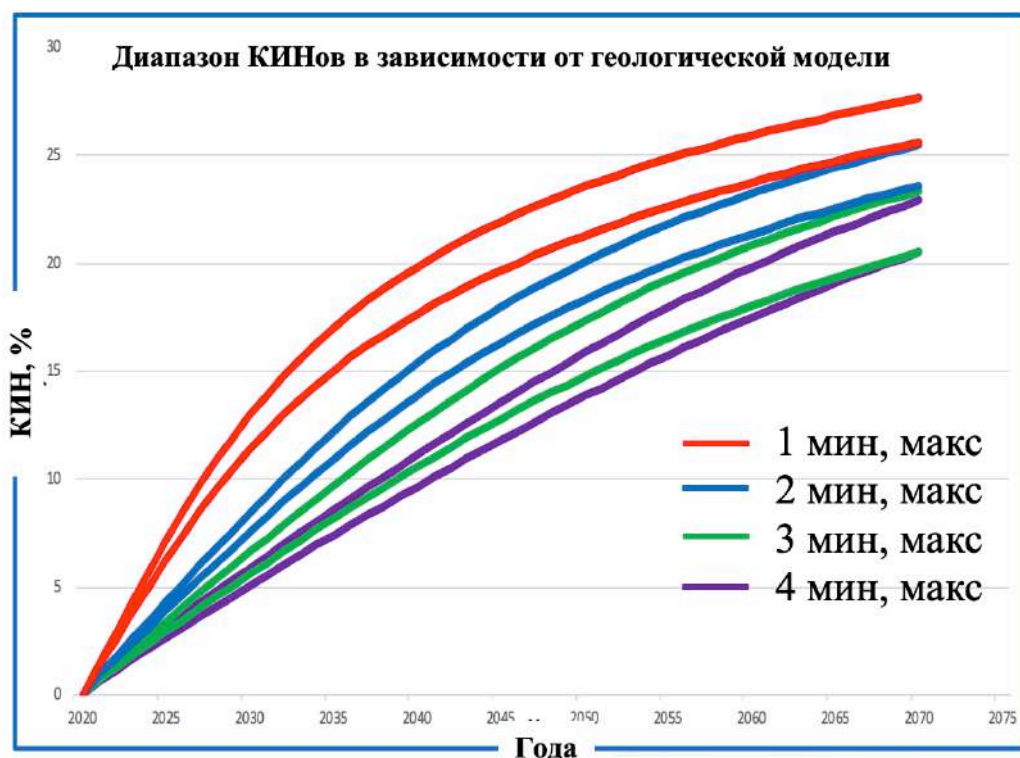


Рисунок 4.4 - КИН для определения параметра «а»

Таблица 4.3 –Параметры разработки для 1-4 стратегий

№	КИН, %	Накопленная нефть, млн. м ³	Компенсация, %	Дебит, м ³ /день	Прием. м ³ /день

1)(500;350)	25.62- 27.64	35.4-38.38	86-88	180-200	159-188
2)(500;500)	23.61- 25.48	32.83-35.45	76-79	156-176	123-145
3)(500;600)	20.53- 23.35	28.37-32.86	63-69	151-175	99-125
4)(500;700)	20.5- 22.9	27.72-32.4	57- 60	98-149	97-116

Как видно из приведенных графиков и таблицы с увеличением параметра «а» значение коэффициента извлечения нефти уменьшается, так же как и уменьшается значение компенсации, что свидетельствует о менее эффективном проведении заводнения. С точки зрения накопленной добычи нефти лучшей стратегией оказалась с расстоянием (500;350). Касательно обводненности продукции с увеличением расстояния между скважинами значение добычи воды уменьшается, также, как и прорыв воды происходит позже (Рисунок 4.5).

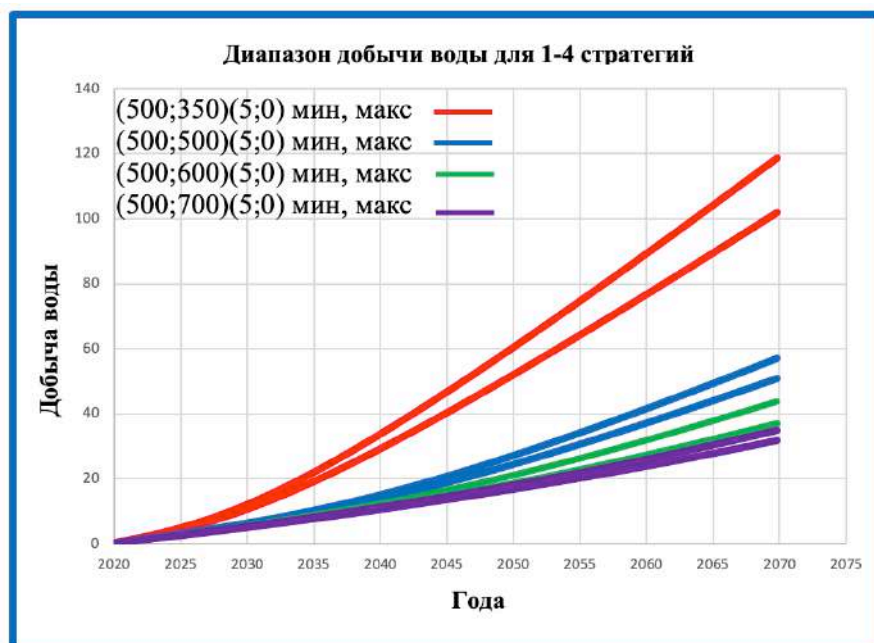


Рисунок 4.5 - Диапазон добычи воды для 1-4 стратегий

Как видно из приведенный графиков, добыча воды для стратегии (500;350) значительно выше в сравнении с остальными стратегиями в то

время, как остальные три стратегии показывают примерно одинаковое значение добычи воды. Так же на рисунке ниже приведено поведение коэффициента обводненности для всех четырех стратегий (Рисунок 4.6):

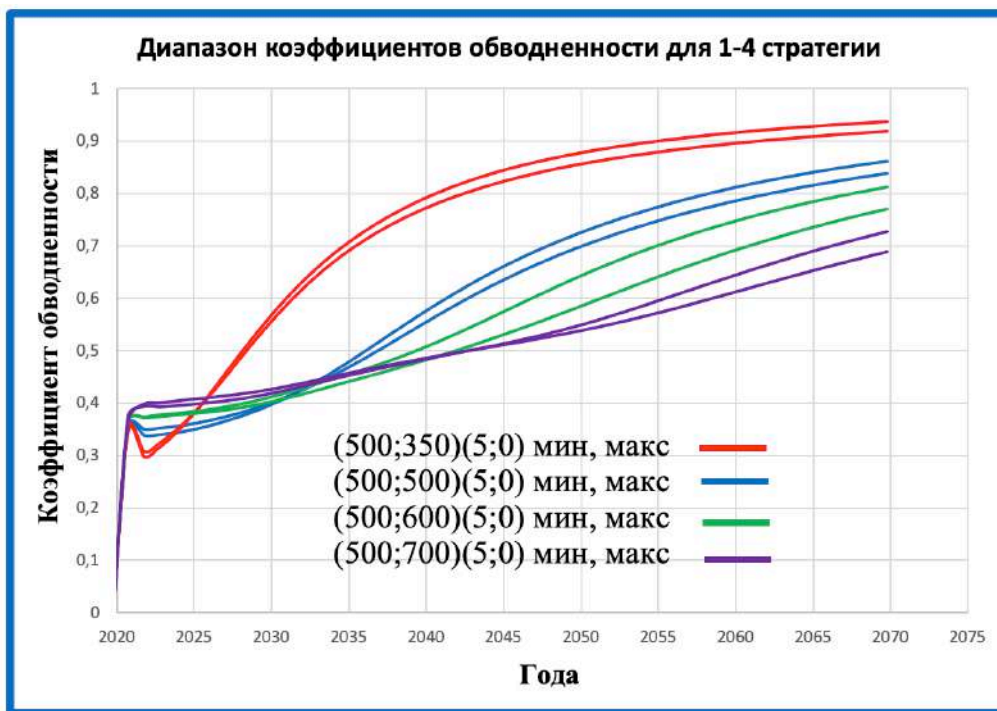


Рисунок 4.6 - Диапазон обводненности для 1-4 стратегий

Можно сделать вывод о том, что если сравнивать схемы (500;600) и (500;700), то на ранних стадиях стратегия с расстановкой скважин с расстоянием (500;600) показывает значительно больший КИН чем стратегия (500;700), однако через 50 лет добычи КИН и накопленная добыча нефти оказываются практически одинаковыми.

4.2.2 Определение параметра «d»

После определения параметра «a» необходимо определить расстояние между одноименными скважинами параметр «d», при такой расстановке скважин данное расстояние измеряется от «носки» предыдущей скважины до «пятки» следующей. Так же для уменьшения количества расчетов было принято заключение о том, что не имеет смысла моделировать увеличенное

расстояние, так как коллектор низкопроницаемый, поэтому в данной подгруппе рассматриваются только две стратегии (500;350), которая оказалась лучшей в предыдущей тактике и новая стратегия с расстоянием (350;350). Результаты проведения вычислительных экспериментов приведены ниже на графике и в таблице (Рисунок 4.7), (Таблица 4.4):

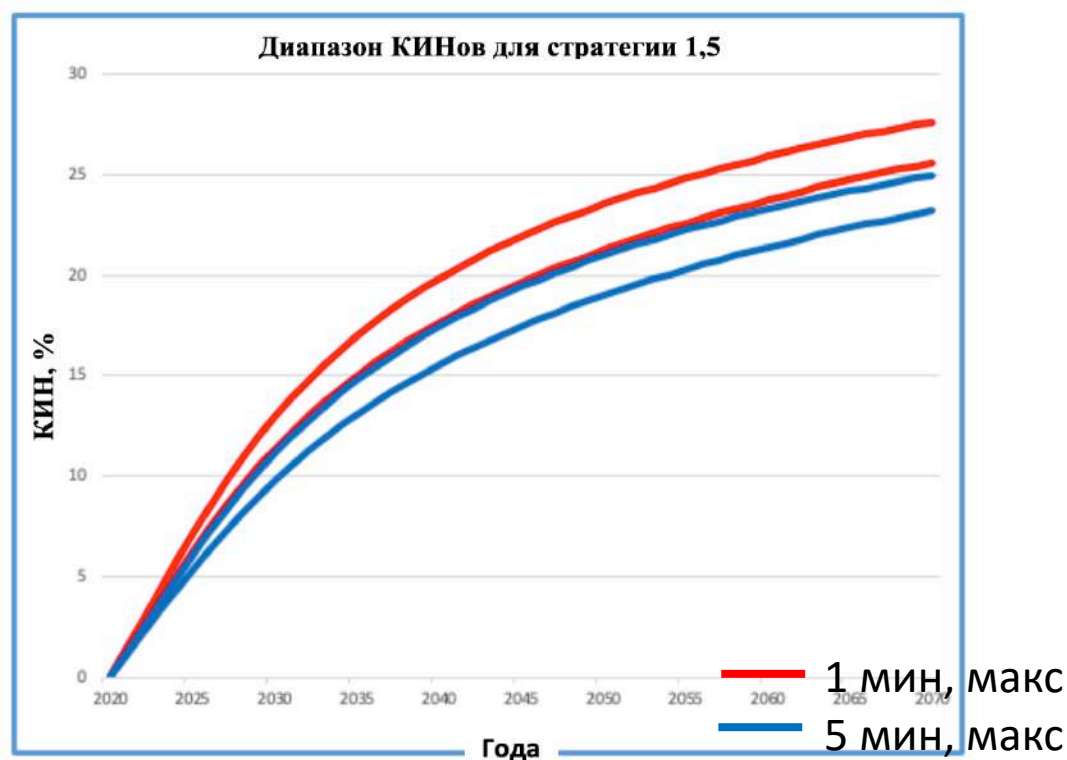


Рисунок 4.7 – Диапазон КИНов для стратегий 1,5

Таблица 4.4 – Параметры разработки для 1,5 стратегий

№	КИН, %	Накопленная нефть, млн. м ³	Компенсация, %	Дебит, м ³ /день	Прием. М ³ /день
1)(500;350)	25.62-27.64	35.4-38.38	86-88	180-200	159-188
5) (350;350)	23.2-24.97	32.05-35.11	84-85	142-166	137-154

Уменьшение параметра «d» значительно повлияло на разработку, КИН уменьшился с 25.62-27.64% (35.4-38.38 млн. м³) до 23.2-24.97% (32.05-35.11

млн. м³), данные диапазон не пересекаются, что означает ухудшение в независимости от того, какой на самом деле окажется геологическая модель. Дебиты жидкости также, как и приёмистость даже снизились с 180-200 м³/день до 142-166 м³/день и с 159-188 м³/день до 137-154 м³/день соответственно, как следствие уменьшилась и компенсация с 86-88% до 84-85%. По результатам данных исследований можно сделать вывод о том, что скважины начали интерферировать.

Что касается добычи воды и обводненности продукции, то с уменьшением расстояния между одноименными скважинами, данные показатели также уменьшились, рисунки приведены ниже (Рисунок 4.8):

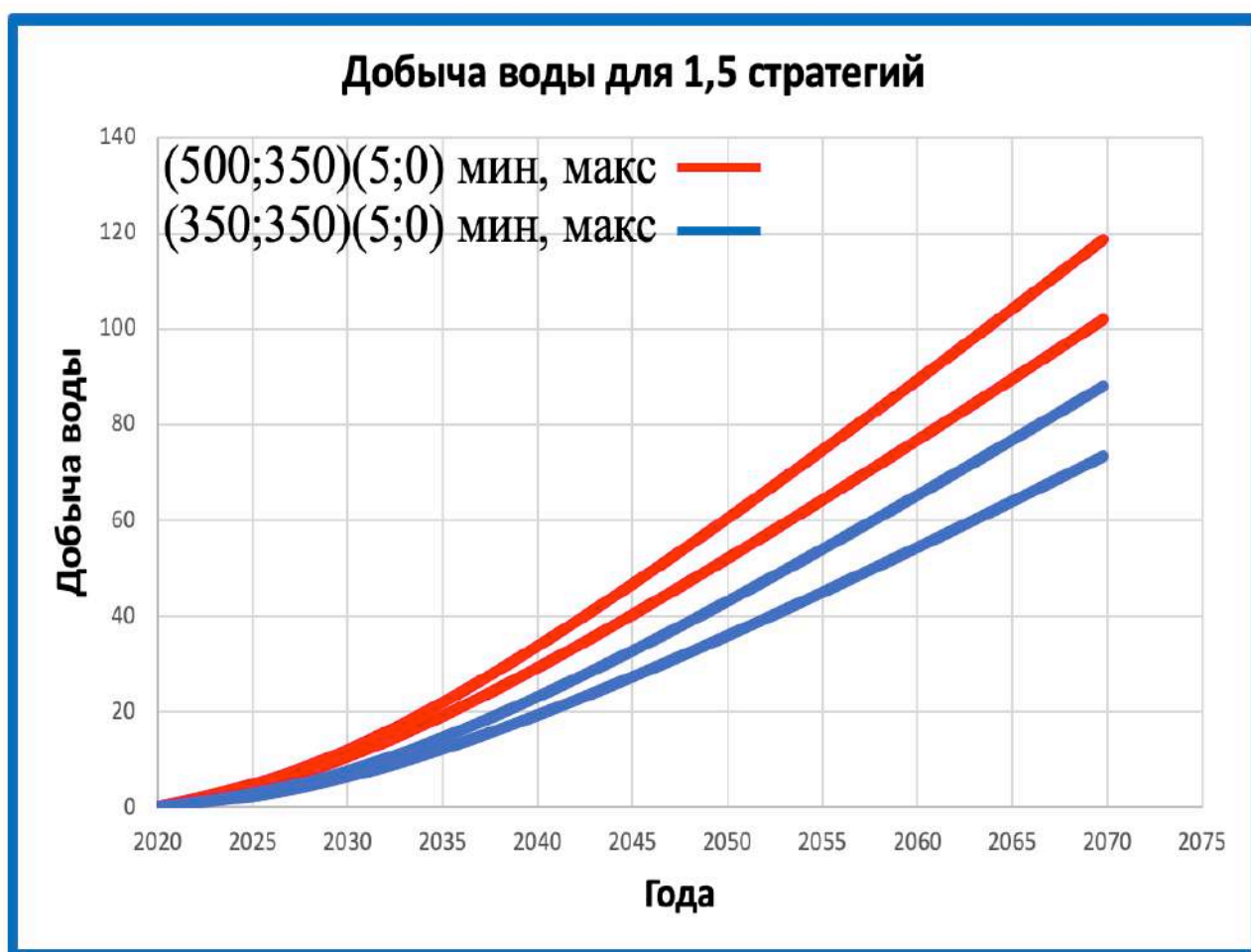


Рисунок 4.8 - Добыча воды для 1,5 стратегий

В сравнении (500;350)(5;0) и (350;350)(5;0) добыча воды в первом случае больше, чем во втором, обводненность приведена на рисунке ниже (Рисунок 4.9).

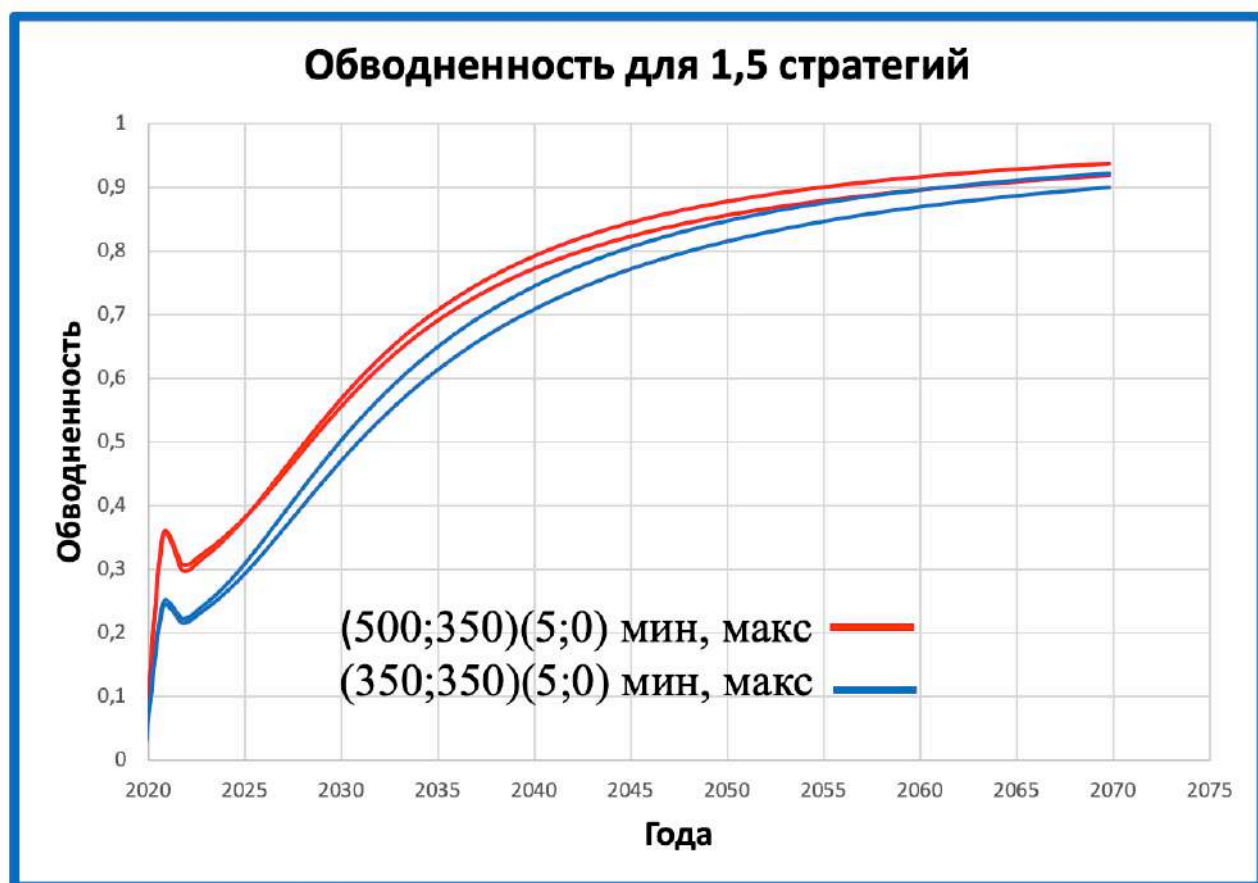


Рисунок 4.9 - Обводненность для 1,5 стратегий

Таким образом было установлено, что расстояние между одноименными скважинами, дающем наибольшее значение накопленной добычи нефти, является расстояние равное $d = 350$.

4.2.3 Различное количество стадий ГРП на добывающих скважинах

Дальнейшим исследованием было изучение влияния количества стадий ГРП, проведенного на добывающих скважинах. В данной подгруппе сравнивались попарно четыре стратегии: $(500;350)(5;0)$ с $(500;350)(10;0)$ и $(500;500)(5;0)$ с $(500;500)(10;0)$, как известно увеличенное количество стадий ГРП принесет на начальных стадиях разработки месторождения большую добычу, что положительно отразится на экономической части проекта, ведь чем раньше была добыта нефть, тем она более ценна, так как в дальнейшем

прибыль того же объема уменьшается в связи с действием ставки дисконтирования на добычу.

Результаты проведения вычислительных экспериментов приведены на рисунке ниже (Рисунок 4.10), (Таблица 4.5):

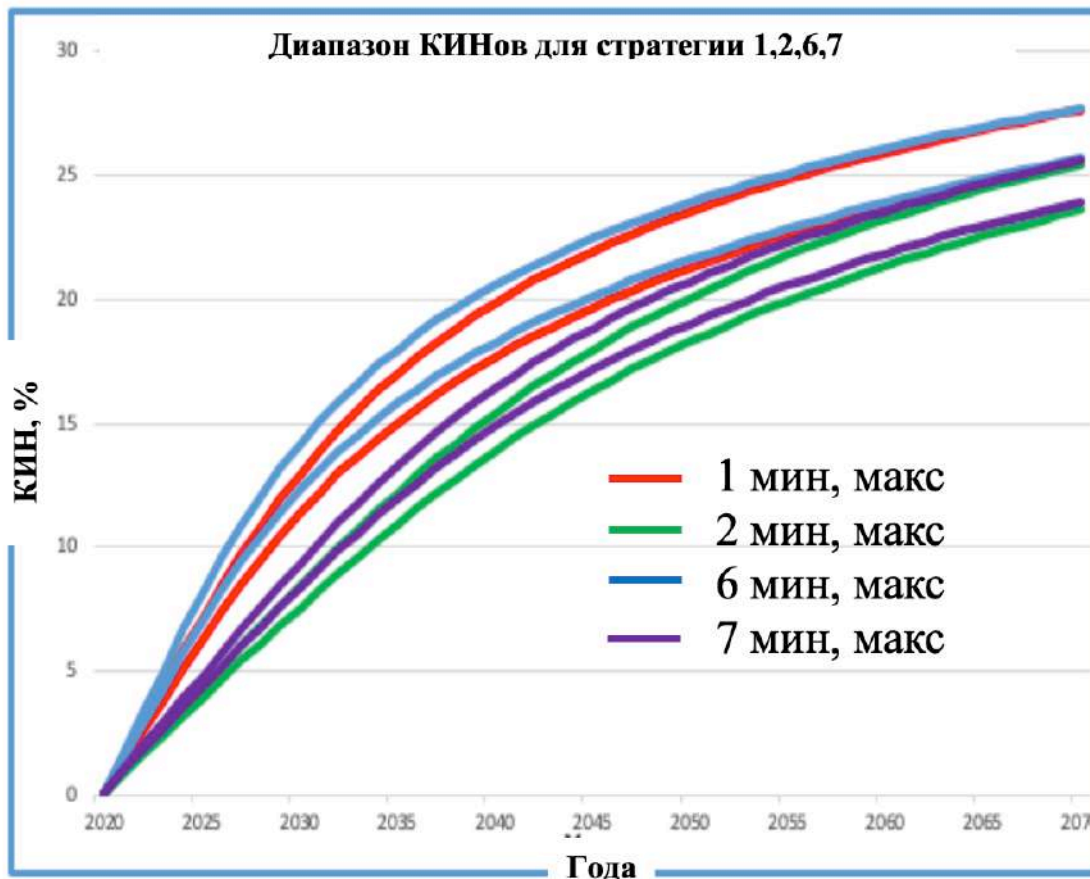


Рисунок 4.10 - Диапазон КИНов для стратегий 1,2,6,7

Таблица 4.5 – Параметры разработки для 1,2,6,7 стратегий

№	КИН, %	Накопленная нефть, млн. м ³	Компенсация, %	Дебит, м ³ /день	Прием. м ³ /день
1)(500;350)(5;0)	25.62-27.64	35.4-38.38	86-88	180-200	159-188
6)(500;350)(10;0)	25.69-27.71	35.5-38.43	87-89	189-223	179-216

2)(500;500)(5;0)	23.61- 25.48	32.83-35.45	76-79	156- 176	123- 145
7)(500;500)(10;0)	23.96- 25.62	33.29-35.93	74-78	158- 185	135- 152

Как может быть видно из рисунка и таблицы, приведенной выше дополнительные стадии ГРП, проведенные на добывающих скважинах не привели к серьезному изменению добычи за 50 лет, однако стоит отметить, что увеличенное количество стадий ГРП привело к увеличенным показателям добычи на ранних этапах разработки месторождения, но после некоторого периода накопленная добыча оказалась практически равной (Рисунок 4.11).

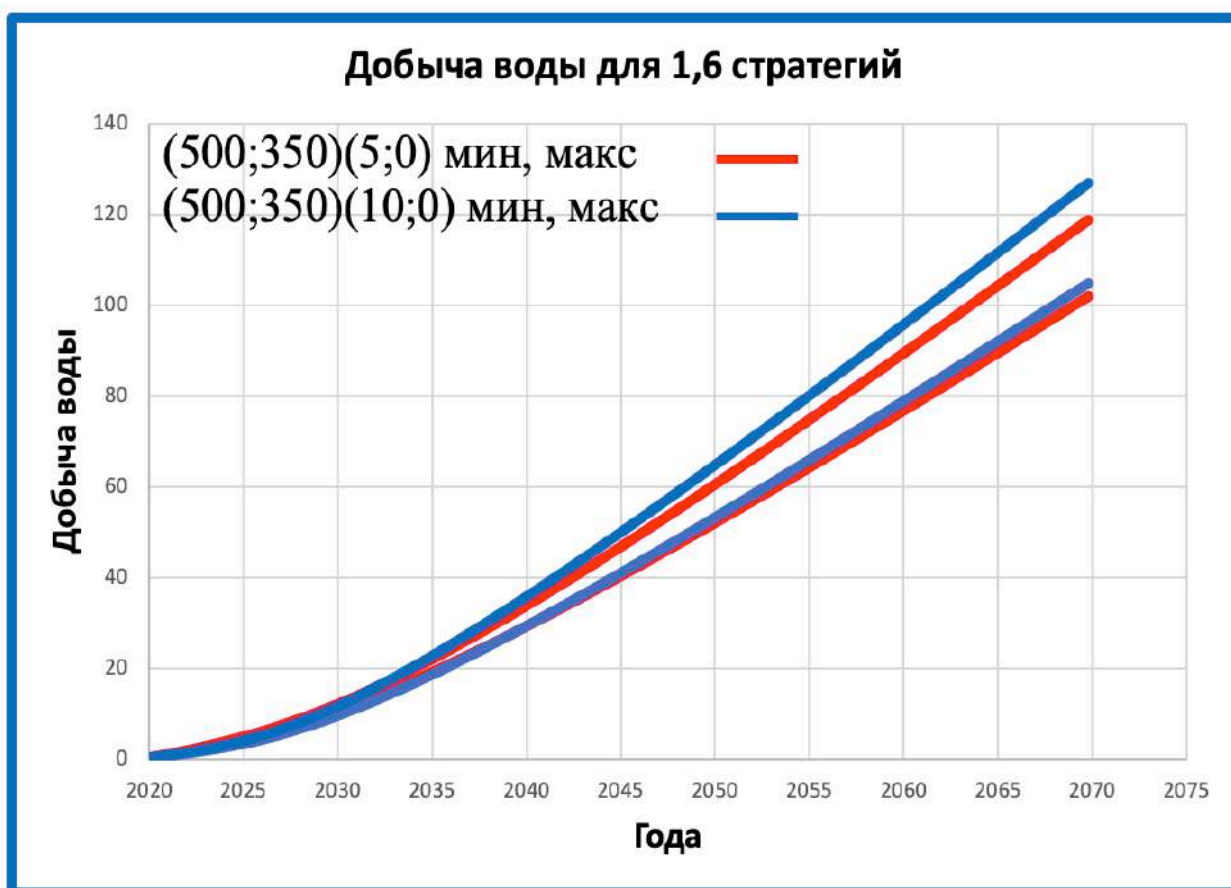


Рисунок 4.11 - Добыча воды для 1,6 стратегий

Из приведенного выше рисунка, что с увеличением стадий ГРП увеличивается и добыча воды, однако нижний диапазон при разных стратегиях практически идентичен, так же на рисунке ниже приведен график обводненности продукции со временем на котором видно, что обводненность для стратегии с

увеличенным количеством стадий ГРП ниже для стратегии (500;350)(10;0) в течении первых 17 лет, после чего по данному показателю эта стратегия выходит становится хуже (обводненность выше), но все равно обе стратегии в конце и середине периода разработки показывают практически идентичные значения обводненности (Рисунок 4.12):

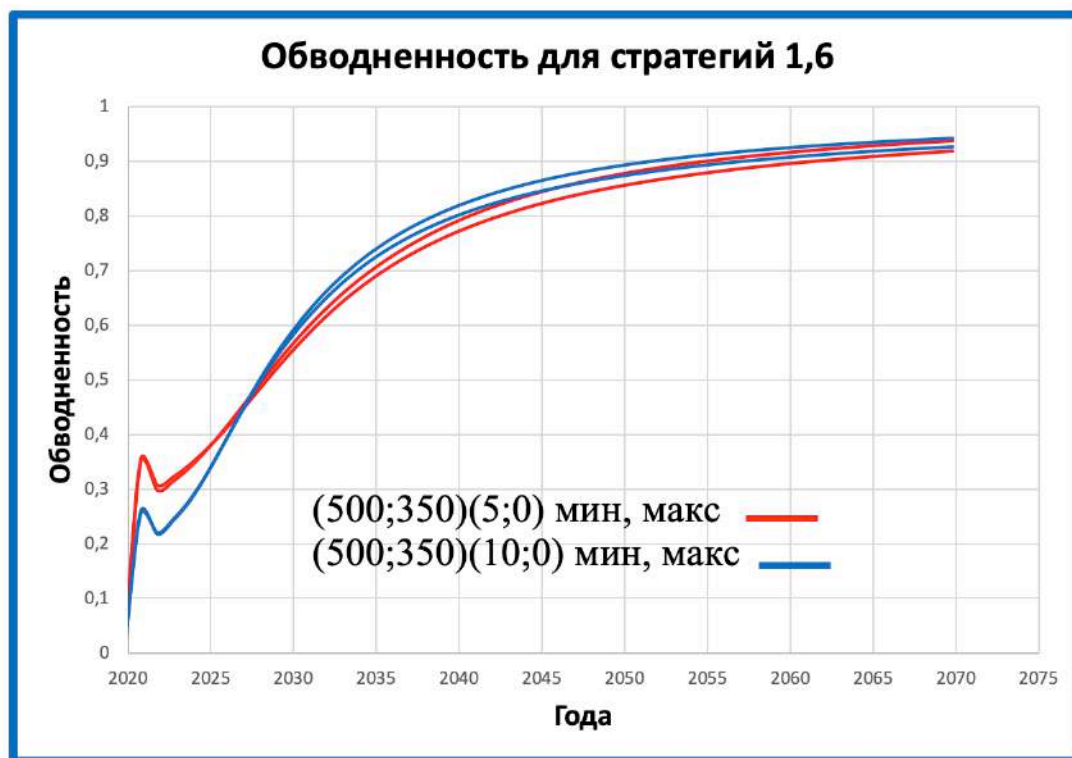


Рисунок 4.12 - Обводненность для стратегий 1,6

На данном этапе тяжело сравнить на сколько оказалась эффективной стратегия с увеличением количества стадий ГРП на добывающих скважинах для более детальной оценки требуется анализ экономической эффективности стратегий, который будет проведен в дальнейшем.

4.2.4 Моделирование ГРП на нагнетательных скважинах

Был проведен ряд вычислительных экспериментов, направленных на изучение влияния наличия либо отсутствия трещин ГРП на нагнетательных скважинах. В данной подгруппе рассматривалось четыре стратегии: (500;500)(5;5), (500;600)(5;0), (500;700)(5;5) а также самая первая

(500;350)(5;0), которая оказалась лучшей по количеству накопленной нефти в стратегиях без ГРП на нагнетательных скважинах. Стоит отметить, что так как конструкция нагнетательных скважин поменялась и теперь приемистость нагнетательных скважин ожидается большей, следовательно целесообразно увеличить расстояние между разноименными скважинами и осуществить операцию подбора нового оптимального параметра «а», таким образом новые стратегии 8,9 и 10 различаются именно этим. Результаты приведены ниже на рисунке (Рисунок 4.13):

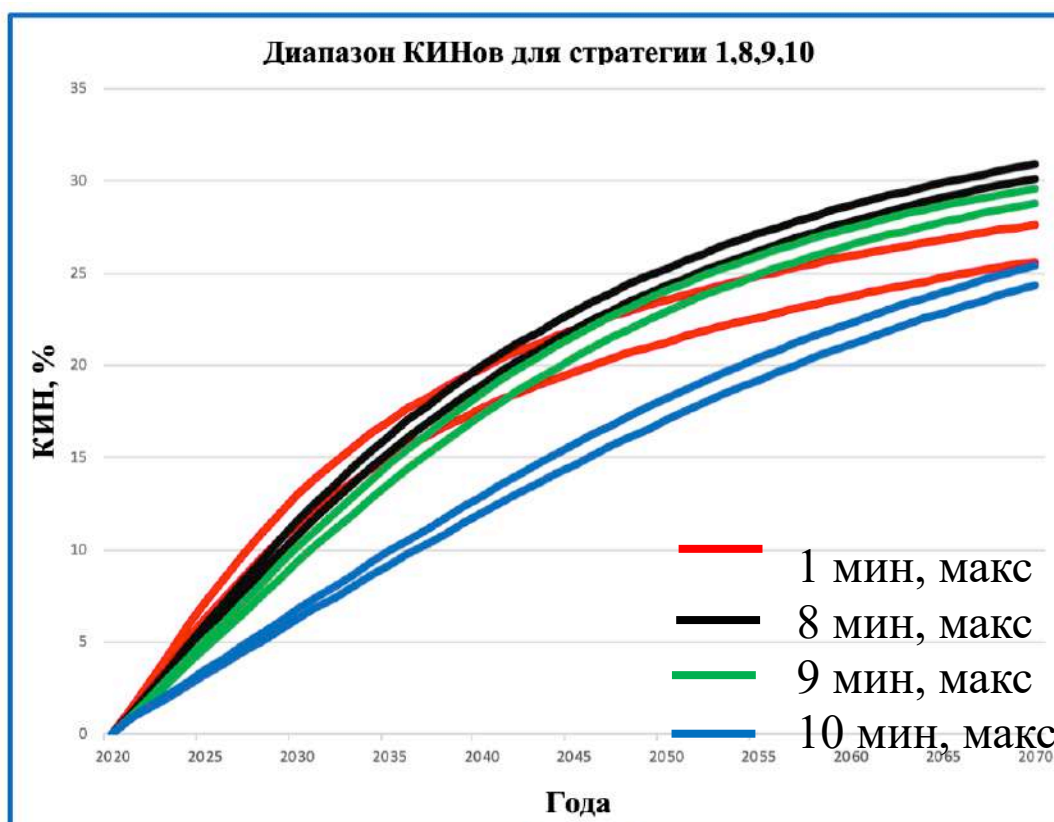


Рисунок 4.13 - Диапазон КИНов для стратегий 1,8,9,10

Как видно из рисунка, приведенного выше, основной отличительной чертой стратегий с включением трещин ГРП на нагнетательных скважинах от стратегий с их отсутствием является то, что диапазон изменения КИНов значительно уменьшился, делая влияние геологии менее значимым, а следовательно разработку более определенной. Так же стоит отметить, что стратегии (500;500)(5;5), (500;600)(5;0) показали большее значение КИНа и добытой нефти. Сравнение приведено в таблице ниже (Таблица 4.6):

Таблица 4.6 – Параметры разработки для 1,8,9,10 стратегий

№	КИН,%	Накопленная нефть, млн. м ³	Компенсация, %	Дебит, м ³ /день	Прием. м ³ /день
1)(500;350)(5;0)	25.62-27.64	35.4-38.38	86-88	180-200	159-188
8)(500;500)(5;5)	30.59-30.91	41.24-43.95	89-90	238-252	204-218
9)(500;600)(5;5)	28.14-29.61	39.37-41.94	85-86	204-218	198-201
10)(500;700)(5;5)	24.37-25.39	33.63-35.77	82-84	135-147	119-132

Таким образом, подводя итог по стратегиям разработки с использованием воды в качестве вытесняющего агента, лучшей стратегией без проведения ГРП на нагнетательных скважинах оказалась (500;350)(5;0), в то время как сведением ГРП стала стратегия (500;500)(5;5). Как и предполагалось, что приемистость скважин выросла с 159-188 м³/день до 204-218 м³/день, как следствие выросла и компенсация с 86-88% до 89-90%, также увеличились и показатели дебитов добывающих скважин с 180-200 м³/день до 238-252 м³/день, следовательно, возрос и коэффициент извлечения нефти с накопленной добычей нефти с 25.62-27.64% (35.4-38.38 млн. м³) до 30.59-30.91% (41.24-43.95).

Стоит отметить, что в данных стратегиях для достижения более высокого значения КИНа достаточна сеть более разряженная сеть скважин, как следствие требуется меньше затрат на разбуривание месторождение, что положительно скажется на экономической части проекта. Далее будут рассмотрены стратегии с использованием газа в качестве вытесняющего агента.

4.3 Стратегии с использованием газа в качестве вытесняющего агента

Исследования на гомогенной модели показали, что с точки зрения накопленной добычи нефти стратегии с использованием газа в качестве вытесняющего агента оказались наиболее эффективными. Было принято решение смоделировать данный процесс и на ряде гетерогенных тел.

4.3.1 Сравнение воды и газа в качестве вытесняющих агентов

В данной главе рассматривается влияние газа на параметры разработки, так как газ более подвижен и основываясь на опыте моделирования вытеснения газом на гомогенной модели ожидается повышенные значения накопленной добычи (Рисунок 4.14).

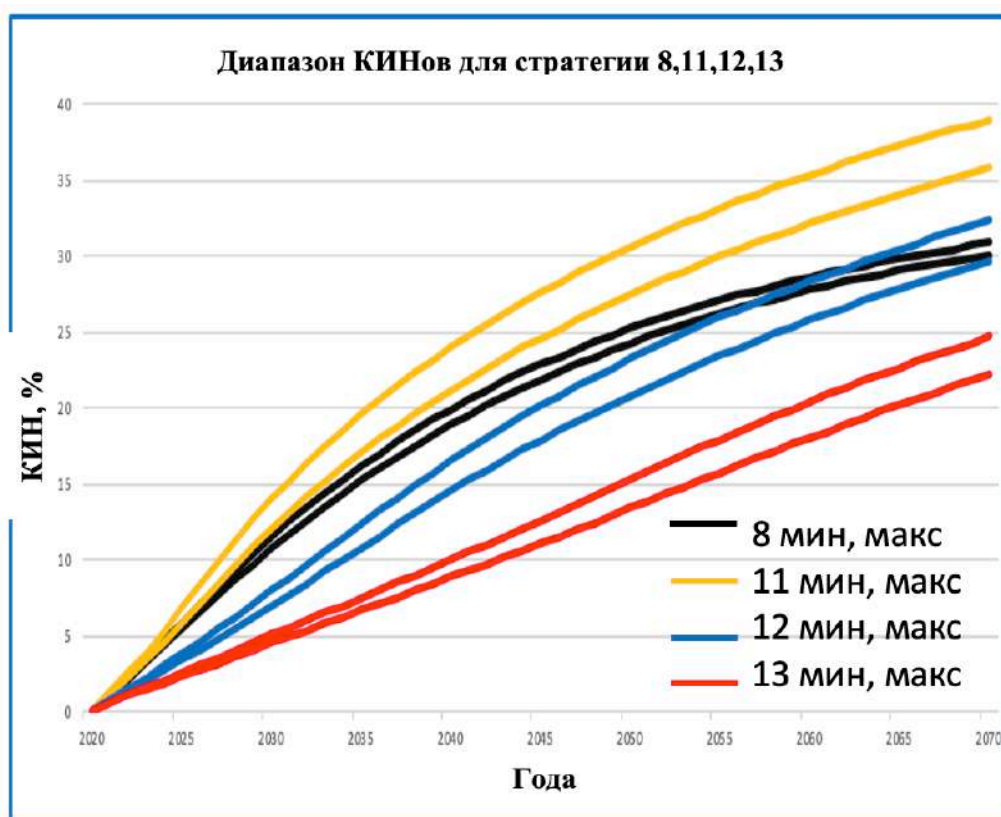


Рисунок 4.14 - Диапазон КИНов для стратегий 8,11,12,13

Как видно из приведенного выше рисунка значение накопленной добычи значительно увеличилось, по сравнению со стратегиями, в которых используется вода в качестве вытесняющего агента. Ниже приведены основные параметры разработки (Таблица 4.7):

Таблица 4.7 – Параметры разработки для 8,11,12,13 стратегий

№	КИН, %	Накопленная нефть, млн. м ³	Компенсация, %
8)(500;500)(5;5)	30.59-30.91	41.24-43.95	89-90
11) (500;350)(5;0)	35.85-39.0	49.53-54.3	97
12) (500;500)(5;0)	30.22-32.38	41.13-46.9	97
13) (500;700)(5;0)	22.22-24.71	30.69-34.48	96

Сравнивая стратегии (500;500)(5;5) вода и (500;350)(5;0) газ, можно сделать о том, что накопленная добыча нефти и как следствие КИН увеличились с 41.24-43.95 млн. м³ (КИН = 30.59-30.91%) до 49.53-54.3 млн. м³ (КИН = 35.85-39.0%). Так же ввиду увеличенной приемистости нагнетательных скважин значения компенсации выросли с 89-90% до 97%. Стоит отметить, что моделирование стратегий с проведением ГРП на нагнетательных скважинах не имеет смысла в силу того, что газ мобилен и легко фильтруется в низкопроницаемых породах.

Таким образом было смоделировано 13 стратегий разработки Приобского НГКМ, по результатам моделирования можно выделить две лучшие стратегии с точки зрения накопленной добычи 1)(500;500)(5;5) вода и 2)(500;350)(5;0) газ. Далее необходимо произвести экономическую оценку всех рассмотренных стратегий, построив экономическую модель проекта на 50 лет разработки и выбрать наиболее экономически эффективную стратегию разработки.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Хорошо известно, что для индустрии нефти и газа основной задачей является получение прибыли за разработку месторождения, путем оптимизации стратегии разработки и выбора наиболее эффективной. Следовательно, после проведения нескольких вычислительных экспериментов необходимо создать экономическую для каждой и рассчитать чистую приведенную стоимость (ЧПС) для каждой с целью выбора той, которая принесет наибольшую прибыль.

Экономические параметры приведены в таблице ниже (Таблица 5.1):

Таблица 5.1 – Экономические параметры

Параметр	Значение
Налоговые отчисления, %	65
Подготовка нефти технологическая, тыс.руб./тонна	0,2
Транспорт и сбор нефти и газа, тыс.руб./тонна	0,4
Транспортировка нефти на экспорт, тыс.руб./тонна	1,98
Закачка воды для ППД тыс.руб./м ³	0,02
Закачка газа для ППД тыс.руб./м ³	0,017
Реализация нефти, %	100
Реализация газа, %	0
Доля экспорта нефти, %	30
Бурение скважины тыс.руб./м	35
ГРП, млн.руб.	20
Обработка призабойной зоны, млн.руб.	7
Ставка дисконтирования, %	10
Инфляция, %	5
Цена реализации на внутреннем рынке тыс.руб./тонна	15,5
Цена реализации на внешнем рынке \$/тонна	40,3
Курс доллара, руб	65

5.1 Расчет чистой приведенной стоимости для стратегий 1-7

Первоначально было построено 7 экономических моделей для стратегий с использованием воды в качестве вытесняющего агента, с различными расстояниями между одноименными и разноименными скважинами, с различным количеством стадий ГРП на добывающих скважинах и без ГРП на нагнетательных скважинах. Так как исследования проводились в обстановке неопределённости, то значение чистой приведенной стоимости проекта также заключается в некотором диапазоне, зависящем от значения накопленной добычи.

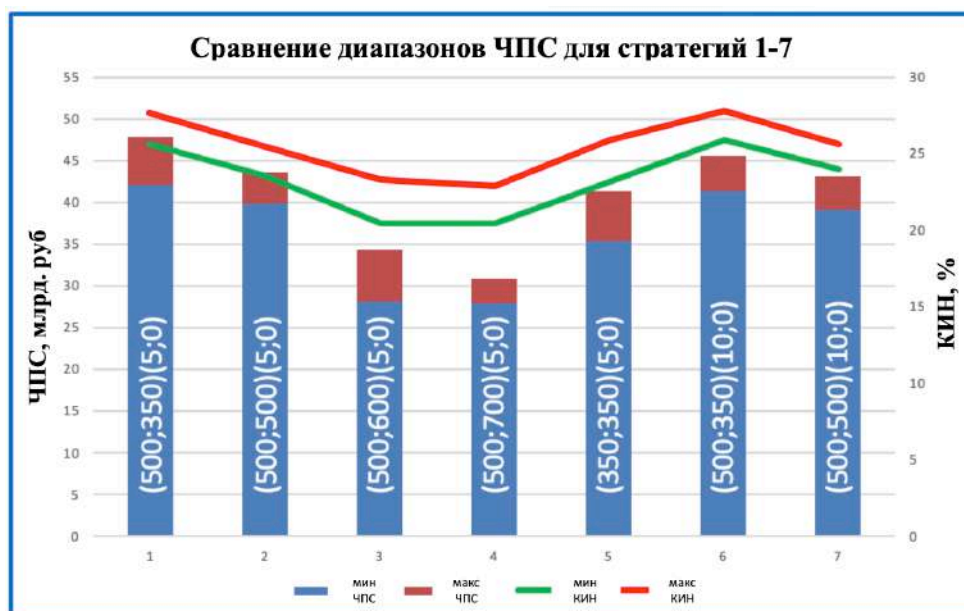


Рисунок 5.1 - Сравнение диапазонов ЧПС для стратегий 1-7

Как видно из приведенного выше рисунка (Рисунок 5.1) стратегия (500;350)(5;0) оказалась наиболее экономически эффективной в группе, в которой отсутствует ГРП на нагнетательных скважинах. Стоит отметить, что уплотнение сетки скважин (500;350)(5;0) привело к уменьшению накопленной добыче нефти и как следствие к прибыли. Так же, если сравнивать стратегии с увеличенным значением количества гидравлического разрыва пласта, а именно ((500;350)(5;0) и (500;350)(10;0); (500;500)(5;0) и (500;500)(10;0))

увеличение добычи не привело тому, что дополнительные затраты на проведение ГРП окупались (Таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Оценка экономической эффективности стратегий 1-7

№ стратегии	ЧПС, млрд руб.	КИН, %	Накоп., млн м ³
1	42,06-48,03	25,62-27,64	35,4-38,38
2	39,96-43,62	23,61-25,48	32,83-35,45
3	28,2-34,3	20,53-23,35	28,37-32,86
4	28,05-30,86	20,5- 22,9	27,72-32,4
5	35,47-41,31	23,2-24,97	32,05-35,11
6	41,51-45,59	25,69-27,71	35,5-38,43
7	39,19-43,23	23,96-25,62	33,29-35,93

Как видно из приведенной выше таблицы стратегия №1 оказалось наиболее эффективной среди рассмотренных семи.

5.2 Расчет чистой приведенной стоимости для стратегий 8-10

Далее было рассмотрено еще три экономических модели для стратегий, в которых было проведено 5 стадий ГРП на нагнетательных скважинах. Также данные три стратегии сравнивались по экономической эффективности с лидером предыдущей группы, таким образом было рассмотрено четыре экономических модели для стратегий: (500;350)(5;0), (500;500)(5;5), (500;600)(5;5), (500;700)(5;5). Стоит отметить, что из вычислительных экспериментов было выявлено, что при проведении стадий ГРП на нагнетательных скважинах диапазон разброса КИН значительно уменьшался, этот же эффект наблюдается в экономической модели, что вполне логично. Также данные стратегии показали, что при увеличенной накопленной добыче в сравнении со стратегией (500;350)(5;0) для стратегии (500;500)(5;5)

необходимо меньшее количество скважин на сектор, в связи с увеличенным расстоянием между разноименными скважинами, что повлечет уменьшение капитальных затрат и увеличение выручки проекта (Рисунок 5.2).

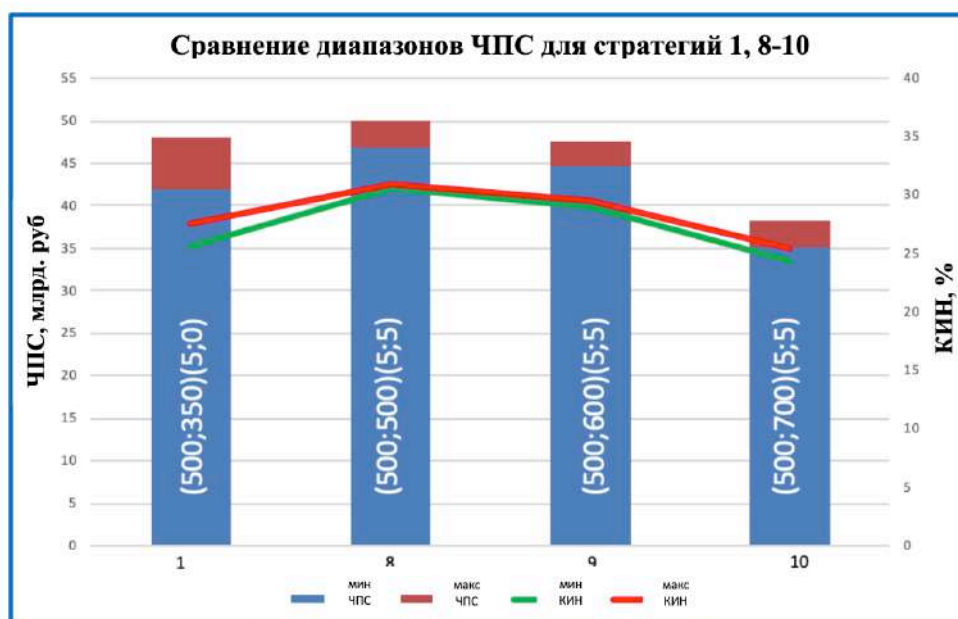


Рисунок 5.2 - Сравнение диапазонов ЧПС для стратегий 1,8-10

Таблица 5.3 – Оценка экономической эффективности стратегий 1,8-10

№ стратегии	ЧПС, млрд руб.	КИН, %	Накоп., млн м ³
1	42,06-48,03	25,62-27,64	35,4-38,38
8	46,77-50,03	30,59-30,91	41,24-43,95
9	44,73-47,56	28,14-29,61	39,37-41,94
10	35,2-38,27	24,37-25,39	33,63-35,77

Как видно из приведенных рисунка и таблицы (Таблица 5.3) схема разработки (500;500)(5;5) стала более экономически эффективной, чем (500;350)(5;0), при этом чистая приведенная стоимость увеличилась со значений 42,06-48,03 млрд руб. до 46.77-50.03 млрд руб, при этом стратегия №8 стала наиболее рентабельной из всех стратегий с использованием воды в качестве вытесняющего агента.

5.3 Расчет чистой приведенной стоимости для стратегий 11-13

Далее было проведено сравнение стратегий, в которых в качестве вытесняющего агента использовался газ.

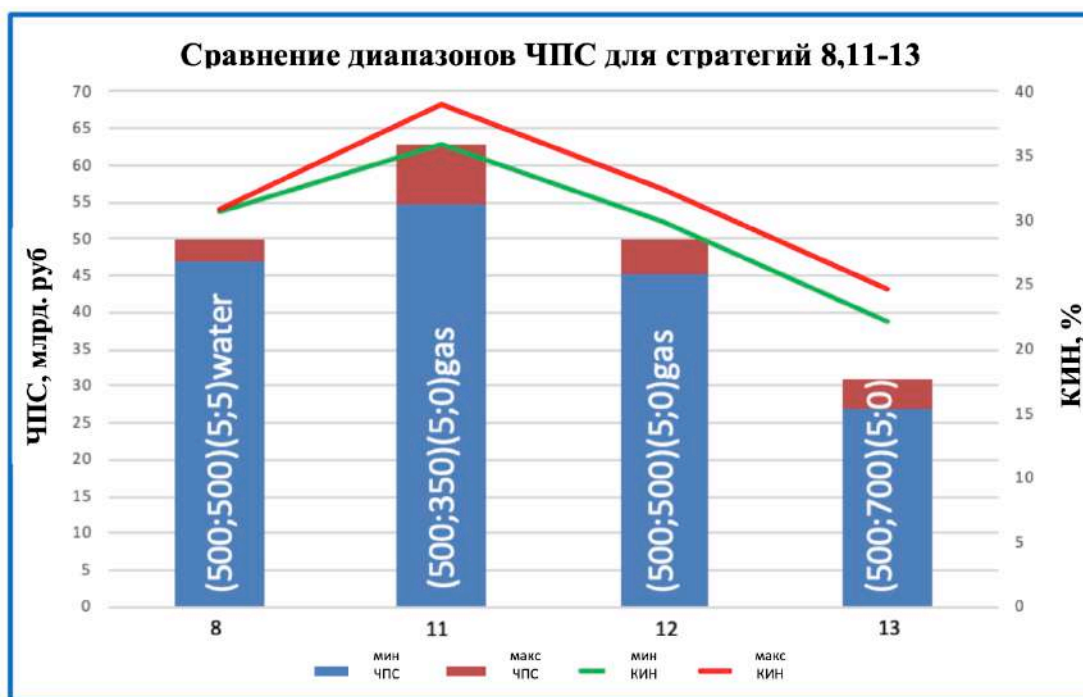


Рисунок 5.3 - Сравнение диапазонов ЧПС для стратегий 8,11-13

Таблица 5.4 – Оценка экономической эффективности стратегий 8, 11-13

№ стратегии	ЧПС, млрд руб.	КИН, %	Накоп., млн м ³
8	46,77-50,03	30,59-30,91	41,24-43,95
11	54,81-62,7	35,85-39,0	49,53-54,3
12	45,14-50,08	30,22-32,38	41,13-46,9
13	26,99-31,08	22,22-24,71	30,69-34,48

Как видно из приведенных выше рисунков (Рисунок 5.3) и таблицы (Таблица 5.4) стратегия № 11 с расстоянием между скважинами и количеством ГРП равным (500;350)(5;0) с использованием газа в качестве вытесняющего агента является более экономически эффективной, нежели стратегия

(500;500)(5;5) с использованием воды. Выручка с месторождения выросла со значений 46,77-50,03 млрд руб. до значений 54,81-62,7.

6 Социальная ответственность

Данная работа содержит в себе составление стратегии (методики) разработки Приобского НГКМ, находящееся на территории Тюменской области. Как известно производство такого рода несет в себе значительную ответственность перед обществом с точки зрения обеспечения комфортных условий работы персонала на месторождении, работающих вахтовым методом, а также немаловажным аспектом является соблюдение норм и правил для сохранения окружающей среды на территории которой проводятся работы.

Основной целью данной главы является анализ источников загрязнения среды, всевозможных опасных и пагубных воздействиях на человека и природу, также расчеты и способы предотвращения и уменьшения данных выбросов.

6.1 Правовые организационные вопросы

6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Данное месторождение находится на территории Западной-Сибири все работы, проводимые людьми, будут выполнены вахтовым методом, следовательно, согласно трудовому кодексу Российской Федерации, статья 302 [19] для персонала необходимо обеспечение некоторых гарантий и компенсации:

1) установить и выплатить коэффициент района а также добаки по процентам к зарплате порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

2) предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

3) В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте. Гарантии и компенсации работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из тех же или других районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей, устанавливаются в соответствии с главой 50 настоящего Кодекса.

4) За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Согласно ГОСТ 12.2.032-78 рабочая зона персонала должна обеспечивать наемному работнику максимальный комфорт при исполнении его должностных обязанностей. А именно поверхностное обустройство месторождения предполагает выполнение различных норм для удобства выполнения всевозможных замеров и контроля добычи нефти, кустовая площадка должна быть спроектирована таким образом, чтобы по ней было удобно передвигаться, а рабочее место перед компьютером должно обеспечивать комфортную работу в положении сидя (Таблица 6.1).

Таблица 6.1 – Высота рабочей поверхности

Наименование работы	Высота рабочей поверхности, мм, при организации рабочего места		
	женщин	мужчин	женщин и мужчин
Очень тонкие зрительные работы	930	1020	975
Тонкие работы	835	905	870
Легкие работы	700	750	725
Печатание на машинке	630	680	655

В таблице выше приведены нормы высоты рабочей поверхности, которые должны быть выполнены при создании рабочего места в положении сидя.

6.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Работа в условиях производства на Крайнем севере крайне напряженная и тяжелая, согласно ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ существуют следующие факторы, которые влияют на психофизическое состояние работника:

1) Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека, подразделяют: на физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса; нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса [10].

2) Физические перегрузки подразделяют: на статические, связанные с рабочей позой; динамические нагрузки, связанные с массой поднимаемого и перемещаемого вручную груза; динамические нагрузки, связанные с повторением стереотипных рабочих движений [10].

3) Физические перегрузки организма работающего, связанные с тяжестью трудового процесса, в целях оценки условий труда, разработки и принятия мероприятий по их улучшению характеризуются такими показателями, как: физическая динамическая нагрузка; масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную; стереотипные рабочие движения; статическая нагрузка; рабочая поза; наклоны корпуса тела работника; перемещение в пространстве [10].

4) Нервно-психические перегрузки подразделяют: на умственное перенапряжение, в том числе вызванное информационной нагрузкой; перенапряжение анализаторов, в том числе вызванное информационной

нагрузкой; монотонность труда, вызывающая монотонию; эмоциональные перегрузки [10].

5) Нервно-психические перегрузки организма работающего, связанные с напряженностью трудового процесса, в целях оценки условий труда, разработки и принятия мероприятий по их улучшению характеризуются такими показателями, как: длительность сосредоточенного наблюдения; активное наблюдение за ходом производственного процесса; число производственных объектов одновременного наблюдения; плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений в единицу времени; нагрузка на слуховой анализатор; нагрузка на голосовой аппарат; работа с оптическими приборами [10].

Для борьбы с данными факторами предполагается соблюдение мер по способам контроля за опасными факторами, соблюдение предельно допустимых значений [10].

6.2.1.1 Воздействие шума на человека

Описанный в данной работе производственный процесс подразумевает в себе наличие определенного количества шумов, связанных с процессом добычи. Стоит учитывать, что источники шума являются раздражителями для человека и могут повлечь за собой некоторые последствия, такие как рассеянность, невнимательность, усталость, а также приводить к нарушению здоровья человека. Таким образом встает вопрос о контроле шумового воздействия на человека. В таблице ниже приведены допустимые значения (Таблица 6.2):

Таблица 6.2 – Предельно допустимые уровни звукового давления [19]

N пп .	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц	Уровни звука и эквивалентн
--------------	--	---	-------------------------------------

											ые уровни звука (дБА)
		31, 5	63	12 5	25 0	50 0	100 0	200 0	400 0	800 0	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственным и циклами. Рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону, в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

Данные взяты из СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

6.2.1.2 Воздействие вибрации на человека

Стоит отметить, что вибрация, также как и шум, имеют огромное воздействие на человека и может производить влияние на его здоровье и психологическое состояние, в связи с данным фактом вибрацию необходимо нормировать по СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий, согласно которому нормирование может производиться:

- 1) По частотному анализу нормируемого параметра,
- 2) По интегральной оценке,

В частотном анализе параметрами, которые нормируются являются среднее квадратичное значение вибростойкости и виброускорения, либо могут нормироваться их логарифмические уровни. По интегральной оценке нормируется суммарное значение вибростойкости и виброускорение или их интегральные значения.

6.2.2 Обоснование мероприятий по защите от опасных и вредных факторов

6.2.2.1 Электробезопасность

Работа на производстве включает в себя комплексные задания и их решения, многие месторождения находятся на удалении от цивилизации. Основным источником жизнеобеспечения и обеспечения производственных мощностей, является электричество, работа с которым требует полного контроля и внимательности. Так как удар током может привести к травмам и ущербу здоровья человека (ожег, проблемы с сердцем) до летального исхода. Так, согласно ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ, необходимо нормировать значения

электрических полей в соответствии с временем проведения персонала на рабочем месте для уменьшения воздействия влияния электростатического поля на человека. Так же имеется следующий ряд ограничений:

1) Предельно допустимым уровнем напряженности полей является значение равное $E_{\text{пред}} = 60$ кВ/м в течении часа.

2) При проведении персонала в электрическом поле напряженностью менее $E = 20$ кВ/м нахождение по времени не нормируется.

3) В нахождении персонала в действии напряженности в диапазоне от 20 кВ/м до 60 кВ/м время варьируется по формуле:

$$t_{\text{пр}} = \left(\frac{E_{\text{факт}}}{E_{\text{пред}}} \right)^2, \quad (8)$$

где $E_{\text{факт}}$ фактическое значение напряженности поля в кВ/м.

Также согласно ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [25] в случае протекания электрического тока через тело человека существует нормирование предельных значений:

1) При неаварийной работе установки нормальными значениями являются (Таблица 6.3):

Таблица 6.3 – Нормирование значение электрического протеканий тока при не аварийной работе [11]

Род тока	Напряжение, В	Сила тока, мА
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Так же нормировка протекания тока через тело человека при аварийной работе (Таблица 6.4):

Таблица 6.4 – Нормирование значение электрического протеканий тока при аварийной работе

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые значения, не более, при продолжительности воздействия тока t , с											
		0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Св. 1,0
Переменный 50 Гц	Напряж, В	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20
	Сила ток, мА	650	400	190	160	140	125	105	90	75	65	50	6
Переменный 400 Гц	Напряж, В	650	500	500	330	250	200	170	140	130	110	100	36
	Сила ток, мА												8
Постоянный	Напряж, В	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40
	Сила ток, мА												15
Выпрямленный двухполупериодный	Напряж, В	650	500	400	300	270	230	220	210	200	190	180	-
	Сила ток, мА												
Выпрямленный однополупериодный	Напряж, В		500	400	300	250	200	190	180	170	160	150	-
	Сила ток, мА												

6.2.2.2 Пожаробезопасность

Добыча нефти и газа напрямую связана с хранением, транспортом и работой с легковоспламеняющимся углеводородным сырьем, требующие внимательного и тщательного соблюдения мер и правил безопасности, способные сохранить жизни людей, предотвратить возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций. Согласно СП 12.13130.2009 существует классификация пожарной и взрывной опасности помещений (Таблица 6.5):

Таблица 6.5 – Классификация пожарной и взрывной опасности

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А повышенная взрывопожаро- опасность	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и

	материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа
Б взрывопожаро- опасность	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа
В1-В4 пожаро- опасность	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они находятся (обращаются), не относятся к категории А или Б
Г умеренная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и (или) горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива

Д пониженная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии
------------------------------------	---

Согласно данной классификации, нефтепромысловые объекты можно отнести к категории с повышенной взрывопожаро-опасностью и взрывопожаро-опасностью.

Согласно проведенным исследованиям наиболее частым возгоранием являются следующие факторы:

- 1) Несоблюдение правил пожарной безопасности, человеческий фактор (курение в неположенных местах, халатность и несоблюдение должностных лиц непосредственных обязательств),
- 2) Самовозгорание отложений (пирофорных),
- 3) Удары молний в объекты,
- 4) Во время проведения ремонтных и огневых работ,
- 5) Короткие замыкание электротехнических установок,
- 6) Коррозийные износы,
- 7) Износ оборудования.

Следует отметить, что в большинстве случаев пожары на производстве возникают при комплексе проблем, которые имели накопительный характер, так для уменьшения последствий необходимо обеспечить методы первой защиты:

- 1) Своевременные проверки электрического оборудования,
- 2) Периодические и своевременные инструктажи персонала,
- 3) Обеспечение на объекте пожарных кранов, огнетушителей, песка, лопат.

6.3 Анализ влияния объекта на окружающую среду

Планирование разработки месторождения подразумевает под собой ведение деятельности, которая может приносить вред окружающей среде. К такому виду деятельности можно отнести разбуривание месторождения, сжигание попутного газа, также на месторождении планируется проведение поддержки пластового давления путем закачки в пласт воды, которая планируется брать из наземных источников, либо из водоносных горизонтов. Таким образом защита окружающей среды является неоспоримо одной из главных задач безопасного ведения производственной деятельности с целью сохранения природы для последующих поколений.

6.3.1 Защита гидросферы

Защита гидросферы подразумевает возможность загрязнения подземных во и поверхностных источников воды. Согласно ГОСТ 17.1.3.06-82 в случае хранения отходов под замелей требуется обеспечивать водонепроницаемость аккумулирующих емкостей для избегания попадания загрязняющих веществ в подземные воды. Защита подземных вод должна опираться на расчёты, основанные на геологические данные по фильтрационным свойствам горных пород с целью предотвращения попадания веществ в воды. Не допускается сооружение емкостей для аккумуляции рядом с местом питания подземных вод, например с пролювиальных и делювиальных конусов выносов или на шельфах, а также рядом с питьевыми источниками воды и нижних террасах рек.

При проведении геолого-разведочных работ, эксплуатации месторождения необходимо принимать все меры по предотвращению загрязнения при вскрытии водоносных горизонтов.

Источниками загрязнения являются:

- 1) Места для хранения, а также транспортировки отходов производства,
- 2) Места, предназначенные для аккумуляции и хранения отходов,
- 3) Загрязненные участки поверхностных вод,
- 4) Загрязненные участки, вскрывающие водоносные горизонты,
- 5) Буровые скважины, производственные площадки, а также другие горные выработки.

Для поверхностных вод согласно ГОСТ 17.1.3.13-86 не допускается сброс отходов, не прошедших предварительную очистку, степень очистки определяется составом отходов. Не допускается сброс бытовых и производственных отходов в сточные воды, а также на ледовую поверхность.

Наибольшей степенью загрязнения для данного производства обладают следующие вещи:

- 1) Продукты горных выработок (буровой шлам),
- 2) Возможность возникновения разливов нефти,
- 3) Бытовые отходы.

6.3.2 Защита атмосферы

При добыче нефти и газа частой практикой в Российской Федерации является сжигание попутного газа на факеле, так в атмосферу выделяются вредные вещества, концентрация которых нормируются согласно ГН 2.2.5.1313-03 (Таблица 6.6):

Таблица 6.6 – Нормирование вредных веществ в воздухе [15]

№	Наименование вещ-ва	Величина ПДК мг/м ³	Класс опасности
1	Диоксид азота	2	3
2	Оксид азота	5	3
3	Алкены	300/100	4
4	Сажа	0,15	3

5	Оксид углерода	5	4
6	Углеводороды по метану	50/ОБУВ/	-

Для уменьшения выбросов продуктов горения в атмосферу применяются следующие способы:

- 1) Фильтры, уменьшающие количество твердых частиц,
- 2) Гидроциклоны, скруберы,
- 3) Рекомендуются использование более экологичного топлива с меньшим содержанием серы,
- 4) Оптимизация передвижения автотранспорта,
- 5) Отделение и использование попутного газа.

6.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

Разработка месторождений нефти и газа может повлечь за определенные аварии при несоблюдении мер предосторожности и не соблюдении техники безопасности, в случае возникновения чрезвычайной ситуации техногенного или природного явления необходимо соблюдать меры предусмотренные ГОСТ Р 22.3.03-94 [14] по гражданской обороне населения:

- 1) Эвакуация населения с зоны чрезвычайной ситуации,
- 2) Использовать индивидуальные средства защиты дыхательных путей (противогаз), кожных покровов (ОЗК),
- 3) Проведение мероприятий по медицинской защите населения, первая медицинская помощь,
- 4) Укрытие населения в специальных, предназначенных для ЧС помещениях с обеспечением предметов первой необходимости,
- 5) В зоне чрезвычайной ситуации проведение спасательных мер.

Безопасность населения в чрезвычайной ситуации должна обеспечиваться путем:

- 1) Снижение путем профилактики и периодических проверок вероятности возникновения чрезвычайной ситуации,
- 2) Блокировкой и локализацией места чрезвычайной ситуации, ограничивая местность возникновения аварии и блокировки ее распространения,
- 3) Повышение функциональности объектов жизнедеятельности человека,
- 4) Ликвидация последствий результатов чрезвычайной ситуации и дальнейшее предотвращение повторных случаев.

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены концептуальные модели Ачимовской свиты, с помощью которых проведено гидродинамическое моделирование различных стратегий разработки месторождения. В результате вычислительных экспериментов, с учетом возможных геологических неопределенностей была определена лучшая стратегия, а также выбрана наиболее экономически эффективная. Основные выводы по проведенной работе:

1) Запасы нефти, приуроченные к отложениям Ачимовской свиты, могут быть введены в промышленную разработку и приносить прибыль неропользователю, в случае их грамотной разработки с использованием современных технологий бурения горизонтальных скважин и методов интенсификации притока в скважину.

2) Исследования зависимости длины горизонтального ствола скважины показали, что оптимальной длиной ГС является 1500 метров без видимого перегиба на графике NPV от длины ГС. Таким образом можно сделать вывод о том, что в низкопроницаемых коллекторах необходимо пробуривать скважины как можно большей длины.

3) Рассмотрены различные стратегии разработки месторождения основным выводом результатов которых является подтверждение того, что применение стратегии с истощением пласта неэффективно. Происходит повсеместное снижение пластового давления в результате которого, дальнейшая добыча нефти становится технически невозможной.

4) Испытание реального участка месторождения показало, что при применении заводнения воздействие нагнетательных скважин на пласт не чувствуется на добывающих скважинах, что объясняется низким коэффициентом пьезопроводности и воронка депрессии не доходит до воронки репрессии, либо гидродинамически не связанностью частей месторождения. Однако вычислительные эксперименты показали, что данный

эффект может быть связан с неэффективностью использования и вертикальных скважин для избегания данного эффекта рекомендуются использование горизонтальных нагнетательных скважин и уплотнение сетки скважин на месторождении.

5) Использование газа в качестве вытесняющего агента может привести к значительному увеличению добычи нефти, однако ввиду отсутствия источника газа на месторождении необходимо провести дополнительные экономические исследования, направленные на изучение рентабельности завоза и использования данного компонента.

6) Находясь в условиях неопределенности при разработке месторождение необходимо учесть все возможные риски, а также минимизировать их и иметь различные запасные планы действия. Вычислительный эксперимент показал, что проведение гидравлического разрыва пласта позволяет уменьшать влияние распространения геологических тел на разработку.

7) В ходе сравнения различных стратегий разработки были выбраны лучшие с использованием различных агентов вытеснения.

Дальнейшие планы по усовершенствованию проекта: необходимо дополнить модель более подрядными данными по месторождению, например таких как данные по гидродинамическому исследованию данных существующих скважин. С помощью ГДИС станет возможным провести историческую адаптацию модели. Так же с целью большего рассмотрения неопределённостей планируется учитывать большее количество моделей (порядка 8000) в итерациях Workflow, а также задание переменных в относительных фазовых проницаемостях. Таким образом будет рассмотрено большее количество факторов, влияющих на разработку.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ачимовские отложения [Электронный ресурс] // 7.12.2021 – режим доступа <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141770-achimovskie-otlozheniya/> (дата обращения 5.04.2020)
2. Белоногов Е.В., Пустовских А.А., Самоловов Д.А., Ситников А. Н. Определение критериев выбора оптимального способа разработки в низкопроницаемых коллекторах / // SPE-180241-RU. — 2016.
3. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Материалы к уточнению стратиграфической схемы Берриас-Нижнеаптских отложений Западной Сибири с учетом клиноформного строения разреза // Геология и геофизика, 2010, т. 51, No 12, с. 1631—1639
4. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны // Геология и геофизика, 2015, т. 56, No 9, с. 1630—1642
5. Бородкин В.Н. Основные результаты исследований по изучению геологического строения ачимовской толщи севера Западной Сибири // Горные ведомости. – 2005. – No 7.
6. Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г., Погребнюк С.А., Тимошенко Г.М., Солодов Д.В., Жуков В.В., Бочков А.С., к.г.-м.н. Ключевые проблемы освоения Ачимовских отложений на разных масштабах исследования // Профессионально о нефти. – 2018 - № 2(8). – С. 16-21
7. Возвращение на Ачимовку // Журнал Сибирская нефть №122 – июнь 2015
8. Нежданов А.А., Горбунов С.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. // М. : Изд-во Академия горных наук, 2000
9. Нежданов А. А., Пономарев В. А., Туренков Н. А., Горбунов С. А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири //— М.: Академия горных наук, 2000. — 246 с.
10. Петрова Н.В., Ершов С.В., Караташова А.В., Шестакова Н.И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны // Геология нефти и газа №2, 2018
11. Стратиграфия Нижневартковского нефтяного района на примере Северо-Покачевского месторождения [Электронный ресурс] // 15.06.2017 – режим доступа <https://neftegaz.ru/tech-library/geologiya-poleznykh-iskopaemykh/142378-stratigrafiya-nizhnevartovskogo-neftyanogo-rayona->

na-primere-severo-pokachevskogo-mestorozhdeniya/ (дата обращения 5.04.2020)

12. Ammer J.R., u.s. DOE/METe; R.M. Enick, U. of Pittsburgh; and W.A. Flanders “Technical and Economical Performance of Horizontal Wells For em'bon Dioxide Flooding”
13. Baosheng Liang*, Meilin Du, Christina Goloway, Robert Hammond, Pablo Paez Yanez, Tan Tran, Chevron North America Exploration & Production «Subsurface Well Spacing Optimization in the Permian Basin» URTeC: 2671346
14. Farhan Alimahomed, Raj Malpani, Rohann Jose, Elia Haddad, Edgar V. Arteaga, Lance Smith, and Shrutesh Lati “Stacked Pay Pad Development in the Midland Basin”
15. John Nieto, Graham Janega, Bogdan Batlai, Hugo Martinez “An Integrated Approach to Optimizing Completions and Protecting Parent Wells in the Montney Formation, N.E.B.C.”
16. Nenasheva M., Okunev M., Sleta N., Timirgalin A., and Zhukov D., Gazpromneft STC; Garenskikh D. and Volkov G., Gazpromneft Angara; Priklonsky O., Halliburton «The Best Practices and Approaches for Replication of Achimov Formation Development Technologies» SPE-191473-18RPTC-MS
17. Sidubaev A. et al. Prediction of Turbidite Reservoir (Achimov Reservoirs) Based on Complexity Geological and Seismic Data to Make FID //82nd EAGE Annual Conference & Exhibition. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2020. – T. 2020. – №. 1. – С. 1-5.
18. Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Belonogov E.V., Samolovov D.A., Scientific and Technical Center "Gazprom Neft" (LLC "Gazpromneft STC"), N.S. Kubochkin (Tyumen State University) «Determination of the optimal mode for the development of low-permeable layers when carrying out a multi-stage hydraulic fracture»
19. Shchepetkin Y. V. Prediction of Oil-Gas Productivity of Local Highs of the Middle Ob Region Taking into Account Stage Formation of Fields. – 1980.
20. Skorobogatov V. A. Conditions of formation of hydrocarbon accumulations in Upper Jurassic sediments of the central and northern regions of west Siberia. – 1980.
21. Smirnov M. B., Vanyukova N. A. Distribution and interrelation of the main structural-group composition parameters of Western Siberia crude oils according to NMR data //Petroleum Chemistry. – 2014. – T. 54. – №. 1. – С. 16-27.
22. Sokolova T. N. Factors Determining Environment of Sedimentation of Achimov Beds of West Siberia. – 1994.

23. Sosedkov V. S., Chetvertnykh V. P. Structure of Achimov Beds of Vostochno-Urengoy Zone Based on Seismic Survey Data. – 1996
24. Shatkhutdinov R. S. Role of Uncompensated Sedimentation in Formation of Various Types of Oil Traps. – 1994.
25. Shimanskiy V. K. et al. Features of Individual Hydrocarbon Composition of Condensates of the Urengoy Field. – 1978
26. Teplyakov Y. A. Relationship of Phases of Hydrocarbons in Pools of the Neocomian of the Surgut Dome. – 1976. of Sedimentation of Achimov Beds of West Siberia. – 1994.
27. Trushkevich R. T. Model of Traps in Achimov Sediments (Valanginian-Berriasian) of North of West Siberia. – 1995.
28. Trushkova L. Y. et al. Methods and Prospects for Exploration for Non-Anticlinal Traps in the Neocomian of Greater Urengoy. – 1992.
29. Tseplyaeva A. I. Petroleum Potential of the Territories with Areas of Abnormal Structure of the Bazhenov Formation in Middle Ob //6th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2014. – T. 2014. – №. 1. – C. 1-5.
30. Van Meter K. M. et al. Multimethod Analysis: Official Biographies of Members of the Central Committee of the Soviet Union Communist Party //Bulletin of Sociological Methodology/Bulletin de Méthodologie Sociologique. – 1991. – T. 33. – №. 1. – C. 20-37.
31. Yekhanin A. Y., Shpil'man V. I., Tyan A. V. Oil-Gas Prospects of the North Part of the Surgut Region. – 1977
32. Yesikov A. D., Nelyubin V. V., Cheshko A. L. Isotopic Composition of Water as Index for Oil-Gas Accumulation in Sedimentary Basins in Example of West Siberia. – 1997.
33. Yusupov A. Mathematical simulation of the rate of carbon dioxide corrosion at the facilities of Gazprom dobycha Urengoy LLC //E3S Web of Conferences. – EDP Sciences, 2019. – T. 121. – C. 01019.
34. Wikipedia contributors. (2019, October 15). Spraberry Trend. In Wikipedia, The Free Encyclopedia. Retrieved 15:05, April 14, 2020, from https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Spraberry_Trend&oldid=921458625
35. Zharkov A. M. Non-Anticlinal Hydrocarbon Traps in Lower Cretaceous Clinoform Units of West Siberia. – 2002.
36. Zakharov V. A., Kim B. I., Rogov M. A. Probable distribution of Upper Jurassic and Lower Cretaceous deposits on the Laptev Sea shelf and their petroleum resource potential //Stratigraphy and geological correlation. – 2013. – T. 21. – №. 5. – C. 496-514.
37. Zolotov A. N. et al. Study of Productive Sediments of the Neocomian of East Urengoy Field. – 1999.

38. Zverev K. V., Kazanenkov V. A. Sedimentogenesis of the Achimov sequence in the northern Ob' region // GEOLOGIYA I GEOFIZIKA. – 2001. – Т. 42. – №. 4. – С. 617-630.
39. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования // М: ИПК Издательство стандартов 2001 г. – 9 с.
40. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
41. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
42. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
43. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
44. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
45. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
46. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
47. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки
48. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
49. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
50. Статья 302 ТК РФ. Гарантии компенсации лицам, работающим вахтовым методом. // М: Омега-л, 2018г. – 230 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Literature review

Achimov formation is characterized by interbedding of sandstones and shales, low permeability and overpressure reservoirs, since fields associated with it were previously considered to be not recoverable and their exploration and development were stopped, fields were recognized as not profitable. With the modern technologies, such as drilling horizontal wellbores and providing multi-stage hydraulic fracturing, Achimov formation production has become possible, and its deposits were classified as hard to recover oil reserves.

On the territory of Western Siberia a large number of deposits, which are confined to all kinds of anticlinal structures-traps of the Jurassic and Cretaceous periods were discovered and put into development in the middle of the last century and these oil fields are on the final stages of development now. The probability of finding another large field is quite small, and therefore exploration of alternative types of deposits is a very important issue, which requires new approaches and technologies.

The lenticular shape of the Achimov member sandy beds makes it possible to assume that not only positive, but also negative structures, insufficiently studied by exploratory drilling, might include hydrocarbons. Most geologists and researchers believe that the sedimentary environment of Achimov formation is deep-water alluvial fans, which were formed by turbidite flows. Despite the large amount of hydrocarbon reserves, the development of this formation has not yet reached industrial scale, due to the complex geological structure of the reservoirs, the frequent tectonic or lithological barriers of the reservoir, low permeability, as well as anomalously high reservoir pressure, which in some sections of the member can reach 600 atm.

The field is located in Tyumen region in YNAO district. The age of the deposits of the Achimov formation refers to the Lower Cretaceous period and is

widespread in Western Siberia. In lithological terms, it consists of the interbedding of sandstone, siltstone and mudstone. The depositional environment of sediments is deep marine, alluvial fan (Figure 1). The field is confined to the Nerutinskaya mega depression and has a complex, wedge-shaped structure not sustained in area. Deposits lie on the Bazhenov formation, which is a marker horizon for this region.

In an oil field the main parts of the oil saturation zone related to the fondoform reservoirs (deep-water marine deposits), which consist of sandstone. The bodies associated with Nijnehetskaya member of the Lower Cretaceous cliniform complex.

Oil field is characterized by a complex structure, and the area of the deposits belongs to the distal part of the alluvial fan of the deep-marine part. On the oil-bearing area of oilfield Nijnehetskaya member has typical cliniform structure. Totally in this area 8 cliniforms with Id – Id7 horizons. In the bottom of the geological complex cliniforms are more flat-lying.

To select analogues, the following criteria were chosen as basic: the reservoir should have similar values of porosity, permeability and reservoir pressure, similar sedimentary environment - turbidites/alluvial fan, similar oil properties, as well as sufficient experience in the development of a thin-layered hard-to-recover field. The founded oil field analogous can be divided into two main categories: 1) similar sedimentation conditions and reservoir properties 2) similar reservoir properties [4].

Table 1A – Oil-fields analogues

First group	Second group
Well Draw (USA)	Hornbuckle (USA)
North Coles Levee (USA)	Jepson and Holler (USA)
Spraberry Trend (USA)	Hartzog draw (USA)
Ford Geraldine (USA)	Changqing (China)
Young North (USA)	Bakken (USA)
Montney formations (Canada)	

Technologies used in the oil-field analogues

The following development parameters were selected as interesting: 1) well geometry 2) well placement template 3) well completion 4) hydraulic fracturing, waterflooding, gas injection.

Well geometry: The main development technologies for oil-fields similar to Achimov deposits, which allow oil recovery cost-effectively, is the drilling of horizontal wells with using multi-stage hydraulic fracturing. In some fields, such as Jepson and Holler, Hartzog Drive, and Hornbuckle, there was a significant increase in production after a drilled well and multi-stage hydraulic fracturing. A correlation was also revealed between the dependence of production against the length of the horizontal wellbore and the number of stages of hydraulic fracturing. On some analog deposits, they reach 3.4 km and 40 stages (Hazard draw, Hornbuckle). It is also worth noting that the optimal length of the horizontal wellbore should be determined from the relationship of increased production versus additional NPV, for Achimov deposits oilfields the optimal length of horizontal part is 1500m (Calculated by Gazprom engineers) [4].

Well placement template: The distance between the wells should be paid attention, since this issue has always been the most significant in field development. Using oil fields of analogs, optimal distances between horizontal wells were considered. It was modeled that in the Spraberry Trend field 6 wells are used per section (1 square mile), with a distance between them of 880 ft. The Spraberry trend field covers an area of approximately 2,500 square miles. At the beginning of development, a standard well placement scheme for West Texas was adopted - 40 acres per well (16 wells per square mile), but the wells produced too little oil because the wells acted on each other, after which it was decided to increase the distance to 80 and even 160 acres, nowadays approximately 9000 wells are in production at Spraberry Trend [9]. The Pioneer company in this field determined that vertical wells produce better at the edges of the field when

horizontal wells are best in the center. Also, through chemical, injection of indicator, it was determined that the optimal distance between the wells is 660ft.

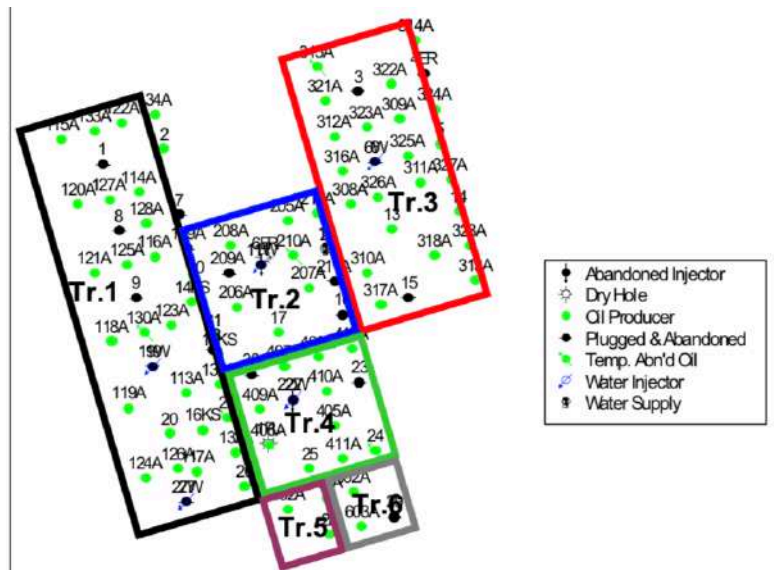


Figure 1A - Well pattern at the Spraberry Trend [10]

At the Ford Heraldine field, two development systems are used: 4 production wells and one injection and a sector with a distance of 1320 ft between them. And a series of horizontal injection and horizontal production with length of horizontal section equals 1320ft [13].

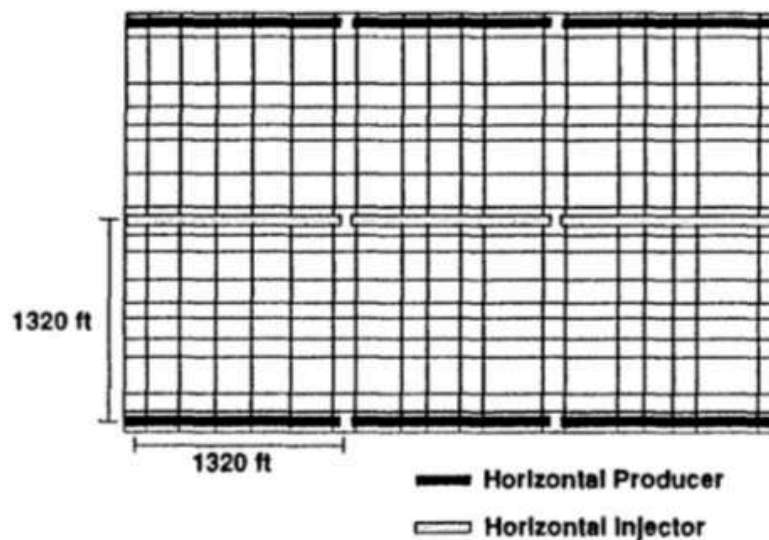


Figure 2A - Well pattern at the Ford Heraldine [13]

A research was conducted at the Young North field, during which two development systems were compared: the distances between the wells were 660ft and 880ft and the lateral lengths of the wells were 5000ft and 7500ft,

respectively, the first option turned out to be worse, since the fracture system began to interfere [14].

Montney uses technology in which children's trunks are drilled from the parent wellbore and a network of cracks is created between them. There is a problem during hydraulic fracturing in a child's well, during which the parent network can be disrupted, since in the area of the parent well the pressure decreases during development. This effect is reduced by reducing the time during which the trunks were drilled and hydraulic fracturing. It is also possible to stop the parent well for 2 weeks so that the pressure around it is built-up.

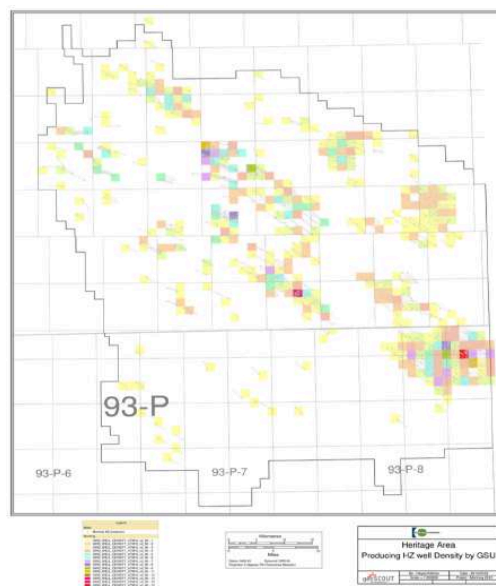


Figure 3A - Well pattern Montney[15]

Also, oil engineers at this field calculated the optimal distance between the wells, which amounted to 1320ft, the number of hydraulic fracturing stages 8 with a distance between the stages of 236ft, as well as proppant load from 15 to 30 tons [15].

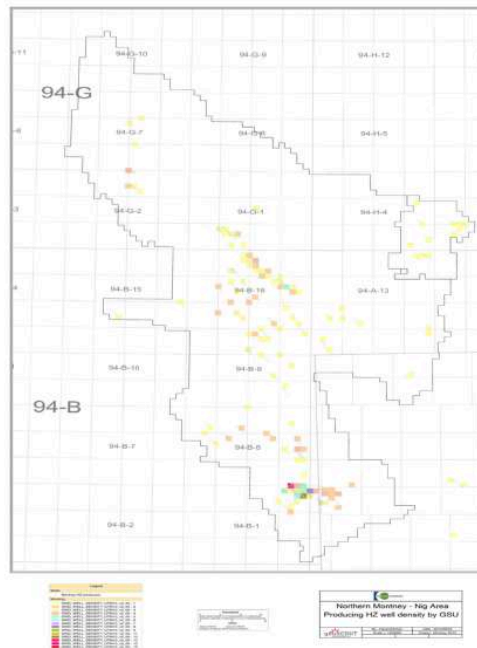


Figure 4A - Well placement Montney[15]

Well completion: During field development using hydraulic fracturing, the effectiveness of the fracture decreases over time and this operation is required to be repeated. For these purposes, they use special well completions with cementing the liner and special couplings with valves, which can be repeatedly used and driven by coiled tubing. This technology was applied at the Yong North field, this allows you to evenly distribute the cracks along the entire length of the horizontal wellbore, which reduces their influence on each other. It also helps to isolate sections from each other during hydraulic fracturing [4].

Well simulation: 1) The use of hydraulic fracturing in low-permeability rocks allows the creation of highly conductive fractures along which fluid flows to the well. Hybrid technology is used at the analogous fields, in which at the initial stages a highly viscous fluid is pumped to initially create a geometrical fracture, after which a gel with reduced viscosity and with chemical additives that reduce friction is injected. This injection allows to create a connected network of cracks, instead of one. As well as the fluids, the proppant mesh size must be combined, so the proppant of the larger mesh size will be in the main fracture, and a small mesh size of proppant will be in the branches, which will allow to involve isolated sections of the formation. It is worth noting that in low-

permeability formations fine proppant is used and maximum proppant concentration was $600 \frac{kg}{m^3}$ [4].

2) Waterflooding turned out to be successful at the Ford Geraldine field, which increased production by 17%, but it should be noted that in most fields, including the Achimov deposits, waterflooding did not show any particular results. For example, at the Spraberry Trend field, because the reservoir contains cracks, waterflooding was only effective in areas where wells are located along regional stress. It is also very important to select water with the correct salinity to prevent clogging of the channels [4].

Success of gas injection is different in different fields, but mainly positive dynamics prevail. Gas injection was successful and brought additional oil production at the fields: Spraberry Trend, Ford Geraldine, North Coles Levee [4].

Abnormally high reservoir pressure problems and solutions

At high formation pressures, the compressive strength is reached, as a result of which the cement bond is deformed and behind the casing flow may occur. This happened at the Bakken field, as a result of these flows along the casing, a strong pressure drops occurred and a breakthrough of water from the overlying formation occurred. The percentage of water in oil sharply increased, thus, for the development of Achimov deposits, it is necessary to take into account that it is necessary to use more durable cement, and not low bottomhole pressure.

Under these conditions, when performing hydraulic fracturing, a problem arises that it is technically impossible to make the width of the crack wide, which significantly reduces its effectiveness. In almost all analog deposits, a new technology is used, which allows to increase the crack efficiency by 35%. With this technology, Slickwater (Schlumberger) fine proppant is pumped into the reservoir with a high flow rate, a large volume with a low proppant concentration

$150 \frac{kg}{m^3}$. It is necessary to create a maximum area of contact with the formation due to branching. The liquid is used without guar and crosslinker [8].

The difficulties associated with over pressure can also occur when organizing pressure maintenance. Since surface equipment is not able to create pressure on the surface, which would be able to maintain formation pressure. In this regard, depletion strategy is initially used on analogues oil fields to reduce pressure to normal, after which injection begins.

Recommendations of technologies to be applied on the oil field

For modeling and development of Achimov deposits, based on the analysis of oil deposits of analogues, the following solutions will be considered:

- 1) Wells are arranged according to line drive system. Also, the optimal distance between the wells will be selected.
- 2) The optimal horizontal length will be selected based on the dependence against NPV as well as the number of hydraulic fracturing stages. As mentioned earlier, there is a positive trend in oil production with increasing horizontal length and hydraulic fracturing stages.
- 3) Gas injection and waterflooding may be used for pressure maintenance.