

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ПОЛИТЕХНИЧЕСКАЯ ШКОЛА

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ

Директор Политехнической школы

М.О. Писарев

2019 г.



ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(магистерская диссертация)

«КОНЦЕПЦИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ДИПЛОМНОЕ»»

Направление подготовки 03.04.02 Физика

Магистерская программа «Концептуальный инжиниринг месторождений нефти
и газа»

Выполнили групповой
проект
студенты 2 курса
очной формы обучения

Авсевич Авсиевич Екатерина Геннадьевна
Вахитова Вахитова Юстина Равшановна
Ермеев Ермеев Линар Ринатович
Кряжев Кряжев Всеволод Александрович
Чичаев Чичаев Иван Юрьевич

Научный руководитель
Профессор Политехнической
школы ТюмГУ, доктор геолого-
минералогических наук, профессор

Клещенко Клещенко Иван Иванович

Консультант
Старший эксперт,
к.ф.-м.н., доцент
ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Кадочникова Кадочникова Лилия Михайловна

Рецензент
Директор программ
технологического развития ООО
«Газпромнефть НТЦ»

Панов Панов Роман Алексеевич

г. Тюмень, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ РАБОТ ПРОЕКТНОЙ КОМАНДЫ	6
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	8
ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	12
1.1. Административное и географическое положение.....	12
1.2. Климатические условия.....	13
1.3. Рельеф.....	14
1.4. Гидрография	14
1.5. Геокриологические условия.....	15
1.6. Строительные материалы.....	15
2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	17
3 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ АКТИВА.....	19
3.1. Исходные данные для расчетов.....	19
3.2. Определение и обоснование бенчмаркинга	19
3.3. Задание распределений свойств	20
3.4. Построение профилей добычи.....	21
3.5. Расчет НДС. Расчет дохода от реализации	22
3.6. Расчет CAPEX и OPEX.....	25
3.7. Расчет экономических показателей предварительной оценки проекта .	25
4 ОБОСНОВАНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ.....	27
4.1. Определение коэффициентов пористости и проницаемости горных пород.....	27
4.2. Определение характера насыщения коллекторов.....	30
5 РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН.....	32
5.1. Пример интерпретации ГИС	32
5.2. Межскважинная корреляция и выделение пластов.....	32
5.3. Флюидальная модель	35

6 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	37
6.1. Исходные данные для построения цифровой геологической модели.....	37
6.2. Особенности строения и история формирования пластов Дипломного месторождения	37
6.3. Литофациальная и концептуальная модели	39
6.4. Создание структурной модели пластов	41
6.5. Создание 3D сетки и осреднение скважинных данных	44
6.6. Создание модели литологии	45
6.7. Создание модели ФЕС	49
6.8. Создание модели насыщения.....	51
6.9. Подсчет запасов.....	53
6.10. Анализ неопределенностей	54
7 ЦИФРОВАЯ ФИЛЬТРАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	57
7.1. Постановка задачи.....	57
7.2. Выбор типа модели	57
7.3. Построение гидродинамической сетки.....	58
7.4. Свойства пластов.....	60
7.5. Состав и свойства пластовых флюидов.....	61
7.6. Относительные фазовые проницаемости	63
7.7. Капиллярные кривые	65
7.8. Начальные и граничные условия.....	66
8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ...	68
8.1. Исходные данные для расчетов	68
8.2. Обоснование технологического режима работы	69
8.3. Определение типа заканчивания скважин.....	74
8.4. Уточнение технологических ограничений.....	76
8.5. Обоснование сетки скважин	79
8.6. Обоснование темпов отбора газа.....	82
8.7. Оценка эффективности совместной разработки I и II эксплуатационных объектов.....	85

8.8. Анализ неопределенностей	86
8.9. Сайклинг – процесс.....	87
9 КОНЦЕПЦИЯ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	90
9.1. Разработка конструкций и технологии бурения скважин	90
9.2. Система сбора скважинной продукции	92
9.3. Система подготовки газа	99
9.4. Оценка условий гидратообразования	107
9.5. Расчет внешнего транспорта.....	108
9.6. Сравнение вариантов сдачи и аренды установок	109
9.7. Объекты электроэнергетики	111
9.8. Логистика.....	116
9.9. Формирование вахтового поселка.....	117
9.10. Расчет количества персонала.....	118
9.11. Расчет песка на отсыпку кустов и дорог	119
10 ЭКОНОМИКА ПРОЕКТА	120
10.1. Общие сведения	120
10.2. Анализ чувствительности альтернативных вариантов	120
10.3. Экономические показатели при разных вероятностных оценках запасов.....	122
11 СИНЕРГИЯ С ДРУГИМИ АКТИВАМИ КОМПАНИИ	125
11.1. Решения по обустройству месторождений	125
11.2. Экономика проекта под влиянием синергии.....	128
12 УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТОМ.....	129
12.1. Анализ рисков и неопределенностей	129
12.2. Программа доизучения залежей.....	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	134
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	136
ПРИЛОЖЕНИЕ А	138
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	140
ПРИЛОЖЕНИЕ В	141

ПРИЛОЖЕНИЕ Г	143
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	145
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	146
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	155
ПРИЛОЖЕНИЕ З	162
ПРИЛОЖЕНИЕ И	168
ПРИЛОЖЕНИЕ К	169

ПЕРЕЧЕНЬ РАБОТ ПРОЕКТНОЙ КОМАНДЫ

В ходе выполнения группового проекта участники разделили между собой обязанности, выполнив нижеследующие задачи.

Наименование задач	Ответственный	Ассистенты
Анализ исходных данных	Чичаев Иван	
Создание вероятностных моделей для подсчета запасов, поиск бенчмаркинга, предварительная экономическая оценка рентабельности актива	Ермеев Линар	Кряжев Всеволод
Интерпретация ГИС, построение зависимостей керн-керн, керн-ГИС	Вахитова Юстина	Кряжев Всеволод
Межскважинная корреляция, обоснование контактов	Вахитова Юстина	
Построение концептуальной модели, анализ особенностей строения и формирования пластов в рассматриваемом регионе	Вахитова Юстина	Чичаев Иван, Ермеев Линар
Построение геологической модели	Кряжев Всеволод	
Нормирование и масштабирование ОФП, построение зависимостей концевых точек от свойств пластов, расчет J – функции	Авсиевич Екатерина	
Построение флюидальной модели, апскейлинг геологической сетки в ПО tNavigator	Кряжев Всеволод	
Обоснование типа заканчивания скважин, сетки скважин, темпов отбора для залежи БТ ₉ в ПО tNavigator	Вахитова Юстина	
Обоснование типа заканчивания скважин, сетки скважин, темпов отбора для залежи БТ ₁₀ в ПО tNavigator	Авсиевич Екатерина	
Обоснование типа заканчивания скважин, сетки скважин, темпов	Кряжев Всеволод	

отбора для залежи БТ ₁₁ в ПО tNavigator		
Расчет максимального отхода БУ от устья, кустование и выбор конструкции скважин	Чичаев Иван	
Выбор центра сбора и подготовки путем построения карты привлекательности, задание модели скважинного лифта, системы сбора, внешнего транспорта в ПО Pipesim, задание и выгрузка VFP таблиц	Ермеев Линар	
Расчет предельных минимальных скоростей НКТ и сборного газопровода	Авсиевич Екатерина	Кряжев Всеволод
Реализация опции Network в tNavigator	Кряжев Всеволод	Авсиевич Екатерина
Расчет и обоснование выбора оптимальной технологии подготовки продукции (УКПГ)	Вахитова Юстина	
Расчет потерь напряжения в электрических сетях, выбор оптимального варианта энергоснабжения месторождения	Чичаев Иван	
Выбор логистики, формирование вахтового жилищного поселка и вспомогательных сооружений	Чичаев Иван	
Проведение экономических расчетов на всех стадиях выполнения проекта	Ермеев Линар	
Анализ рисков	Авсиевич Екатерина	
Формирование программы ГРР	Кряжев Всеволод	

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АВО – Аппарат воздушного охлаждения
- БУ – Буровая установка
- ВЖК – Вахтовый жилой комплекс
- ВМР – Водометанольный раствор
- ВНК – Водо-нефтяной контакт
- ГВК – Газо-водяной контакт
- ГДМ – Гидродинамическая модель
- ГИС – Геофизические исследования скважин
- ГНК – Газо-нефтяной контакт
- ГПЗ – Газоперерабатывающий завод
- ГПЭС – Газопоршневая электростанция
- ГРР – Геолого-разведочные работы
- ГС – Горизонтальный ствол
- ГСМ – Горюче-смазочные материалы
- ГСР – Геолого-статистический разрез
- ГТЭС – Газотурбинная электростанция
- ДКС – Дожимная компрессорная станция
- ДЭС – Дизельная электростанция
- ЗПК – Завод переработки конденсата
- ЗСВ – Зеркало свободной воды
- КИП – Контрольно-измерительные приборы
- КП – Кустовая площадка
- КС – Компрессорная станция
- ЛФМ – Литофациальная модель
- МГ – Магистральный газопровод
- МГРП – Многостадийный гидроразрыв пласта
- МКУ – Мобильная компрессорная установка
- ММП – Многолетнемерзлые породы

МТРиО – Материально-технические ресурсы и обеспечение

НВО – Насосы внешней откачки

НГЗ – Начальные геологические запасы

НДПИ – Налог на добычу полезных ископаемых

НК – Нестабильный конденсат

НКТ – Насосно-компрессорная труба

НТС – Низкотемпературная сепарация

ОГ – Отражающий горизонт

ОРЭ – Одновременно-раздельная эксплуатация

ОФП – Относительная фазовая проницаемость

ПК – Персональный компьютер

ПХУ – Пропановая холодильная установка

РИГИС – Результаты интерпретации геофизических исследований

скважин

СОГ – Сухой отбензиненный газ

ТДА – Турбодетандерный агрегат

УКПГ – Установка комплексной подготовки газа

УПН – Установка подготовки нефти

УРМ – Установка регенерации метанола

ФЕС – Фильтрационно-емкостные свойства

ШФЛУ – Широкая фракция легких углеводородов

ЭСН – Электростанция собственных нужд

CAPEX – Капитальные затраты

DPF – Дисконтированный срок окупаемости проекта

EMV – Ожидаемый денежный результат

IRR – Внутренняя норма доходности

NPV – Чистая приведенная стоимость

ОРЕХ – Операционные затраты

PI – Индекс доходности инвестиций

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в условиях стремительного истощения запасов крупных высокопродуктивных залежей возникает потребность в поиске и оценке перспективности разработки новых месторождений.

Проведение комплексной предварительной оценки нового актива является ключевым звеном, поскольку именно на этом этапе принимается решение о целесообразности ведения проектной деятельности с дальнейшей эксплуатацией месторождения.

Индустриальный партнер Политехнической школы «НОВАТЭК» принимает решение о покупке нового лицензионного участка – месторождения Дипломного, в пределах которого были обнаружены продуктивные нефтегазоконденсатные залежи.

Для оценки перспективности разработки данного месторождения была сформирована мультидисциплинарная проектная команда, в состав которой входят студенты второго курса Политехнической школы ТюмГУ: Авсиевич Екатерина, Вахитова Юстина, Ермеев Линар, Кряжев Всеволод, Чичаев Иван.

К основным проблемам рассматриваемого месторождения относятся: низкая степень изученности и сложность геологического строения залежей, отсутствие развитой инфраструктуры Компании в регионе, расположение ближайших коммуникаций по другую сторону системы рек и озер.

Принимая во внимания вызовы Дипломного месторождения, перед проектной командой была поставлена следующая цель: формирование комплексной концепции разработки и обустройства месторождения Дипломное с достижением максимального технико-экономического результата.

Для достижения данной цели были поставлены и достигнуты следующие задачи:

- Предварительная оценка рентабельности актива;
- Построение геологической модели и подсчет запасов;
- Построение гидродинамической модели залежей;

- Проведение многовариантных расчетов для выявления оптимальных параметров систем разработки залежей;
- Формирование оптимальной концепции обустройства месторождения;
- Проведение полномасштабных экономических расчетов для определения рентабельности и выявления ключевых драйверов проекта;
- Анализ рисков и формирование программы ГРР.

В результате данной работы были сформированы ключевые выводы и рекомендации для недропользователя.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1. Административное и географическое положение

Лицензионный участок (ЛУ) географически расположен в пределах Тазовской низменности, в верхней части бассейна р. Таз.

В административном отношении рассматриваемая территория находится в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Административный центр Тазовского района, п. Тазовский, расположен в 45 км северо-западнее границы ЛУ.

Ближайшими населёнными пунктами являются п. Тибейсале, расположенный в 5,5 км на юго-запад, п. Газсале в 20 км на запад от изучаемой территории.

По территории участка проходит нефтепровод Заполярье-НПС «Пурпе». Ближайшая нитка газопровода «Заполярное-Уренгой» расположена в 50 км южнее участка. В 140 км восточнее проходит нефтепровод «Ванкор-Пурпе», продуктопровод «Ямбургское месторождение – Уренгойский ГПЗ» в 190 км западнее участка недр. В 150 км западнее участка работ проходит нить газопровода и железнодорожная магистраль по линии «Ямбург – Новый Уренгой – Тюмень». Ближайшие аэропорты находятся в п. Тазовский (45 км), п. Красноселькуп, п. Уренгой и г. Новый Уренгой. Речные порты расположены в г. Салехарде, г. Новый Порт; пристани оборудованы в п. Тибейсале, п. Газсале, п. Тазовский.

Месторождение расположено на 65 градусе с.ш., что позволяет рассчитывать на налоговые каникулы (по НДПИ) на протяжении 10 лет.

В непосредственной близости расположено месторождение «Заполярное» с развитой инфраструктурой (несколько УКПГ с подготовкой жирного газа, ГТЭС 48 МВт).

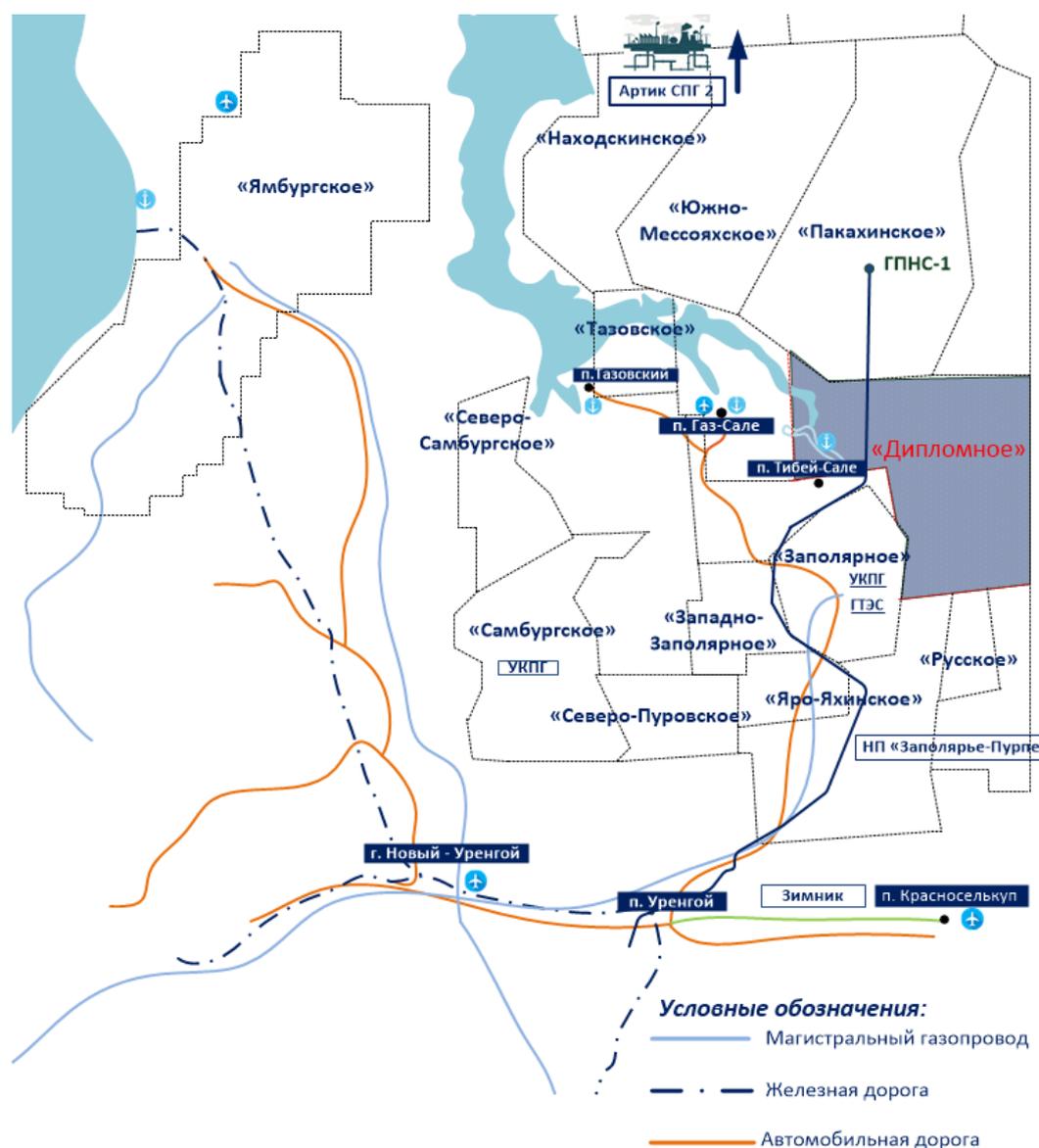


Рисунок 1.1 – Обзорная карта

1.2. Климатические условия

Особенности климата рассматриваемой территории обусловлены ее северным географическим положением (67–68 градусов с.ш.), незначительным притоком солнечной радиации, а также повышенной циклонической деятельностью и равнинным характером подстилающей поверхности. На формирование климата оказывает влияние многолетняя мерзлота, близость холодного Карского моря, обилие болот, озер и рек.

Среднегодовая температура воздуха отрицательная – минус 9,3 °С. Средняя температура самого холодного месяца (января) – минус 27 °С, а самого

жаркого (июля) – плюс 13,4 °С. Абсолютный минимум температуры приходится на январь – минус 60 °С, абсолютный максимум на июль – плюс 18 °С. Продолжительность безморозного периода 75 дней.

Годовое количество атмосферных осадков в районе составляет 400-500 мм, при этом около 35 % осадков выпадает в виде снега, 55 % - в виде дождя, 10 % составляют смешанные осадки. Число дней с осадками в среднем составляет около половины всех дней в году. Относительная влажность воздуха на протяжении всего года высокая 60-90 %, что обусловлено низкими температурами воздуха и соседством холодных вод Карского моря.

Наиболее интенсивный рост высоты снежного покрова происходит в период со второй половины ноября и до начала января. Число дней с устойчивым снежным покровом составляет 239 дней.

В зимнее время в рассматриваемом районе преобладают ветры южных направлений, среднемесячные скорости которых в этот период максимальны и достигают 7 м/с. В летний период преобладают ветры северных направлений, средняя скорость которых составляет 5,3-6,2 м/с.

1.3. Рельеф

Рельеф территории имеет озерное расчленение, линейное расчленение долинами, балками, оврагами. Расстояние между соседними понижениями рельефа составляют 1,2-0,6 км.

Глубина расчленения рельефа, т. е. превышение водоразделов над урезами рек и озер изменяется от менее 5 м до 10-25 м.

1.4. Гидрография

Речная сеть района представлена рекой Таз (площадь водосбора 150000 км², общая длина 1401 км) и ее несудоходными притоками: р. Шенябеяха, р. Яратотанне, р. Лимбяяха, и др., а также густой системой мелких ручьев, рек и озер: Хумболото, Ярато, Хасуйто и др. Глубина речных врезов составляет в

среднем от 5 до 10 м. Навигация на р.Таз длится с середины июля до середины сентября. Большая часть участка расположена в редколесной пойме р.Таз.

Воды исследуемого района относятся к водам гидрокарбонатного класса кальциевой группы. Минерализация речных вод ~ 50 мг/л. Поверхностные воды могут быть использованы только для технического водоснабжения. Для хозяйственно-питьевых нужд предпочтительным вариантом является привозная вода соответствующего качества.

Средняя продолжительность ледостава на реках составляет 215-240 дней. Максимальная за зиму толщина льда на непромерзающих реках составляет 90-120 см, но многие водотоки промерзают полностью.

1.5. Геокриологические условия

По геокриологическим условиям рассматриваемый район относится к Пур-Тазовской области, которая характеризуется сплошным и прерывистым распространением многолетнемерзлых пород (площадь 80-95 %). Мощность их достигает 300 м. Среднегодовые температуры ММП повсеместно отрицательные: от минус 0,5 до минус 3⁰ С.

Для исследуемой территории характерно взаимосвязанное развитие сезонных и многолетних криогенных процессов: термокарста, пучения и заболачивания грунтов.

1.6. Строительные материалы

Район участка в отношении перспектив на обнаружение месторождений местных строительных материалов изучен недостаточно. Территория участка недр принадлежит долинному комплексу р.Таз в его приустьевой правобережной части. Широкая поверхность поймы изобилует протоками, старицами, озёрами и притоками, что значительно осложняет инженерную подготовку территории, требуя значительного количества местных строительных материалов, особенно песка и песчано-гравийных материалов, пригодных для отсыпки полотна

автомобильных дорог и планировки площадок под промышленное строительство.

В непосредственной близости от изучаемого участка выявлен и предварительно оценён ряд месторождений строительного сырья: Салекаптанское, Леуминское, Газсалинское и т.д. В целом, район может быть отнесён к перспективному на обнаружение строительных материалов. Месторождения песков, пригодных для планировочных работ при инженерном обустройстве углеводородных месторождений, могут быть выявлены под акваториями крупных рек и озёр (для добычи земснарядами).

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Исходные данные Дипломного месторождения были получены от индустриального партнера Политехнической школы – ООО «НОВАТЭК НТЦ» и были представлены текстовыми материалами по геологическому и климатическому описанию региона и краткой геолого-геофизической характеристике района, а также файлами с данными, сводная информация о которых приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные

Тип данных	Охват	Примечание
Сейсмические исследования		Отражающий горизонт
Геофизические исследования	17 скважин	Стандартный комплекс ГИС
Керновые исследования	14 скважин	Определение ФЕС, ОФП, капилляриметрия, описание керна
Исследования пластовых флюидов	7 скважин	Составы, PVT-эксперименты
Данные испытаний скважин	17 скважин	Характер насыщения, добывные возможности, пластовое давление

Входные данные по результатам сейсмической разведки представляют собой поверхность отражающего горизонта – кровли пласта БТ₁₀.

Комплекс геофизических исследований скважин был проведен на всём имеющемся фонде поисково-разведочных скважин.

В составе данных по керну имеются как результаты стандартных, так и специальных исследований. Имеются данные по определению латеральной проницаемости образцов керна по воде и по гелию, по определению пористости образцов керна. Имеются данные об удельном электрическом сопротивлении образцов. Кроме того, имеются данные литологического описания керна. Также в состав исходных данных входят результаты определения относительных фазовых проницаемостей образцов керна по воздуху и гелию. По отдельным

пластам количество проведенных исследований является удовлетворительным для осуществления проектных работ.

Газоконденсатные исследования представлены в виде табличных данных, в которых отражены результаты лабораторных исследований проб пластовых флюидов, составы пластового газа.

Испытания скважин представляют собой таблицы с номерами скважин, на которых проводились испытания, характером притока к скважинам, дебитами газа/конденсата/воды, устьевыми, забойными и пластовыми давлениями. Качество входных данных оценивается как удовлетворительное.

3 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ АКТИВА

3.1. Исходные данные для расчетов

Для того чтобы начать детальную проработку имеющихся материалов необходимо предварительно оценить возможность получения прибыли от разработки предлагаемого актива. Подсчет запасов производился объёмным методом. В качестве исходных данных для подсчета запасов использовались имеющиеся параметры ФЕС и свойств флюидов по проведенным исследованиям:

- 1) Испытания скважин
- 2) Лабораторное исследования керна: вытеснение нефти из образцов керна водой, определение ФЕС коллекторов
- 3) Капилляриметрические исследования стандартных образцов керна
- 4) Исследования поверхностных проб

Объект представлен несколькими пластами, имеются как газоконденсатные залежи, так и нефтяные. В связи с этим считаем правильным разделить расчеты экономических показателей для нефтяного и газового кейса.

3.2. Определение и обоснование бенчмаркинга

С целью предварительной оценки капитальных вложений, профилей добычи и эксплуатационных затрат при осуществлении разработки залежей Дипломного месторождения необходимо выбрать месторождение-аналог. При этом месторождение-аналог должно соответствовать следующим требованиям:

- доступ к получению информации по данному месторождению;
- близость расположения к Дипломному месторождению;
- наличие одновозрастных разрабатываемых залежей;
- приблизительное сходство свойств пластов и насыщающих их флюидов.

Исходя из вышеперечисленных требований, наилучшим месторождением-аналогом оказалось Заполярное. Продуктивные пласты неокомских отложений

Заполярного месторождения представлены нефтегазоконденсатными залежами с различным соотношением запасов газа и нефти. Среднее значение пористости составляет 14,7 %, проницаемости – 10,3 мД. Плотность нефти в стандартных условиях составляет 0,847 г/см³, объемный коэффициент – 1,253 м³/ м³, вязкость в пластовых условиях – 0,74 сПз. Давление начала конденсации соответствует начальному пластовому давлению, при этом конденсатосодержание составляет 145 г/м³. Плотность газа в стандартных условиях – 0,76 кг/м³.

3.3. Задание распределений свойств

Для оценки диапазона возможных запасов был использован метод Монте-Карло. Ввиду малого количества данных о фильтрационно-емкостных свойствах пластов, а также нефти и газа, определить характер распределения параметров по облаку точек не представляется возможным, поэтому характер распределения свойств был взят с месторождения-аналога. Таким образом, полученные распределения для пласта БТ₉ представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Распределения параметров для подсчета запасов

Параметр	Тип распределения	Мин значение	Среднее значение	Макс значение
Площадь, м ²	Треугольное	32781000	46830000	60879000
Толщина, м	Нормальное	7	20	31
Пористость, %	Нормальное	10	13,8	15,1
Коэф газонасыщенности, %	Нормальное	51,2	68,3	75
Поправка на температуру	Константа	-	0,84	-
Поправка на давление	Константа	-	306,9	-

Минимальные, средние и максимальные значения для распределения брались из имеющихся данных о ФЕС пластов, отклонения при нормальном распределении – из месторождения-аналога. Так как поправку на температуру и давление для расчета объемов газа посчитать не представляется возможным, они так же взяты из месторождения-аналога и являются константой. Запасы конденсата рассчитаны исходя из объемов газа умноженных на средний по

пластам выход стабильного конденсата. Результаты вероятностных расчетов приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. Вероятностная оценка запасов

Начальные запасы газа, млрд. м ³			Начальные запасы конденсата, млн. т			Начальные запасы нефти, млн. т		
P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10
103,6	133,5	165,1	16,7	21,5	26,6	29,9	38,0	46,0

3.4. Построение профилей добычи

Оценка возможных профилей добычи газа, конденсата и нефти проводилась с опорой на опыт разработки неокомских нефтегазоконденсатных залежей Заполярного месторождения.

Исходными данными для построения профилей добычи являлись запасы P10, P50 и P90 по Дипломному месторождению и темпы отборов скважинной продукции по Заполярному месторождению, включая периоды нарастающей добычи, постоянных отборов и падающей добычи. В результате были получены профили добычи, приведенные на рисунках 3.1 – 3.2.

Полученные профили добычи достигаются при использовании систем разработки, применяемых на Заполярном месторождении:

- разработка газоконденсатных залежей на режиме истощения пластовой энергии равномерной сеткой субгоризонтальных скважин (длин ГС – 300 м), количество скважин выбиралось исходя из начальных геологических запасов газа, а именно, 3,57 млрд. ст. м³/скв.

- разработка нефтяной оторочки на режиме истощения пластовой энергии рядной системой горизонтальных скважин (длина ГС – 1000 м), количество скважин выбиралось так же исходя из начальных геологических запасов нефти, а именно, 709 тыс. т/скв.

Количество газоконденсатных скважин для вариантов P10, P50 и P90 составили 47, 38 и 29 единиц соответственно, нефтяных – 21, 17 и 13 соответственно.

К элементам обустройства относятся кусты скважин, внутрипромысловые трубопроводы, УКПГ, ДКС, УПН, трубопроводы внешнего транспорта, линии электропередач и дороги.

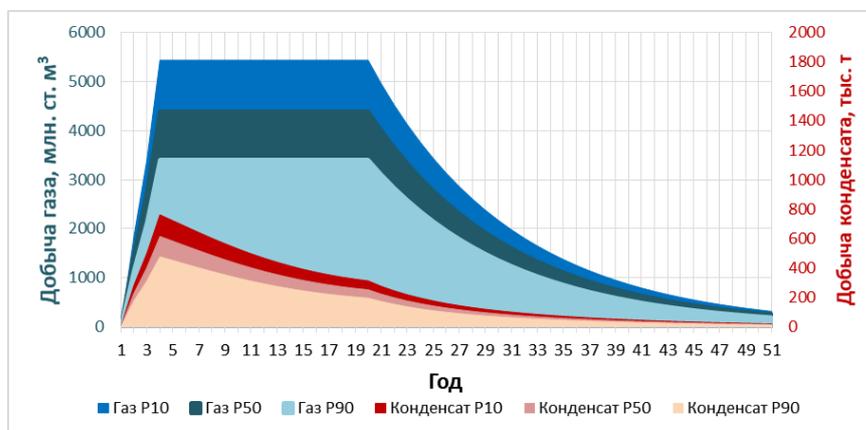


Рисунок 3.1 – Профили добычи газа и конденсата

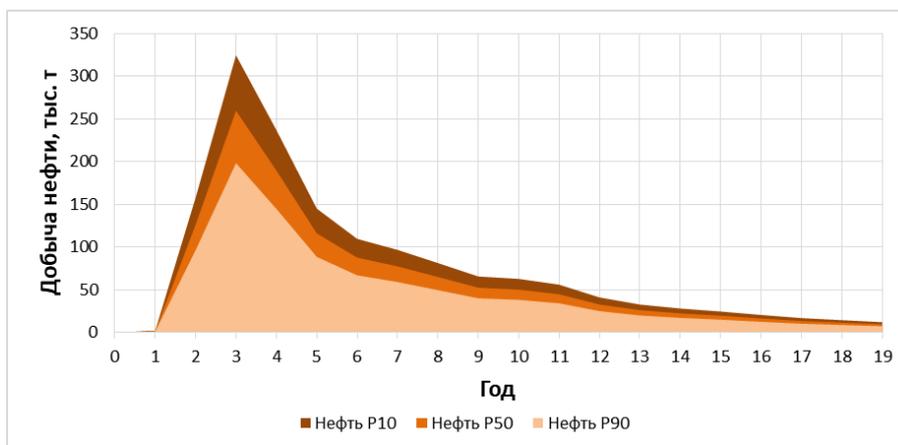


Рисунок 3.2 – Профили добычи нефти

Количество кустов рассчитывалось, основываясь на следующих показателях, принятых по Заполярному месторождению:

- 5,4 скв./куст для газоконденсатных скважин;
- 5,5 скв./куст для нефтяных скважин.

Основные элементы коммуникаций располагались внутри одного «коридора».

3.5. Расчет НДС. Расчет дохода от реализации

Для расчета экономики предварительно создавалась экономическая модель в ПО MS Excel (рисунок 3.3).

Статья бухгалтерского учета	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Итого
Средства для нефтедобычи	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Инвестиции	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Итого	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13

Рисунок 3.3 – Экономическая модель

Учитывая изменения в налоговом законодательстве РФ новая формула расчета НДСИ подразумевает его увеличение с каждым годом вплоть до 2024 года. Так как netback цена, известная из документации месторождения-аналога, имеется только на текущий год, и не известны слагаемые, которые его составляют, оценить возможное изменение цены netback не представляется возможным. Принимая во внимание заявление правительства о том, что изменится только структура налогообложения, но не изменится доходность реализации углеводородов за счет снижения экспортных налогов, считаем приемлемым сохранить netback и те параметры в расчете НДСИ, которые меняются от налогового маневра в последующие годы.

Формула расчета НДСИ для нефти выглядит следующим образом:

$$\text{НДСИ}_H = C_T \cdot K_{\text{Ц}} - D_M, \tag{3.1}$$

где C_T – налоговая ставка, принимаемая равной 919 руб/т;

$K_{\text{Ц}}$ – коэффициент учитывающий динамику мировых цен, рассчитывается по формуле (3.2);

$D_{\text{Ц}}$ – величина, характеризующая особенности добычи нефти, рассчитывается по формуле (3.3).

$$K_{\text{Ц}} = (\text{Ц} - 15) \cdot \frac{P}{261}, \tag{3.2}$$

где Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта "Юралс", \$/барр (для текущего периода принят равным 63,52);

P – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации (для текущего периода принят равным 65,81).

$$D_M = K_{\text{НДПИ}} \cdot K_{\text{Ц}} \cdot (1 - K_B \cdot K_3 \cdot K_D \cdot K_{\text{ДВ}} \cdot K_{\text{КАН}}) - K_K - K_{\text{АБТД}}, \quad (3.3)$$

где $K_{\text{НДПИ}}$ – Дополнительный коэффициент, принимается равным 530 - с 1 января по 31 декабря 2015 года включительно, 559 - на период с 01.01.2016;

$K_{\text{Ц}}$ – коэффициент учитывающий динамику мировых цен, рассчитывается по формуле (3.2);

Пояснения для остальных коэффициентов вынесены в приложении А.

Формула расчета НДС для газа выглядит следующим образом:

$$\text{НДС}_{\text{Г}} = C_T \cdot E_{\text{УТ}} \cdot K_C + T_{\text{Г}}, \quad (3.4)$$

Где C_T – налоговая ставка, принимаемая равной 35 руб/тыс. м³;

$E_{\text{УТ}}$ – базовое значение единицы условного топлива;

K_C – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа;

$T_{\text{Г}}$ – показатель, характеризующий расходы на транспортировку газа.

Пояснения для остальных коэффициентов вынесены в приложении А.

Формула расчета НДС для конденсата выглядит следующим образом:

$$\text{НДС}_{\text{К}} = C_T \cdot E_{\text{УТ}} \cdot K_C \cdot K_{\text{КМ}}, \quad (3.5)$$

Где C_T – налоговая ставка, принимаемая равной 42 руб/т;

$E_{\text{УТ}}$ – базовое значение единицы условного топлива;

K_C – коэффициент, характеризующий сложность добычи конденсата;

$K_{\text{КМ}}$ – корректирующий коэффициент, принимается равным 6,5.

Пояснения для остальных коэффициентов вынесены в приложении А.

Таким образом, начальный НДС оказался равным: для нефти – 4441 руб/т, для газа – 6863 руб/тыс.м³, для конденсата – 4985 руб/т. Цены netback взяты из месторождения-аналога и равны: по нефти - 10 931 руб/т, по газу – 3647 руб/тыс.м³, по конденсату – 10 161 руб/т.

С учетом профилей добычи доход от реализации углеводородов представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Доход от реализации углеводородов

	Газовый кейс			Нефтяной кейс		
	P90	P50	P10	P90	P50	P10
Доход, млн. руб	339 596	437 677	541 601	12 543	16 425	20 520

3.6. Расчет CAPEX и OPEX

Расчет капитальных и операционных затрат проводился с использованием удельных показателей с месторождения-аналога.

Дополнительно к капитальным затратам добавлялся резерв, который составлял 10% от капитальных затрат (рисунок 3.4).

	2019	2020	2021	2022
Капитальные вложения, тыс. руб	0	33 681 436	3 231 197	4 193 512
Бурение, тыс. руб		2196755,2	1875023	2433442
УКПГ, тыс. руб		11858194		
ДКС, тыс. руб		8750808,1		
ЛЭП-6 Вт		178200		
ИП кустов, тыс. руб		1244729,6	1062429	1378841
Автодорога, тыс. руб		866800		
Газосбор, тыс. руб		924000		
Внешний транспорт, тыс. руб		2630000		
Внешняя дорога, тыс. руб		1970000		
Резерв, тыс. руб	0	3061948,7	293745,2	381228,3

Рисунок 3.4 – Расчет капитальных затрат в экономической модели

Операционные же затраты рассчитывались с учетом амортизации и налога на имущество (рисунок 3.5).

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Текущие затраты, тыс. руб	0	3 776 784	4 496 177	4 996 891	4 952 586	4 862 152	4 771 719	4 681 285	4 590 852	4 500 418	4 409 985	988 457	652 557	228 593
Затраты на обеспечение, тыс. руб		26266	48685	77781	77781	77781	77781	77781	77781	77781	77781	77781	77781	77781
Расходы на оплату труда, тыс.руб		15399	28542	45600	45600	45600	45600	45600	45600	45600	45600	45600	45600	45600
КРС, тыс. руб		13474	24974	39900	39900	39900	39900	39900	39900	39900	39900	39900	39900	39900
Прочие расходы, тыс. руб		22055	40881	65312	65312	65312	65312	65312	65312	65312	65312	65312	65312	65312
Амортизация, тыс. руб	0	3 368 144	3 691 263	4 110 614	4 110 614	4 110 614	4 110 614	4 110 614	4 110 614	4 110 614	4 110 614	742 471	419 351	0
Период начисления амортизации, лет		10												
Норма амортизации, %		10%												
Ввод фондов	0	33 681 436	3 231 197	4 193 512	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Балансовая стоимость	0	33 681 436	36 912 633	41 106 145	41 106 145	41 106 145	41 106 145	41 106 145	41 106 145	41 106 145	41 106 145	41 106 145	41 106 145	41 106 145
Накопленная амортизация	0	3 368 144	7 059 407	11 170 021	15 280 636	19 391 250	23 501 865	27 612 479	31 723 094	35 833 708	39 944 323	40 686 794	41 106 145	41 106 145
Остаточная стоимость	0	30 313 292	29 853 226	29 936 123	25 825 509	21 714 894	17 604 280	13 493 665	9 383 051	5 272 437	1 161 822	419 351	0	0
Среднегодовая стоимость ОПФ	0	15 156 646	30 083 259	29 894 675	27 880 816	23 770 202	19 659 587	15 548 973	11 438 358	7 327 744	3 217 129	790 587	209 676	0
Налог на имущество, тыс. руб	0	333 446	661 832	657 683	613 378	522 944	432 511	342 077	251 644	161 210	70 777	17 393	4 613	0

Рисунок 3.5 – Расчет операционных затрат в экономической модели

Амортизация выплачивается равными долями каждый год в течении 10 лет с момента поставки фонда на баланс. Налог на имущество составляет 2,2% от среднегодовой стоимости основных производственных фондов.

3.7. Расчет экономических показателей предварительной оценки проекта

После нахождения затратной и доходной частей, можем переходить к расчету экономических показателей проекта. Для начала определим годовую прибыль. Она будет равна разнице между выручкой от реализации и текущими затратами. Из этой прибыли отнимался налог на прибыль (20%). Из уже чистой

прибыли вычитались капитальные вложения, таким образом мы получили денежный поток. Далее денежный поток дисконтировался по формуле (3.6):

$$k = \frac{1}{(1+r)^n}, \quad (3.6)$$

где k – коэффициент дисконтирования;

r – ставка дисконтирования, принятая 15%;

n – период времени.

Сумма дисконтированного денежного потока и является NPV данного проекта. Для определения PI проекта полученный NPV делился на суммарные капитальные вложения, после чего к этому отношению прибавлялась единица. IRR же находилось командой «ВСД» в программе Excel на не дисконтированный денежный поток. Наконец EMV по газовому и нефтяному кейсу находились по формуле (3.7):

$$EMV = 0,3 \cdot (NPV_{p90} + NPV_{p10}) + 0,4 \cdot NPV_{p50} \quad (3.7)$$

Итак, по полученным финальным показателям (таблица 3.4) можем судить о перспективности разработки газового кейса и, напротив, о крайне низкой привлекательности нефтяного кейса, что связано с невысокими объемами запасов, а также низкими коэффициентами извлечения нефти у нефтяных оторочек (10%).

Таблица 3.4. Итоговые экономические показатели

	Газовый кейс			Нефтяной кейс		
	P90	P50	P10	P90	P50	P10
Доход, млн. руб	339 596	437 677	541 601	12 543	16 425	20 520
CAPEX, млн. руб	33 321	41 106	48 795	5 319	7 000	8 827
OPEX, млн. руб	41 502	51 523	61 478	5 907	7 872	9 906
NPV, млн.руб	12 078,3	17 846,5	24 629,1	-1 875,4	-2 477,6	-3 149,8
PI	1,36	1,43	1,50	0,65	0,65	0,64
IRR, %	22%	23%	25%	0%	0%	-1%
EMV, млн.руб	18 150,8			-2 498,6		

4 ОБОСНОВАНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

4.1. Определение коэффициентов пористости и проницаемости горных пород

4.1.1. Определение коэффициента пористости

Пористость пород характеризуется коэффициентом пористости K_p , который численно равен отношению объема пор к общему объему породы.

В исследуемых отложениях производилась количественная интерпретация метода собственных потенциалов, радиоактивного метода (НКТ) и акустического каротажа, но так как во всех скважинах проводилась запись только потенциалов собственной поляризации, то определение коэффициента пористости осуществлялось по методу ПС.

Основой для определения пористости по методу потенциалов самопроизвольной поляризации служит корреляционная зависимость «керна-ГИС» между $\alpha_{ПС}$ и K_p , которую получают, сопоставляя $\alpha_{ПС}$ со средними значениями K_p для интервалов, в которых пористость определена по данным представительного керна.

Исходя из сопоставления K_p по керну и $\alpha_{ПС}$ (рисунок 4.1), получаем уравнение для определения коэффициента пористости по методу ПС:

$$K_p = 4,77 \cdot \alpha_{ПС} + 10,914 \quad (4.1)$$

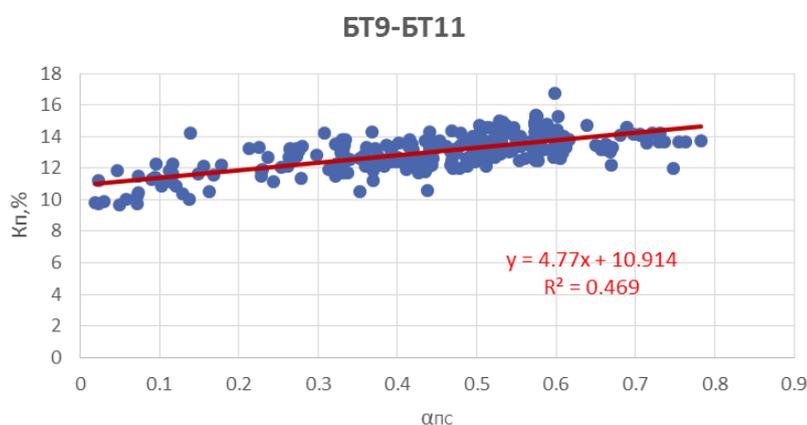


Рисунок 4.1 – Сопоставление $\alpha_{ПС}$ и K_p для пластов БТ₉-БТ₁₁

После сопоставления K_p по ГИС и K_p по керну были получены

удовлетворительные результаты (рисунок 4.2), что говорит о возможности использования данного способа для определения коэффициента пористости.

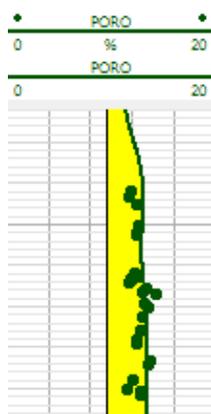


Рисунок 4.2 – Сопоставление результатов определения K_p керн- K_p ГИС

4.1.2. Определение коэффициента проницаемости

Основой для определения проницаемости служит зависимость «кern-кern» между K_p и $K_{пр}$ для интервалов, в которых пористость и проницаемость были определены по данным представительного керна.

В результате обработки материалов лабораторных исследований были построены корреляционные зависимости $K_{пр}=f(K_p)$ и рассчитаны аппроксимирующие уравнения связи для пластов БТ₉-БТ₁₁, приведенные на рисунке 4.3 для пласта БТ₉ и рисунках Б.1-Б.2 в приложении Б для пластов БТ₁₀ и БТ₁₁, соответственно.

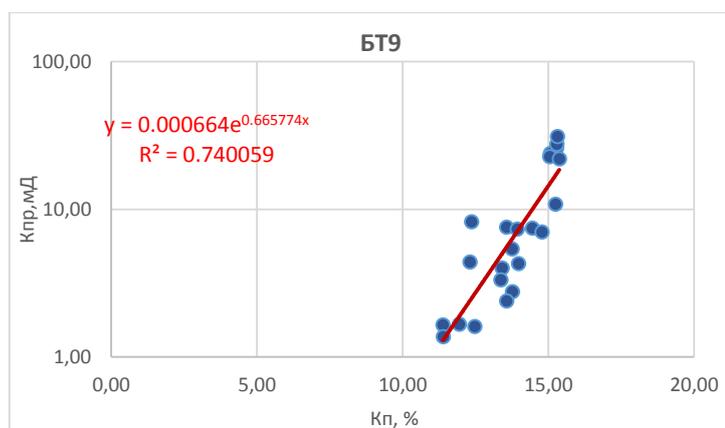


Рисунок 4.3 – Зависимость коэффициента проницаемости $K_{пр}$ с коэффициентом пористости K_p для пласта БТ₉

4.1.3. Определение граничных значений пористости и проницаемости

Граничные значения K_p , $K_{пр}$ устанавливаются путем сопоставления их с величинами динамической ($K_{п\text{ дин}}$) пористости, определенной в лабораторных условиях.

Порода приобретает свойства продуктивного коллектора, т.е. может отдавать нефть (газ), при $K_{п\text{ дин}} > 0$.

В результате статистической обработки материалов были построены корреляционные связи и рассчитаны аппроксимирующие уравнения для коллекторов по следующим сопоставлениям: $K_p = f(K_{п\text{ дин}})$, $K_{пр} = f(K_{п\text{ дин}})$. Графические иллюстрации корреляционных сопоставлений и аппроксимирующие уравнения связи приведены на рисунке 4.4 и рисунке 4.5.

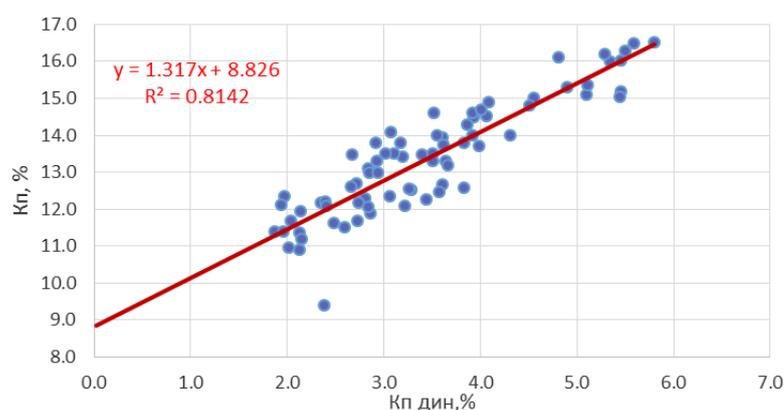


Рисунок 4.4 – Сопоставление коэффициента открытой пористости K_p с динамической пористостью $K_{п\text{ дин}}$

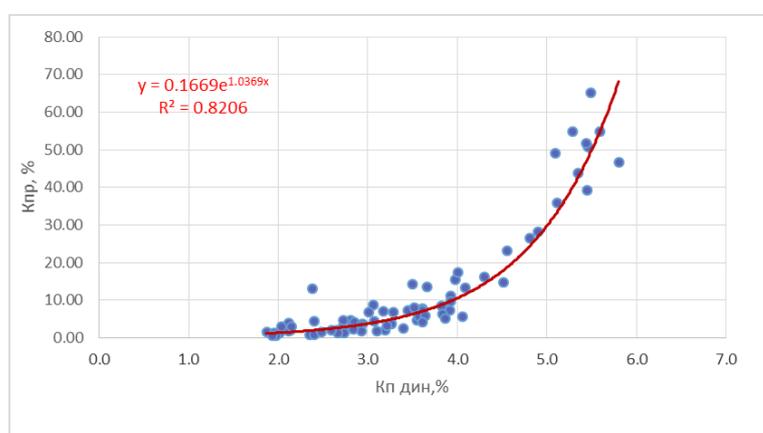


Рисунок 4.5 – Сопоставление коэффициента проницаемости $K_{пр}$ с динамической пористостью $K_{п\text{ дин}}$

В соответствии с изложенным, получаем граничные значения пористости и проницаемости: $K_p^{гp} = 8,826 \%$ и $K_{пр}^{гp} = 0,1669$ мД.

4.2. Определение характера насыщения коллекторов

Определение характера насыщения коллекторов включает их разделение на водонасыщенные и продуктивные, и оценку возможности получения притоков газа и нефти.

Основную информацию о характере насыщения коллекторов несут методы сопротивления. Поэтому разделение коллекторов на водоносные и продуктивные основано на определении удельного электрического сопротивления пласта (ρ_n) и сравнения его значений с граничной величиной ($\rho_n^{гp}$), характерной для исследуемого типа коллектора.

В каждой скважине проводился индукционный каротаж (ИК) измеряемый в мСм/м, который является величиной обратной сопротивлению, и для его преобразования в Ом·м существуют специальные палетки для приборов, которыми проводились исследования (рисунок 4.6). На Дипломном месторождении исследования проводились прибором АИК-М, тип зонда - 6Ф1.

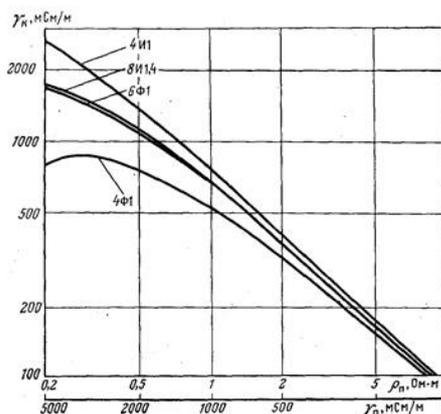


Рисунок 4.6 – Палетки для перевода показаний ИК

На основе кривой было выведено уравнение для перевода показаний из мСм/м в Ом·м:

$$IK2 = 1774.2 \cdot IK^{-1.161}, \text{ Ом} \cdot \text{ м} \quad (4.2)$$

Достоверность перевода ИК из мСм/м в Ом·м можно проверить путем сопоставления полученного значения $IK2$ с GZ1- GZ5 в пределах чистых глин,

где GZ1- GZ5 сливаются в одну линию (т.е. имеют практически равные значения). По результатам проверки выяснилось, что ИК2 с GZ1- GZ5 имеют практически равные значения, следовательно, в дальнейшем характер насыщения будет определяться по ИК2.

По новому расчётному ИК и рассчитанной пористости в интервалах полученного притока воды или углеводорода, был построен график для определения граничных значений сопротивления (рисунок 4.7 для пластов БТ₉-БТ₁₀ и БТ₁₁)

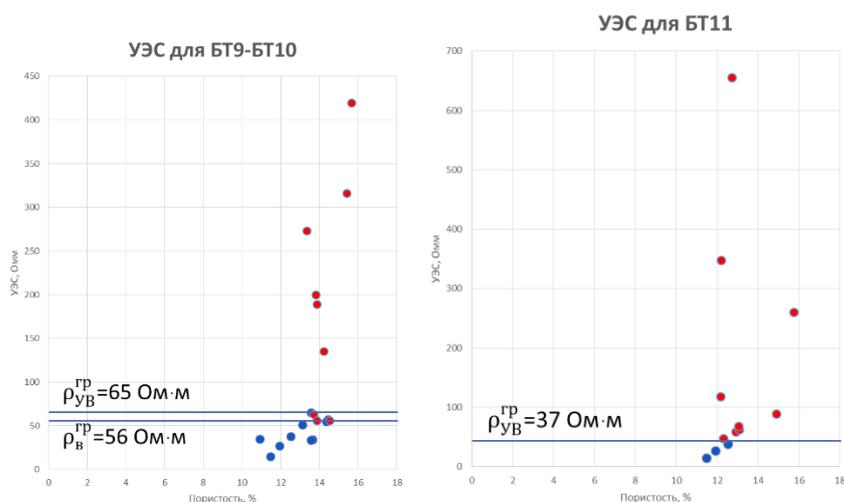


Рисунок 4.7 – Сопоставления удельного сопротивления $\rho_{\text{п}}$ и значение пористости с результатами опробования пласта для пластов БТ₉-БТ₁₀(слева) и БТ₁₁ (справа)

В результате сопоставления удельного сопротивления $\rho_{\text{п}}$ и значений пористости образцов с результатами опробования пласта, за критическое удельное сопротивление было принято:

- для пластов БТ₉-БТ₁₀ граничное значение по воде $\rho_{\text{в}}^{\text{гп}}=56 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, а по углеводородам $\rho_{\text{ув}}^{\text{гп}}=65 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, между этими значениями – переходная зона;
- для пласта БТ₁₁ $\rho_{\text{ув}}^{\text{гп}}=37 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

С помощью полученных граничных значений по результатам интерпретации данных электрического каротажа возможно качественное выделение продуктивных пластов.

5 РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

5.1. Пример интерпретации ГИС

В каждой из скважин проводились такие методы геофизических исследований, как самопроизвольная поляризация (ПС/SP), кавернометрия (DS), гамма каротаж (ГК/GK), индукционный каротаж (ИК/ИК), боковое каротажное зондирование (БКЗ/GZ1-GZ5), а также в большинстве скважин, но не во всех, проводились такие методы, как боковой каротаж (БК/БК), акустический каротаж (АК/DT), нейтронный каротаж (НКТ/НКТ) и микрокаротаж (МГЗ/MGZ и МПЗ/MPZ).

Определение литологии и коллекторов осуществлялось в совокупности по таким методам, как ПС, ГК, БК, АК, НКТ, МГЗ и МПЗ.

По результатам интерпретации были выделены такие литотипы, как песчаник, глина и плотняк.

Также был определен характер насыщения коллекторов по рассчитанному ИК и граничному значению УЭС, определенного в предыдущем разделе.

На рисунке 5.1 приведен пример интерпретации ГИС по скважине №58, где первая колонка после глубин — литология, вторая – насыщение, определённое по ГИС, третья – насыщение, полученное по результатам испытаний скважин. Далее приведены методы, проводившиеся в данной скважине и способствующие литологическому расчленению разреза скважины и определению характера насыщения коллекторов.

5.2. Межскважинная корреляция и выделение пластов

По результатам интерпретации ГИС всех скважин была проведена корреляция разрезов скважин, которая в дальнейшем использовалась для создания модели геологического строения месторождения.

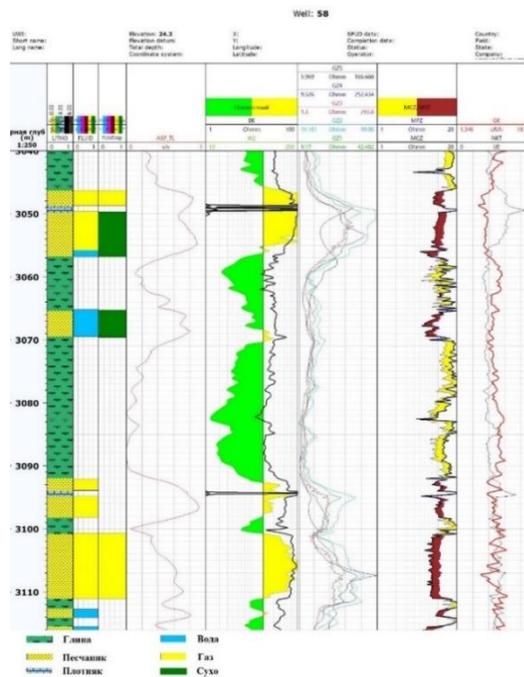


Рисунок 5.1 – Пример интерпретации ГИС скважины №58

На основе каротажных диаграмм ГИС, а также представлении о региональной стратиграфии была проведена межскважинная корреляция.

Корреляция проводилась по ПС и ГК. Там, где ПС и ГК были не показательными, корреляция проводилась по таким методам, как БК, ИК и НКТ (рисунок 5.2).

Как уже было сказано ранее, в районе рассматриваемых пластов залегают два региональных репера - Тагринская глинистая пачка между пластами БТ₉ и БТ₁₀ и Соснинская пачка (представлена чистейшими морскими глинами), залегающая после пласта БТ₁₁. И так как Тагринская пачка уверенно прослеживается, то корреляция была проведена путем выравнивания на неё и отстраивания пластов сверху вниз.

Наиболее уверенно коррелируются только пласты БТ₉ и БТ₁₀, хотя и подразделение их на объекты вызывают небольшие трудности. Пласт БТ₁₁, напротив, достаточно плохо коррелируется, особенно в местах выклинивания песчаника глинами.

В результате корреляции были выделены пласты БТ₉ (БТ₉¹ и БТ₉²), БТ₁₀ (БТ₁₀¹ и БТ₁₀²) и БТ₁₁ (БТ₁₁¹, БТ₁₁² и БТ₁₁³).

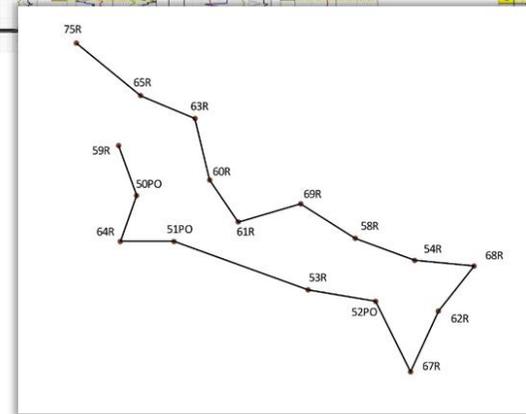
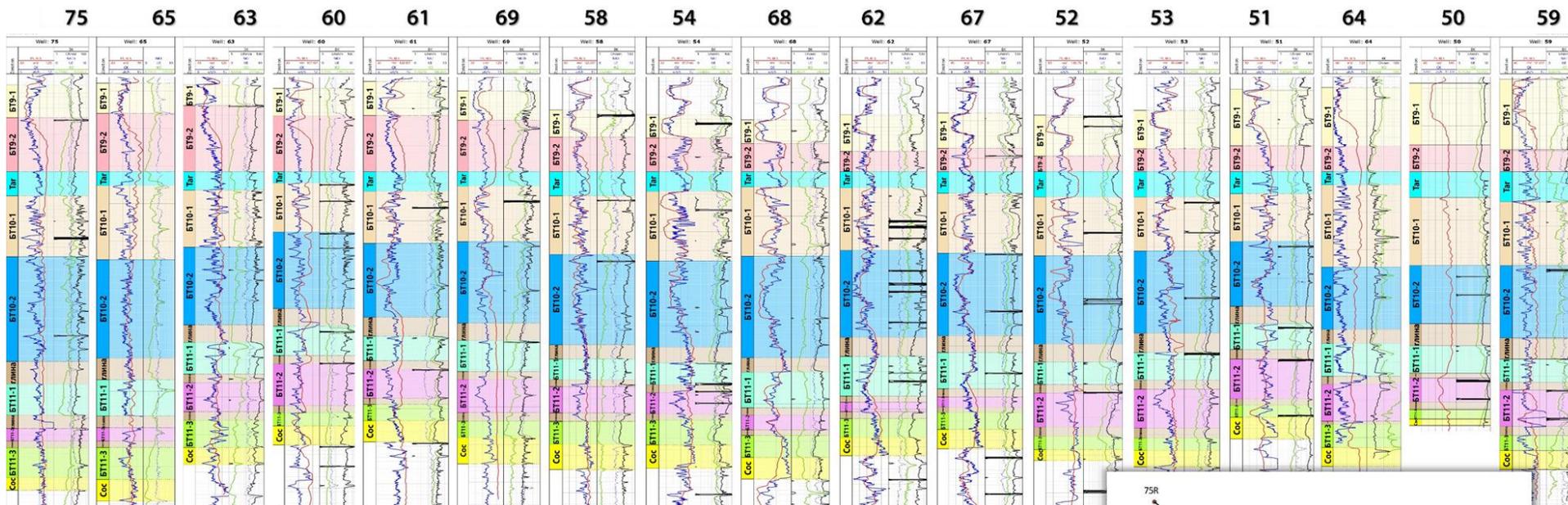


Рисунок 5.2 – Схема корреляции

5.3. Флюидальная модель

После проведения межскважинной корреляции с выделением всех пластов, была построена флюидальная модель для обоснования контактов.

На рисунке 5.3 приведена флюидальная модель для пластов БТ₉ и БТ₁₀. Красной сплошной линией выделены подошвы последних газонасыщенных пропластков, из которых получены промышленные притоки газа. Пунктирной линией – кровли первых водонасыщенных пропластков, из которых получены притоки воды, а между этими линиями находится переходная зона. По построенной флюидальной модели была выявлена гидродинамическая связь между пластами БТ₉¹ и БТ₉², а также между БТ₁₀¹ и БТ₁₀², что в дальнейшем предполагает их объединение в геологической модели.

Флюидальная модель для пластов БТ₁₁¹, БТ₁₁² и БТ₁₁³ приведена в приложении В на рисунках В.1-В.3.

В пласте БТ₁₁³ выделяется нефтяная оторочка. По литофациальной модели (построенной после межскважинной корреляции, но описанной в разделе 6.3.1) было выделено два песчаных тела, однако песчаное тело, охарактеризованное скважинами №63, 60, 61 и 51 не может быть одним телом, так как в скважине №63 нефтяная оторочка находится выше газового пропластка в скважине №51. Исходя из этого было принято решение разбить это песчаное тело на два самостоятельных осадочных тела. В результате получаем одно тело, насыщенное водой, второе - нефтью и газом и третье - чисто газом.

Выделение множества пропластков и тел со своими контактами связано в первую очередь с тем, что пласты сильно карбонатизированы и контакты контролирует карбонатизация.

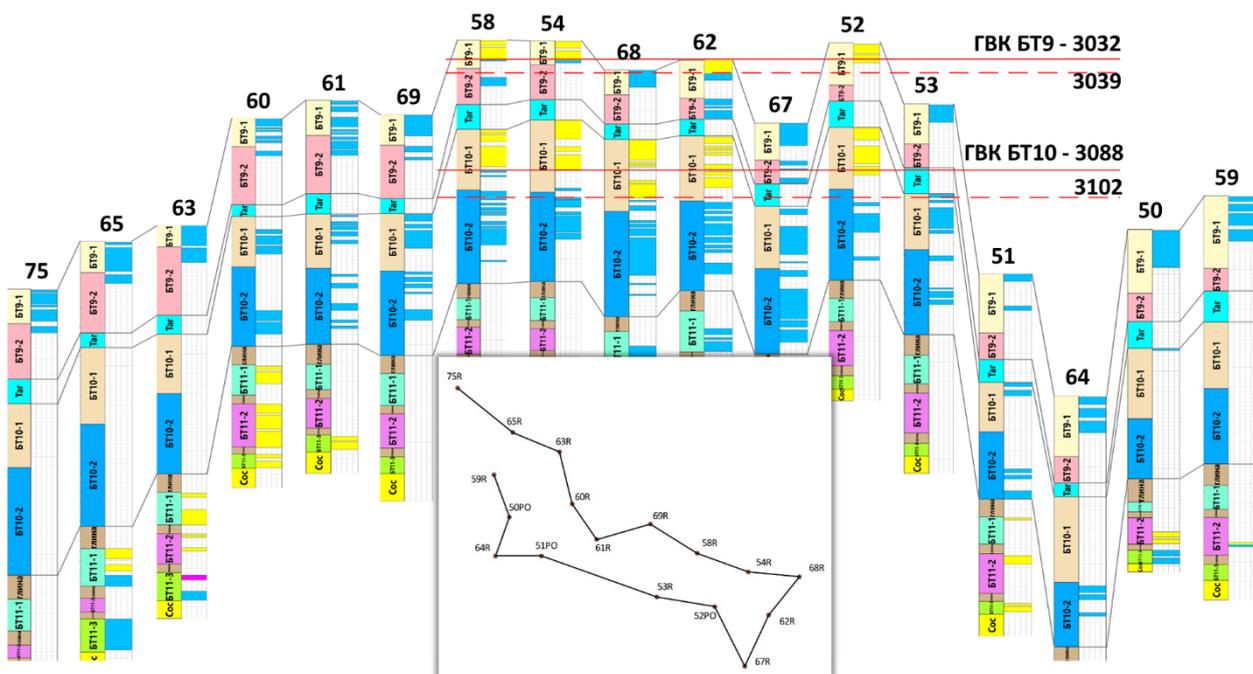


Рисунок 5.3 – Флюидальная модель для пластов БТ₉-БТ₁₀

Уровни флюидальных контактов для всех пластов представлены в таблице 5.1. Все контакты были приняты горизонтальными.

Таблица 5.1 – Флюидальные контакты

Пласт	Объект	Флюидальный контакт, м
БТ ₉		ГВК – 3032
БТ ₁₀		ГВК – 3088
БТ ₁₁	БТ ₁₁ ¹	ГВК – 3291
	БТ ₁₁ ²	ГВК – 3281
	БТ ₁₁ ³	2 тело ГНК – 3295 ВНК – 3298 3 тело ГВК – 3315

6 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

6.1. Исходные данные для построения цифровой геологической модели

В качестве исходных данных для построения трехмерной геологической модели пластов была использована информация по 17 поисково-разведочным скважинам:

- устьевые координаты, альтитуда, инклинометрия;
- данные геофизических исследований скважин (ГИС);
- результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС);
- результаты детальной стратиграфической корреляции – глубины вскрытия скважинами основных стратиграфических границ, полученные в рамках формирования концептуальной модели пластов;
- структурная карта отражающего горизонта (ОГ) кровли БТ₁₀, построенная по результатам интерпретации результатов сейсмических исследований;

В качестве инструмента моделирования был использован программный комплекс Igar RMS компании ROXAR.

6.2. Особенности строения и история формирования пластов Дипломного месторождения

По результатам анализа истории формирования пластов Дипломного месторождения было выявлено, что рассматриваемые пласты относятся к нижнему отделу меловой системы и приурочены к неокомским отложениям нижневаланжинского яруса.

Региональными реперами в пределах рассматриваемых пластов являются Тагринская и Соснинская глинистые пачки, представленные на рисунке 6.1 (желтой звездочкой отмечены пласты, красной – региональные реперы).

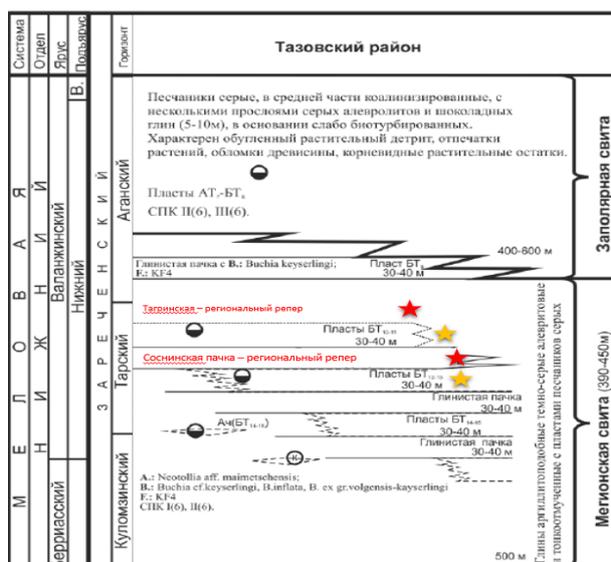


Рисунок 6.1 – Региональные маркирующие региональные репера

На рисунке 6.2 приведена палеогеография региона в валанжинский и готеривский век, соответственно. В валанжинский век в районе месторождения Дипломное было море, а в готеривском веке – суша. Следственно во время формирования неокомских пластов происходила регрессия моря.



Рисунок 6.2 – Меловой период, Валанжинский век (слева) и Готеривский век (справа)

Район Западной Сибири, в котором находится Дипломное месторождение не был подвержен влиянию тектонических процессов при формировании залежей.

6.3. Литофациальная и концептуальная модели

6.3.1. Литофациальная модель

Так как вынос керна относительно небольшой (40 %) и из старого фонда, литофациальная модель (ЛФМ) строилась в большей степени на основании палеогеографии региона и результатов интерпретации ГИС (межскважинной корреляции, описанной в предыдущем разделе). ЛФМ была построена следующим образом:

- выравнивание пластов на реперы (в кровле каждого пласта залегают «хорошие» глины);
- объединение песчаных тел в более крупные.

На основе палеогеографической карты и описании керна (наличие углефицированного растительного детрита; косая, волнистая, косо-волнистая слоистость) можно предположить, что пласты БТ₉, БТ₁₀ и БТ₁₁ формировались в прибрежно-морской обстановке осадконакопления. По типовой электрометрической модели отложений прибрежно-морских фаций В.С. Муромцева, при сопоставлении с ПС на каротажных диаграммах, было определено, что пласты Дипломного месторождения сформированы вдольбереговыми барами регрессивного типа (рисунок 6.3). Литофациальные модели для пластов БТ₉, БТ₁₀ и БТ₁₁ представлены на рисунках 6.4, 6.5 и 6.6, соответственно.

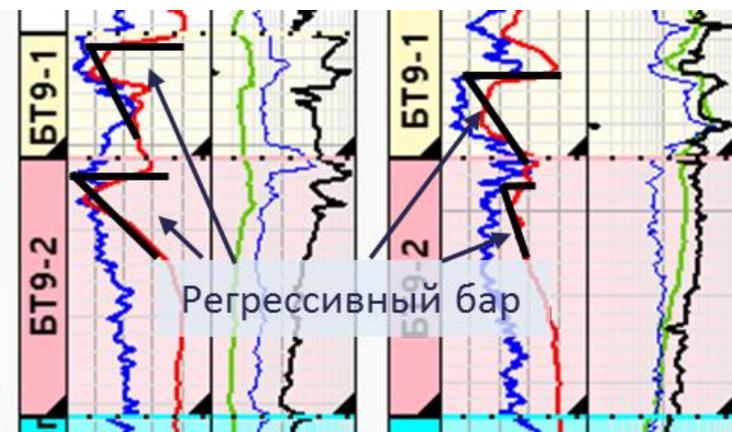


Рисунок 6.3 – Электрофациальный анализ пластов

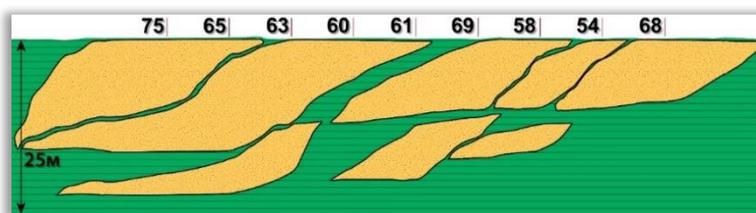


Рисунок 6.4 – Литофациальная модель пласта БТ₉

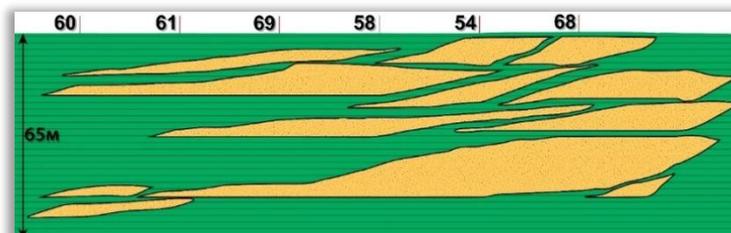


Рисунок 6.5 – Литофациальная модель пласта БТ₁₀

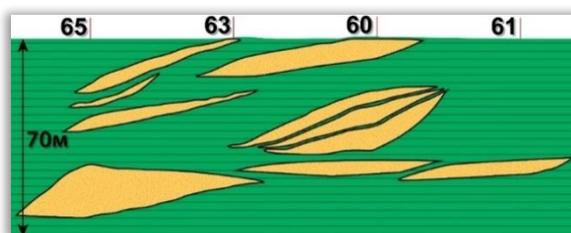


Рисунок 6.6 – Литофациальная модель пласта БТ₁₁

6.3.2. Концептуальная седиментологическая модель

При анализе палеогеографии региона было выявлено, что направление сноса простирается с юго-востока на северо-запад.

Концептуальная седиментологическая модель пласта БТ₉¹ изображена на рисунке 6.7, а пластов БТ₉², БТ₁₀¹, БТ₁₀², БТ₁₁¹, БТ₁₁² и БТ₁₁³ в приложении Г.

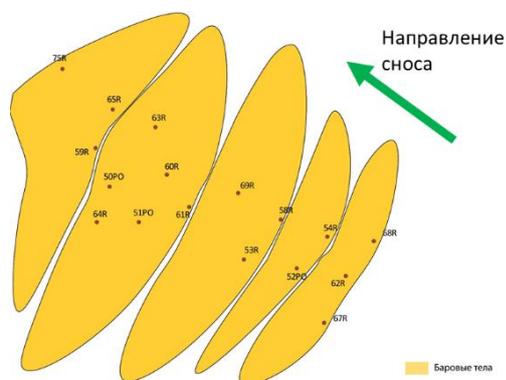


Рисунок 6.7 – Концептуальная седиментологическая модель пласта БТ₉¹

6.3.3. Характеристика осадочных тел

После построения седиментологической модели были определены характеристики размеров осадочных тел, сформированных в условиях обстановок осадконакопления и сложенных коллекторами, для каждого из рассматриваемых пластов. Размеры песчаных тел определены условно и сведены в таблицу. Так, для пласта БТ₉ на рисунке 6.8, уже приводившемся ранее, пронумерованы осадочные тела, выделяемые в этом пласте, и в таблице 6.1 указаны их размеры. Аналогичные рисунки и таблицы приведены для пластов БТ₁₀ и БТ₁₁ в приложении Д.

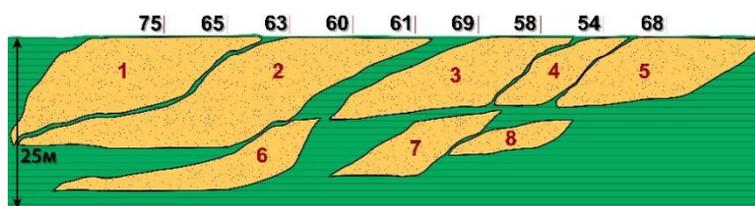


Рисунок 6.8 – Выделенные осадочные тела в пласте БТ₉

Таблица 6.1 – Размеры песчаных тел пласта БТ₉

№	Длина, км	Ширина, км	Высота, м
1	21	10,8	9
2	26	18,1	13
3	16,8	9,3	10
4	14,5	5,0	7
5	14,5	6,8	9
6	23	13,7	7
7	26,7	10,2	8
8	20,7	6,2	4

6.4. Создание структурной модели пластов

В качестве основы для структурных построений в рамках работ по созданию геологической модели неокомских залежей Дипломного месторождения использовались результаты работ по интерпретации данных 3D сейсморазведки, а именно структурная карта по ОГ – кровля пласта БТ₁₀ (рисунок Е.1, Приложение Е).

Построение структурных карт по основным стратиграфическим границам, выделенным по результатам детальной стратиграфической корреляции, проводилось методом схождения от трендовой сейсмической поверхности структурной карты по ОГ. Сущность метода заключается в следующем:

- рассчитываются разности между абсолютными отметками (а.о.) кровли пласта БТ₁₀ по данным РИГИС и сейсмической картой;
- строится карта невязок;
- рассчитывается структурная карта кровли пласта путем сложения сейсмической карты и карты невязок;
- строится карта общих толщин пласта БТ₁₀;
- рассчитывается структурная карта подошвы пласта сложением карт кровли и общих толщин.

Построение структурных поверхностей по вышележащему пласту БТ₉ осуществлялось аналогичным образом (от кровли пласта БТ₁₀). Результаты структурных построений приведены на рисунках 6.9 – 6.10.

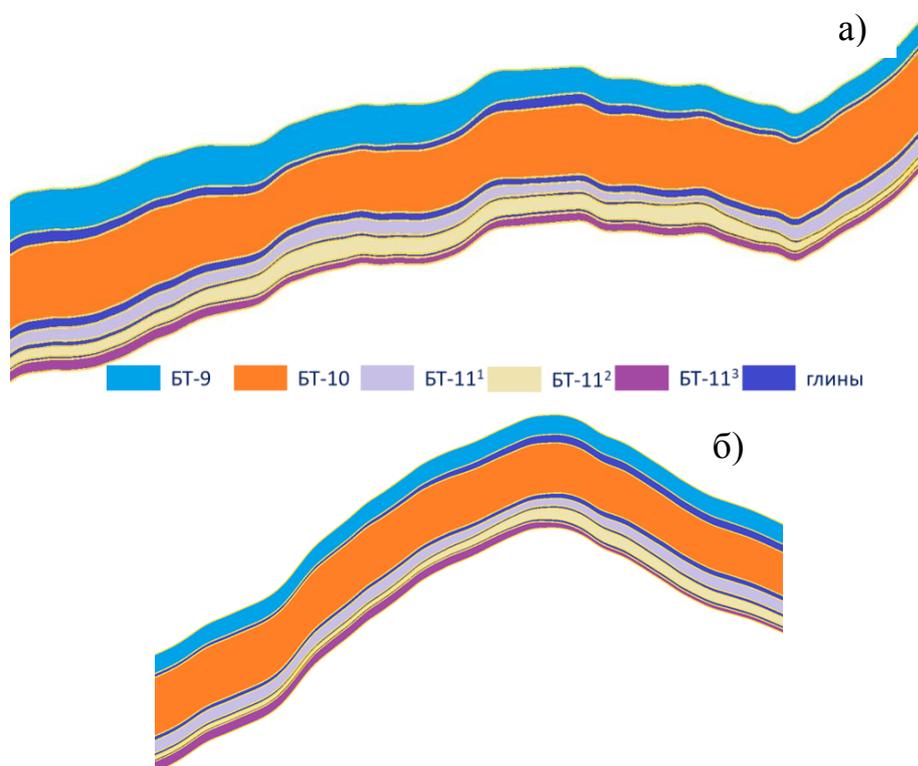


Рисунок 6.9 – Геологический разрез залежи в направлении:

а) С-Ю; б) З-В

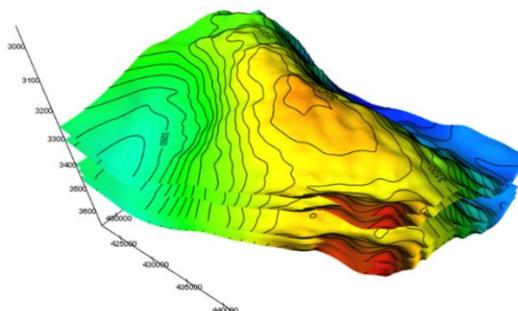


Рисунок 6.10 – 3D визуализация структурных поверхностей

Оценка качества структурных построений проводилась путем нахождения невязок между построенными картами и стратиграфическими отметками в стволах скважин. Для скважин, участвующих в структурных построениях, величина невязки не превышает 0,03 м (рисунки 6.11 – 6.12) при допустимых отклонениях $\pm 0,5$ м. Таким образом, можно сделать вывод о корректности структурных построений, что даёт предпосылки к использованию полученных структурных карт в качестве основы для создания трехмерной геологической сетки.

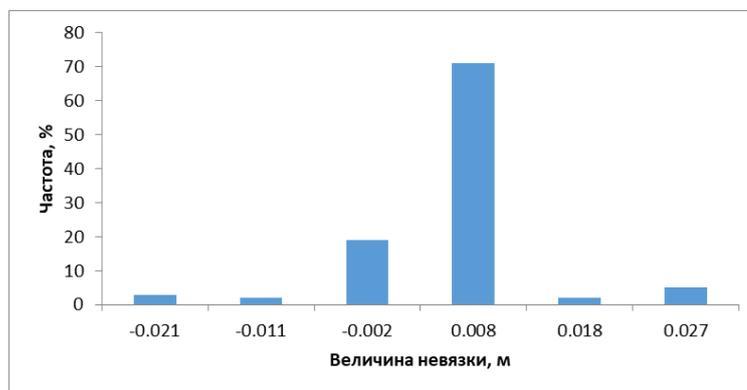


Рисунок 6.11 – Гистограмма невязок по структурным картам пластов БТ₉ - БТ₁₁

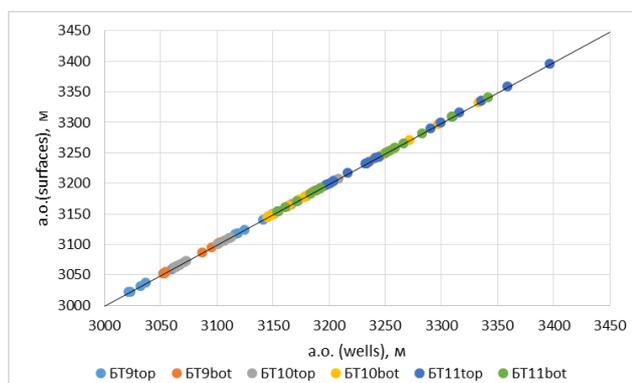


Рисунок 6.12 – График сопоставления абсолютных отметок

6.5. Создание 3D сетки и осреднение скважинных данных

Для учета пространственной неоднородности и анизотропии пластов и подготовки основы для осуществления расчетов прогнозных технологических показателей разработки существует необходимость в создании полномасштабной геологической модели.

Первым этапом перехода к 3D геологической модели является построение трехмерной сетки. В качестве границ зональных интервалов использованы стратиграфические поверхности, выделенные по результатам детальной стратиграфической корреляции – кровли и подошвы пластов БТ₉, БТ₁₀, БТ₁₁¹, БТ₁₁², БТ₁₁³. Таким образом, созданная сетка включает в себя 5 зон. Для более реалистичного моделирования объектов был выбран тип сетки – Corner Point, отличающийся гибкостью.

На выбор горизонтального разрешения геологической сетки повлияли следующие факторы:

- размеры моделируемого участка (36000x28000 м);
- аппаратные возможности ПК;
- минимальное расстояние между разведочными скважинами (3000 м);
- размеры моделируемых тел.

Горизонтальный размер ячеек в сетке принят 100x100 м, что обеспечивает приемлемую точность и скорость моделирования.

Принимая во внимание генезис отложений (неокомские пласты Дипломного месторождения характеризуются согласным залеганием) модель напластовывания в интервале рассматриваемых объектов принята пропорциональной. Количество слоев каждой зоны было рассчитано по формуле (6.1):

$$N = \frac{h_{cp}}{0.4}, \quad (6.1)$$

где h_{cp} – средняя общая толщина моделируемого объекта.

Параметры трехмерной сетки в интервале пластов представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Параметры сеточной области геологической модели

Объект	Размер ячеек, м			Количество ячеек			Общее количество ячеек	Тип вертикального строения
	X	Y	Z (среднее)	I	J	K		
БТ9	100	100	0.399	360	280	95	9576000	пропорциональный
БТ10	100	100	0.398	360	280	208	20966400	пропорциональный
БТ11	100	100	0.394	360	280	108	10886400	пропорциональный

Перенос и осреднение скважинных данных на сеточную область осуществлялись посредством создания объекта Block wells. При перенесении скважинных данных на трехмерную сетку было установлено, что выбранные параметры сетки обеспечивают высокую точность перемасштабирования каротажа (перенесения скважинных данных на сеточную модель). На рисунке 6.13 приведено сопоставления гистограмм распределений литотипов пласта БТ₉ (для пластов БТ₁₀ и БТ₁₁ приведена на рисунке Е.2-Е.3 в приложении Е).

6.6. Создание модели литологии

Литологическая модель пластов была построена в двух вариантах – 2D и 3D. При этом двумерные модели использовались как в качестве основы для построения трехмерных моделей, так и для оценки качества последних. Карта коэффициента песчаности использовалась в качестве трендовой поверхности при построении куба литологии. Наряду с 2D-трендом, в построении куба литологии был заложен 1D-тренд – геолого-статистический разрез (ГСР) параметра литологии (рисунок 6.14).

Латеральные тренды (карты песчаности) были построены интерполяцией осредненных скважинных данных с учетом зон глинизации согласно концептуальной модели залежей (рисунки Е.4 – Е.13, Приложение Е).

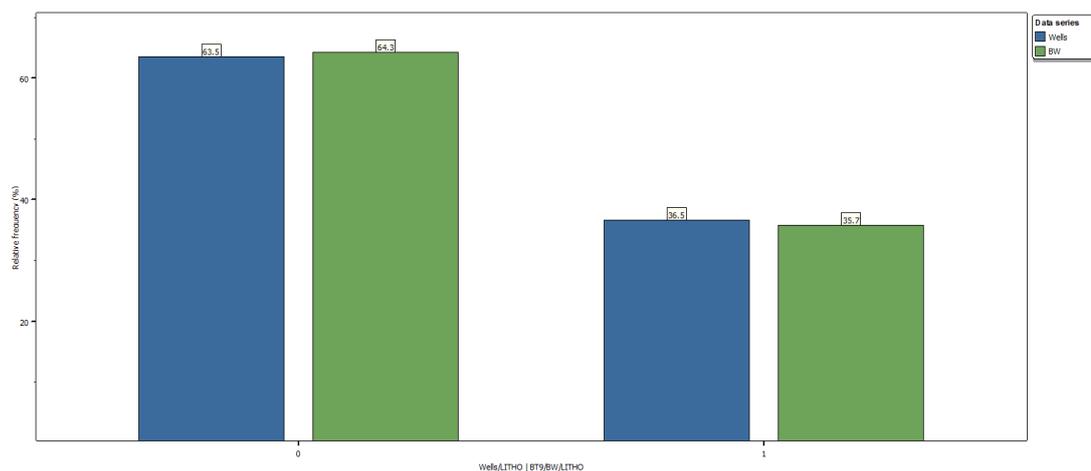


Рисунок 6.13 – Гистограмма распределений литотипов по скважинным и осредненным на 3D сетку данным пласта БТ₉

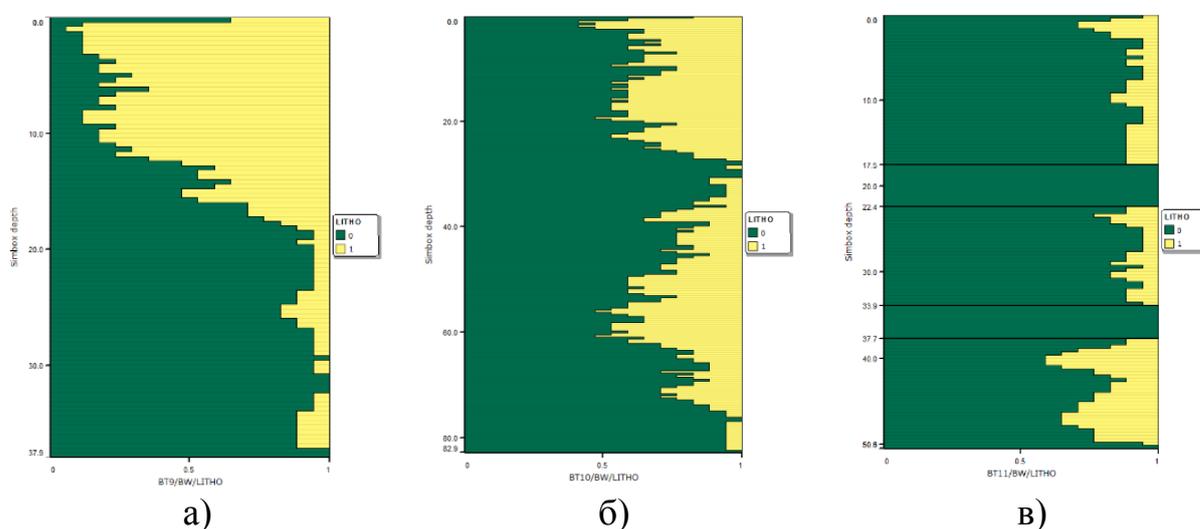


Рисунок 6.14 – ГСП песчаности по данным BW

а) БТ₉; б) БТ₁₀; в) БТ₁₁¹ – БТ₁₁³

Трехмерные параметры литологии неокомских пластов Дипломного месторождения были созданы с использованием стохастического подхода. Для этих целей в программном комплексе Irap RMS реализован метод индикаторного моделирования. Построение кубов литологии велось отдельно для каждого пласта.

Радиусы интерполяции в пределах каждого пласта определялись по результатам вариограммного анализа. Основное направление конуса

интерполяции было выбрано исходя из максимального охвата скважин и соответствует азимуту 133° (рисунок 6.15).

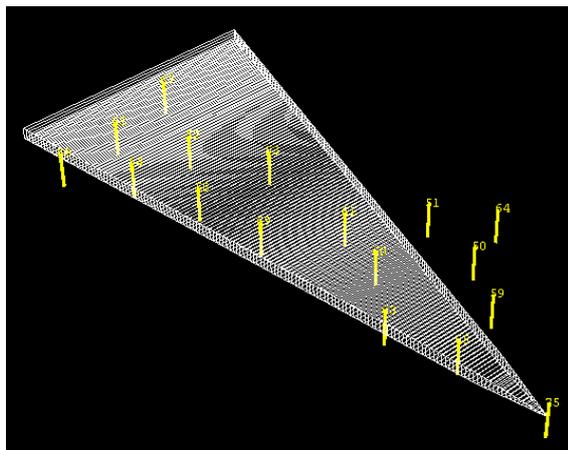


Рисунок 6.15 – Выбор основного направления анализа анизотропии

Ниже приведены эмпирические вариограммы по трем основным направлениям для каждого пласта (рисунок 6.16 – для пласта БТ₉, для пластов БТ₁₀ и БТ₁₁ на рисунке Е.14- Е.15 в приложении Е). Аппроксимация скважинных данных осуществлялась экспоненциальной функцией для пластов БТ₉ и БТ₁₁, сферической – для БТ₁₁¹ – БТ₁₁³. Значения рангов (таблица 6.3) сопоставимы с характерными размерами осадочных тел, что говорит о достаточной достоверности полученных результатов анализа.

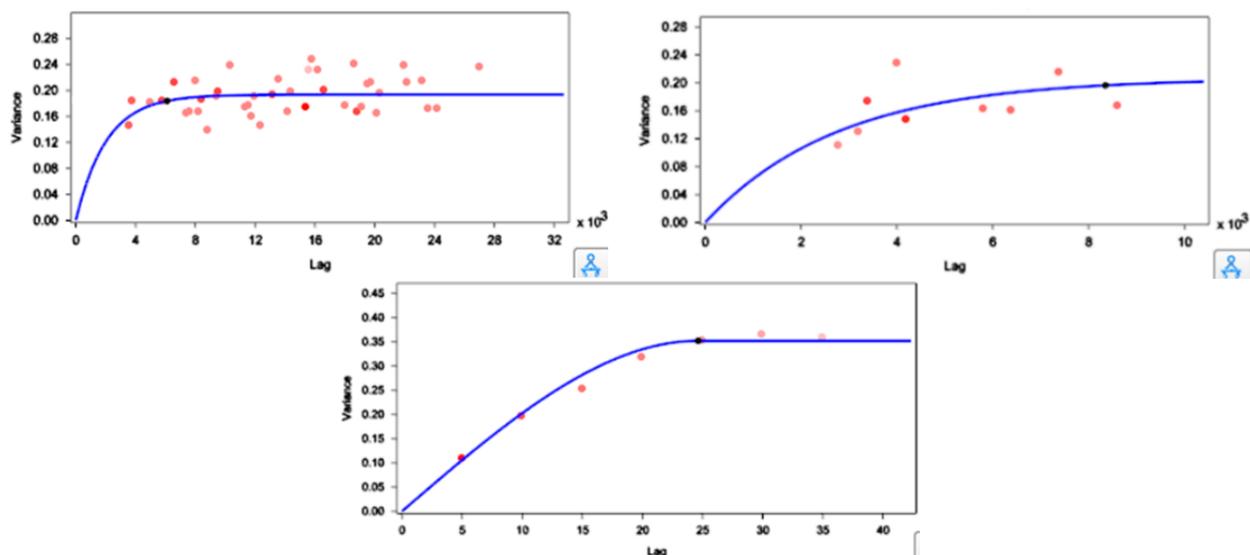


Рисунок 6.16 – Вариограммы для трех взаимоперпендикулярных направлений пласта БТ₉

Таблица 6.3 – Ранги вариограмм

	BT ₉	BT ₁₀	BT ₁₁ ¹ -BT ₁₁ ³
R1, м	6100	7500	9300
R2, м	8400	4000	5800
R3, м	25	20	20

После создания трендов (карты песчанистости и ГСР) и задания настроек моделирования была рассчитана 21 стохастическая реализация дискретного параметра литологии. На следующем этапе был создан непрерывный параметр вероятности нахождения коллектора в ячейках трехмерной сетки осреднением 21 куба реализаций. В завершении построения куба литологии была проведена дискретизация непрерывного параметра вероятности на основе критического значения 0,4. Критическое значение выбиралось при сопоставлении гистограмм распределений «коллектор-неколлектор» по скважинным данным и по модели. На рисунке 6.17 проиллюстрированы геологические разрезы итоговой модели литологии.

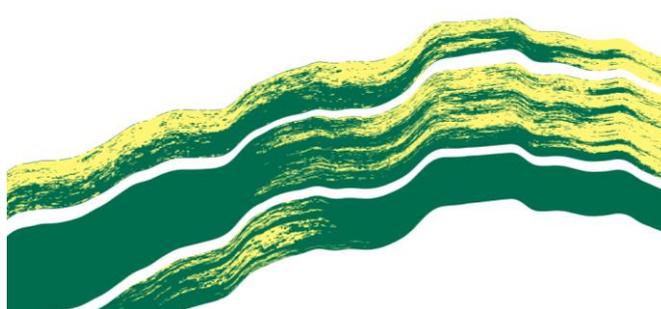


Рисунок 6.17 – Геологический разрез модели литологии

Оценка качества результатов моделирования проводилась путем сопоставления:

- гистограмм распределений «коллектор-неколлектор» по скважинным данным, осреднённым на сетку скважинным данным и по модели (рисунок 6.18 – для пласта BT₉, для пластов BT₁₀ и BT₁₁ на рисунке E.16- E.17 в приложении E);
- ГСР по кубу литологии и по скважинным данным (рисунок 6.19 – для пласта BT₉, для пластов BT₁₀ и BT₁₁ на рисунке E.18- E.19 в приложении E);
- карт эффективных толщин (рисунок E.9 – E.13, Приложение E).

Таким образом, полученная модель литологии в интервале пластов БТ₉, БТ₁₀, БТ₁₁¹, БТ₁₁², БТ₁₁³ соответствует исходным скважинным данным и концептуальным представлениям о геологическом строении объекта моделирования и может быть использована в качестве основы для создания модели фильтрационно-емкостных свойств.

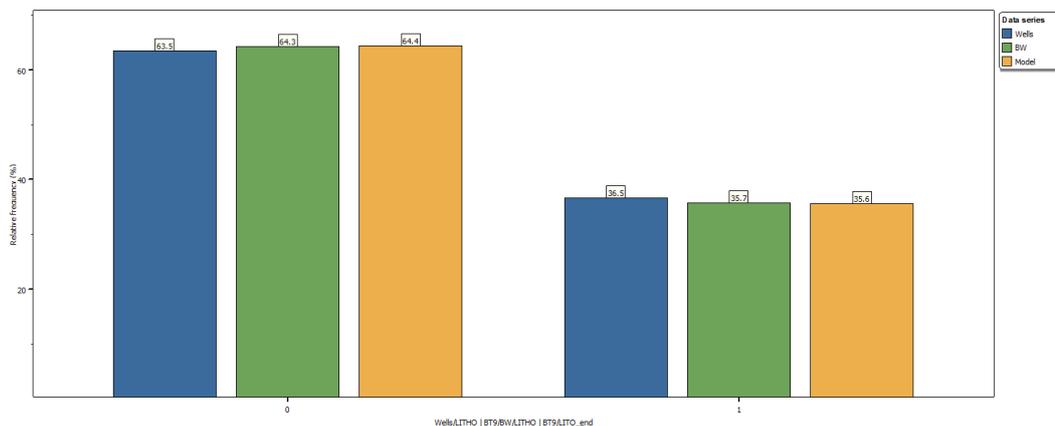


Рисунок 6.18 – Гистограммы распределений литотипов по пласту БТ₉

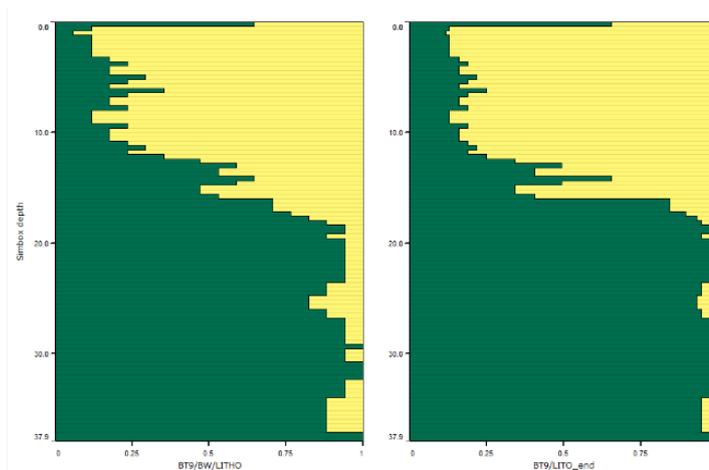


Рисунок 6.19– Сопоставление ГСР по осредненным скважинным данным и по модели для пласта БТ₉

6.7. Создание модели ФЕС

Модели пористости создавались в модуле «Petrophysical modelling» с использованием аналогичных параметров вариограмм, использованных на этапе литологического моделирования. В качестве основы трехмерных моделей пористости для каждого пласта в отдельности были заложены 2D тренды – карты

пористости, построенные методом интерполяции осредненных скважинных данных с учетом зон глинизации согласно концептуальной модели (рисунки E.20 – E.24, Приложение E).

Распределение пористости в объеме трехмерной сетки осуществлялось раздельно для литотипов. Ячейкам, содержащим «неколлектор», присваивалось критическое (минимальное для данного пласта) значение пористости. Распределение пористости внутри «коллектора» проводилось с использованием стохастического подхода с предварительной трансформацией распределений. В процедуру трансформации распределений входили:

- ограничение моделируемых значений в рамках заданного диапазона;
- определение среднего значения пористости;
- уменьшение пористости с глубиной;
- задание 2D латерального тренда;
- преобразование исходного распределения к нормальному виду.

В результате для каждого пласта была создана 21 реализация куба пористости. Далее была проведена процедура осреднения полученных кубов. Оценка качества результатов моделирования проводилась путем сопоставления гистограмм распределений пористости по скважинным данным и по модельному кубу (рисунок 6.20 – для пласта БТ₉, для пластов БТ₁₀ и БТ₁₁ на рисунке E.25- E.26 в приложении E).

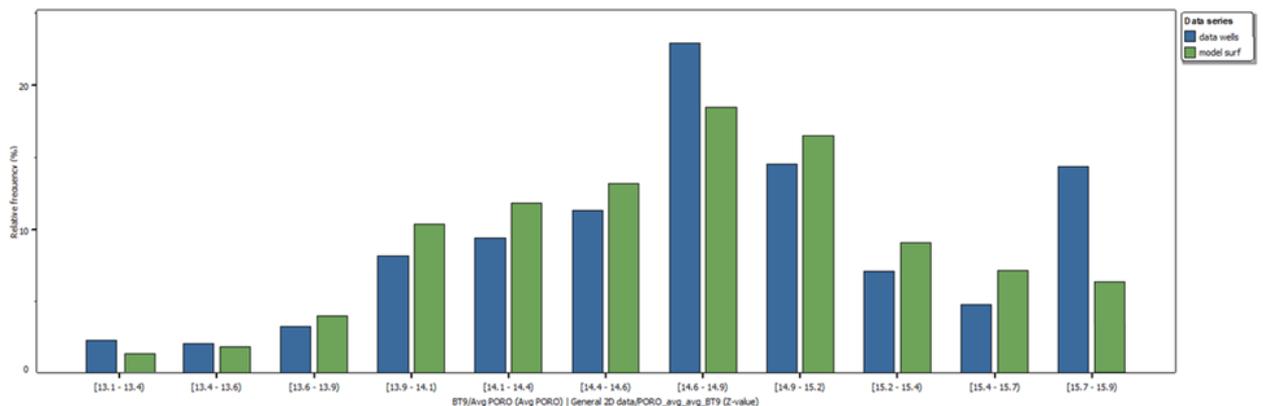


Рисунок 6.20 – Сопоставление гистограмм распределений пористости по скважинным данным и по модели пласта БТ₉

Таким образом, полученная модель пористости в интервале пластов БТ₉, БТ₁₀, БТ₁₁¹, БТ₁₁², БТ₁₁³ (рисунок 6.21) соответствует исходным скважинным данным и может быть использована в качестве основы для создания модели насыщенности.

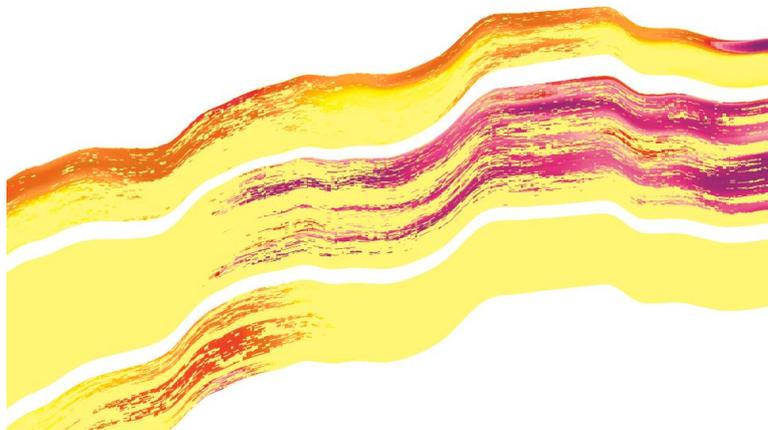


Рисунок 6.21 – Геологический разрез модели пористости

Моделирование куба проницаемости осуществлялось по петрофизическим зависимостям, приведенным в разделе 4.

6.8. Создание модели насыщения

Построение модели насыщения осуществлялось с использованием J-функции Леверетта (6.2), полученной по данным капиллярных исследований ядра, без привязки к скважинным данным, в связи с неудовлетворительным качеством геофизических исследований скважин на предмет насыщенности.

$$J = f(S) = \frac{3.183 * P_c * \sqrt{\frac{k_{пр}}{k_{п}}}}{\sigma \cos \theta}, \quad (6.2)$$

где P_c – капиллярное давление, рассчитываемое как произведение разницы плотностей контактных флюидов на высоту над зеркалом свободной воды (ЗСВ) и на ускорение свободного падения, атм;

$k_{пр}$ – проницаемость, мД;

$k_{п}$ – пористость, д.ед.;

σ – коэффициент поверхностного натяжения, Н/м;

θ – краевой угол смачивания, град.

На рисунке 6.22 приведен график зависимости J-функции от водонасыщенности для пласта БТ₉ (для пластов БТ₁₀ и БТ₁₁ на рисунке Е.27- Е.28 в приложении Е).

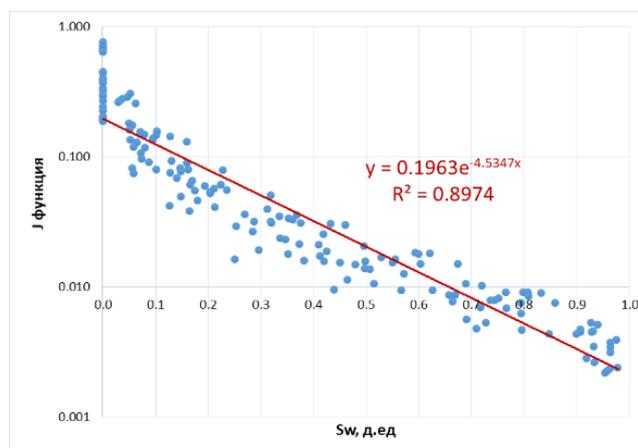


Рисунок 6.22 – J-функции для пласта БТ₉

Процедура создания куба насыщенности сводится к расчету J-функции для каждой ячейки пласта в зависимости от значений пористости, проницаемости и расстояния до ЗСВ. Далее по полученным зависимостям рассчитывались значения водонасыщенности. Коэффициент нефтегазонасыщенности был получен по формуле (6.3):

$$S_{g/o} = 1 - S_w, \quad (6.3)$$

Геологический разрез куба нефтегазонасыщенности в интервале продуктивных пластов приведен на рисунке 6.23.

Стоит отметить, что для получения достоверной модели насыщения необходимо производить «настройку» J-функции на фактические скважинные данные путем корректировки положения ЗСВ. Однако при текущей изученности некомских пластов Дипломного месторождения проведение данной процедуры не представляется возможной. Уточнение модели насыщения необходимо осуществлять на стадии геолого-разведочных работ при получении дополнительной геолого-физической информации.

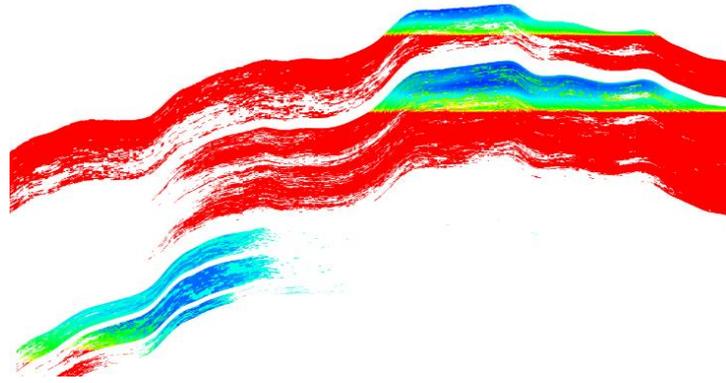


Рисунок 6.23 – Геологический разрез модели нефтегазонсыщенности

Усредненные геолого-физические характеристики продуктивных пластов приведены в таблице 6.4:

Таблица 6.4 – ГФХ продуктивных пластов Дипломного месторождения

Параметр	Значение		
	БТ ₉	БТ ₁₀	БТ ₁₁ ¹ -БТ ₁₁ ³
Пористость, д.ед	0.146	0.131	0.121
Проницаемость, мД	8.04	5.66	4.53
Эффективная газонасыщенная толщина, м	7.8	14.2	8.4
Коэффициент нефтегазонсыщенности, д.ед.	0.60	0.58	0.59

6.9. Подсчет запасов

На основе построенной трехмерной геологической модели продуктивных пластов БТ₉, БТ₁₀, БТ₁₁¹-БТ₁₁³ проведен подсчет начальных геологических запасов нефти, газа и конденсата объемным методом по формулам (6.4) – (6.6):

$$Q_H = F * h_{эф} * K_{п} * K_H * 1/B * \rho, \quad (6.4)$$

$$Q_G = F * h_{эф} * K_{п} * K_G * \frac{(P_H * \alpha_H - P_K * \alpha_K)}{P_{ст}} * \frac{T_{ст}}{T_{пл}}, \quad (6.5)$$

$$Q_K = Q_G * ПС_{C5+} / 1000000, \quad (6.6)$$

где Q_H – геологические запасы нефти, т;

Q_G – геологические запасы газа, тыс. м³;

Q_K – геологические запасы конденсата, т;

F – площадь нефте- или газоносности, тыс. м²;

$h_{эф}$ – эффективная нефте- или газонасыщенная толщина, м;

$K_{п}$ – коэффициент пористости, д.ед;

$K_{н}$ – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед;

$K_{г}$ – коэффициент газонасыщенности, д.ед;

V – объемный коэффициент нефти, м³/м³;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

$\alpha_{н}, \alpha_{к}$ – поправки на сверхсжимаемость газа для давлений $P_{н}$ и $P_{к}$ соответственно;

$T_{пл}, T_{ст}$ – температуры в пластовых и стандартных условиях соответственно, К;

$ПС_{C5+}$ - потенциальное конденсатосодержание, г/м³.

В таблице 6.5 приведены результаты подсчёта запасов. В результате запасы газа по всему месторождению составили 45,4 млрд. м³, запасы конденсата – 7,25 млн. т, запасы нефти – 0,23 млн. т.

Таблица 6.5 – Запасы газа, конденсата и нефти месторождения Дипломное

Объект	Запасы газа, млрд. м ³	Запасы конденсата, млн.т	Запасы нефти, млн.т
БТ ₉	6.2	1.10	-
БТ ₁₀	24.5	3.84	-
БТ ₁₁ ¹ - БТ ₁₁ ³	14.7	2.31	0.23

6.10. Анализ неопределенностей

Поскольку текущее состояние изученности Дипломного месторождения характеризуется наличием существенных неопределённостей геолого-физической информации, необходимо иметь представление о возможных диапазонах изменения запасов, которые могут быть уточнены на этапе проведения ГРП и эксплуатации месторождения.

Погрешность определения ФЕС представлена двумя составляющими. К первой группе относятся погрешности, связанные с получением исходных данных (неточности геофизических методов, ошибки в зависимостях между геофизическими параметрами).

В данной работе для определения пористости в разрезе скважин была использована зависимость «пористость - $\alpha_{ПС}$ », приведенная в разделе 4. Абсолютная погрешность данной регрессионной зависимости составляет $\pm 0,02$ д. ед, (одному значению $\alpha_{ПС}$ соответствует диапазон значений пористости в 0,04 д. ед.), средняя относительная погрешность – 7,2 %.

Вторая составляющая погрешности характеризуется изменчивостью геолого-физических свойств залежей. При этом определяющее значение имеет оценка точности параметров, связанная с их изменчивостью, распределением в объеме залежей, т.е. с геологической неоднородностью.

Распространение свойств в объеме межскважинного пространства осуществляется алгоритмами интерполяции и при малой плотности сетки скважин вносит существенную ошибку. Использование в данной работе стохастических алгоритмов моделирования параметров позволяет проводить вероятностную оценку распределений.

При проведении детальной корреляции в разделе 5 не представлялось возможным однозначно определить положения флюидальных контактов. Данное обстоятельство вносит существенный вклад в оценку геологических запасов, поскольку влияет на площадь залежи, эффективные газонасыщенные толщины и распределение газонасыщенности в объеме залежей.

Для учета вышеперечисленных факторов при подсчете запасов дополнительно были сформированы две геологические модели:

- геологическая модель P10, характеризующаяся наибольшим количеством запасов конденсатосодержащего газа (наилучший сценарий распределения пористости и положений контактов)

- геологическая модель P90, характеризующаяся наименьшим количеством запасов конденсатосодержащего газа (худший сценарий распределения пористости и положений контактов).

Результаты оценки диапазона изменения запасов приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Оценка запасов P10, P50, P90

Объект	Запасы газа, млрд. м ³			Запасы конденсата, млн. т			Запасы нефти, млн. т		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
БТ ₉	8.41	6.2	4.47	1.49	1.10	0.79	-	-	-
БТ ₁₀	26.95	24.5	17.66	4.23	3.84	2.77	-	-	-
БТ ₁₁ ¹ - БТ ₁₁ ³	16.05	14.7	12.25	2.52	2.31	1.92	0.30	0.23	0.18
Месторождение	51.41	45.4	34.38	8.23	7.25	5.48	0.30	0.23	0.18

7 ЦИФРОВАЯ ФИЛЬТРАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

7.1. Постановка задачи

На основе геологической модели была создана фильтрационная модель залежей неокомского продуктивного комплекса Дипломного месторождения, целью которой является обоснование стратегии освоения залежей и прогнозирование технологических показателей разработки на перспективу.

Объектами исследования являются:

Пласт БТ₉, содержащий массивную газоконденсатную залежь;

Пласт БТ₁₀, содержащий массивную газоконденсатную залежь;

Пласт БТ₁₁, содержащий пять литологически экранированные залежи гидродинамически несвязанные (БТ₁₁¹, БТ₁₁², БТ₁₁³⁻¹, БТ₁₁³⁻² и БТ₁₁³⁻³), одна из которых – газоконденсатная с нефтяной оторочкой козырькового типа и две газоконденсатные.

На этапе предварительной оценки привлекательности актива был сделан вывод о нецелесообразности разработки нефтяной оторочки. Поскольку запасы нефти на этапе построения геологической модели значительно сократились (на два порядка) принято решение отказаться от «нефтяного» кейса.

Построение гидродинамической модели осуществлялось в программном комплексе RFD tNavigator.

7.2. Выбор типа модели

В настоящее время разработано большое количество гидродинамических симуляторов, которые условно можно разделить на две группы.

Наибольшее распространение, на сегодняшний момент, получили симуляторы трехфазной фильтрации с газоконденсатной опцией. Данная группа может применяться для моделирования одно-, двух- и трехфазных систем.

Вторая группа образует симуляторы многокомпонентной фильтрации, учитывает изменение компонентного состава флюида и их физические свойства. При этом уравнение неразрывности потока соблюдается для каждого компонента.

Каждая из этих групп симуляторов имеет свои преимущества и недостатки. Однако наиболее существенным преимуществом, позволившим первой группе симуляторов получить наибольшее распространение, является высокая скорость расчёта при относительно низких требованиях к вычислительным ресурсам и практически сопоставимым результатам расчетов. Исходя из этого для осуществления расчетов был выбран тип модели – Black Oil.

7.3. Построение гидродинамической сетки

В исходной трехмерной геологической модели количество ячеек изменяется от 9,58 млн. (пласт БТ₉) до 20,97 млн. (пласт БТ₁₀). Столь огромное количество ячеек не может использоваться при многовариантных расчетах из-за ограниченности ресурсов используемых технических средств. Поэтому для создания трехмерной сетки фильтрационной модели необходимо сократить количество ячеек путем «загрубления» геологической модели. Для этого в программных комплексах предусмотрена процедура преобразования 3D геологической сетки в 3D гидродинамическую сетку. Суть данной операции заключается в объединении «тонких» геологических слоев в более крупные.

В качестве инструмента обоснования степени «загрубления» был использован статистический анализ трехмерных параметров, а именно геолого-статистические разрезы литологии по скважинам.

На рисунке 7.1 приведены ГСР параметра литологии в скважинах по продуктивным пластам БТ₉ (для пластов БТ₁₀ и БТ₁₁ на рисунке Ж.1–Ж.2 в приложении Ж), на основе которых проведено объединение слоев геологической сетки. Красным цветом отмечены слои укрупненной гидродинамической сетки.

Укрупнение геологической сетки производилось по принципу выделения групп исходных слоев со схожей степенью песчанистости.

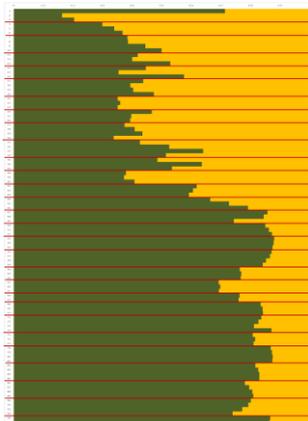


Рисунок 7.1 – ГСР исходной геологической сетки пласта БТ₉

Результаты «загрубления» сетки приведены в таблице 7.1. Суммарно количество ячеек сократилось с 41,4 млн. до 2,4 млн.

Таблица 7.1 – Сравнительная характеристика трехмерных моделей пластов

Объект	Модель	Количество ячеек			Размеры блока сетки XY	Общее количество ячеек
		I	J	K		
БТ ₉	Геологическая	360	280	95	100x100	9576000
	Фильтрационная	120	80	29	100x100	278400
БТ ₁₀	Геологическая	360	280	208	100x100	20966400
	Фильтрационная	180	120	62	100x100	1339200
БТ ₁₁	Геологическая	360	280	108	100x100	10886400
	Фильтрационная	150	140	37	100x100	777000

После укрупнения сетки необходимо перенести кубы ФЕС геологической модели на гидродинамическую сетку. Осреднение параметра литологии осуществлялось посредством взвешивания на объем ячеек (7.1), пористости – взвешиванием на эффективный объем ячеек (7.2).

$$\overline{NTG} = \frac{\sum_{i=1}^n (NTG_i * V_i)}{\sum_{i=1}^n V_i} \quad (7.1)$$

$$\overline{K_{п}} = \frac{\sum_{i=1}^n (K_{пi} * NTG_i * V_i)}{\sum_{i=1}^n (NTG_i * V_i)} \quad (7.2)$$

Стоит отметить, что трехмерные геологические модели пластов строились в общих границах по латерали. Однако, для создания гидродинамических

моделей использование таких границ нецелесообразно. Моделирование достаточно проводить в районе залежей с заданием соответствующих граничных условий. Поэтому итоговые гидродинамические сетки были уменьшены не только по вертикали, но и по латерали с сохранением размеров ячеек 100x100 м.

Таким образом, на выходе проведенной процедуры укрупнения сетки была получена сетка гидродинамической модели, в достаточной мере соответствующей геологической модели, поскольку в ходе укрупнения последней были учтены особенности литологической изменчивости разрезов продуктивных пластов. На рисунке 7.2 приведены графики сопоставления песчаности по сетке геологической модели и укрупненной сетки гидродинамической модели для пласта БТ₉, для пластов БТ₁₀ и БТ₁₁ приведены на рисунке Ж.3–Ж.4 в приложении Ж.

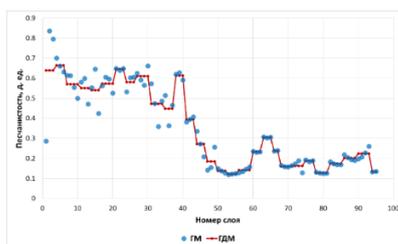


Рисунок 7.2 – Сопоставление ГСР по геологической модели и гидродинамической модели пласта БТ₉

7.4. Свойства пластов

Входными данными для построения цифровых фильтрационных моделей являлись экспортируемые из геологической модели трехмерные кубы формата «GRDECL», содержащие сведения о структурных поверхностях специального типа («геометрия угловой точки») и распределения фильтрационно-емкостных параметров (наборы значений пористости и песчаности для всех ячеек расчетной сетки).

Распределение латеральной проницаемости осуществлялось по построенным петрофизическим зависимостям «пористость-проницаемость», определенных по данным лабораторных исследований керн (см. раздел 4.1.1).

В связи с отсутствием специальных исследований керна, а именно данных по проницаемости в различных направлениях, вертикальная анизотропия пласта задавалась по аналогии с неокомскими пластами Заполярного м/р (7.3):

$$k_z = 0.1 * k_{xy} \quad (7.3)$$

где k_z – вертикальная проницаемость, мД;

k_{xy} – латеральная проницаемость, мД.

Сжимаемость пластов (таблица 7.2) задавалась с использованием корреляций Ньюмана (7.4):

$$c_f = \frac{\exp(5.118 - 36.26 * K_{п} + 69.38 * K_{п}^2)}{0.0689475} \quad (7.4)$$

где c_f – сжимаемость породы, 1/бар;

$K_{п}$ – пористость, д.ед.

Таблица 7.2 – Сжимаемость породы

Объект	Сжимаемость породы, 1/бар
БТ ₉	4.74E-05
БТ ₁₀	6.20E-05
БТ ₁₁	7.72E-05

7.5. Состав и свойства пластовых флюидов

Моделирование изменения свойств пластовых газов в процессе разработки залежи на истощение проведено в рамках пакета «PVT Дизайнер» расчетного комплекса RFD tNavigator.

В качестве входных данных выступали составы пластовых флюидов и результаты экспериментальных исследований. Пластовые флюиды, согласно исследованиям, представлены 42 компонентами в развернутом компонентно-фракционном виде, когда углеводородные компоненты и углеводороды от метана до пентанов представлены индивидуально, а углеводороды тяжелее пентанов сгруппированы в узкие 10-градусные фракции, ранжированные по температурам кипения углеводородов (таблицы Ж.1 – Ж.3 в приложении Ж):

- азот, углекислый газ;
- компоненты метанового ряда до пентана;
- узкие фракции (10°C) в диапазоне температур 45°C - 380°C.

Предварительно была проведена настройка расчетных моделей пластовых флюидов на соответствие имеющимся экспериментальным данным. Критериями соответствия построенных моделей реальным пластовым газам служили:

- равенство расчетного давления начала конденсации при пластовой температуре начальному пластовому давлению в залежи;
- соответствие расчетных кривых конденсатосодержания экспериментальным кривым.

Путем вариации критическими температурами и давлениями, ацентрическим фактором для узких фракций пластового газа были сформированы модели пластовых газов по трём объектам (БТ₉, БТ₁₀, БТ₁₁), удовлетворяющие указанным критериям. Сопоставление расчетных и экспериментальных кривых конденсатосодержания для пласта БТ₉ приведено на рисунке 7.3, для пластов БТ₁₀ и БТ₁₁ – на рисунке Ж.5-Ж.6 приложения Ж.

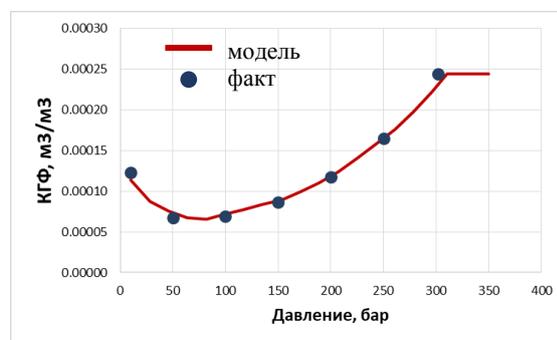


Рисунок 7.3 – Конденсатосодержание пластового газа пласта БТ₉

После настройки пластовых флюидов было проведено моделирование изменения свойств пластовых газов с падением давления при разработке залежей на режиме истощения. На рисунках 7.4 – 7.6 приведены зависимости от пластового давления основных параметров пластового газа – конденсатосодержания, объемного коэффициента и вязкости.

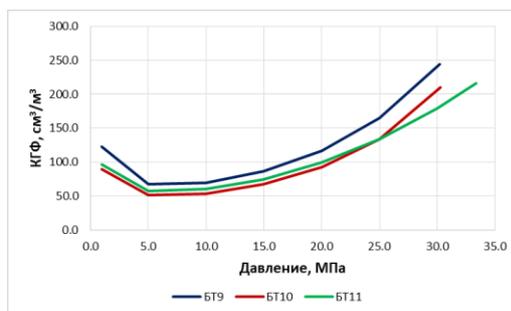


Рисунок 7.4 – Конденсатосодержание пластовых газов

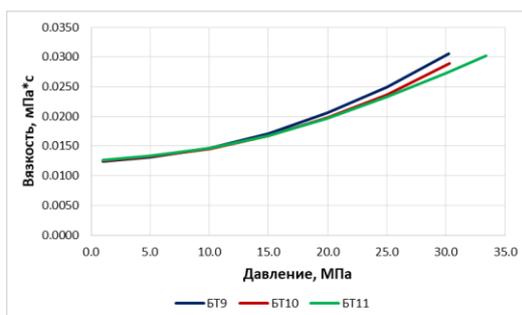


Рисунок 7.5 – Вязкость пластовых газов

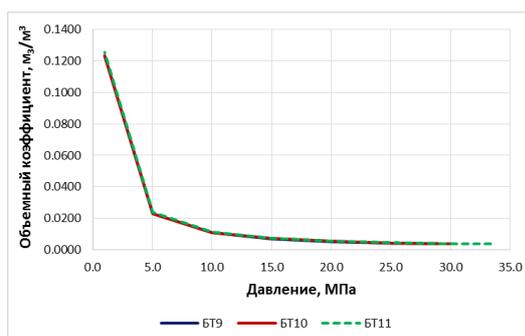


Рисунок 7.6 – Объемный коэффициент пластовых газов

7.6. Относительные фазовые проницаемости

При построении фильтрационной модели относительные фазовые проницаемости задавались путем их масштабирования. Исходными данными для их создания послужили результаты экспериментальных исследований, проведенных на 16 образцах керн из пяти скважин. Наличие диапазона изменения характеристик опытных образцов керн (пористость, проницаемость) приводит к различиям результатов экспериментальных определений ОФП, что обуславливает необходимость усреднения зависимостей, полученных для отдельных образцов породы.

Для обобщения результатов экспериментов применен принцип двойной нормировки данных по проницаемости и по насыщенности. Принцип нормировки по проницаемости заключался в том, что она по каждому флюиду нормировалась к максимальной проницаемости по этому флюиду при критическом или остаточном после вытеснения насыщении другим флюидом.

Нормировка по насыщенности заключается в том, что текущая насыщенность флюидом нормируется на эффективное поровое пространство, участвующее в двухфазной фильтрации. В результате такой нормировки крайние точки насыщенности становятся равными 0 и 1. Результаты нормировки кривых ОФП для систем «газ-вода» и «нефть-газ» для пласта БТ₉ приведены на рисунках 7.7 – 7.8, для пластов БТ₁₀ и БТ₁₁ на рисунках Ж.7 – Ж.9, в приложении Ж. При этом экспериментальные данные аппроксимировались по двухпараметрическому методу Кори, причем параметры выбирались исходя из минимального среднеквадратичного отклонения. Поскольку не было проведено исследований ОФП на керновом материале пласта БТ₁₁ для системы «нефть-газ», кривые ОФП по данному объекту задавались аналогично пласту БТ₁₀.

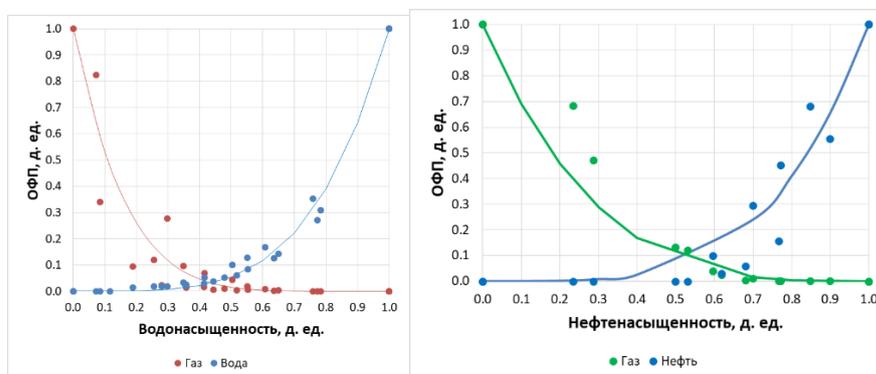


Рисунок 7.7 – Нормированные ОФП системы «газ-вода» (слева) и «нефть-газ» (справа) пласта БТ₉

Для масштабирования полученных модельных кривых ОФП необходимо иметь промежуточные зависимости значений насыщенностей и относительных фазовых проницаемостей в концевых точках от стандартных параметров, определяемых на образцах керна (например, абсолютная проницаемость, пористость и т.д.). Для неокомских залежей Дипломного месторождения

прослеживается связь параметров конечных точек и абсолютной проницаемости с приемлемыми коэффициентами детерминации. На рисунке 7.8 приведены зависимости насыщенных и ОФП в конечных точках от абсолютной проницаемости для пласта БТ₉, а для пласта БТ₁₀ на рисунке Ж.10 в приложении Ж. Для пласта БТ₁₁ в качестве конечных точек выступали усредненные значения насыщенных и ОФП, в связи с низкой достоверностью аппроксимации экспериментальных данных (коэффициенты детерминации меньше 0,5).

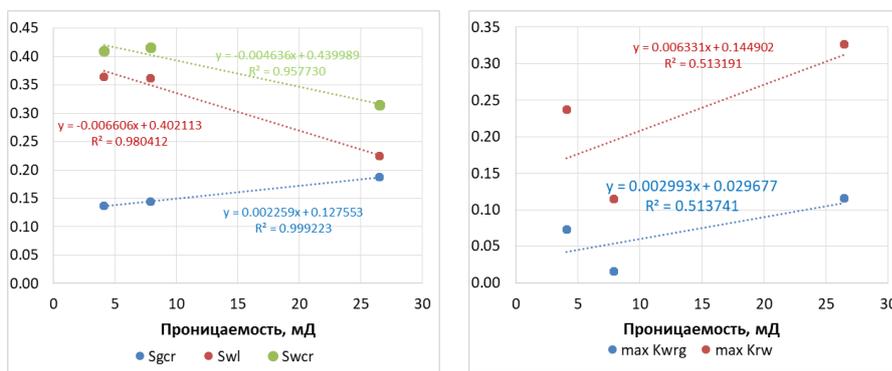


Рисунок 7.8 – Зависимости насыщенных и ОФП в конечных точках от проницаемости. Пласт БТ₉

Таким образом, каждая ячейка гидродинамической модели описывается индивидуальными кривыми ОФП в зависимости от абсолютной проницаемости. Стоит отметить, что полученные зависимости основаны на малой статистической выборке и нуждаются в уточнении при проведении дополнительных исследований кернa.

7.7. Капиллярные кривые

При описании поведения многофазных систем в продуктивном пласте необходимо учитывать влияние сил, действующих на границе раздела фаз. Результаты экспериментов кернa методом центрифуги, представленные на рисунке 7.9, свидетельствуют о широком диапазоне изменения значения капиллярного давления при одной и той же водонасыщенности.

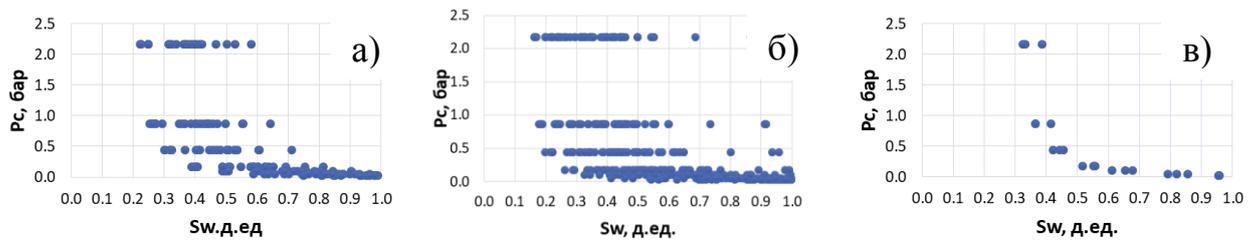


Рисунок 7.9 – Кривые капиллярного давления
а) БТ₉; б) БТ₁₀; в) БТ₁₁

Причиной отклонений капиллярных давлений, полученных при испытании керна, являются различия в ФЕС, поэтому для усреднения полученных результатов использовалась функция Леверетта (J-функция (7.5)), которая учитывает физические свойства породы и жидкости (рисунок 7.10).

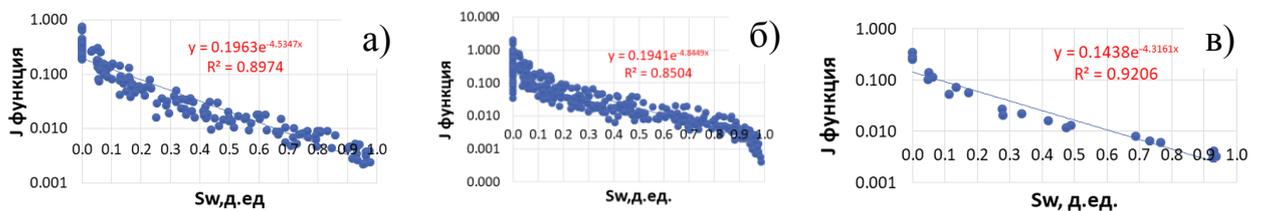


Рисунок 7.10 – J-функция по пластам:
а) БТ₉; б) БТ₁₀; в) БТ₁₁

$$J = f(S) = \frac{3.183 * P_c * \sqrt{\frac{k_{пр}}{k_{п}}}}{\sigma \cos \theta}, \quad (7.5)$$

где P_c – капиллярное давление, атм;

$k_{пр}$ – проницаемость, мД;

$k_{п}$ – пористость, д.ед.;

σ – коэффициент поверхностного натяжения, Н/м;

θ – краевой угол смачивания, град.

7.8. Начальные и граничные условия

Начальные пластовые условия определялись на основе гидростатического равновесия в каждой изолированной области уравнивания заданием величины пластового давления на опорной глубине (ключевое слово EQUIL). В этих областях распределение насыщенностей по объему залежи проводилось с

учетом гравитационных (плотности флюидов) и капиллярных (капиллярное давление) сил, а также фильтрационно-емкостных характеристик блоков (параметры концевых точек в зависимости от абсолютной проницаемости). Масштабирование капиллярных кривых осуществлялось по полученным ранее зависимостям J-функции.

В гидродинамической модели приняты горизонтальные положения контактов в пределах одной области равновесия.

Так как моделируемые пласты месторождения имеют законтурные водоносные бассейны, в значительной степени определяющие энергетику продуктивных зон, то при проведении гидродинамических расчетов их влияние учитывалось с помощью подключения аналитического аквифера Фетковича. Стоит отметить, что параметры водоносного горизонта (продуктивность, объем законтурной области и т.д.) необходимо уточнять в ходе разработки посредством адаптации ГДМ на данные продвижения газоводяных контактов.

В таблице 7.3 приведено сопоставление величин запасов по каждому объекту. Запасы конденсатосодержащего газа, полученные после перехода от геологической модели к гидродинамической, составили 45,1 млрд. м³, что на 0,67 % меньше запасов геологической модели, что говорит о возможности дальнейшего использования фильтрационной модели в качестве инструмента расчета прогнозных технологических показателей.

Таблица 7.3 – Сопоставление величин запасов по ГМ и ГДМ

Объект	Запасы газа, млрд. м ³			Запасы конденсата, млн. т		
	ГМ	ГДМ	Разница, %	ГМ	ГДМ	Разница, %
БТ ₉	6.2	6.1	-2.29	1.10	1.07	-2.71
БТ ₁₀	24.5	24.8	1.19	3.84	3.89	1.29
БТ ₁₁ ¹ - БТ ₁₁ ³	14.7	14.2	-3.20	2.31	2.23	-3.36
Итого	45.4	45.1	-0.67	7.25	7.20	-0.75

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

8.1. Исходные данные для расчетов

С целью получения наибольшего технико-экономического эффекта все залежи были сгруппированы в 3 эксплуатационных объекта, для каждого из которых была выбрана оптимальная система разработки. При выделении объектов учитывались близость фильтрационно-емкостных свойств, положения пластов, термодинамических и физико-химических характеристик насыщающих их флюидов. Характеристики пластов представлены в таблице 6.4 раздела 6.8.

- I объект с запасами газа 6,2 млрд. м³ и конденсата 1,10 млн. т включает следующие пласты: БТ₉¹, БТ₉²

- II объект с запасами газа 24,5 млрд.м³ и конденсата 3,84 млн. т включает следующие пласты: БТ₁₀¹, БТ₁₀²

- III объект с запасами газа 14,67 млрд. м³ и конденсата 2,31 млн. т включает следующие пласты: БТ₁₁¹, БТ₁₁², БТ₁₁³

Поскольку первый объект расположен непосредственно над вторым объектом (рисунок 3.1, приложение 3), также необходимо оценить возможность их объединения в один эксплуатационный объект, и вести его разработку единой сеткой скважин.

В рамках обоснования оптимальной системы разработки для каждого эксплуатационного объекта определялся тип скважины, ее заканчивание, технологические режимы эксплуатации, а также необходимое для эффективной выработки запасов количество скважин.

Перевод разведочных скважин в фонд добывающих невозможен в силу их ликвидации по техническим причинам.

При выборе системы разработки месторождения показателем эффективности выступал комплексный параметр отношения дохода к капитальным затратам, рассчитываемый по следующей формуле:

$$\frac{[\sum_{i=1}^n k * ((netback - НДПИ)_{газ} * Q_{газ}^{нак} + (netback - НДПИ)_{конд} * Q_{конд}^{нак})]}{CAPEX} \quad (8.1)$$

где k – коэффициент дисконтирования, д.ед;

$i = 1 \dots n$ – годы расчетного периода;

$НДПИ$ – налог на добычу полезных ископаемых, руб./тыс. м³ (руб./т);

$Netback$ – рыночная цена углеводородов с вычетом стоимости их поставки от места производства, руб./тыс. м³ (руб./т);

$Q_{газ}^{нак}$ – накопленная добыча газа по годам, тыс. м³;

$Q_{конд}^{нак}$ – накопленная добыча конденсата по года, т.

8.2. Обоснование технологического режима работы

Одним из важных этапов в разработке газоконденсатных залежей является выбор технологического режима работы скважин, при ошибочном определении которого могут возникнуть значительные технологические риски.

Существует несколько факторов, которые следует учитывать при разработке газоконденсатных залежей: наличие подошвенной воды, пластовое давление и температура, свойства газа и конденсата, прочностные характеристики породы и др. Залежи I и II объектов относятся к массивному водоплавающему типу, что вызывает дополнительные сложности, связанные с подтягиванием пластовой воды к забоям скважин.

По результатам испытаний разведочных скважин не было выявлено выноса песка, поэтому выбор депрессии осуществлялся исходя из достижения продолжительных безводных дебитов. Для определения безводного дебита можно воспользоваться аналитической методикой З.С. Алиева, также данная методика позволяет определить оптимальное положение скважин относительно ГВК.

На рисунке 8.1 представлена схема положения ГС в разрезе. Для определения безводного дебита горизонтальной скважины с НКТ используется следующая формула:

$$Q = \frac{-a_1 + \sqrt{a_1^2 + 4b_1(P_{nl}^2 - P_{заб}^2)}}{2b_1}, \quad (8.2)$$

где a_1 , b_1 - коэффициенты фильтрационных сопротивлений, которые находятся по формулам (2.3), (2.4):

$$a_1 = \frac{a}{L} \left[\frac{2}{\mathcal{G}^* h_1} \left(\mathcal{G}^* h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + \mathcal{G}^* h_1} \right) + \frac{R_k - \mathcal{G}^* h_1}{R_c + \mathcal{G}^* h_1} \right], \quad (8.3)$$

$$b_1 = \frac{b}{4L^2} \left[\frac{2}{\mathcal{G}^* h_1} \left(\ln \frac{R_c + \mathcal{G} h_1}{R_c} - \frac{\mathcal{G}^* h_1}{R_c + \mathcal{G}^* h_1} \right) + \frac{R_k - \mathcal{G}^* h_1}{(R_c + \mathcal{G}^* h_1)^2} \right], \quad (8.4)$$

$$h_1 = \frac{h}{2} - R_c \quad (8.5)$$

где R_k – радиус контура питания скважины, м;

h – эффективная толщина пласта, м;

R_c – радиус скважины, м;

L – длина горизонтального ствола, м;

\mathcal{G} – параметр анизотропии.

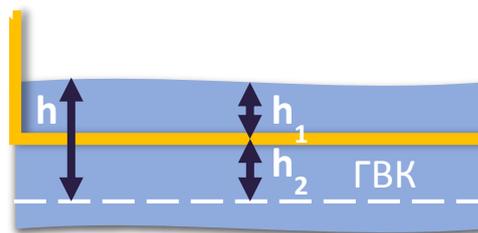


Рисунок 8.1 – Схема расположения горизонтального ствола в вертикальном разрезе пласта

К основным допущениям данной методики относятся:

- 1) Горизонтальный ствол полностью вскрывает полосообразный пласт;
- 2) Стационарность конусообразования;
- 3) Пренебрежение потерями давления на трение в стволе скважине;
- 4) Пласт принимается анизотропным.

Для обоснования оптимального режима варьировалось положение скважины по глубине, определялся дебит и депрессия для пластов БТ₉ и БТ₁₀. Из рисунка 8.2 видно, что для пласта БТ₉ оптимальным является положение 0,55

мощности пласта от ГВК. Соответствующие этому положению дебит и депрессия также представлены на рисунке 8.2.

Для пласта БТ₁₀ результаты представлены на рисунке 8.3. Для него оптимально положение скважины на 0,6 мощности пласта от ГВК.

При более близком положении скважин к ГВК необходимо использовать меньшие депрессии для обеспечения продолжительной безводной добычи. Расположение скважин в прикровельной части вызывает дополнительные фильтрационные сопротивления, что негативно сказывается на величине отборов.

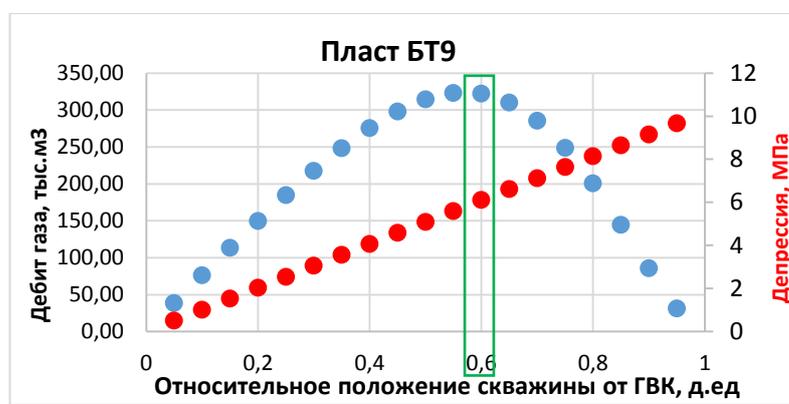


Рисунок 8.2 – Оптимальной положение скважины в разрезе пласта БТ₉

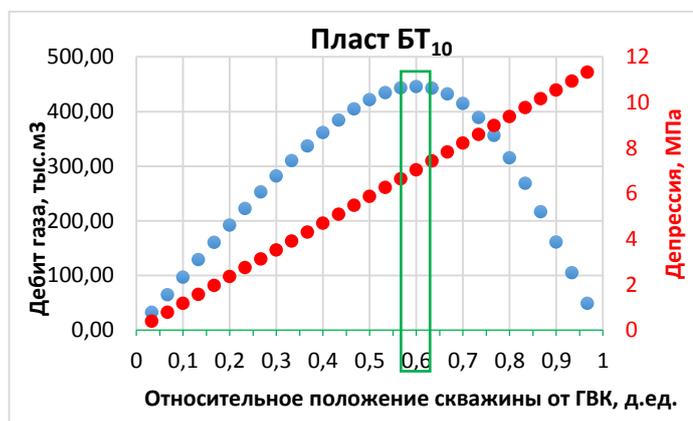


Рисунок 8.3 – Оптимальной положение скважины в разрезе пласта БТ₁₀

В настоящем проекте также была рассмотрена методика определения безводных дебитов в вертикальных скважинах, подразумевающая анизотропность пласта и наличие подстилающей подошвенной воды. Формула безводного дебита для вертикальных скважин имеет следующий вид:

$$Q = a^* \bar{h} * Q^* \ln \frac{\bar{R}}{2 * b^*} \quad (8.6)$$

где a^* , b^* - коэффициенты фильтрационных сопротивлений, которые учитывают влияние вскрытия пласта вертикальной скважиной, определяющиеся формулами (2.6) и (2.7):

$$a^* = \frac{a_{BC}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (8.7)$$

$$b^* = \frac{b_{BC} * h^2}{\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k}} \quad (8.8)$$

Безразмерный предельный дебит определялся по формуле:

$$Q^* = -1 + \left[1 + \frac{K_0 * \vartheta}{\bar{h} * \ln \bar{R} * \ln(R^{-\vartheta} - \vartheta)} * \right]^{0.5} \quad (8.9)$$

$\bar{h} = \frac{h_B}{h}$ - относительное вскрытие пласта;

$\bar{R} = \frac{R_k}{R_c}$ - относительный радиус контура питания.

$$K = \frac{4 * b^* * D * \vartheta}{(a^*)^2 * R_c}. \quad (8.10)$$

Результаты расчетов приведены на рисунках 8.4 и 8.5. Для пласта БТ₉ депрессия составила 2,2 МПа, для пласта БТ₁₀ - 3 МПа. Оптимальным вскрытием пластов оказалось до 0,5 мощности пласта от кровли для БТ₉, 0,4 - для БТ₁₀.

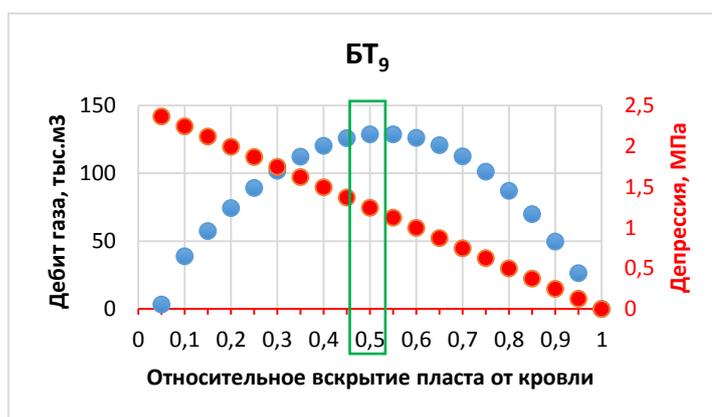


Рисунок 8.4 – Оптимальное положение вертикальной скважины пласта БТ₉

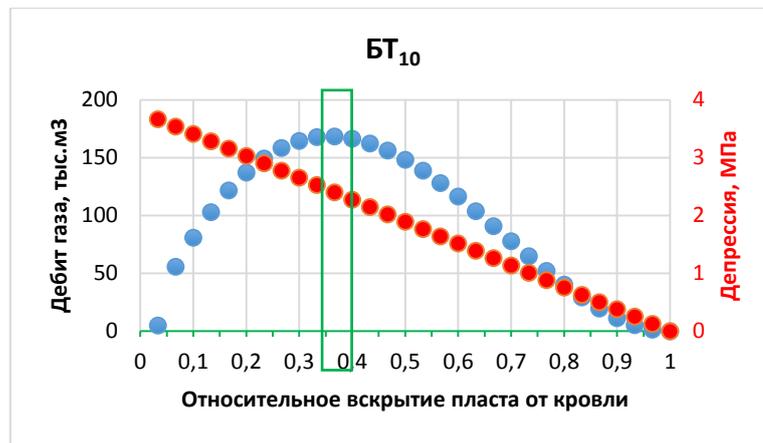


Рисунок 8.5 – Оптимальное положение вертикальной скважины пласта БТ₁₀

В результате рассмотрения аналитической методики Алиева, в качестве технологических ограничений приняты следующие параметры:

1. Для горизонтальных скважин

Для пласта БТ₉:

- максимально допустимая депрессия - 2,2 МПа;
- вскрытие продуктивного пласта - 0,5 мощности пласта от кровли;
- дебит газа – 320 тыс.м³.

Для пласта БТ₁₀:

- максимально допустимая депрессия на пласт – 7,0 МПа;
- вскрытие продуктивного пласта – 0,6 мощности от кровли пласта;
- дебит газа – 128 тыс.м³.

2. Для вертикальных скважин

Для пласта БТ₉:

- максимально допустимая депрессия - 3МПа;
- вскрытие продуктивного пласта – 0,4 мощности от кровли пласта;
- дебит газа – 320 тыс.м³.

Для пласта БТ₁₀:

- максимально допустимая депрессия на пласт – 7,0 МПа;
- вскрытие продуктивного пласта – 0,6 мощности пласта от ГВК;
- дебит газа –168 тыс.м³.

Для пласта БТ₁₁ нет необходимости проводить оценку предельного безводного дебита, в связи с удаленностью эксплуатационной зоны от законтурных вод. Выбор депрессии должен осуществляться исходя из фактических гидродинамических исследований скважин. В условиях отсутствия такой информации принято ограничение по депрессии – 50 бар, соответствующее ограничению на неокомских залежах месторождения аналога (Заполярное месторождение).

8.3. Определение типа заканчивания скважин

Для определения оптимального типа заканчивания скважин производились расчеты на полномасштабной гидродинамической модели в ПО RFD tNavigator. При определении положения одиночной скважины выбирался представительный участок в зоне максимальной изученности в районе разведочных скважин. Технологические расчеты проводились с учетом ограничений, приведенных в разделе 8.2. Анализ проводился для каждого пласта по отдельности.

Пласт БТ₉. Результаты технико-экономических расчетов для пласта БТ₉ представлены на рисунке 8.6. Как видно из графика, оптимальным типом заканчивания для пласта БТ₉ является горизонтальная скважина с длиной ствола 200 м. Дальнейшее вскрытие пласта горизонтальными скважинами приводит к незначительному росту добычи при более высоких капитальных затратах. Это можно объяснить тем, что пласт характеризуется относительно высокими ФЕС, что позволяет скважине наилучшим образом дренировать имеющиеся запасы залежи БТ₉.

В расчётах не рассматривался вариант ГС с многостадийным ГРП, в связи с высокими рисками прорыва подошвенной воды по трещинам.

Пласт БТ₁₀. Результаты технико-экономических расчетов для пласта БТ₁₀ представлены на рисунке 8.7. Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод, что для пласта БТ₁₀ оптимальным является ГС 800 м.

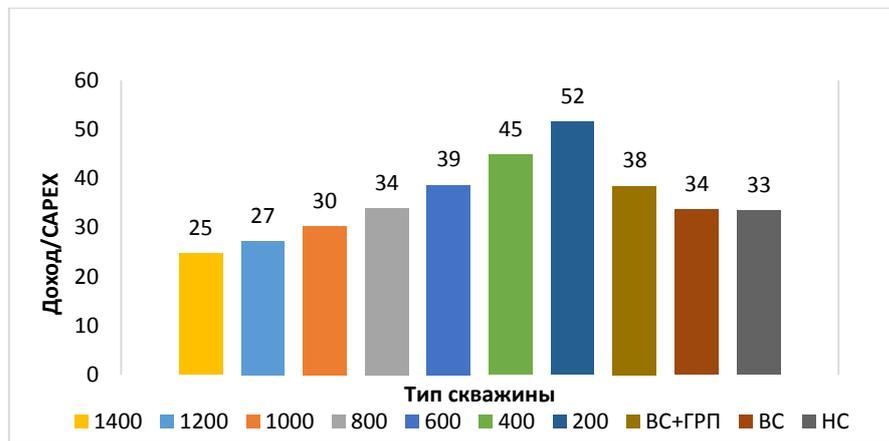


Рисунок 8.6 – Зависимость показателя Доход/CAPEX от типа заканчивания скважин для пласта БТ₉

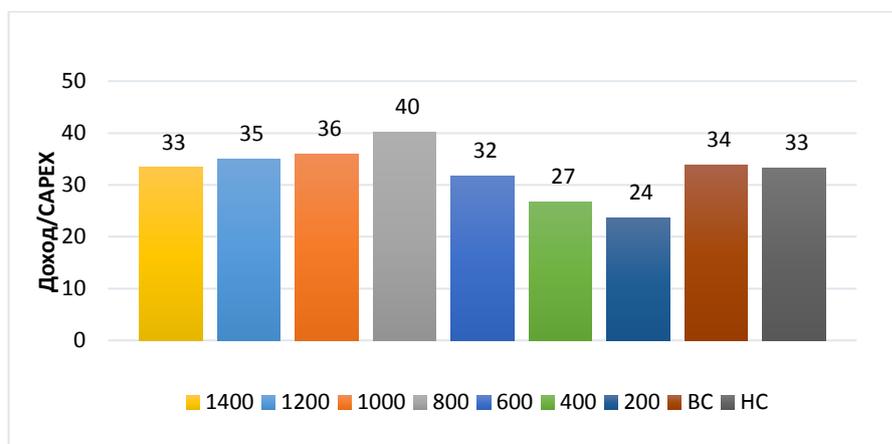


Рисунок 8.7 – Зависимость показателя Доход/CAPEX от типа заканчивания скважин для пласта БТ₁₀

Пласт БТ₁₁. Данная залежь представлена несколькими литологически экранированными пропластками с выдержанными глинисто-карбонатными перемычками, толщиной 4 – 5 м между ними. Гидродинамическая связь между пропластками по результатам детальной корреляции отсутствует. Для создания связи между пропластками и осуществления более эффективной выработки запасов пласта были рассмотрены следующие варианты:

- вскрытие продуктивных пропластков вертикальной скважиной;
- вскрытие продуктивных пропластков наклонно-направленной скважиной;

– вскрытие продуктивных пропластков горизонтальной скважиной с технологией МГРП (скважина располагалась в середине центрального пропластка, согласно рисунку 8.8)

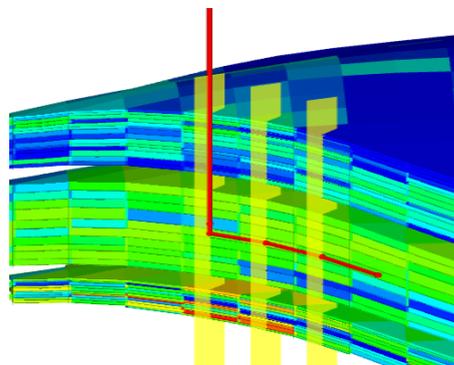


Рисунок 8.8 – Расположение ГС с МГРП

По результатам технологических расчетов (Рисунок 8.9) можно сделать вывод, что для III эксплуатационного объекта оптимальным является ГС длиной 1000 м с 3-х стадийным ГРП.

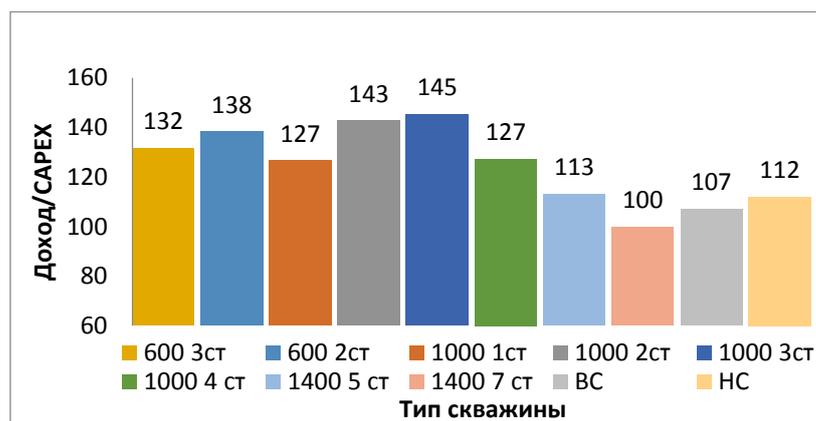


Рисунок 8.9 – Зависимость показателя Доход/CAPEX от типа заканчивания скважин для пласта БТ₁₁

8.4. Уточнение технологических ограничений

Далее на секторной модели для выбранных на предыдущем этапе скважин уточнялись технологические ограничения, установленные в разделе 8.2: оптимальное положение и допустимая депрессия на пласт.

Результаты расчетов для I и II эксплуатационных объектов представлены на рисунках ниже. По графикам 8.10 и 8.11 видно, что оптимальное положение

скважин находится в 0,4 мощности пластов от кровли, что подтверждает расчеты, проведенные по методике Алиева З.С, рассмотренной выше (0,55 – 0,6 мощности пласта от ГВК).

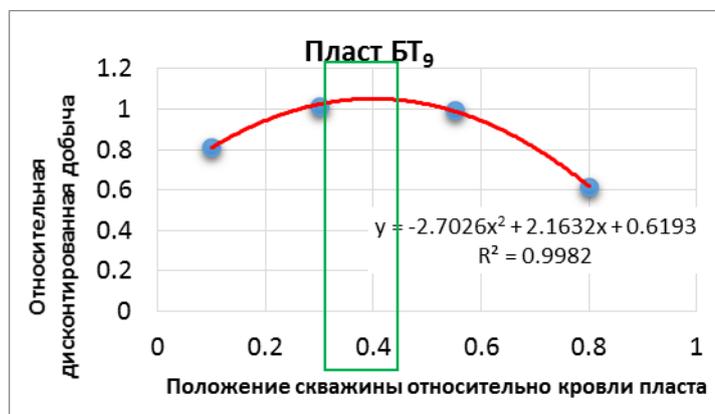


Рисунок 8.10 – Зависимость относительной дисконтированной добычи от положения скважины в вертикальном разрезе пласта БТ₉

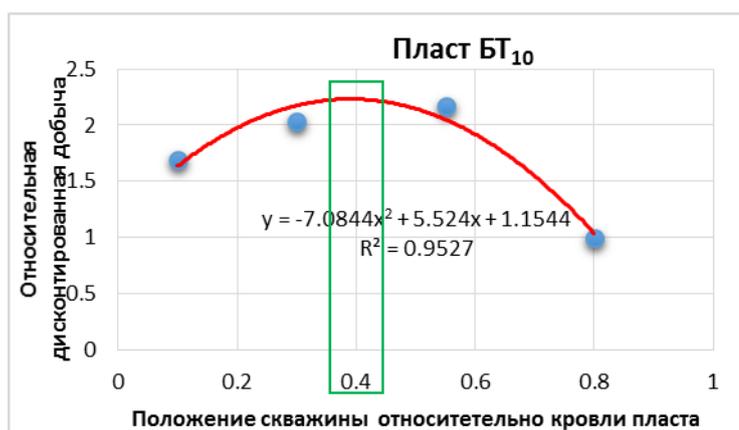


Рисунок 8.11 – Зависимость относительной дисконтированной добычи от положения скважины в вертикальном разрезе пласта БТ₁₀

При расчете депрессии было выявлено, что с её увеличением, относительная дисконтированная добыча уменьшается. На рисунке 8.12, представлены расчеты для пласта БТ₉. По графику видно, что максимальное значение относительной дисконтированной добычи приходится при депрессии, равной 45 бар.

Для пласта БТ₁₀ (Рисунок 8.13) максимальный уровень дисконтированной добычи приходится на 50 бар.

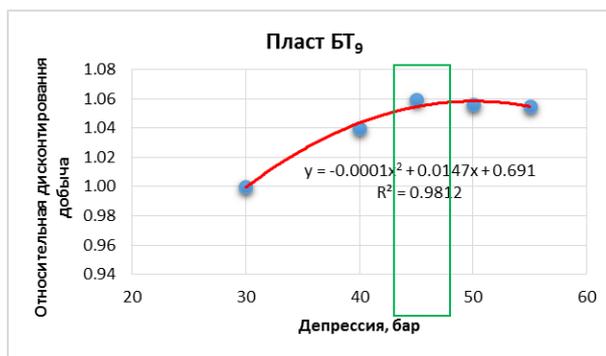


Рисунок 8.12 – Зависимость относительной дисконтированной добычи от депрессии БТ₉

Для пласта БТ₁₀ (Рисунок 8.13) максимальный уровень дисконтированной добычи приходится на 50 бар.

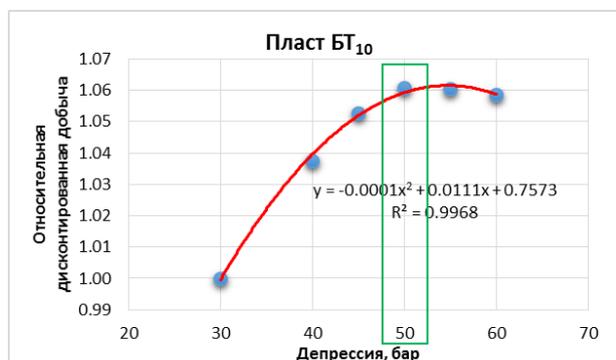


Рисунок 8.13 – Зависимость относительной дисконтированной добычи от депрессии для пласта БТ₁₀

Полученную зависимость можно объяснить тем, что при увеличении депрессии, ретроградный конденсат, накапливаясь в пласте, снижает ОФП по газу и препятствует фильтрации газа к скважине. Кроме того, с увеличением депрессии, конус воды начинает подтягиваться быстрее, заземляя при этом дренируемые запасы газа.

Таким образом, по результатам проведения всех технико-экономических расчетов были приняты следующие технологические ограничения:

Для I и II объекта:

- максимально допустимая депрессия - 5,0 МПа;
- вскрытие продуктивного пласта – 0,4 мощности пласта от кровли;

– водогазовый фактор – $0,00015 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (обусловлено технологическими ограничениями объектов подготовки и возможным увеличением гидратообразования);

– минимальный дебит отключения скважин – $5000 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$;

Для III объекта:

– максимально допустимая депрессия - $5,0 \text{ МПа}$;

– расположение ГС в середине центрального пропластка с проведением 3-х стадийного ГРП;

– водогазовый фактор – $0,00015 \text{ м}^3/\text{м}^3$;

– минимальный дебит отключения скважин – $5000 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$.

8.5. Обоснование сетки скважин

После определения типа заканчивания скважин и технологических ограничений по режимам работы, была обоснована оптимальная сетка скважин. В качестве варьируемого параметра выступало количество запасов на скважину. Для выбора рациональной расстановки скважин были построены карты эффективных газонасыщенных толщин, при этом скважины предпочтительно были размещены в участках с наибольшими значениями этих толщин. Все скважины располагались перпендикулярно линии регионального стресса.

Пласт БТ₉. Из рисунка 8.14 видно, что для пласта БТ₉ оптимальным вариантом является $3 \text{ млрд.м}^3 \text{ НГЗ}$ на скважину.

Такое количество НГЗ на скважину соответствует бурению двух скважин. Результирующая сетка скважин для пласта БТ₉ представлена на рисунке 8.15.

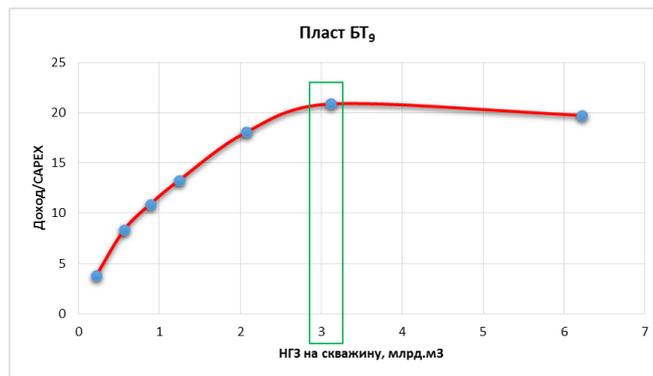


Рисунок 8.14 – Зависимость Доход/CAPEX от начальных запасов газа, приходящихся на одну скважину для пласта БТ₉

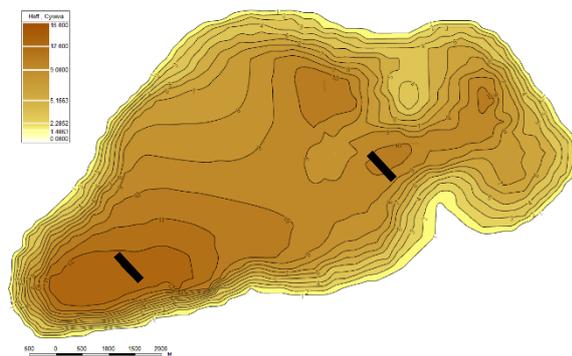


Рисунок 8.15 – Оптимальное количество скважин для пласта БТ₉

Пласт БТ₁₀. Для пласта БТ₁₀ наиболее эффективным вариантом оказалось 6 млрд.м³ НГЗ на скважину (рисунок 8.16). Результирующая сетка скважин для пласта представлена на рисунке 8.17.

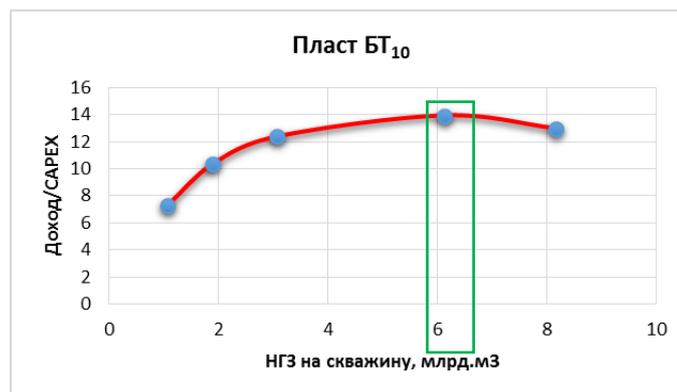


Рисунок 8.16 – Зависимость Доход/CAPEX от начальных запасов газа, приходящихся на одну скважину для пласта БТ₁₀

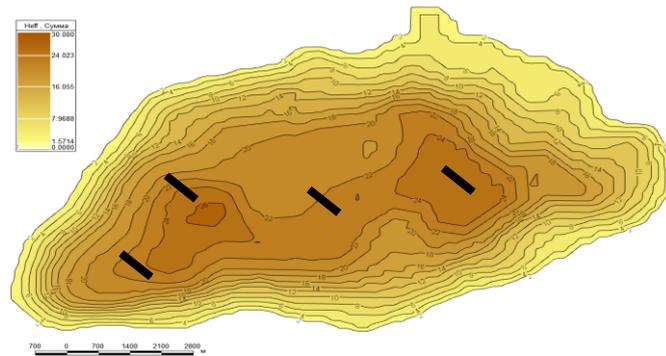


Рисунок 8.17 – Оптимальное количество скважин для пласта БТ₁₀

Пласт БТ₁₁. Для пласта БТ₁₁ технико-экономические показатели представлены на рисунке 8.18. Количество скважин, соответствующих этим запасам – две единицы. Сетка скважин представлена на рисунке 8.19

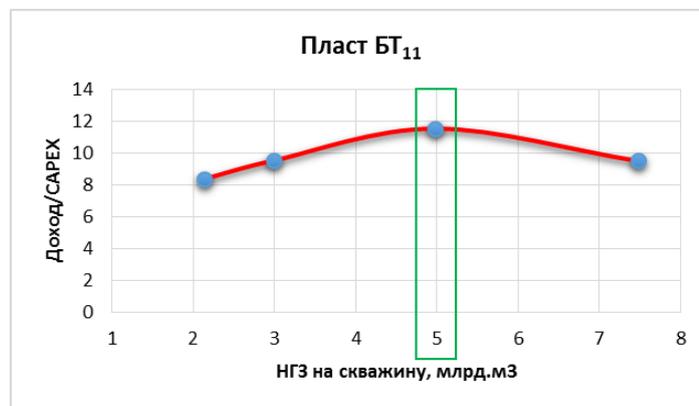


Рисунок 8.18 – Зависимость Доход/CAPEX от начальных запасов газа, приходящихся на одну скважину для пласта БТ₁₁

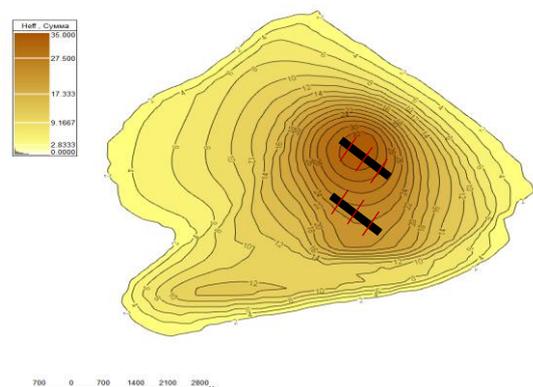


Рисунок 8.19 – Оптимальное количество скважин для пласта БТ₁₁

8.6. Обоснование темпов отбора газа

Из-за высокой стоимости объектов обустройства (УКПГ, ДКС) существует необходимость в подборе оптимального темпа отбора, который позволяет наиболее эффективным образом использовать мощности инфраструктуры, выделяемые под пиковую добычу.

На первом этапе были рассмотрены различные темпы отбора для каждой залежи в отдельности для того, чтобы оценить потенциал работы скважин в период постоянных отборов. Были рассмотрены темпы отбора в диапазоне от 2,5 % до 7 %.

При расчете отборов для пласта БТ₁₀, было выявлено, что при 7-ми % темпе отбора отсутствует период постоянной добычи для заданной сетки скважин. При такой динамике добычи газа максимальная загрузка оборудования будет приходиться на начальный период разработки с последующей недогрузкой оборудования.

В результате проведенных расчетов предпочтительным темпом отбора для пласта БТ₉ является 3 %, для БТ₁₀ – 3 % и для БТ₁₁ – 4 %. Результаты представлены на рисунках 8.20 – 8.22.

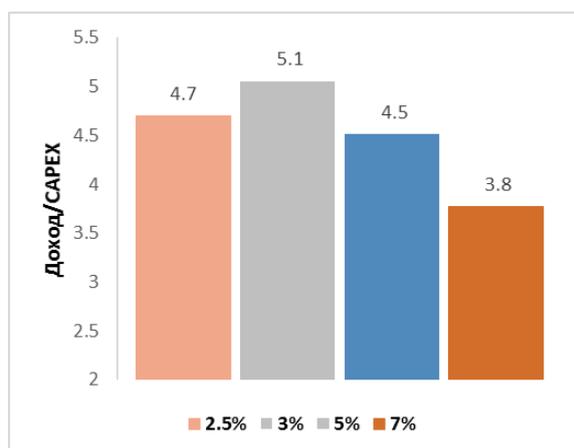


Рисунок 8.20 – Зависимость Доход/CAPEX от темпа отбора газа от НГЗ от пласта БТ₉

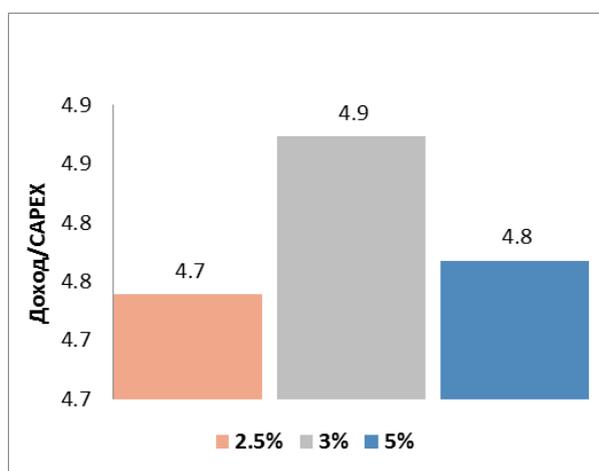


Рисунок 8.21 – Зависимость Доход/CAPEX от темпа отбора газа от НГЗ для пласта БТ₁₀

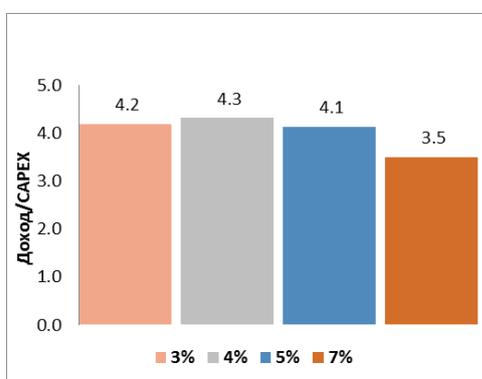


Рисунок 8.22 – Зависимость Доход/CAPEX от темпа отбора газа от НГЗ для пласта БТ₁₁

На втором этапе при помощи интегрированной модели «пласт – скважина – газосборные сети – УКППГ» выполнено совместное проектирование разработки и обустройства. Процедура настройки и создания модели лифта и сборной сети осуществлялась в ПО Pipesim и подробно описана в разделе 9.2.

Для объединения гидродинамической модели пластов, скважинного лифта и сборной сети были использованы VFP-таблицы. В ПО tNavigator при помощи опции расширенной сети NETWORK и таблиц потерь давления была проведена корректировка системы разработки. Данная опция определяет узлы, ветви и штуцеры для расширенной модели сети и служит для установки переменных ограничений на устьевые давления по группам скважин, которые могут изменяться в процессе разработки пропорционально изменению суммарных

дебитов групп в соответствии с выбранным способом учета потерь давления в трубах.

Расчет производился для вариантов при различных темпах отбора для месторождения в целом, два из которых обеспечивают полную загрузку внешнего газопровода: 1.7 % – загрузка DN 325, 5% – DN 426. Полную загрузку ДКС обеспечивают темпы отбора: 1,7 %, 2,5 % и 3,2% (более подробно описано в разделе 9.3.2). После выполнения расчётов осуществлялась проверка моделей на соответствие допустимым скоростям, в случае выполнения условия проводился переход к расчету технологических схем подготовки скважинной продукции.

Экономические расчеты производились на комплексной экономической модели, описанной в 3 разделе. Результаты технико-экономической оценки приведены на рисунке 8.23



Рисунок 8.23 – Зависимость NPV от темпов отбора

По результатам экономической оценки величина темпа отбора 2,5 % приводит к наименее отрицательному экономическому эффекту. На конец расчетного периода (2061) основные показатели по итоговому варианту разработки составят:

- Накопленный отбор пластового газа – 33,25 млрд. м³;
- Накопленный отбор стабильного конденсата – 2,28 млн. т;
- Коэффициент извлечения газа – 73,8%;
- Коэффициент извлечения конденсата – 30 %.

Профиль добычи по итоговому варианту разработки представлен на рисунке 8.24. Таблица с технологическими показателями представлена в приложении 3 (таблица 3.1). Карты выработки запасов представлены на рисунках 3.2-3.7 приложения 3.

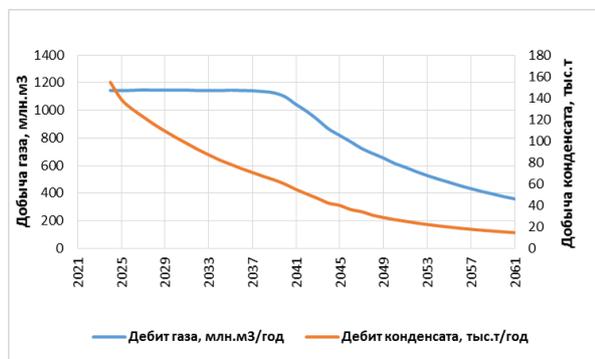


Рисунок 8.24 – Динамика добычи

8.7. Оценка эффективности совместной разработки I и II эксплуатационных объектов

Поскольку залежи БТ₉ и БТ₁₀ расположены в непосредственной близости друг от друга и обладают схожими ФЕС и свойствами флюидов, необходимо рассмотреть их объединение в один эксплуатационный объект.

На данном этапе был проведен сопоставительный анализ одновременно-раздельной эксплуатации залежей БТ₉ и БТ₁₀ системой вертикальных скважин и итогового варианта, описанном в разделе 8.6. Количество вертикальных скважин было выбрано исходя из равенства капитальных затрат данного варианта с затратами по варианту с тремя эксплуатационными объектами. Таким образом, применение ОРЭ будет считаться целесообразным, в случае превышения накопленной добычи газа и конденсата.

Количество добывающих скважин составило 11 единиц (рисунок 8.25). Темпы отборов соответствовали 2,5 %. В результате проведенных расчетов накопленная добыча газа оказалась в 1,77 раз меньше по итоговому варианту раздела 8.6, что говорит о нецелесообразности его внедрения.

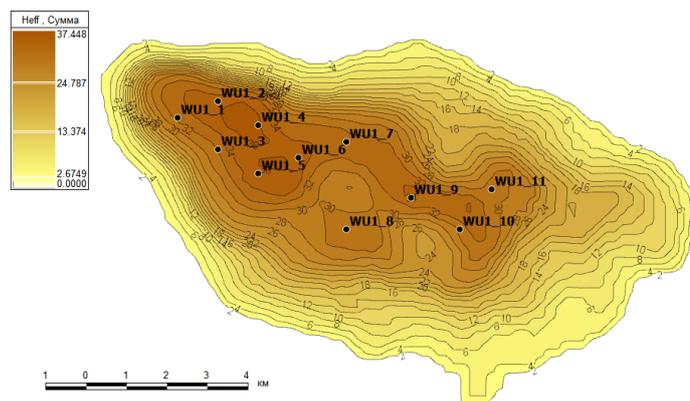


Рисунок 8.25 – Размещение скважин одновременно-раздельной разработки

8.8. Анализ неопределенностей

Для текущего состояния изученности Дипломного месторождения присущи существенные неопределенности, которые необходимо учитывать при оценке проекта. Исходя из диапазона изменения запасов были скорректированы системы разработки для вариантов P10 и P90.

Для залежей БТ₉ и БТ₁₁, имеющих меньшее количество запасов чем в БТ₁₀, отсутствует необходимость в изменении количества скважин. Вариант P10 отличается от варианта P50 наличием дополнительной горизонтальной скважины (длина ГС 800 м) в пласте БТ₁₀ (рисунок 3.8, приложение 3), вариант P90 – уменьшением количества скважин до 3-х единиц (рисунок 3.9, приложение 3). Профили добычи по данным вариантам приведены на рисунках 8.26 – 8.27. Из приведенных графиков видно, что при подтверждении варианта P10 период постоянных отборов продлевается на 5 лет, тем самым, отдаляя срок ввода ДКС. Подтверждение варианта P90 характеризует значительное сокращение периода постоянных отборов, что еще негативнее отражается на экономике проекта.

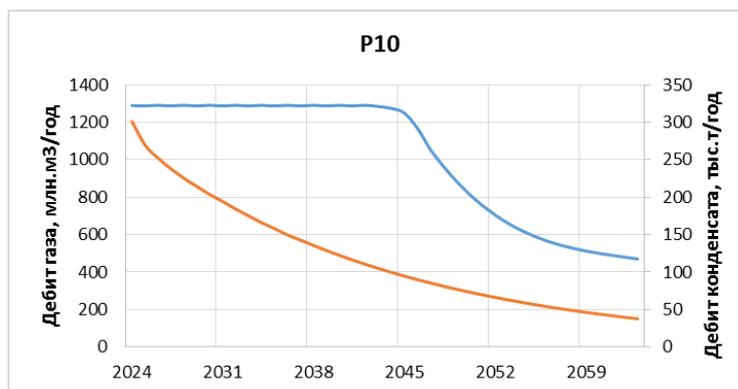


Рисунок 8.26 – Динамика добычи. Вариант P10

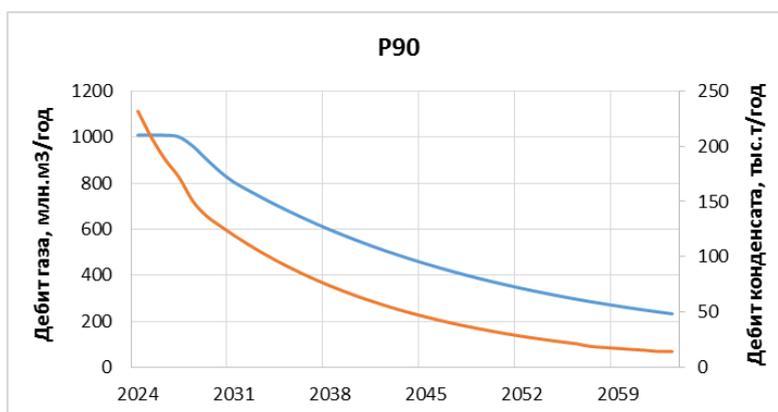


Рисунок 8.27 – Динамика добычи. Вариант P90

8.9. Сайклинг – процесс

Наряду с разработкой месторождения на режиме истощения, был рассмотрен вариант с поддержанием пластового давления за счет обратной закачки отсепарированного газа в пласт (сайклинг-процесс). Для неокомских залежей Дипломного месторождения давление начала конденсации соответствует пластовому давлению, что обуславливает низкие значения коэффициента извлечения конденсата (около 70% конденсата остается в пласте). Для того чтобы уменьшить потери конденсата вследствие ретроградной конденсации в пласте, был рассмотрен полный сайклинг-процесс, при котором практически весь добываемый газ закачивается обратно в пласт.

При моделировании закачки газа в пласт рассматривались равномерные сетки скважин с межрядным расстоянием: для пласта БТ₉ – 500, 1000, 2500 метров, для пласта БТ₁₀ – 500, 1000 и 2000 метров. Расположение скважин представлено на рисунке 3.10-3.13 в приложении 3. Год перевода скважин из нагнетательных в добывающие был определен по накопленной добыче конденсата, когда в последующие годы наблюдается незначительный прирост добычи конденсата (рисунок 8.28)



Рисунок 8.28 – Накопленная добыча конденсата

Для обоснования экономической эффективности было проведено сравнение доходов от реализации при сайклинг-процессе и без него при различных межрядных расстояниях между скважинами. Результаты представлены на графиках 8.29 и 8.30.

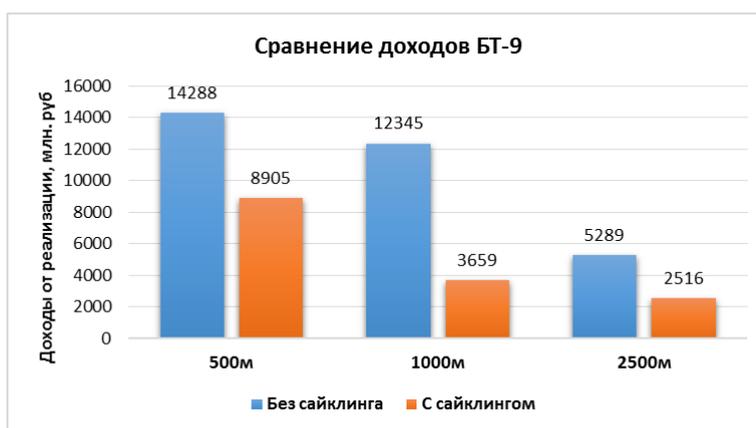


График 8.29 – Зависимость доходов от реализации от межрядного расстояния для сайклинг процесса для пласта БТ₉

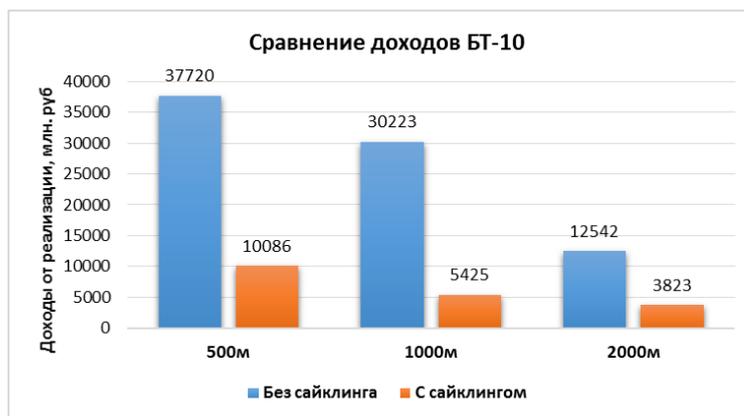


График 8.30 – Зависимость доходов от реализации от межрядного расстояния для сайклинг процесса для пласта БТ₁₀

Коэффициент извлечения конденсата без осуществления закачки газа в пласт при межрядном расстоянии 500 м составляет 30 %. При данном межрядном расстоянии при сайклинг-процессе конденсатотдача увеличилась до 57 %. Несмотря на увеличение конденсатотдачи, реализация сайклинг-процесса не приводит к увеличению дохода. В то же время проведение сайклинг-процесса сопровождается значительными дополнительными капитальными затратами. Таким образом, можно сделать вывод, что осуществление обратной закачки газа в пласт не выгодно для неокомских залежей Дипломного месторождения, в связи с низким конденсатосодержанием (около 150 г/м³).

9 КОНЦЕПЦИЯ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

9.1. Разработка конструкций и технологии бурения скважин

Техническими решениями по освоению продуктивных газоконденсатных объектов Дипломного месторождения предусматривается строительство эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием на пласты БТ₉, БТ₁₀, БТ₁₁. Разработано два варианта конструкций с открытым и закрытым забоями.

Эксплуатация объектов открытым забоем осуществляется с использованием фильтров ФБ.

Диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) исходя из ожидаемых параметров работы скважин для всех объектов эксплуатации, принят равным 89 мм. Глубины спуска НКТ принимаются в зависимости от интервалов вскрытия продуктивных пластов.

Конструкция скважин с открытым забоем предусматривает спуск кондуктора диаметром 324 мм, промежуточной колонны диаметром 245 мм, эксплуатационной колонны диаметром 168 мм, хвостовика-фильтра диаметром 114 мм в продуктивную часть ствола с размещением «головы» колонны выше на 250 м башмака эксплуатационной колонны (таблица 9.1).

Глубина спуска кондуктора 520 м. Кондуктор спускается для перекрытия неустойчивых четвертичных и многолетнемерзлых пород с обязательной установкой башмака кондуктора в плотные глины тибейсалинской свиты. С целью предотвращения аварийных флюидопроявлений на устье устанавливается противовыбросовое оборудование.

Таблица 9.1 – Конструкция скважины

Наименование колонн	Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Резьбовое соединение	Длина секции
Кондуктор	324	9,5	Д	ТМК FMC	520
Промежуточная	245	8,9	Е	ТМК FMC	1548
Эксплуатационная	168	10,6	М	ТМК GF	400
		8,9	Д	ТМК GF	3392
Хвостовик	114	6,4	Д	ОТТМ	650

В ходе произведенных расчетов были определены стоимость вертикальных и горизонтальных проходок пластов БТ₉, БТ₁₀, а также паста БТ₁₁ с учетом МГРП (таблица 9.2). Затраты на вертикальную и горизонтальную проходку были взяты с месторождения аналога.

Таблица 9.2 – Затраты на бурение скважин

Пласт	Протяженность участка до ГС, м	Длина ГС, м	Стадий ГРП	Стоимость бурения 1 скважины, млн.руб
БТ ₉	3200	200	0	133,5
БТ ₁₀	3400	800	0	222,8
БТ ₁₁	3300	1000	3	307,1

В данном регионе у компании имеется подрядчик со свободными буровыми установками грузоподъемностью 270 тонн с максимальной длиной отхода от куста равной 1492, 1843 и 2718м для разных пластов (таблица 9.3). При работе одной БУ время разбуривания всего фонда скважин составит 1,5 года. Так как строительство УКПГ составляет 2 года, нет необходимости в привлечении дополнительной буровой установки для сокращений сроков разбуривания.

Таблица 9.3 – Параметры кустования скважин

БТ ₉			БТ ₁₀			БТ ₁₁		
А	2700	м	А	1734	м	А	835	м
МДт3	4426	м	МДт3	4426	м	МДт3	4426	м
МДт1	4226	м	МДт1	3626	м	МДт1	3426	м
КОР	600	м	КОР	600	м	КОР	600	м
Лгс	200	м	Лгс	800	м	Лгс	1000	м
TVD	3020	м	TVD	3080	м	TVD	3300	м
При спуске			При спуске			При спуске		
Вес эксп кол	39,08	кг/м	Вес эксп кол	39,08	кг/м	Вес эксп кол	39,08	кг/м
Вес секций ПБ	243	т	Вес секций ПБ	243	т	Вес секций ПБ	243	т
МДт3	6418	м	МДт3	7018	м	МДт3	7218	м
При бурении			При бурении			При бурении		
Вес КНБК	23,2	т	Вес КНБК	23,2	т	Вес КНБК	23,2	т
Макс ГП БУ	162	т	Макс ГП БУ	162	т	Макс ГП БУ	162	т
Вес секции БТ	138,8	т	Вес секции БТ	138,8	т	Вес секции БТ	138,8	т
Вес БТ	34,82	кг/м	Вес БТ	34,82	кг/м	Вес БТ	34,82	кг/м
Длина БТ	3987	м	Длина БТ	3987	м	Длина БТ	3987	м
МДт3	4426	м	МДт3	4426	м	МДт3	4426	м
Угол отхода	48,1	град	Угол отхода	35,0	град	Угол отхода	17,2	град

9.2. Система сбора скважинной продукции

Согласно данным разработки, по месторождению Дипломное рассматривается 8 скважин. По результату выполненного кустования эти скважины были объединены в 3 кустовые площадки, расположение которых приведено на рисунке 9.1.

В таблице 9.4 представлены результаты ранжирования рассматриваемых кустовых площадок согласно геологическому рейтингу. Так как бурение всех скважин длится меньше чем строительство УКПГ, ввод всех скважин и, соответственно, кустов будет осуществляться одновременно. Данное ранжирование выполнено на базовый профиль добычи.

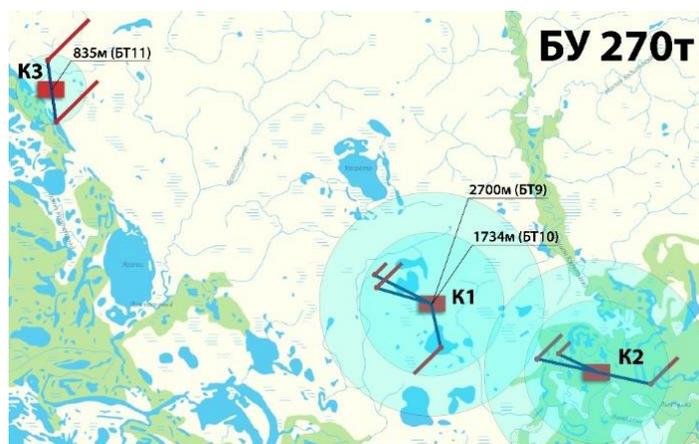


Рисунок 9.1 – Расположение кустовых площадок

Таблица 9.4 – Ранжирование кустовых площадок по геологическому рейтингу.

Кустовая площадка	Годовой запускной дебит, тыс.м3/год	Геологический рейтинг
K1	448 508	1
K3	377 977	2
K2	318 150	3

9.2.1. Выбор центра сбора и подготовки добываемой скважиной продукции

Расчет координат центра сбора был определен на основе центра масс, который в свою очередь рассчитывался математическим способом. В ПО Excel была создана карта привлекательности с учетом расстояния от каждого куста до

центра сбора и накопленной добычи кустов. Накопленные добычи и координаты кустовых площадок представлены в таблице 9.5. В каждую ячейку, которая служила пересечением координат X и Y вносилась формула:

$$\sum_{i=1}^n Q_i \cdot \sqrt{(x_i - a)^2 + (y_i - b)^2}, \quad (9.1)$$

где Q_i – Накопленная добыча куста;

x_i, y_i – координаты куста;

a, b – координаты данной ячейки;

n – количество кустов ($n=3$).

Полученные значения делились на 1 000 000 для более удобного представления. Наименьшие показатели и будут являться приоритетным местом расположения УКПГ. Полученная карта привлекательности показала, что наиболее оптимальным расположением УКПГ будет являться ячейка с кустовой площадкой КП1, вторая по привлекательности – ячейка ниже (рисунок 9.2). Отсюда делаем вывод, что располагать УКПГ следует немного ниже кустовой площадки КП1.

Таблица 9.5. Накопленные добычи и координаты кустовых площадок

Кустовая площадка	X'	Y'	X	Y	Накоп. доб. млн.м3
К3	426350	500200	426000	500000	10 974
К1	454300	478600	447000	487000	11 239
К2	447400	486900	454000	479000	11 136

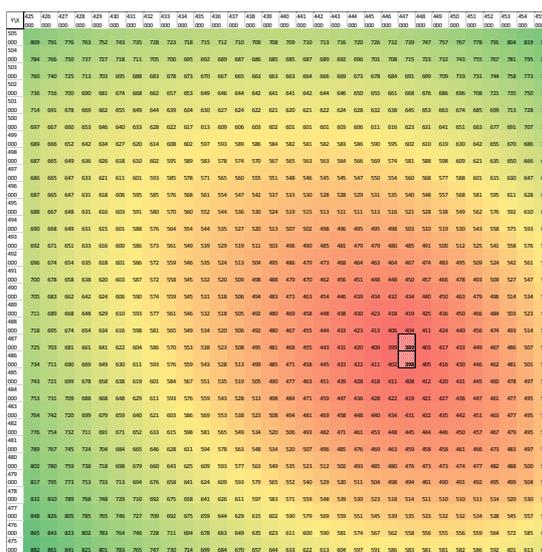


Рисунок 9.2 - Карта привлекательности

9.2.2. Модель скважины

Исходя из данных конструкций скважин, принятых в разделе 9.1, и состава флюида, приведенного в таблице Ж.1-Ж.3 приложения Ж, были заданы параметры скважины в ПО Pipesim такие как: траектория скважины. длина и диаметр обсадной колонны, длина хвостовика (исходя из принятой длины ГС для каждого пласта). Модель притока к забою скважин принимается Joshi, характеристики пласта взяты для каждого пласта исходя из раздела 6.8.

Исходя из добывных способностей скважин, принятых в разделе 8.6, были определены диаметры НКТ. В качестве модели скважинного лифта использовалась корреляция Gray (original), так как она более точно описывает вертикальное движение газоконденсатной смеси. Проверка минимальных дебитов, обеспечивающих устойчивый вынос жидкости с забоя скважин (выпадающий конденсат, конденсационная вода) проводилась по методике Точигина:

$$Q_{min} = 3,3 * \left[\frac{g * \sigma * \rho_{ж}^2}{\rho_{г}^2 * (\rho_{ж} - \rho_{г})} \right]^{0,2} * \frac{\pi * D^2}{4} * \frac{P}{P_0} * \frac{T_0}{z * T} * 86,4 \quad (9.2)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²;

σ – поверхностное натяжение, Н/м;

$\rho_{ж}$ и $\rho_{г}$ – плотности жидкости и газа соответственно, кг/м³;

D – диаметр НКТ, м;

P и P_0 – давление на забое и в стандартных условиях соответственно, МПа;

T и T_0 – температура на забое и в стандартных условиях, К;

z – коэффициент сверхсжимаемости газа.

На рисунке 9.3 приведены графики зависимостей минимального допустимого дебита от забойного давления для используемых диаметров НКТ. Из графиков видно, что дебиты проектируемых скважин обеспечивают устойчивый вынос жидкости.

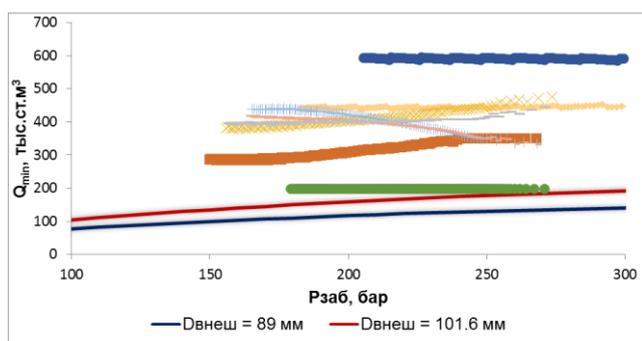


Рисунок 9.3 – Эксплуатационные характеристики проектных скважин

Сводная информация о принятых типоразмерах НКТ представлена в таблице 9.6. После определения диаметров НКТ выгружались VFP таблицы для каждого диаметра при различных параметрах (дебит газа, отношение нефть/газ, отношение вода/газ, устьевое давление).

Таблица 9.6 – Сводная таблица принятых диаметров НКТ

№ Куста	Скважина	Внешний диаметр НКТ (внутренний), мм
1	БТ9_1	89 (76)
1	БТ10_3	101.6 (88.3)
1	БТ10_4	101.6 (88.3)
2	БТ9_2	89 (76)
2	БТ10_1	89 (76)
2	БТ10_2	89 (76)
3	БТ11_1	101.6 (88.3)
3	БТ11_2	89 (76)

9.2.3. Моделирование системы сбора скважинной продукции

Далее была построена газосборная сеть (рисунок 9.4). Так как скважины работают фонтанным способом и кустовых площадок всего 3, одна из которых располагается между двумя другими и возле которой планируется строить УКПГ, считаем принять единственно верное решение о лучевой системе сбора. Для снижения затрат трубопровод будет прокладываться подземным способом. Исходя из данных суммарных дебитов скважин на каждой кустовой площадке и минимального устьевого давления подбирался диаметр сборного газопровода от

каждой кустовой площадки с проверкой скоростей, и толщин исходя из рабочих давлений. Корреляция для горизонтального потока принята Beggs and Brill.

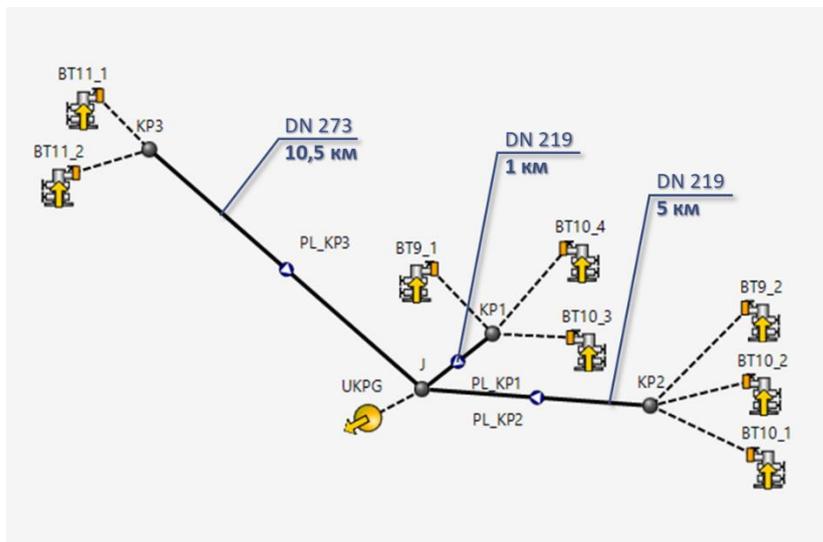


Рисунок 9.4 – Модель сборной сети в ПО Pipesim

Принятые параметры сборных газопроводов представлены в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Параметры газосборной сети

Наименование газопровода	Внутренний диаметр, мм	Внешний диаметр, мм	Толщина, мм	Протяженность, км
PL_KP1	135	159	12	1
PL_KP2	135	159	12	5
PL_KP3	191	219	14	10,5

Для обоснования диаметров использовались критические скорости газа в трубопроводе, необходимые для выноса жидкой фазы. Критические скорости считались по двум формулам: Клапчука-Елина (9.3) и Стина-Уоллиса (9.4):

$$5500 \cdot \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{г}}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{\sigma \cdot g}{\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}}}, \quad (9.3)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкой фазы, кг/м³;

$\rho_{\text{г}}$ – плотность газовой фазы, кг/м³;

σ – поверхностное натяжение, Н/м;

g – ускорение свободного падения ($g = 9,81$).

$$0,246 \cdot \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{г}}}} \cdot \sqrt{\frac{\sigma}{\mu}}, \quad (9.4)$$

где μ – вязкость газовой фазы, сП.

Значения скоростей по данным формулам рассчитывались для всех возможных давлений с шагом в 10 атм (рисунок 9.5).

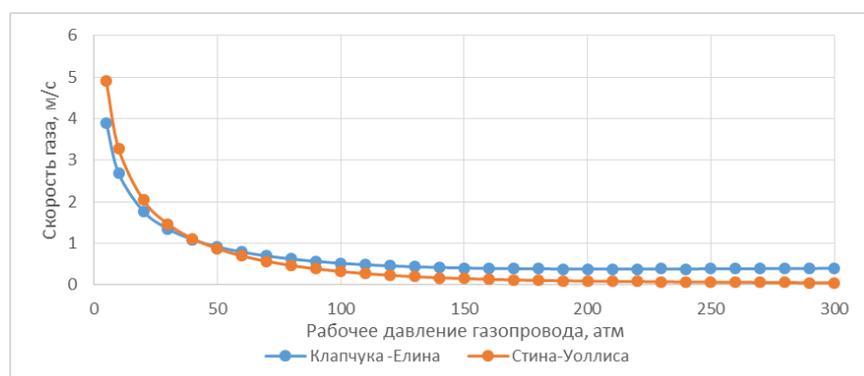


Рисунок 9.5 – Критически минимальные скорости

Критическими скоростями будут являться те, что выше на каждом отрезке давлений, то есть до 50 атм будут считаться по формуле Стина-Уоллиса, с 50 и более – по Клапчуку-Елину.

Итак, исходя из профилей давлений и скоростей в каждые годы при выбранных сборных газопроводах, было построено множество точек (рисунок 9.6). Как видно из графика, скорости находятся выше критически низких значений, а значит данные типоразмеры газопроводов будут обеспечивать стабильный вынос жидкой фракции из трубопровода, исключая пробковый режим течения. Так же скорости не превышают рекомендуемых максимальных значений (20 м/с) исключая повышенное эрозионное воздействие капель жидкости на стенки газопровода.

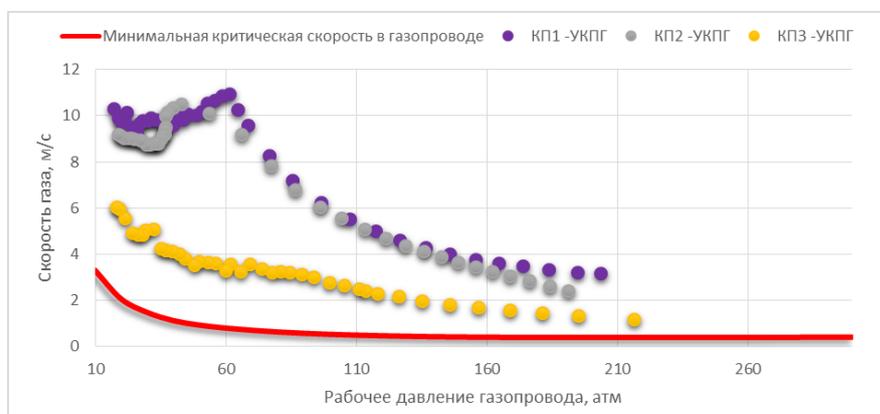


Рисунок 9.6 – график скоростей в сборных газопроводах

Для определения необходимой толщины трубопроводов использовалась формула:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_l \cdot n_p \cdot P)}, \quad (9.5)$$

где n_p – коэффициент надежности трубопровода по нагрузке (принимается равным 1.1 согласно СНиП 2.05.06);

R_l – расчетное сопротивление материала трубы (9.6), кг/м³;

P – рабочее давление в газопроводе, МПа;

D_H – внешний диаметр газопровода.

$$R_l = \frac{R_l^n \cdot m}{k_l \cdot k_n}, \quad (9.6)$$

где R_l^n – нормативное сопротивление материала трубы, равное пределу прочности стали (216 МПа);

m – коэффициент условий работы газопровода (0,75 согласно СНиП 2.05.06), кг/м³;

k_l – коэффициент надежности по материалу трубы (1,34), МПа;

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода ($k_n = 1$).

Сводная информация об рекомендуемых толщинах представлена в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Сводная таблица расчётных минимальных толщин

Толщина стенки газопровода		Р МПа					
		30	25	20	15	10	5
D _H	159	19.1	16.2	13.3	10.2	6.9	3.5
D _H	219	26.3	22.4	18.3	14.0	9.5	4.9
D _H	273	32.8	27.9	22.8	17.4	11.9	6.1
D _H	325	39.0	33.2	27.1	20.8	14.1	7.2
D _H	426	50.0	42.5	34.7	26.6	18.1	9.3
D _H	530	63.6	54.1	44.2	33.9	23.1	11.8

После определения диаметров сборных газопроводов выгружались VFP таблицы для каждого газопровода при различных параметрах (дебит газа, отношение нефть/газ, отношение вода/газ, устьевое давление).

9.3. Система подготовки газа

9.3.1. Выбор схемы УКПГ

Природный газ, поступающий на УКПГ, представляет пластовую смесь, в состав которой входят углеводороды, капельная влага, метанол и мехпримеси. Для подачи продукции в магистральный трубопровод необходимо подготовить его до необходимых требований, одним из которых является температура точки росы по углеводородам и воде (СТО Газпром 089-2010), в связи с этим необходимо определить схему подготовки газа.

В данном разделе будут определяться и оцениваться возможные варианты подготовки газа Дипломного месторождения. По определенным возможным вариантам подготовки будут выявлены неопределённости, все варианты будут оценены с экономической точки зрения, после которой будет выбран базовый вариант системы подготовки газа.

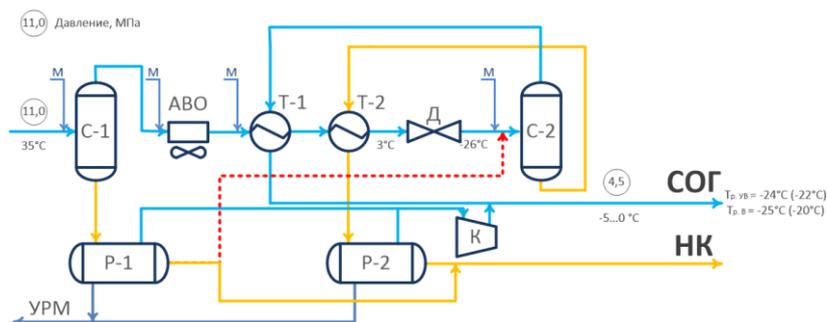
Подготовку газа предполагается осуществлять на собственной установке комплексной подготовки газа (УКПГ).

Так как в рассматриваемых точках сдачи (о них будет сказано в разделе 9.5) предполагается сдача нестабильного конденсата (НК), то стабилизация конденсата не будет рассматриваться и включаться в стоимость.

В качестве исходных данных для моделирования процесса подготовки был использован состав газа (таблица Ж.1 –Ж.3, приложение Ж) и профиль добычи, приведенный в разделе 8.6.

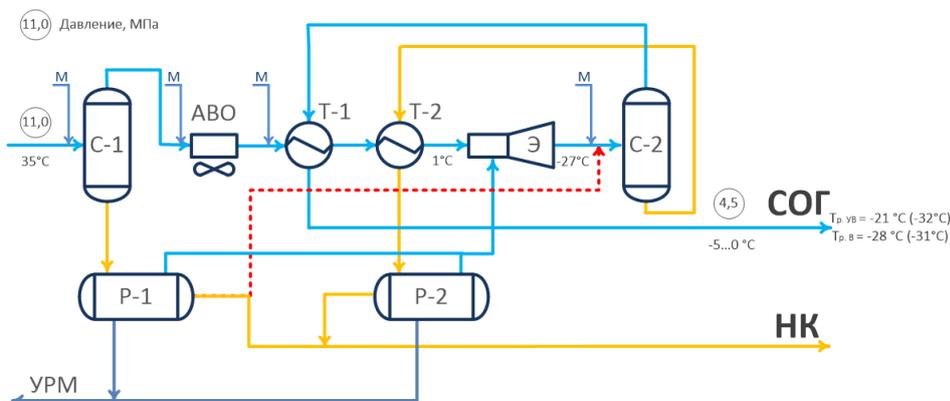
Газ Дипломного месторождения является жирным с содержанием конденсата чуть выше 150 г/м^3 , исходя из этого для максимального извлечения конденсата лучшим вариантом подготовки газа будет низкотемпературная сепарация (НТС). И в дальнейшем будут проанализированы ее модификации. В качестве источников хладопроизводящего элемента будут рассмотрены дроссель, эжектор, турбодетандерный агрегат (ТДА) и пропановая холодильная установка (ПХУ).

В первые годы, при наличии большого перепада давления, технически наиболее простыми способами охлаждения газа являются дроссельные и эжекторные устройства. Предлагаемые схемы подготовки газа с использованием дросселя и эжектора приведены на рисунке 9.7 и 9.8, соответственно. Также для более полного извлечения конденсата, была рассмотрена подача нестабильного конденсата на вход перед низкотемпературным сепаратором (красная штрихпунктирная линия).



С – сепаратор; АВО - аппарат воздушного охлаждения; Т – теплообменник; Д – дроссель; Р – разделитель; К – компрессор; М – метанол; УРМ – установка регенерации метанола; СОГ – сухой отбензиненный газ; НК – нестабильный конденсат;

Рисунок 9.7 – Технологическая схема УКПГ с дросселем



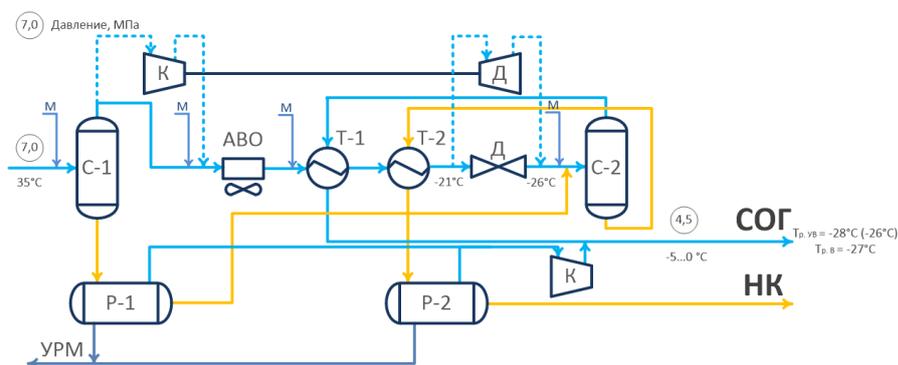
С – сепаратор; АВО - аппарат воздушного охлаждения; Т – теплообменник; Э – эжектор; Р – разделитель; М – метанол; УРМ – установка регенерации метанола; СОГ – сухой отбензиненный газ; НК – нестабильный конденсат;

Рисунок 9.8 – Технологическая схема УКПГ с эжектором

Преимущество первой технологической схемы заключается в более низких затратах по сравнению со второй схемой, при этом НТС с эжектором позволяет извлечь большее количество конденсата и вовлечь низконапорные газы.

Минимальное давление на входе в УКПГ для выше рассмотренных схем, необходимого для подготовки газа и подачи его в магистральный газопровод (МГ) с давлением 4,5 МПа и температурой порядка $-5 \dots 0 \text{ }^\circ\text{C}$ (для исключения растепления грунтов при подземной прокладке трубопровода) – это 11 МПа. При таком давлении вводить дожимную компрессорную станцию (ДКС) необходимо будет на 10 год разработки месторождения, то есть в 2033 году.

Чтобы отсрочить ввод ДКС, была рассмотрена модификация приведенных ранее вариантов охлаждения газа. В данном случае для создания низких температур в зимний период используется дроссель или эжектор, а в летний - турбодетандерный агрегат. Также данные варианты были рассмотрены уже с впрыском нестабильного конденсата в трубопровод перед низкотемпературным сепаратором. Предлагаемые схемы подготовки газа с использованием дросселя и эжектора в зимний период, а ТДА в летний приведены на рисунке 9.9 и 9.10, соответственно.



С – сепаратор; АВО - аппарат воздушного охлаждения; Т – теплообменник; Д – дроссель; Р – разделитель; К-Д – ТДА; К – компрессор; М – метанол; УРМ – установка регенерации метанола; СОГ – сухой отбензиненный газ;
НК – нестабильный конденсат;

Рисунок 9.9 – Технологическая схема УКПГ с дросселем (з) и ТДА (л)

Таблица 9.9 – Сравнение схем подготовки газа

Тип установки	NPV/CAPEX
НТС с дросселем и ТДА (с 2033 г.)	3,96
НТС с эжектором и ТДА (с 2033 г.)	3,76
НТС с дросселем и ПХУ (с 2033 г.)	3,14
НТС с эжектором и ПХУ (с 2033 г.)	3,01

При сравнении способов охлаждения газа с экономической точки зрения, было определено что оптимальным вариантом при вводе ДКС на 16 год разработки является НТС с дросселем и ТДА, а на 18 год – НТС с дросселем и ПХУ.

Выход нестабильного конденсата из 1 млрд. м³ газа в год при различных технологических схемах приведен в таблице 9.10.

Таблица 9.10 – Выход НК при различных схемах подготовки

Тип установки	Выход газа, млн. м ³ /год	Выход конденсата, тыс. м ³ /год
НТС с дросселем	972.52	162.03
НТС с дросселем (впрыск НК)	971.46	166.71
НТС с эжектором	972.96	162.17
НТС с эжектором (впрыск НК)	971.36	167.03
НТС с дросселем (з) и ТДА (л)	968,23	165,66
НТС с эжектором (з) и ТДА (л)	970,80	169,22
НТС с ПХУ	973.77	156.18

9.3.2. Выбор схемы УКПГ с ДКС

Для компримирования пластового газа необходима ДКС, предполагается располагать ее перед установкой осушки газа. Входное давление газа на ДКС в последние годы разработки снижается и составляет порядка 0,5 МПа. Для компримирования газа от 0,5 МПа до 7,5 МПа максимально необходимо 9,1 МВт

мощности компрессоров. Достичь такого перепада давления можно на трех ступенях компримирования.

Так как компании «НОВАТЭК» сотрудничает с компанией «ARIEL», то будут рассмотрены компрессорные установки большой мощности этого производителя (таблица 9.11).

Таблица 9.11 – Компрессорные установки

Название	Мощность агрегата, МВт	Необходимая мощность одной ступени, МВт	Фактическая мощность одной ступени, МВт	Кол-во агрегатов, шт	Стоимость одной ступени, млрд. руб	Общая стоимость агрегатов, млрд. руб
JGC/2	1.54	3.05	4.63	9	1.47	4,42
JGC/4	3.09	3.05	6.17	6	1.29	3,86
JGC/6	4.63	3.05	9.26	6	1.49	4,48
KBU/2	1.94	3.05	5.82	9	1.61	4,84
KBU/4	3.88	3.05	7.76	6	1.40	4,20
KBU/6	5.82	3.05	11.63	6	1.62	4,86
KBV/4	4.97	3.05	9.94	6	1.53	4,59
KBV/6	7.46	3.05	14.92	6	1.76	5,29

Как видно из таблицы, наименьшей стоимостью обладает компрессорная установка марки JGC/4, ввиду того что ее номинальная мощность близка к необходимой нам мощности. Необходимая мощность одной ступени в 3,05 МВт, соответствует темпу разработки 2,5 %, (раздел 8.6) и, как можно видеть из таблицы, полностью загружает мощность агрегата JGC/4. Исходя из вышесказанного, именно этот агрегат будет предложен для компримирования газа, так как это обеспечивает наиболее эффективное использование инфраструктуры.

Так как давление сырьевого потока, поступающего со скважин, просаживается плавно, то нет необходимости вводить все компрессорные агрегаты сразу. В таблице 9.12 показана необходимая мощность для компримирования газа для подачи его в МГ, а также необходимое количество ступеней в тот или иной год.

Таблица 9.12 – Необходимая мощность для компримирования газа

Год	Необходимая мощность, МВт				Кол-во ступеней	Стоимость строительства, млрд.руб
	1-ая ступень	2-ая ступень	3-ая ступень	Общая		
2038	–	–	–	–	–	1.29
2039	0.48	–	–	0.48	1	–
2040	0.89	–	–	0.89	1	–
2041	1.28	–	–	1.28	1	–
2042	1.79	–	–	1.79	1	–
2043	2.26	–	–	2.26	1	–
2044	2.62	–	–	2.62	1	1.29
2045	1.58	1.58	–	3.15	2	–
2046	1.85	1.85	–	3.70	2	–
2047	2.15	2.15	–	4.30	2	–
2048	2.60	2.60	–	5.20	2	–
2049	3.07	3.07	–	6.14	2	1.29
2050	2.68	2.68	2.68	8.05	3	–
2051	3.05	3.05	3.05	9.14	3	–
2052	2.89	2.89	2.89	8.66	3	–
2053	2.93	2.93	2.93	8.78	3	–
2054	2.79	2.79	2.79	8.37	3	–
2055	2.66	2.66	2.66	7.98	3	–
2056	2.53	2.53	2.53	7.60	3	–
2057	2.42	2.42	2.42	7.25	3	–
2058	2.30	2.30	2.30	6.91	3	–
2059	2.19	2.19	2.19	6.58	3	–
2060	2.09	2.09	2.09	6.28	3	–
2061	2.99	2.99	–	5.98	2	–
2062	2.85	2.85	–	5.70	2	–
2063	2.56	2.56	–	5.12	2	–

Как видно из таблицы, первую ступень ДКС необходимо ввести в 2039 году, вторую – в 2045 году, и третью – в 2050 году, что позволит снизить общую стоимость строительства ДКС за счет дисконтирования.

Как уже было сказано выше, оптимальными вариантами подготовки газа являются: НТС с дросселем и ТДА при вводе ДКС на 16 году разработки, и НТС с дросселем в ПХУ при вводе ДКС на 18 год разработки. При рассмотрении в совокупности УКПГ и ДКС (таблица 9.13), было выявлено, что экономически

выгодным является вариант УКПГ– НТС с охлаждением газа в дросселирующем устройстве до 2033 года, далее эта схема модернизируется, то есть охлаждение газа в зимний период с использованием дросселя, а в летний – турбодетандером и вводом ДКС в 2039 году.

Таблица 9.13 – Сравнение схем подготовки и компримирования газа

Тип установки	NPV/CAPEX
НТС с дросселем и ТДА + ДКС	2,50
НТС с дросселем и ПХУ + ДКС	2,07

Как было сказано выше, максимальная загрузка агрегата JGC/4 (3,09 МВт) соответствует 2,5 % темпам отбора. Полная загрузка ближайших по мощности агрегатов KBU/2 (1,94 %) и KBU/4 (3.88 %) соответствует 1,7 % и 3,2 % (раздел 8.6) Стоимость ДКС для этих темпов отбора также приведена в таблице 9.9.

9.4. Оценка условий гидратообразования

На рисунке 9.12 приведены условия гидратообразования (синяя линия) и рабочие параметры в трубопроводе (серые точки). Как видно из графика температура и давление в трубопроводе и, соответственно, в скважине находятся с правой стороны, то есть гидраты образовываться не будут (гидраты образуются при больших давлениях и низких температурах, то есть в левой части графика).

Однако в установке подготовки газа давление системы повышается (для транспортировки газа в магистральный газопровод), а температура снижается (для проведения низкотемпературной сепарации). При этих условиях будут образовываться гидраты. Исходя из этого, предполагается подача метанола на входе в УКПГ и во всех узлах, после которых будет происходить понижение температуры. Приблизительный расход метанола составляет 0,27 кг/1000м³.

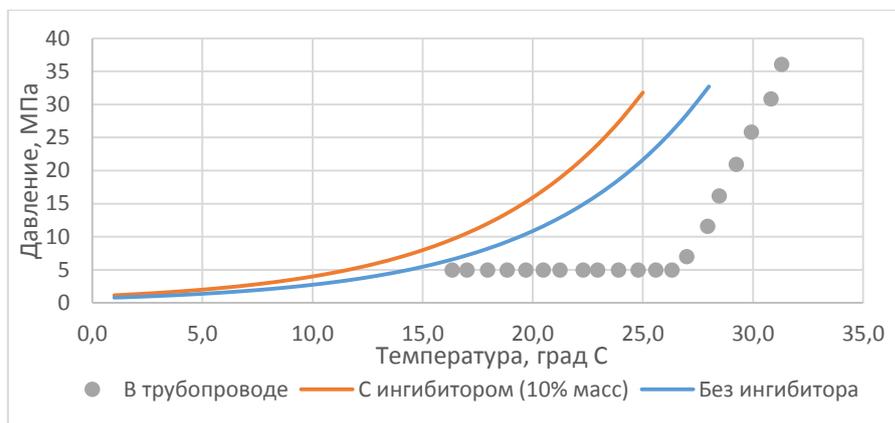


Рисунок 9.12 – Условия гидратообразования

9.5. Расчет внешнего транспорта

В качестве вариантов реализации углеводородов выступают:

1. Сдача отсепарированного газа на КС «Новозаполярное» м/р «Заполярное» (45 км), а нестабильного конденсата – в магистральный конденсатопровод «Юрхановское м/р – Пуровский ЗПК» (150 км).
2. Сдача отсепарированного газа на КС «Новозаполярное» м/р «Заполярное» (45 км), а нестабильного конденсата – в магистральный конденсатопровод «Заполярье – Уренгой» (45 км)
3. Одним из альтернативных вариантов является сдача неподготовленной продукции на УКПГ-1В м/р «Заполярное» (45 км), поэтому для этого варианта необходимо рассчитать внешний трубопровод ШФЛУ.

Перед проведением гидравлических расчётов были сформированы PVT файлы для флюидов, выходящих из УКПГ (сухой газ, нестабильный конденсат). Далее, исходя из дебитов и давлений на выходе из УКПГ, полученных в разделе 9.3, были построены модели внешних газопроводов и конденсатопроводов. Газ, сдаваемый на КС «Новозаполярное» должен быть не только товарного качества, но и иметь давление на входе в КС не менее 40 атм. Исходя из этих требований, был выбран газопровод с внешним диаметром 426 мм, толщина стенки при этом составила 10 мм. Так как на выходе из УКПГ температура газа не превышает 0

градусов по Цельсию, прокладку газопровода предполагается производить подземным способом с термоизоляцией из пеноплекса.

Для альтернативного варианта расчетным методом был принят трубопровод ШФЛУ диаметром 530 мм (толщина 20 мм).

Так же для расчета оптимального темпа отбора (раздел 8.6) были рассчитаны максимально допустимые пропускные способности газопроводов: для газопровода DN 426 – 5% отбора, для DN 325 – 1,7% отбора.

9.6. Сравнение вариантов сдачи и аренды установок

На следующем этапе был проведен анализ вариантов сдачи и аренды установок:

1. V1: Сдача отсепарированного газа на КС «Новозаполярное» м/р «Заполярное» (45 км), а нестабильного конденсата – в магистральный конденсатопровод «Юрхановское м/р – Пуровский ЗПК» (150 км).

В связи с большой протяженностью трубопроводов внешнего транспорта, а также значительными капитальными вложениями в подготовку продукции, данный вариант не может выйти на рентабельный уровень.

2. V2: Сдача отсепарированного газа на КС «Новозаполярное» м/р «Заполярное» (45 км), а нестабильного конденсата – в магистральный конденсатопровод «Заполярье – Уренгой» (45 км).

Данный вариант предполагает снижение затрат на внешний конденсатопровод (на 105 км короче), однако стоит понимать, что существуют неопределенности по части объемов и цен сдачи нестабильного конденсата (по экспертной оценке, было заложено 5% снижение netback цены).

3. V3: Первый альтернативный вариант заключается в сдаче неподготовленной продукции на УКПГ-1В м/р «Заполярное» (45 км).

Данный альтернативный вариант предполагает снижение капитальных затрат на прокладку внешних трубопроводов и строительство объектов подготовки газа. Однако проложенный трубопровод ШФЛУ необходимо будет

строить большего диаметра, с большей толщиной стенки и надземным способом прокладки. Также этот вариант обладает самыми большими неопределенностями и рисками: неизвестно, какие объемы готов принять ООО «Газпром добыча Ямбург» в свой УКПП-1В и за какую цену (далее будет заложено в операционные затраты как «стоимость подготовки, руб/тыс.м³»), также ожидается нестабильная работа газопровода из-за длительной транспортировки неподготовленной газоконденсатной смеси, что приведет к необходимости частых ремонтов, строительству лупинга при незначительном отклонении дебитов от проектируемых в настоящий момент.

По экспертной оценке, плата за подготовку и компримирование будет взиматься в пределах 2000 руб/тыс.м³.

4. V3: Второй альтернативный вариант подразумевает аренду мобильной компрессорной установки (МКУ) вместо строительства дорогостоящей ДКС.

Однако, при анализе рынка не было найдено установок мощностью 3,1 МВт. Максимальная суммарная мощность такой установки составляет 2 МВт и была использована на Вынгапурском месторождении. Использование 6-и маломощных установок приводит к увеличению затрат, связанных с их мобилизацией, обслуживанием и, следовательно, арендой (по сравнению с использованием меньшего количества установок большей мощности).

Исходя из этого цена аренды МКУ составит 2100 руб./тыс.м³ газа (350 руб/тыс.м³ – каждая).

Итак, каждый вариант рассчитывался на полномасштабной стоимостной модели, результаты расчетов представлены в таблице 9.14. На данном этапе можно сделать выводы о том, что, во-первых, наиболее оптимальный вариант из рассмотренных – V2, во-вторых, базовый вариант проекта при всех оптимизациях не удастся вывести на рентабельный уровень.

Таблица 9.14 – Результаты расчетов вариантов реализации продукции и аренды установок

	Варианты			
	V1	V2	V3	V4
Доход, млн. руб	123 414	123 414	123 414	123 414
CAPEX, млн. руб	23 867	22 531	12 422	17 743
OPEX, млн. руб	32 674	31 206	94 028	94 560
NPV, млн.руб	-3 145.8	-2 034.1	-4 866.4	-3 513.1
PI	0.87	0.91	0.70	0.81
IRR, %	10%	12%	8%	8%
DPP	-	-	-	-

9.7. Объекты электроэнергетики

В рамках данного проекта была вычислена необходимая потребляемая мощность для месторождения. Рассмотрено два варианта энергоснабжения. Вариант собственной генерации электроэнергии на месторождении, подключение месторождения к уже имеющейся энергосистеме района.

Мощность электростанции была определена в соответствии с принципами стандарта Компании М-01.08.01-01 «Требования к электростанциям для электроснабжения объектов предприятий БРД» на 40 лет (рисунок 9.13).

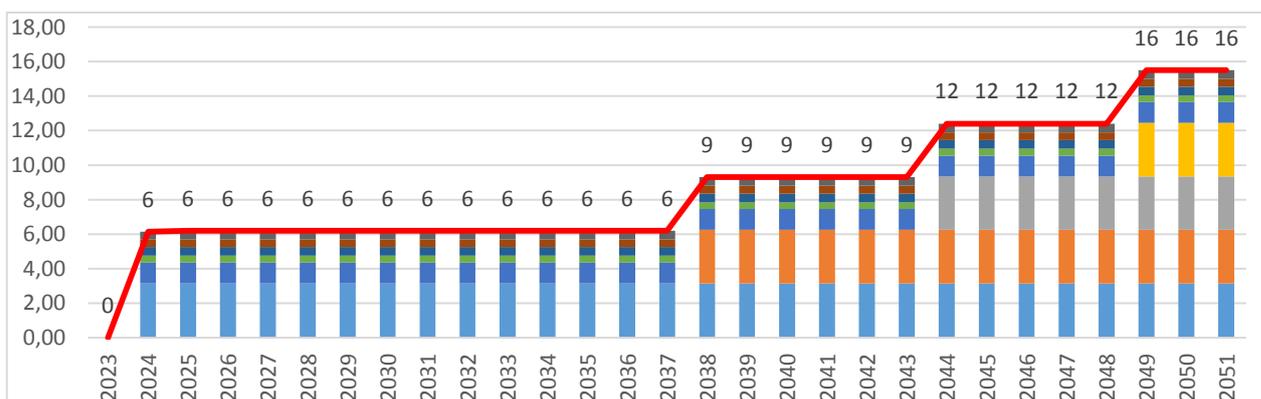


Рисунок 9.13 – Баланс нагрузок месторождения

Максимальная мощность нагрузки с учетом потребителей собственных нужд электростанции составляет 15,2 МВт.

Максимальная мощность нагрузки с учетом потребителей собственных нужд электростанции (+ 6,5% от максимальной нагрузки месторождения) $P_n = 16,2$ МВт.

Максимальное количество рабочих агрегатов принято не более 10 шт., количество резервных агрегатов – 2 шт.

Расчетная единичная мощность генераторной установки с учетом дерейтинга:

$$P_{г.р.д} = \frac{P_n}{N_{раб.макс}} = \frac{16,2}{8} = 2,02 \text{ МВт} . \quad (9.7)$$

Расчетная мощность с учетом коэффициента дерейтинга:

$$P_{г.р.д} = P_{г.р.} \times K_d \quad (9.8)$$

где K_d – коэффициент дерейтинга ($K_d = 1$ для ГТЭС, $K_d = 1$ для ГПЭС исходя из состава газа (CH_4 98 %)).

Для обоих типов электростанций $P_{г.р.}$ составляет 2,02 МВт.

Далее по таблице 9.15 номинальных мощностей был выбран ближайший в большую сторону агрегат.

Таблица 9.15 – Ряд номинальных мощностей

Тип ЭСН	Номинальная мощность, МВт									
	-	0,3	0,5	1	1,2	1,5	1,7	2,2	-	-
ДЭС	-	0,3	0,5	1	1,2	1,5	1,7	2,2	-	-
ГПЭС	-	0,3	0,5	1	1,2	1,5	2,0	2,4	3,2	4,0
ГТЭС	2,5	4	6	8	10	12	16	22	25	-

Для ГПЭС была принята установка мощностью 2 МВт, для ГТЭС – установка мощностью 2,5 МВт.

Минимальная загрузка агрегата должна быть не менее 40% (учитывается мощность рабочих агрегатов и нагруженного резерва (+1) с учетом дерейтинга).

Для ГПЭС $K_z = 91\% > 40\%$ – условие выполняется.

Для ГТЭС $K_z = 80\% > 40\%$ – условие выполняется.

Потребление топлива рассчитывается на основании удельных норм расхода, определенных производителем при испытаниях оборудования и указанных в паспортных данных (таблица 9.16).

Таблица 9.16 – Удельный расход топлива

Тип ЭСН	Тип топлива	Уд. расход	Ед.изм	Примечание
ДЭС	ДТ	1944	т/МВт/год	Расход топлива на 1 МВт вырабатываемой мощности (нагрузки)
ГПЭС	ПГ	2,5	млн.м3/МВт/год	
ГТЭС	ПГ	3,0	млн.м3/МВт/год	

Годовой объем потребления топлива:

$$Q_{\text{потр}} = Q_{\text{уд}} \times P_{\text{ср}} \quad (9.9)$$

где $P_{\text{ср}}$ – среднегодовая мощность нагрузки с учетом потребителей собственных нужд электростанции ($P_{\text{ср}} = 16,2 \times 0,85 = 13,8$ МВт);

$Q_{\text{уд}}$ – удельный расход топлива (Ед.изм / МВт).

Годовой объем потребления топлива: ГПЭС – 35 млн.м³, ГТЭС – 42 млн.м³.

В таблице 9.17 представлены добыча и потребление газа.

Таблица 9.17 - Потребление топлива различными типами ЭСН

Пластовый газ	ГПЭС	ГТЭС
Добыча ($Q_{\text{доб}}$), млн.м ³	1149	1149
Потребление ($Q_{\text{потр}}$), млн.м ³	34,3	41,3
Остаток, млн.м ³	1285	1277

Капитальные затраты были рассчитаны по удельным показателям согласно установленной мощности электростанции.

В таблице 9.18 приведены удельные показатели затрат на выработку 1 МВт электроэнергии различными типами электростанций.

Таблица 9.18 – Удельные капитальные затраты

Тип ЭСН	Уд. затраты	Ед.изм	Примечание
ДЭС	33	млн.руб./МВт	Затраты на 1 МВт установленной мощности электростанции ($P_{\text{уст}}$)
ГПЭС	68	млн.руб./МВт	
ГТЭС	95	млн.руб./МВт	

ГПЭС: CAPEX = 68*20 = 1360 млн.руб.

ГТЭС: CAPEX = 95*25 = 2375 млн.руб.

Операционные затраты включают в себя две основные статьи расходов: Зэ – затраты на эксплуатацию (техническое обслуживание (ТО), текущий ремонт (ТР), капитальный ремонт (КР)) и Зт – затраты на топливо (ПГ / ДТ).

Затраты на эксплуатацию рассчитывались по удельным показателям (таблица 9.19).

Таблица 9.19 – Удельные эксплуатационные затраты (ТО, ТР, КР)

Тип ЭСН	Уд. затраты	Ед.изм	Примечание
ДЭС	9	млн.руб./МВт	Затраты на 1 МВт установленной мощности электростанции ($P_{уст}$)
ГПЭС	11	млн.руб./МВт	
ГТЭС	5	млн.руб./МВт	

Затраты на эксплуатацию ГПЭС – 220 млн.руб/год, ГТЭС – 125 млн.руб/год.

Удельные расходы на топливо приняты равными 3 тыс. руб / 1000 м³.

Затраты на топливо ГПЭС – 103,2 млн.руб/год, ГТЭС – 123,8 млн.руб/год.

Расчётный период – 40 лет, расчеты выполнялись с учетом дисконтирования.

Суммарные операционные затраты для ГПЭС составили 2133,7 млн.руб, для ГТЭС – 1877,3 млн.руб.

Совокупные затраты за расчетный период для ГПЭС составили 2839 млн.руб, а для ГТЭС – 3094 млн.руб.

Сравнение вариантов электростанций собственных нужд было выполнено по совокупным затратам (рисунок 9.14). Критерий выбора варианта – наименьшие совокупные затраты (таблица 9.20).

Таблица 9.20 - Выбор оптимального варианта генерации электроэнергии Дипломного месторождения.

Показатели	Ед изм	Варианты электростанций	
		ГПЭС	ГТЭС
Тип	-	ГПЭС	ГТЭС
Установленная мощность, МВт	МВт	15,2	15,2
Совокупные затраты (за 40 лет)	млн.руб.	2839	3094

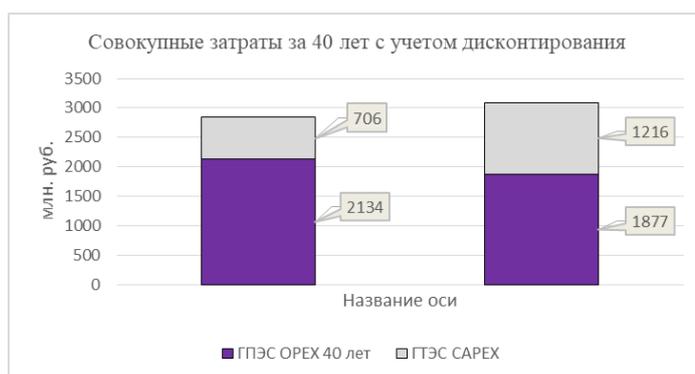


Рисунок 9.14 – Капитальные и эксплуатационные затраты с учетом дисконтирования

По совокупным затратам наиболее оптимальным оказался вариант строительства ГТЭС установленной мощностью 2 МВт. Также были просчитаны необходимое количество агрегатов (N+2) с учетом дерейтинга, количество агрегатов указано на рисунке 9.15.



Рисунок 9.15 - График ввода агрегатов ГТЭС по годам

В ходе расчетов необходимой электроэнергии для обеспечения питания всего месторождения были рассчитаны потери напряжения, связанные с удаленностью ЭСН от кустов скважин. Предельное отклонение напряжения в конечных участках ВЛ (ΔU) – в пределах +/- 10% от номинального напряжения при допустимых потерях 10 %. Потери мощностей не существенны т.к. расстояние – не большое (таблица И.1-И.2, приложение И).

В ходе работы были рассчитаны необходимые трансформаторные подстанции на кустах и их мощность (таблица И.3, приложение И).

В рамках данного раздела была вычислена необходимая потребляемая мощность для месторождения. Рассмотрено 2 варианта энергоснабжения

месторождения: вариант собственной генерации на месторождении и подключение месторождения к уже имеющейся энергосистеме района.

Было выполнено сравнение капитальных и операционных затрат на объекты энергосистем для рассматриваемых вариантов энергоснабжения. Операционные затраты рассчитывались на 10 лет пиковой добычи, однако за базовый вариант принята собственная генерация, поскольку подключение к внешнему источнику сопряжено с рядом неопределенностей, для снятия которых необходимо заключение договоренностей с «ФСК ЕЭС» (рисунок 9.16).

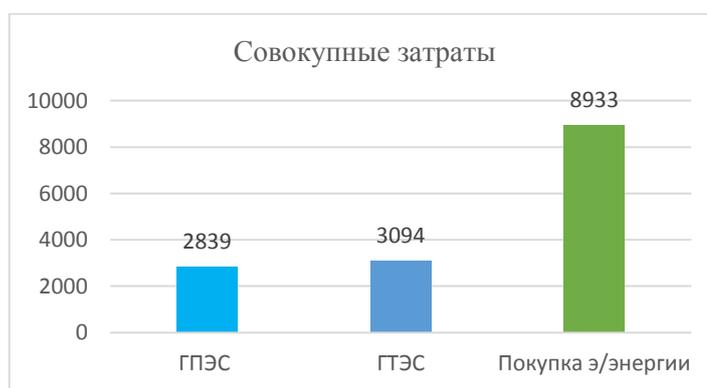


Рисунок 9.16 – Сравнение различных вариантов энергоснабжения

9.8. Логистика

Район расположения месторождения характеризуется неразвитой инфраструктурой, имеется временно эксплуатируемый зимник. Был рассмотрен вариант доставки МТРиО ж/д транспортом до поселка Коротчаево, далее по автодороге до зимника (рисунок 9.17). Был произведен расчет условных 1000 т груза. Удаленность м/р ограничивает вариативность логистики морским транспортом и ж/д транспортом. Были рассчитаны затраты на транспортировку, хранение на базах и погрузочно-разгрузочные работы. На месторождении предусматривается строительство вертолетной площадки для оперативного доступа к месторождению.

Протяженность автодороги от ж/д станции Коротчаево до зимника составляет 165 км, протяженность зимника – 45 км. Ближайший морской порт

находится в п. Тазовский, расстояние от месторождения до морского порта составляет 110 км. Результаты выполненных расчетов приведены в таблице 9.21.

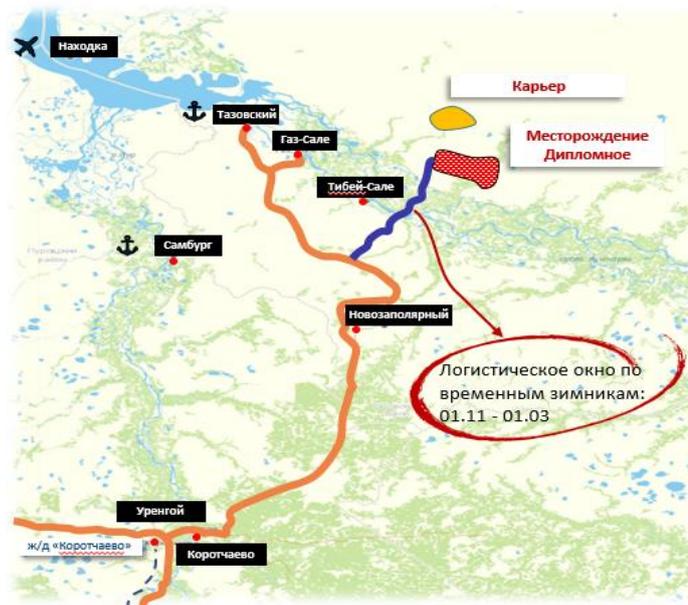


Рисунок 9.17 - Логистическая схема

Таблица 9.21 - Стоимость доставки груза до месторождения

Затраты на доставку условных 1000 т груза					
Автодорога	ж/д	Зимник	Хранение на базе	Погрузочно-разгрузочные работы	Итого
1 716 000 Р	4 752 000 Р	945 000 Р	640 000 Р	360 000 Р	8 412 000 Р

9.9. Формирование вахтового поселка

Для обеспечения непрерывной работы всего месторождения необходимо строительство вахтового поселка, в состав которого входят:

- Общежитие на 70 человек площадью 1500 м², двухэтажное;
- Столовая на 35 человек площадью 825 м²;
- Штаб-диспетчерская площадью 100 м²;
- Душевая на 20 человек;
- Пожарное депо площадью 220 м²;
- Насосная станция на водозаборе с системой очистки воды площадью 110 м²;
- Мастерские по ремонту техники площадью 71 м²;

- Мачты освещения;
- Отопление вахтового поселка осуществляется от ГПЭС путем когенерации;
- Склады для хранения резервной воды, материалов, ГСМ площадью 57202 м²;
- Вертолетные площадки: грузовая и пассажирская площадью 800 м².

Водоснабжение ВЖК на начальных этапах будет осуществляться привозной бутилированной водой, в дальнейшем планируется забор воды из реки Пур и установкой очистных сооружений.

Расход воды на хозяйственно-бытовые нужды:

$$Q = \frac{N_p * k_1}{3600} \left(\frac{q_1}{t_1} + 0.6 * q_2 \right) = \frac{70 * 2.7}{3600} \left(\frac{25}{24 * 3600} + 0.6 * 30 \right) = 0,94 \frac{\text{л}}{\text{сек}} = 81650 \text{ л/сут} \quad (9.10)$$

Расход воды на пожарные нужды составил 10 л/сек=864000 л/сут.

Итого, 945000 л/сут.

9.10. Расчет количества персонала

Исходя из количества объектов разработки и обустройства месторождения было определено необходимое количество персонала (таблицы 9.22):

Таблица 9.22 – Сводная таблица по количеству персонала

Персонал	Количество	Средняя з/п
Оператор по добыче газа (на обслуживание скважин)	4	70000
Оператор по добыче газа (обслуживание диспетчерского пункта)	4	70000
Оператор товарный (Обслуживание резервуаров и другого оборудования центральных, головных, промежуточных, сборных пунктов)	4	70000
Машинист компрессорных установок (Обслуживание дожимных компрессорных станций (ДКС), компрессорных станций по нагнетанию газа)	3	65000
Оператор по добыче газа (Обслуживание оборудования установок для подготовки газа, Очистка технологических резервуаров)	4	70000
Механик-ремонтник технологических компрессоров	3	65000
Аппаратчик химводоочистки	1	55000
Слесарь КИП	5	65000
Инженер по безопасности и охране труда	1	50000

Персонал	Количество	Средняя з/п
Слесарь по ремонту технологического оборудования	5	65000
Электрик	6	55000
Электрогазосварщик	2	70000
Лаборанты хим. анализа	4	55000
Главный инженер	1	120000
Ведущий экономист	1	60000
Инспектор по кадрам	1	55000
Инженер-программист	1	65000
Главный бухгалтер	1	100000
Бухгалтер	2	60000
Работник столовой	4	55000
Уборщики	3	50000
Охрана	5	60000
Начальник охраны	1	80000
Мастер	2	90000
Медработник	2	65000
Итого	70	16850000

9.11. Расчет песка на отсыпку кустов и дорог

На месторождение доставка песка на отсыпку автодорог, кустовых площадок и прочих объектов будет осуществляться с близлежащего озера Хасрето (рисунок 9.18), на данном озере будет вестись выработка песка с помощью землесосных снарядов, доставка песка на места строительства будет осуществляться 20-и тонными автосамосвалами.

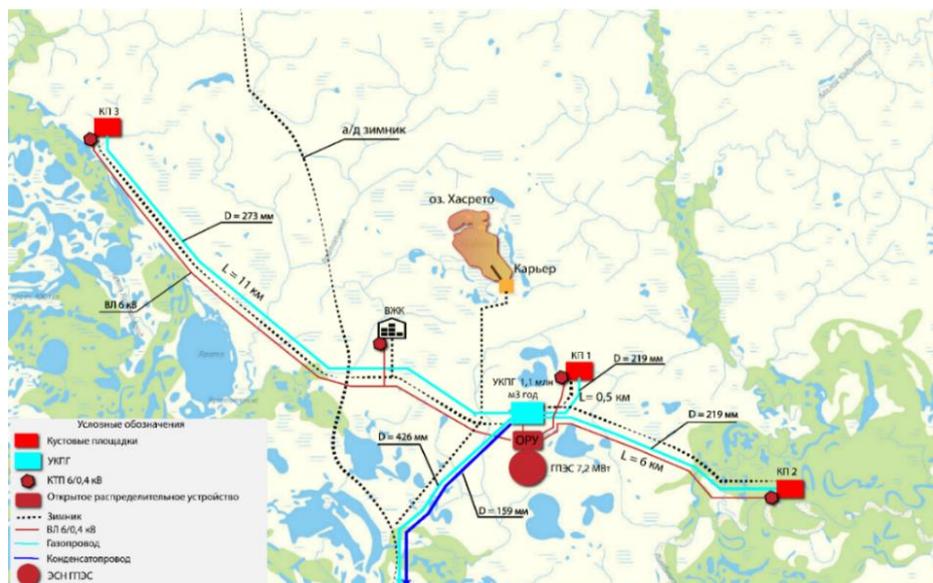


Рисунок 9.18 - Объекты месторождения

10 ЭКОНОМИКА ПРОЕКТА

10.1. Общие сведения

Результаты анализа экономической эффективности проекта являются ключевыми критериями обоснования и выбора возможных вариантов вложения средств. Показателями экономической эффективности проекта являются: NPV (чистая приведенная стоимость), PI (индекс доходности инвестиций), IRR (внутренняя норма доходности), DPP (дисконтированный срок окупаемости проекта) и, наконец, EMV (ожидаемый денежный результат).

Перед оценкой основных показателей необходимо рассчитать промежуточные: CAPEX (капитальные затраты), OPEX (операционные затраты), выручка, прибыль, чистая прибыль, денежный поток, а также налоговые отчисления. Формулы для расчетов всех показателей приведены в разделе 3.6.

На первом этапе (раздел 3) были описаны укрупненные расчеты экономики, которые, однако, велись уже на созданной полноценной экономической модели. В дальнейшем по мере поиска информации о стоимостях оборудования и его конкретизации путем технических расчетов модель наполнялась более точной информацией. Поиск оптимальных решений на каждом этапе по различным экономическим методикам сравнения проводилась в каждом соответствующем разделе. В данном же разделе будут описываться расчеты итоговых показателей экономики проекта с учетом всех приведенных ранее оптимизаций.

10.2. Анализ чувствительности альтернативных вариантов

В разделе 9.6 были рассмотрены альтернативные варианты, подразумевающие сдачу неподготовленной газоконденсатной смеси на УКПГ-1В (для подготовки и компримирования) и аренду МКУ у компании Шлюмберже. Так как данные варианты обладают высокой долей неопределенности, которые предполагают, как негативный вариант (увеличение

стоимости аренды), так и позитивный (сниженные стоимости аренды относительно принятых), было принято решение провести анализ чувствительности именно этих вариантов (рисунки 10.1 – 10.2). Расчет велся до стоимостей аренды, при которых ОПЕХ равен NPV-у варианта V2 (принятого оптимумом в разделе 9.6), то есть арендодатель в случае равенства будет взимать за нас плату, равную стоимости операционных затрат от подготовки/компримирования продукции Дипломного месторождения.

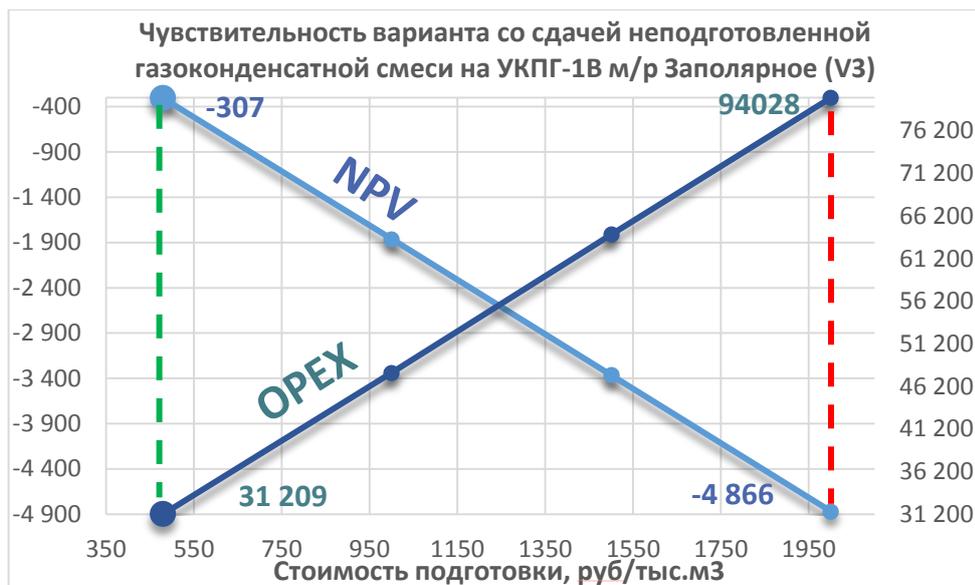


Рисунок 10.1 – Чувствительность варианта со сдачей неподготовленной газоконденсатной смеси на УКПГ-1В

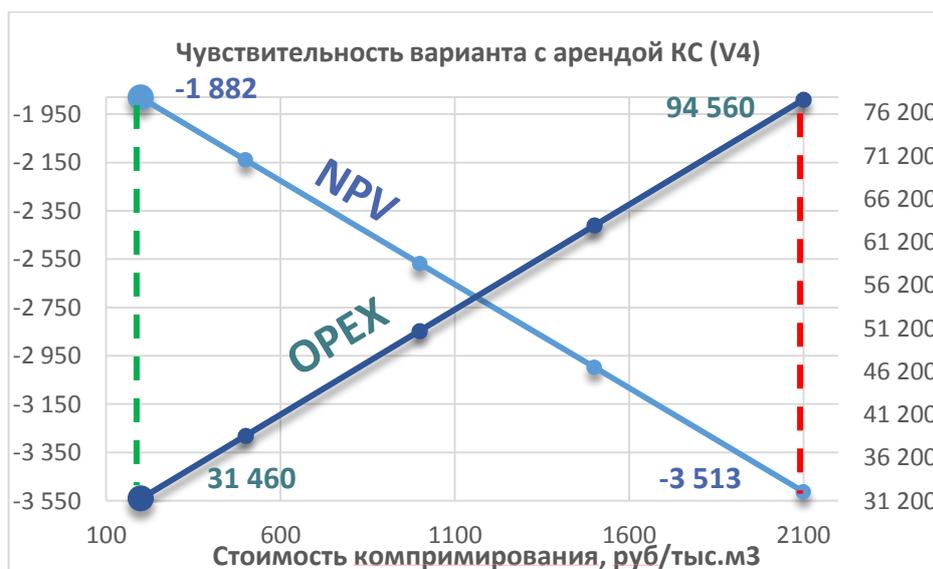


Рисунок 10.2 – Чувствительность варианта с арендой КС

По анализу чувствительности выявлено, что для варианта со сдачей неподготовленной конденсатной смеси на УКПГ-1В минимально возможная стоимость подготовки и компримирования составит 480 руб./тыс. м³ газа, а для варианта с арендой ДКС (МКУ) – 200 руб./тыс.м³. Однако, даже в таких условиях экономика проекта не выходит на рентабельный уровень.

10.3. Экономические показатели при разных вероятностных оценках запасов

Для того чтобы оценить привлекательность актива после всех проведенных оптимизаций, необходимо помимо расчетов по базовому варианту провести расчеты при различных вероятностных оценках запасов (P90 и P10).

Исходя из профилей, полученных в разделе 8.6, рассчитывалась выручка от продажи углеводородов с учетом показателей цены netback и НДС, которые были рассчитаны и приняты в разделе 3.4.

CAPEX и OPEX рассчитывался по принципам описанным в разделах 2.6. и 2.7.

Данные по стоимостям различных оборудований и услуг, принятые в ходе работы проектной команды, претерпели изменения и уточнения и представлены в приложении К.

Итак, на комплексной экономической модели были рассчитаны NPV (рисунки 10.3 – 10.5). Как видно из графиков, даже при подтверждении запасов P10, несмотря на многочисленные мероприятия по оптимизации, проект не является рентабельным в рассматриваемых рамках. В таблице 10.1 представлены основные экономические показатели при различных категориях подтверждений запасов.

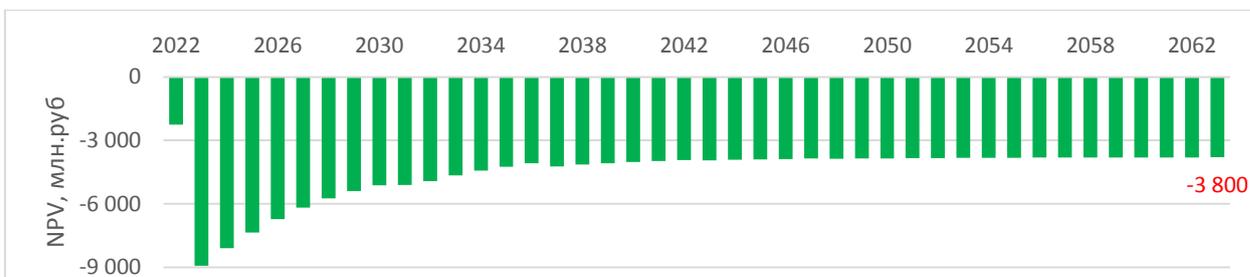


Рисунок 10.3 - NPV для варианта P90

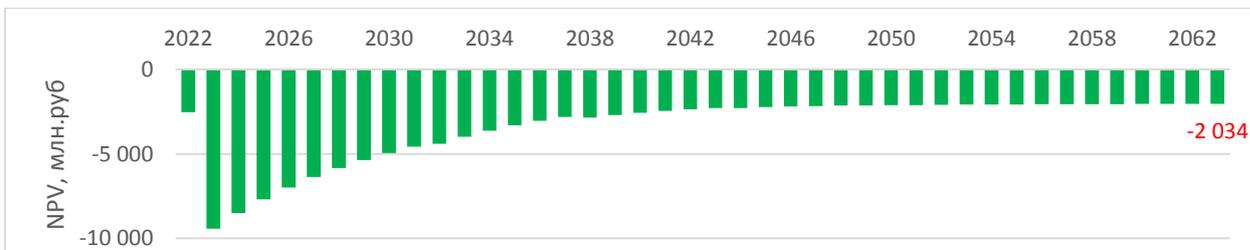


Рисунок 10.4 - NPV для варианта P50

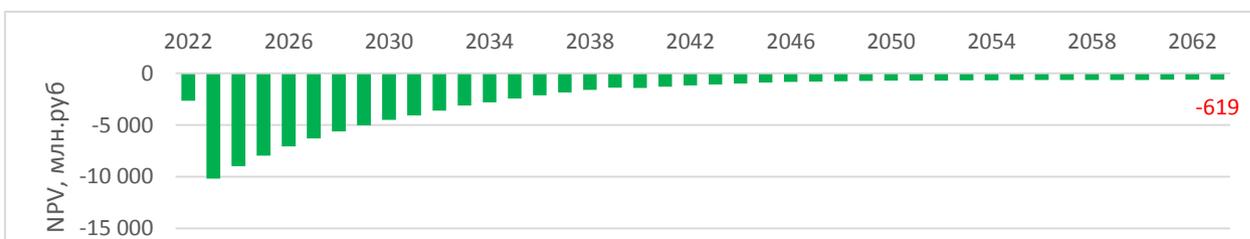


Рисунок 10.5 – NPV для варианта P10

Таблица 10.1 – Итоговые экономические показатели различных категорий подтверждений запасов

	Запасы		
	P90	P50	P10
Доход, млн. руб	83 726	123 389	156 484
CAPEX, млн. руб	21 507	22 531	24 468
OPEX, млн. руб	29 482	31 205	33 726
NPV, млн.руб	-3 799.7	-2 034.2	-618.7
PI	0.82	0.91	0.97
IRR, %	7%	12%	14%
DPP	-	-	-
EMV, млн.руб		-2 139.2	

Для обнаружения основных драйверов, способных вывести проект на рентабельный уровень, был проведен анализ чувствительности к различным параметрам: капитальные затраты, операционные затраты, netback и НДС на

газ и конденсат, объем реализации газа и конденсата и курс доллара. Результаты анализа представлены в виде диаграммы «паук» (рисунок 10.6):

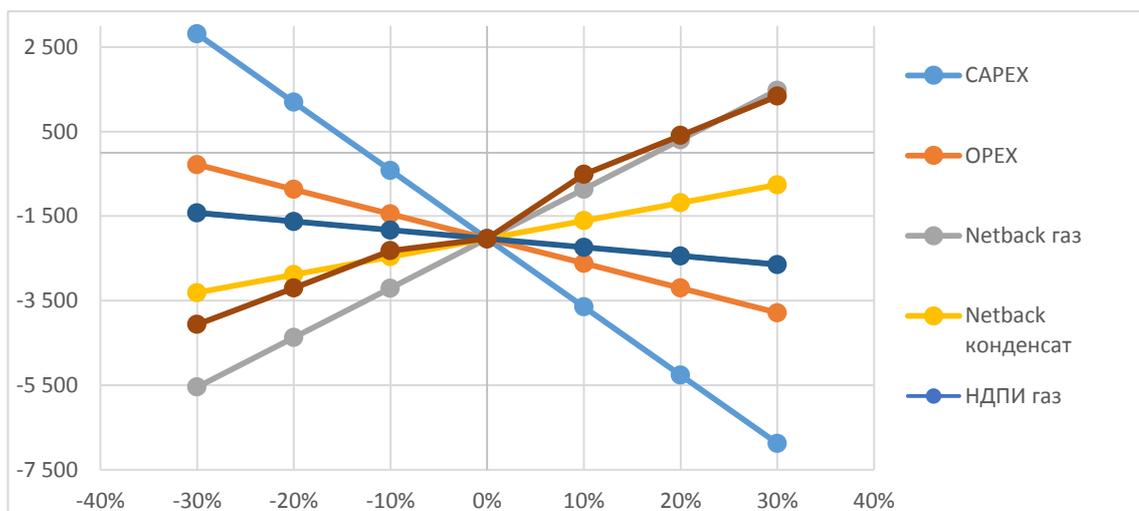


Рисунок 10.6 – Анализ чувствительности к различным параметрам

Ключевыми параметрами, наиболее сильно влияющими на экономику проекта, стали: капитальные затраты, объем реализации газа и конденсата и netback на газ. Самыми же выделяющимися стали капитальные затраты, что укладывается в представления о структуре экономики газовых месторождений. Так как данное месторождение обладает довольно невысокими запасами, строительство установки комплексной подготовки газа и трубопроводов внешнего транспорта выглядит невыгодным решением. Рассматриваемые альтернативные варианты, в том числе подразумевающие отказ от строительства вышеперечисленных дорогостоящих объектов, ситуацию не исправили – месторождение является отдаленным от основной инфраструктуры компании «НОВАТЭК». Проведя анализ активов компании, наша проектная команда обнаружила наличие нескольких купленных лицензий на месторождения недалеко от рассматриваемого: Северо-Русское, Харбейское, Дороговское. Несмотря на отсутствие данных о других месторождениях и выдвинутых рамках, мы считаем, что данный актив нельзя рассматривать как stand-alone, поэтому было принято решение провести укрупненный расчет экономики проекта под влиянием синергии с названными ранее месторождениями.

11 СИНЕРГИЯ С ДРУГИМИ АКТИВАМИ КОМПАНИИ

11.1. Решения по обустройству месторождений

В рамках данного раздела была рассмотрена синергия месторождений Дипломное, Северо-Русское, Харбейское и Дороговское. В условиях ограниченности информации (получение дополнительной информации по соседним месторождениям ограничивалось рамками учебного проекта), в расчетах были использованы укрупненные данные.

Учитывая то, что у всех месторождений в синергии продуктивные пласты представлены неокомскими отложениями, и, в целом, по заявлениям куратора от «НОВАТЭК», что данные месторождения являются аналогами, видим единственно верным решение принять темпы падения и основной «дизайн» профилей добычи и давления исходя из расчетов по месторождению Дипломное. Итак, по имеющимся у нас данным по пиковым отборам газа у данных месторождений и расстояниям между ними, были сформированы укрупненные решения по обустройству месторождений. Следует отметить, что расчеты в данной главе и итоговые экономические показатели, направлены на экономику конкретно месторождения Дипломное в рамках его синергии с другими месторождениями.

Так как Северо-Русское месторождение имеет наиболее высокие показатели пиковых отборов, а так же находится наиболее близко к точке сдачи газа (КС Новозаполярное) (таблица 11.1), объекты подготовки и выработки электроэнергии необходимо располагать именно на территории этого месторождения (рисунок 11.1).

Таблица 11.1 – Расстояния до Северо-русского месторождения

	От КС Новозаполярное	От м/р Дипломное	От м/р Харбейское	От м/р Дороговское
Расстояние	40 км	23 км	15,5 км	35 км



Рисунок 11.1 – Bubble-диаграмма накопленной добычи газа

Так как существует необходимость в дозагрузке инфраструктуры Компании, считаем, что единственно верной точкой сдачи группы месторождений компании «НОВАТЭК» будет являться магистральный конденсатопровод «Юрхановское м/р – Пуровский ЗПК».

Сборный газопровод (от точки смешения до м/р Северо-Русское) был подобран и рассчитан в ПО Pipesim (DN 325x16мм 28 км).

Установка подготовки газа была взята по аналогу с месторождения Дипломное. Производительность установки 6.2 млрд. м³/год.

Дожимную компрессорную станцию также предполагается размещать перед УКПГ. Были рассмотрены компрессорные установки большой мощности производителя «ARIEL» (таблица 11.2).

Мощность, потребляемая ДКС – 48,5 МВт.

Таблица 11.2 – Компрессорные установки

Название	Мощность агрегата, МВт	Необходимая мощность одной ступени, МВт	Фактическая мощность одной ступени, МВт	Кол-во агрегатов, шт	Стоимость одной ступени, млрд. руб	Общая стоимость агрегатов, млрд. руб
КВВ/6	7.5	16.17	30	12	3.53	10.58
СВУ/6	10.0	16.17	30	9	2.97	8.92
СВУ/8	12.0	16.17	36	9	3.20	9.59
СВУ/10	16.0	16.17	48	9	3.59	10.76

В результате анализа полученных данных, в предварительной оценке предполагается использовать компрессор марки СВУ/6.

С учетом имеющихся данных был произведен расчет внешних трубопроводов (таблица 11.3). Давления на выходе из УКПГ при этом приняты равными 50 атм, на выходе из НВО – 55 атм.

Таблица 11.3 – Магистральные трубопроводы

	Диаметр	Протяженность, км
Внешний газопровод	820x22	40
Внешний конденсатопровод	273x6	180

Для энергообеспечения месторождений предполагается строительство ЭСН на м/р Северо-Русское, рассчитанной пиковой нагрузки 72,5 МВт. Так как единичная мощность газопоршневого агрегата не позволяет покрыть такую высокую нагрузку (9 МВт), проводился расчет ГТЭС. Исходя из необходимой мощности был принят газотурбинный агрегат 10 МВт. Был рассчитан баланс нагрузок и представлен в виде графика (рисунок 11.2). Для передачи электроэнергии от месторождения Северо-Русского до Дипломного ВЛ-10 кВ не подходит, так как превышаются допустимые потери напряжения. Поэтому на данном участке будет прокладываться ВЛ-35 кВ.

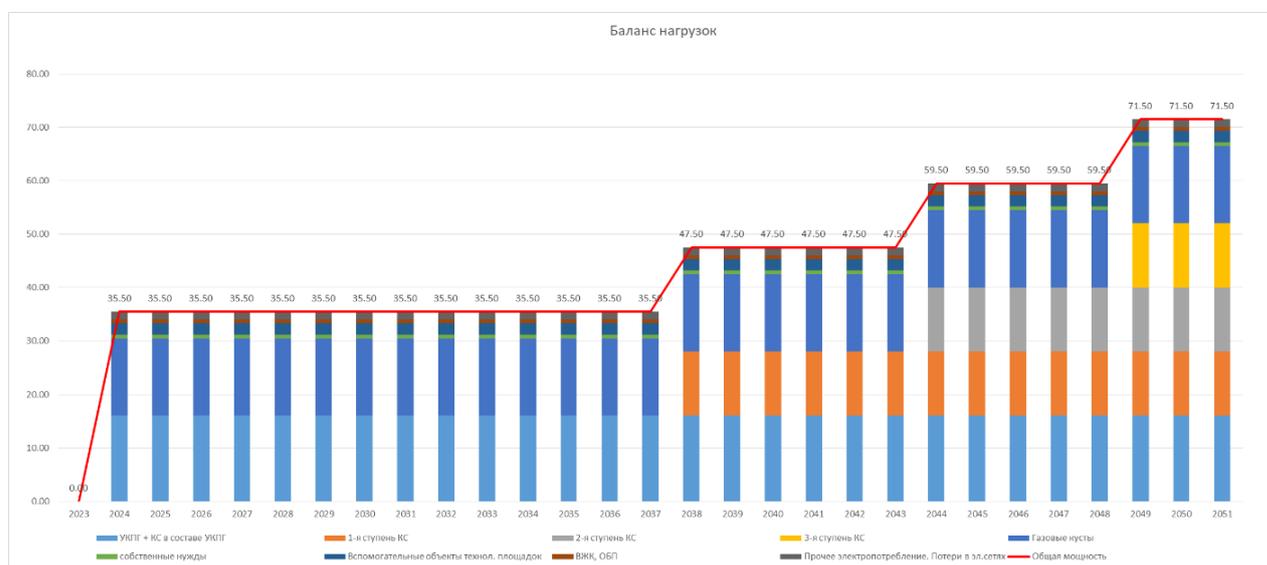


Рисунок 11.2 – Баланс нагрузок

11.2. Экономика проекта под влиянием синергии

Учитывая все технологические параметры была рассчитана экономика по месторождению Дипломное под влиянием синергии с другими месторождениями. Проводились данные расчеты за счет умножения капитальных затрат на УКПГ, ДКС, ГТЭС, внешних дорог и трубопроводов на коэффициент участия (деления пиковой добычи месторождения на пиковую добычу всей группы месторождений), который составил 18%.

Итак, результатом экономических расчетов стало выявление положительного влияния синергии на месторождение Дипломное. Более того, EMV проекта вырос на 4 млрд. руб и стал положительным (таблица 11.4).

Таблица 11.4 – Финальные экономические показатели проекта под влиянием синергии

	Запасы		
	P90	P50	P10
Доход, млн. руб	83 726	123 414	156 484
CAPEX, млн. руб	13 803	14 077	14 797
OPEX, млн. руб	18 145	18 690	23 099
NPV, млн.руб	-152.7	2 089.1	3 844.0
PI	0.99	1.15	1.26
IRR, %	15%	19%	23%
DPP	-	15 лет	12 лет
EMV, млн.руб	1943		

Таким образом, укрупненная экономическая оценка показала эффективность синергии рассматриваемого месторождения с соседними. Рекомендуется дальнейшая проработка данной концепции с уточнением параметров месторождений, различных последовательностей вводов месторождений для снижения необходимых мощностей площадных и внешних линейных объектов с целью уменьшения капитальных затрат синергии.

12 УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТОМ

12.1. Анализ рисков и неопределенностей

По результатам анализа имеющейся исходной информации, первичных аналитических и многовариантных численных расчетов были определены основные риски и неопределенности проекта и оценена степень их влияния на проект.

Классификация рисков и неопределенностей представлена в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Ключевые риски и неопределенности проекта

№	Неопределенность	Митигация рисков	Риски	Влияние	Вероятность
Геологические					
1	Активность аквифера	Длительная разработка месторождения	Низкая активность - быстрое снижение пластового давления. Высокая активность - быстрое обводнение скважин	3	2
2	Пластовое давление	Проведение ГДИС на разведочных эксплуатационных скважин	Неоптимально подобранная система разработки	2	1
3	Флюидальное положение контактов по всем залежам	Бурение разведочных скважин и пилотных стволов. Исследования (ГИС и испытания) в разведочных скважинах и пилотных стволах первоочередных ГС	Уменьшение начальных геологических запасов	4.5	4
4	ФЕС по пластам БТ ₉ и БТ ₁₁	Испытание новых разведочных скважин, проведение ГДИ	Уменьшение накопленной добычи углеводородов	3.5	3
5	Размер геологических тел	Проведение 3D сеймики	Уменьшение начальных геологических запасов	3	4
6	Физико-химические свойства флюида пластов БТ ₁₀ , БТ ₁₁	Отбор глубинных проб	Снижение запасов конденсата	3	2
7	Слабовыраженное насыщение пластов по ГИС	Полный комплекс ГИС	Уменьшение начальных геологических запасов	3	4

№	Неопределенность	Митигация рисков	Риски	Влияние	Вероятность
Технологические					
9	Дизайн МГРП	Опробование технологии МГРП	Прорывы воды из вышележащих пластов	4.8	4.4
Экономические					
10	Цена на углеводородное сырье	Мониторинг экономической ситуации, проведение анализа чувствительности	Снижение цены на углеводородное сырье	4.5	3
11	Изменение налогового законодательства в РФ	Мониторинг политической ситуации, проведение анализа чувствительности	Увеличение НДС	4	2
Политические					
12	Санкции на нефтяные и газовые компании	Мониторинг текущей политической ситуации	Снижение объемов и стоимости газа, реализуемого на внешнем рынке	4	3.5
13	Санкции на оборудование ARIEL	Мониторинг текущей политической ситуации	Срыв сроков поставки оборудования ARIEL	4	1.5
Экологические					
14	Магистральный трубопровод	Система мониторинга, внутритрубная диагностика. Внедрение современных и инновационных методов диагностики	Прорыв газопровода	1.8	1.8
Транспортировка					
15	Неопределенность в работе зимника	Мониторинг состояния зимника	Нарушение графика поставок оборудования	3	3

С целью оценки влияния вышеперечисленных рисков на профиль добычи газа и конденсата была составлена матрица рисков проекта, представленная на рисунке 12.1.



Рисунок 12.1 – Матрица рисков

Для изучения текущего положения компании в данном регионе, был проведен анализ внутренней и внешней среды компании «НОВАТЭК». Результаты анализа приведены таблице 12.2.

Таблица 12.2 – SWOT анализ

Сильные стороны	Слабые стороны
<p>Умение компании работать с газоконденсатными месторождениями</p> <p>Собственный конденсатопровод на Пуровский ЗПК</p> <p>Наличие новых активов компании в данном регионе</p>	<p>Низкое качество исходных данных</p> <p>Плохо развитая газовая инфраструктура компании в регионе</p>
Возможности	Угрозы
<p>Наращивание опыта работы в данном регионе</p> <p>Увеличение количества инфраструктуры в данном регионе</p>	<p>Не подтверждение геологических запасов</p> <p>Суровые климатические условия</p>

После проведенного анализа был сделан вывод, что сильное влияние на проект оказывают геологические риски, что включает в себя неподтверждение запасов углеводородов и экономические риски, которые подразумевают снижение цены реализации углеводородов. Для выявленных геологических неопределённостей была разработана программа ГРП, которая рассмотрена в разделе 12.2.

12.2. Программа доизучения залежей

Для текущего состояния изученности Дипломного месторождения (таблица 12.3) присуще наличие различных неопределенностей, что безусловно вносит погрешность в определение запасов, их локализацию, профилей добычи и, как следствие, оценку экономической эффективности проекта. Для снижения неопределенностей необходимо проведение мероприятий, направленных на доразведку залежей на ранних стадиях реализации проекта.

Таблица 12.3 – Изученность залежей Дипломного месторождения

Метод	БТ ₉	БТ ₁₀	БТ ₁₁
Сейсморазведка			
Комплекс ГИС			
Исследования керна			
стандартный комплекс			
специальные исследования			
Исследования флюидов			
ГДИ			

Имеющиеся данные сейсмической разведки характеризуются низким качеством. Основываясь на интерпретации проведенной в 80-х годах сейсморазведки выделяется только отражающий горизонт – кровля пласта БТ₁₀. Поэтому к одним из рекомендуемых мероприятий относится проведение 3D-сейсморазведки с последующей интерпретацией для уточнения структурных построений пластов и площади газоносности, положения зон глинизации, ФЕС в межскважинном пространстве.

Комплекс ГИС был проведен на всех 17 пробуренных поисковых и разведочных скважинах, однако результаты интерпретации не позволяют количественно определить газонасыщенность коллекторов. Отбор керна был проведен в 15 скважинах (рисунок 12.2), однако имеющаяся выборка не обеспечивает полноту исходной информации для достоверной оценки запасов и добывных возможностей скважин.

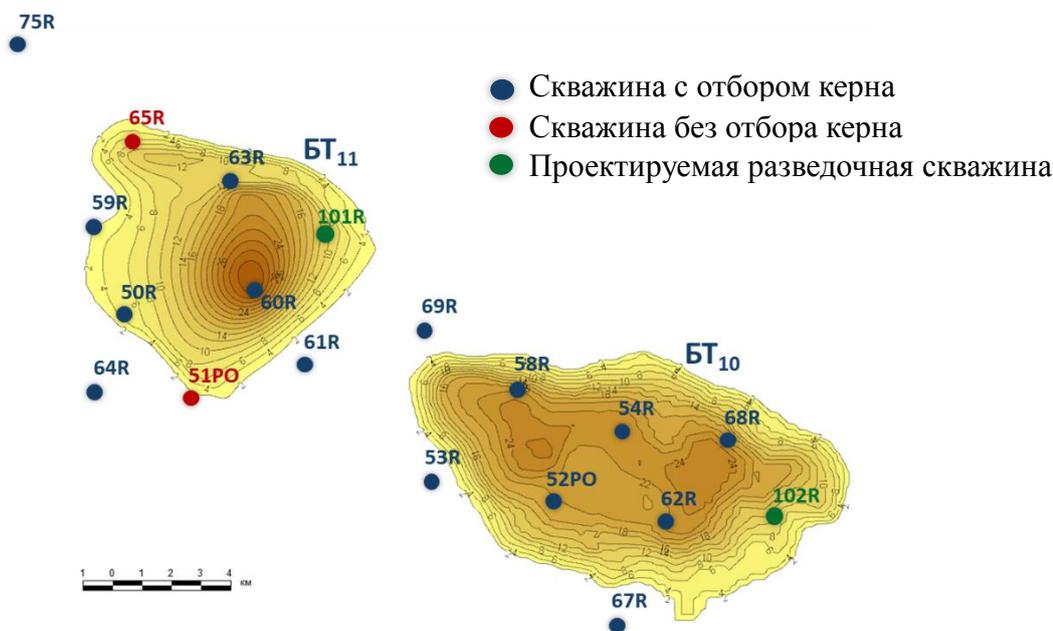


Рисунок 12.2 – Расположение пробуренных и проектируемых скважин

Исходя из вышесказанного рекомендуется пробурить 2 разведочные скважины (101R и 102R) в восточных частях пластов БТ₉ и БТ₁₀ главным образом для уточнения площади газоносности с последующим проведением полного комплекса ГИС, испытаний пласта на приток, отбором проб флюидов и отбором керна.

На отобранном керновом материале требуется провести комплекс стандартных и специальных исследований для уточнения ФЕС, тесноты связей «кern-кern», ОФП, газонасыщенности. При проведении лабораторных исследований проб флюида необходимо уточнить состав и свойства пластового газа, потенциальное содержание конденсата и профиль его выпадения при разработке залежей на режиме истощения пластовой энергии.

Проведение данных мероприятий позволит в значительной мере уточнить запасы углеводородной продукции и скорректировать систему разработки для получения наибольшего технико-экономического эффекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы по созданию комплексной концепции разработки и обустройства месторождения Дипломное были выполнены все поставленные перед проектной командой задачи, а именно:

- Была проведена предварительная оценка рентабельности актива. Предварительный EMV по газовому кейсу составил 18,2 млрд. руб, по нефтяному кейсу составил -2,5 млрд. руб. Отрицательные экономические показатели нефтяного кейса связаны с низким коэффициентом извлечения нефтяной оторочки.

- Построена геологическая модель и посчитаны запасы. Запасы газа составили 45.4 млрд. м³, конденсата – 7.25 млн. т, нефть – 0.23 млн. т. Запасы нефти оказались в 100 раз ниже, чем в предварительном анализе, поэтому нефтяной кейс в дальнейшем не рассматривался ввиду его несостоятельности;

- Построена гидродинамическая модель, которая в дальнейшем использовалась в расчетах разработки залежей;

- Проведены многовариантные расчеты разработки для выявления оптимальных параметров работы скважин. Для пласта БТ₉ оптимальным стало использование 2 горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 200м, для пласта БТ₁₀ – 4 скважины с длиной ГС 800м, для БТ₁₁ – 2 скважины с длиной ГС 1000м и 3 стадиями ГРП;

- Сформирована оптимальная концепция разработки. В качестве технологической схемы подготовки газа рекомендуется вариант УКПГ – НТС с охлаждением газа в дросселирующем устройстве до 2033 года, далее эта схема модернизируется, то есть охлаждение газа в зимний период осуществляется с использованием дросселя, а в летний – турбодетандера и вводом ДКС в 2039 году. В качестве точки сдачи конденсата самым выгодным оказался вариант сдачи в конденсатопровод «Заполярье-Уренгой».

– По итогу проведения комплексных расчетов экономики проекта была обнаружена нерентабельность проекта, несмотря на все проведенные работы по оптимизации (EMV составил -2.14 млрд .руб). По результатам проведения анализа чувствительности были выявлены следующие ключевые драйверы: капитальные затраты, netback цена на газ и объем реализации углеводородов.

– Был проведен анализ проектируемых активов компании в данном регионе и сделаны выводы о том, что рассматривать месторождение Дипломное в качестве stand-alone – нецелесообразно. Был проведен укрупненный расчет синергии месторождений, экономические показатели по месторождению Дипломное при этом выросли, EMV составил 1.94 млрд.руб.

– Наконец, были выявлены ключевые риски проекта и сформирована программа доразведки месторождения.

Так как укрупненная экономическая оценка показала эффективность синергии рассматриваемого месторождения с соседними, рекомендуется дальнейшая проработка данной концепции с уточнением параметров соседних месторождений, варьированием вводов этих месторождений для снижения необходимых мощностей площадных и внешних линейных объектов с целью уменьшения капитальных затрат синергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алиев З.С. Разработка месторождений природных газов: Учебное пособие для вузов / З.С. Алиев, Д.А. Мараков. – М.: МАКС Пресс, 2011. – 340 с.
2. Виноградов А.П. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. Том III / В.Н. Верещагин, В.Д. Наливкин, А.Б. Ронов, А.В. Хабаков, В.Е. Хаин. – Москва : Недра, 1968
3. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. (2014). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. Геология и геофизика, 55(5-6)
4. Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Клапчук О.В., Точигин А.А., Семенов Н.И. Движение газожидкостных смесей в трубах. М., Недра, 1978.
5. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел— литологических ловушек нефти и газа.—Л. : Недра, 1984.— 260 с.
6. Подурушин В.Ф. Особенности строения и история формирования структур неокомского возраста в Ямало-Гыданском регионе / В.Ф. Подурушин // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 66–73.
7. ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (с Изменением N 1).
8. ВСН 51-3-85 Проектирование промысловых стальных трубопроводов. МИННЕФТЕПРОМ, Москва, 1985
9. М-01.08.01-01 «Требования к электростанциям для электроснабжения объектов предприятий БРД»
10. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. Минстрой России.

- 11.СНиП III-42-80. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ. Минстрой России.
- 12.СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М., 2011.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Дополнительные расчеты НДПИ

K_B – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов (C_B).

Данный показатель зависит от степени выработанности запасов конкретного участка недр (C_B). Степень выработанности определяется по следующей формуле:

$$C_B = \frac{\text{Сумма накопленной добычи нефти за предыдущий год}}{\text{Сумма запасов нефти}} \quad (\text{А.1})$$

Если $C_B > 1$, тогда $K_B = 0,3$; если $C_B < 0,8$, тогда $K_B = 1$; если $0,8 < C_B < 1$, то K_B считается по следующей формуле:

$$K_B = 3,8 - 3,5 * \frac{N}{V}$$

где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке

V – начальные извлекаемые запасы нефти.

K_3 – коэффициент, характеризующий величину запасов участка.

Коэффициент необходим для того чтобы уменьшить НДПИ для новых месторождений, если $C_B \leq 0,05$ и $V < 5$ млн т нефти. В этом случае K_3 рассчитывается по формуле:

$$K_3 = 0,125 * V + 0,375$$

В другом случае данный коэффициент равняется 1.

K_D – коэффициент, характеризующий сложность извлечения нефти.

$K_D = 0,2/0,4$ с проницаемостью < 2 мД и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта < 10 м или > 10 м. $K_D = 0,8$ для залежей тюменской свиты. В остальных случаях $K_D = 1$.

$K_{ДВ}$ – коэффициент, принимающийся при добычи трудноизвлекаемых запасов, рассчитанных с учетом степени выработанности.

Залежи с $K_D < 1$:

$$K_{ДВ} = 3,8 - 3,5 * \frac{N}{V} \quad (\text{при } 0,8 \leq C_B \leq 1)$$

$K_{ДВ}=0,3$ при $C_{В}$ залежи $>$.

Залежи с $K_{Д} > 1$: $K_{ДВ}=K_{В}$.

$K_{КАН}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи нефти.

$K_{КАН}$ равняется 0, при условии нахождения месторождения в следующих регионах: шельфовые проекты (Черное, Охотское, Азовское, Каспийское моря), НАО, континентальный шельф, п-ов Ямал, ЯНАО (севернее 65° с.ш.), Восточная Сибирь.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Сопоставление коэффициента проницаемости $K_{пр}$ с коэффициентом пористости $K_{п}$ для пластов БТ₁₀ и БТ₁₁

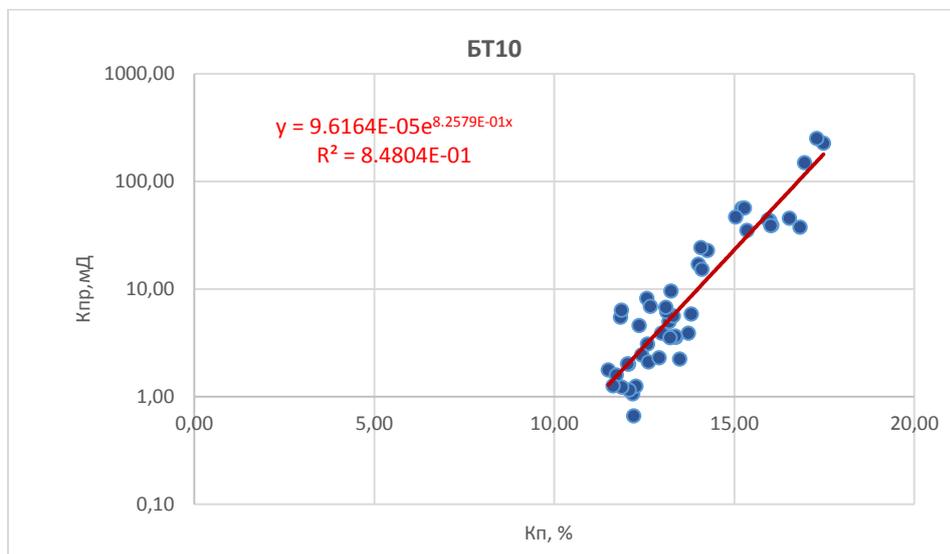


Рисунок Б.1 – Сопоставление $K_{пр}$ с $K_{п}$ для пласта БТ₁₀

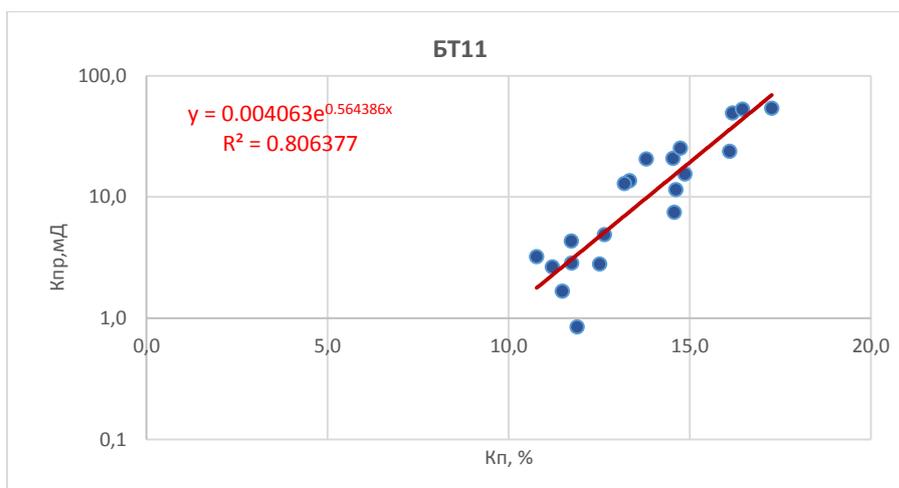


Рисунок Б.2 – Сопоставление коэффициента проницаемости $K_{пр}$ с коэффициентом пористости $K_{п}$ для пласта БТ₁₁

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Концептуальная седиментологическая модель пластов БТ₉², БТ₁₀¹, БТ₁₀², БТ₁₁¹,
БТ₁₁² и БТ₁₁³

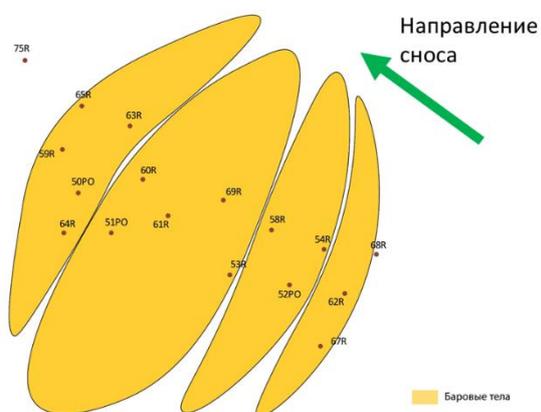


Рисунок Г.1 - Концептуальная седиментологическая модель пласта БТ₉²

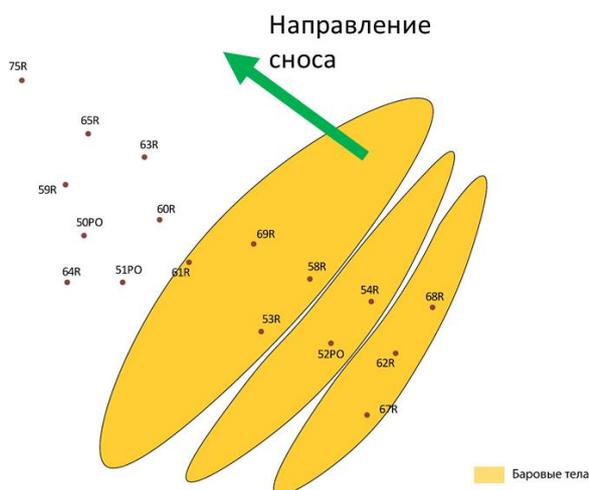


Рисунок Г.2 - Концептуальная седиментологическая модель пласта БТ₁₀¹

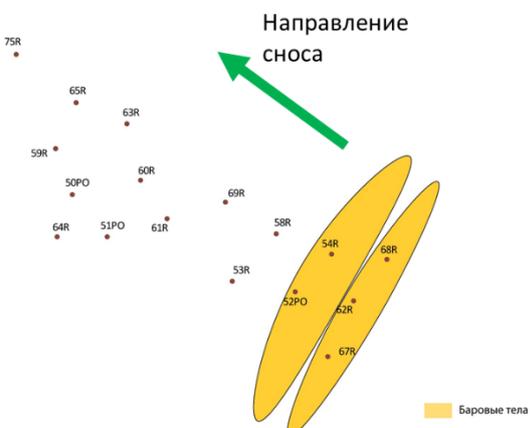


Рисунок Г.3 - Концептуальная седиментологическая модель пласта БТ₁₀²

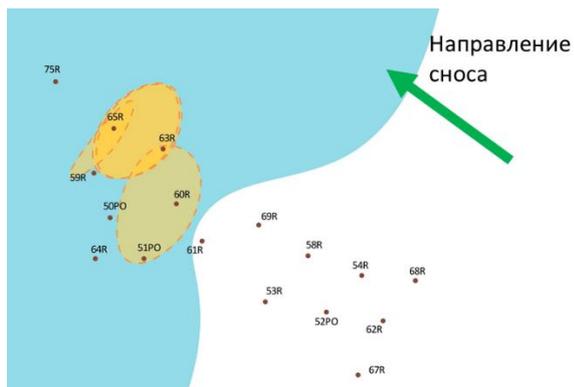


Рисунок Г.4 - Концептуальная седиментологическая модель пласта БТ₁₁¹

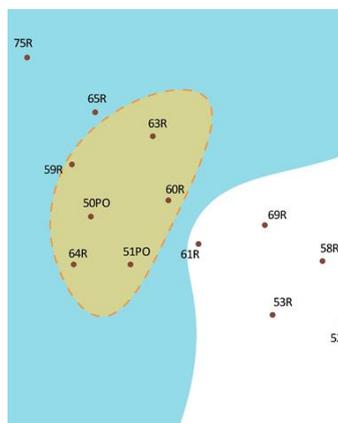


Рисунок Г.5 - Концептуальная седиментологическая модель пласта БТ₁₁²

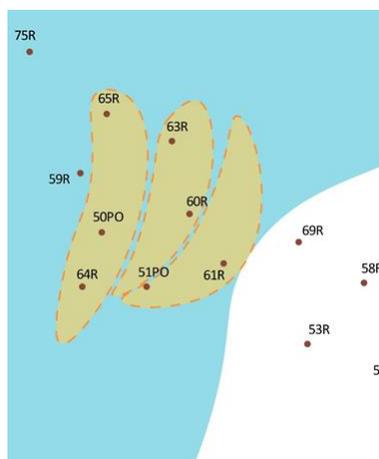


Рисунок Г.6 - Концептуальная седиментологическая модель пласта БТ₁₁³

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Размеры песчаных тел пластов БТ₁₀ и БТ₁₁

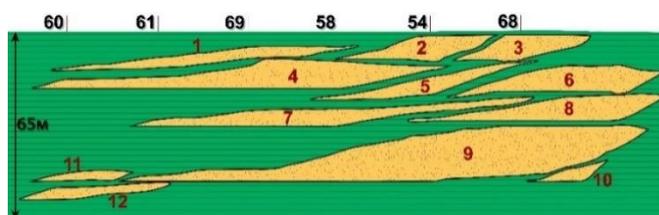


Рисунок Д.1 – Выделенные осадочные тела в пласте БТ₁₀

Таблица Д.1 – Размеры песчаных тел пласта БТ₁₀

№	Длина, км	Ширина, км	Высота, м
1	20,5	8	5
2	18,5	6,4	10
3	17,8	3,5	9
4	21,4	14,1	9
5	19,3	7,3	7
6	20,1	7,7	7
7	19,5	13,8	8
8	18,3	8,1	6
9	26	18,4	18
10	13,1	2	1
11	18,6	2,4	4
12	20,1	3,8	5

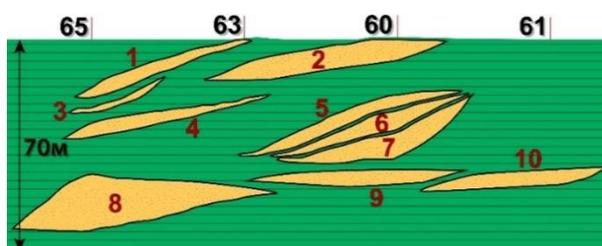


Рисунок Д.2 – Выделенные осадочные тела в пласте БТ₁₁

Таблица Д.2 – Размеры песчаных тел пласта БТ₁₁

№	Длина, км	Ширина, км	Высота, м
1	7,3	3,7	5
2	7,8	5,7	8
3	6,0	2,5	3
4	7,3	3,9	6
5	15,1	5,0	5
6	14,9	4,9	7
7	14,9	4,9	8
8	12,8	5,6	19
9	10,6	4,9	6
10	10,8	4,7	6

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Результаты построения геологической модели пласта

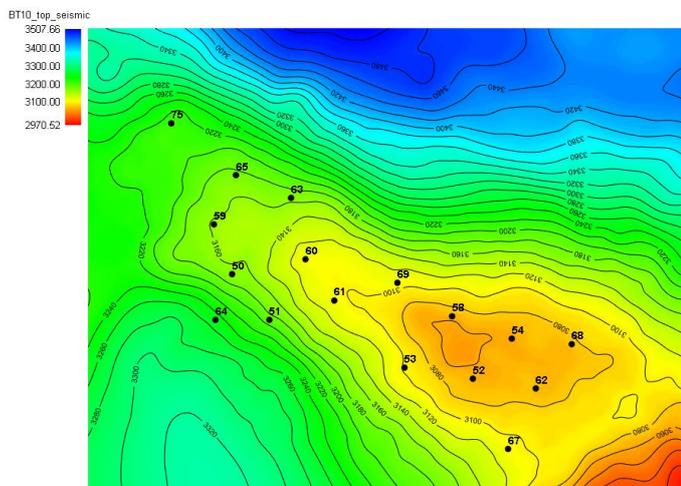


Рисунок Е.1 – Карта отражающего горизонта кровли пласта БТ₁₀

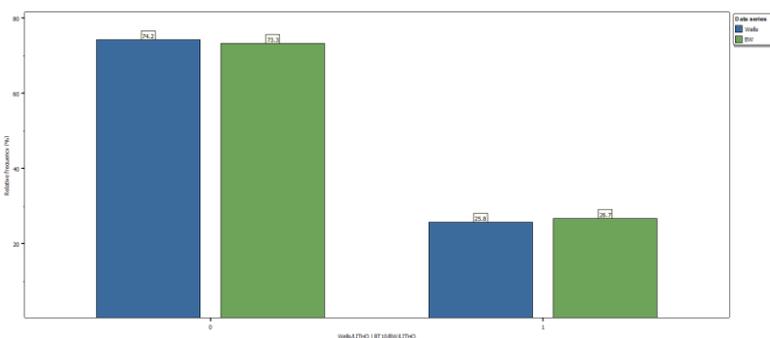


Рисунок Е.2– Гистограмма распределений литотипов по скважинным и осредненным на 3D сетку данным пласта БТ₁₀

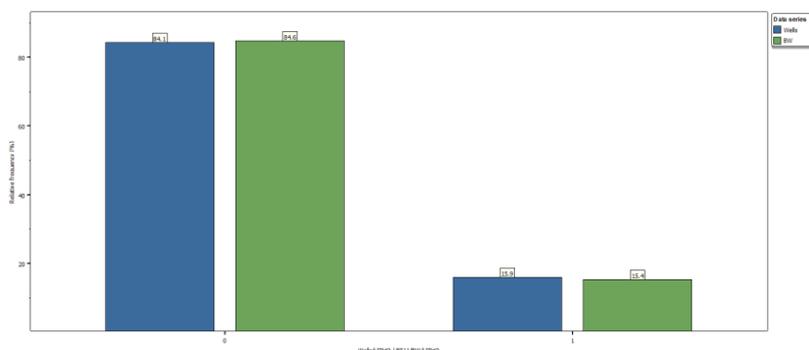


Рисунок Е.3 – Гистограмма распределений литотипов по скважинным и осредненным на 3D сетку данным пластов БТ₁₁¹ - БТ₁₁³

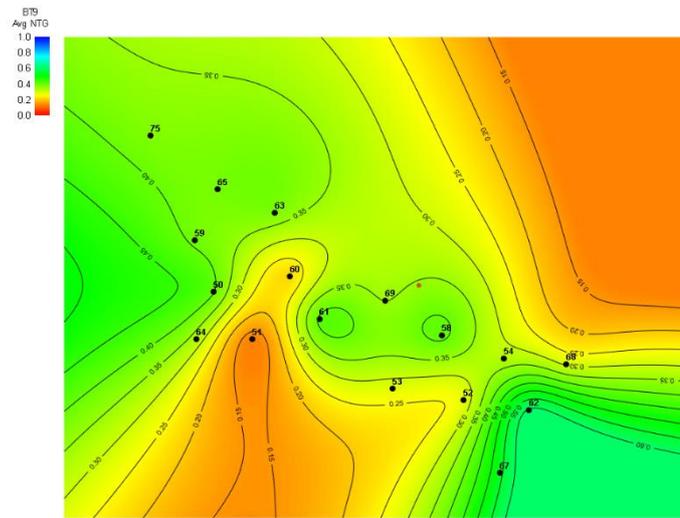


Рисунок Е.4 – Карта песчаности пласта БТ₉

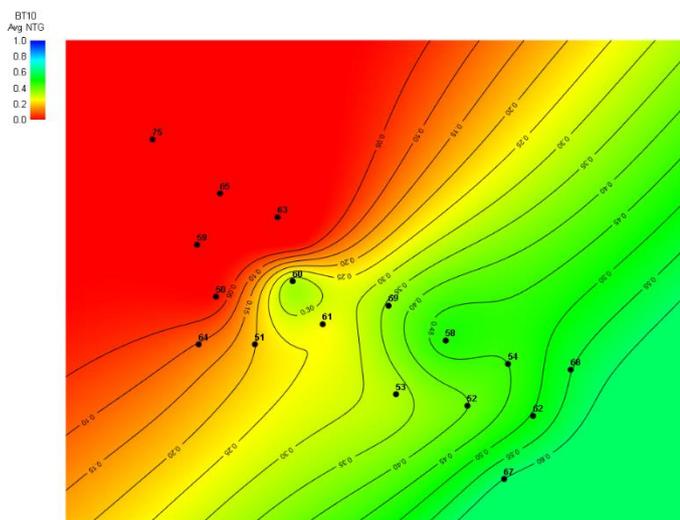


Рисунок Е.5 – Карта песчаности пласта БТ₁₀

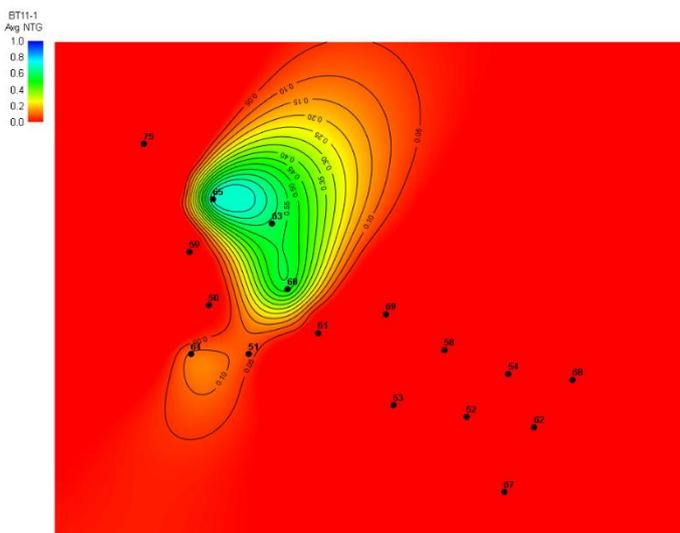


Рисунок Е.6 – Карта песчаности пласта БТ₁₁¹

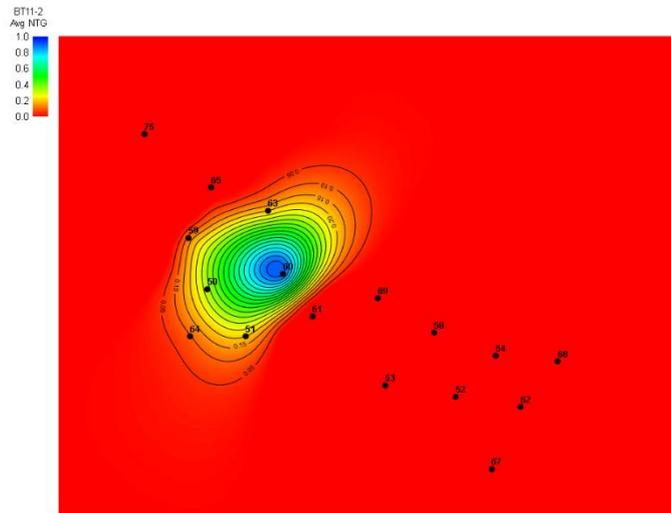


Рисунок Е.7 – Карта песчаности пласта БТ₁₁²

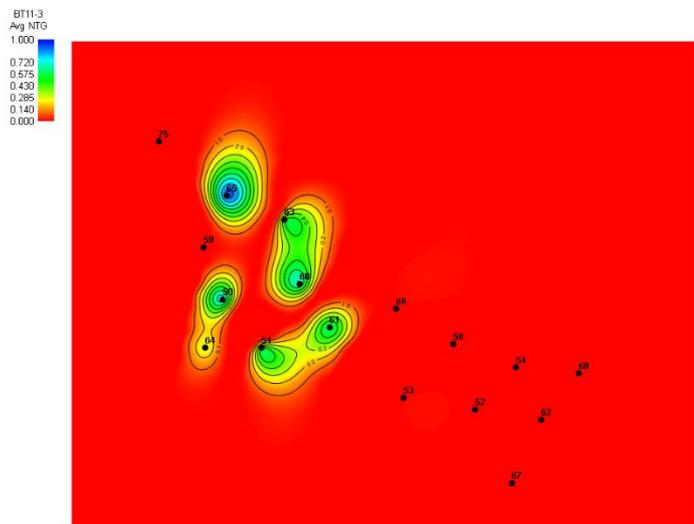


Рисунок Е.8 – Карта песчаности пласта БТ₁₁³

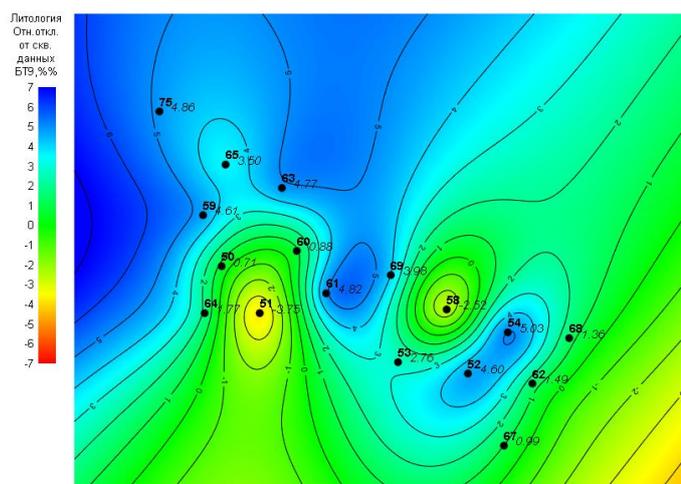


Рисунок Е.9 – Карта относительного отклонения эффективной мощности по модели от скважинных данных пласта БТ₉

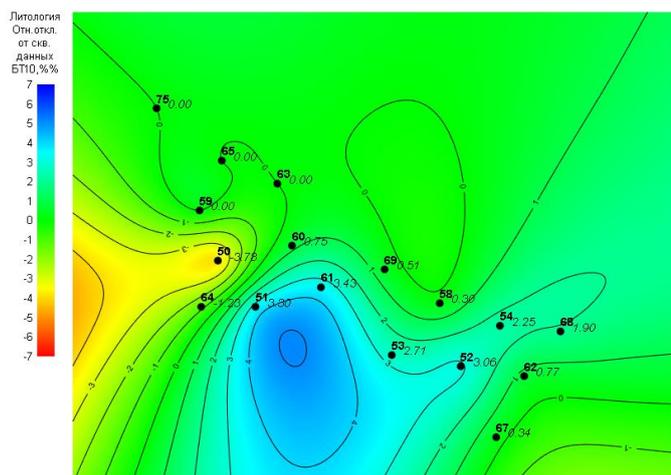


Рисунок Е.10 – Карта относительного отклонения эффективной мощности по модели от скважинных данных пласта БТ₁₀

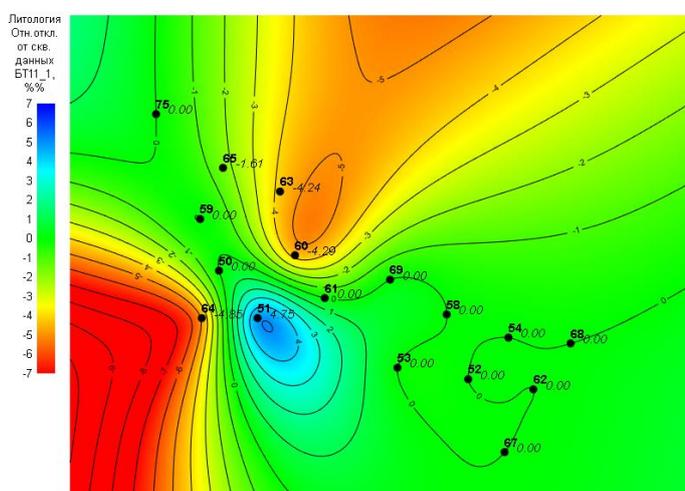


Рисунок Е.11 – Карта относительного отклонения эффективной мощности по модели от скважинных данных пласта БТ₁₁¹

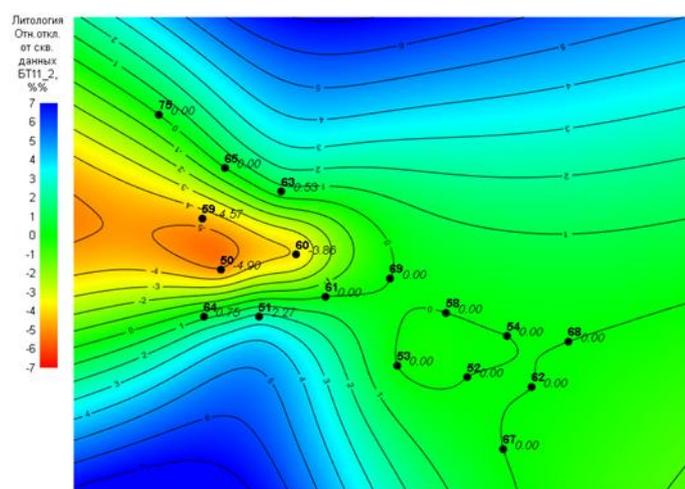


Рисунок Е.12 – Карта относительного отклонения эффективной мощности по модели от скважинных данных пласта БТ₁₁²

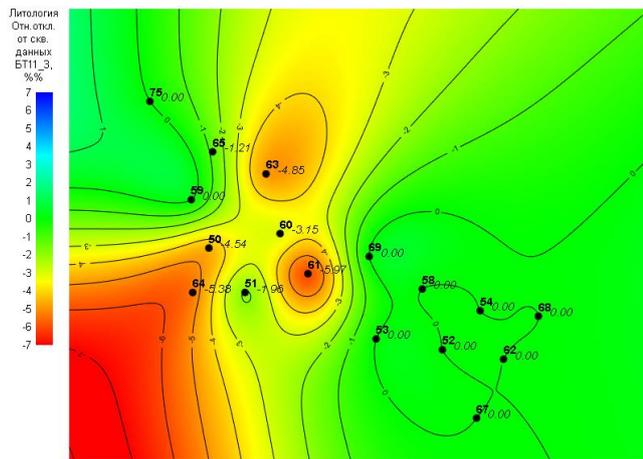


Рисунок Е.13 – Карта относительного отклонения эффективной мощности по модели от скважинных данных пласта БТ₁₁³

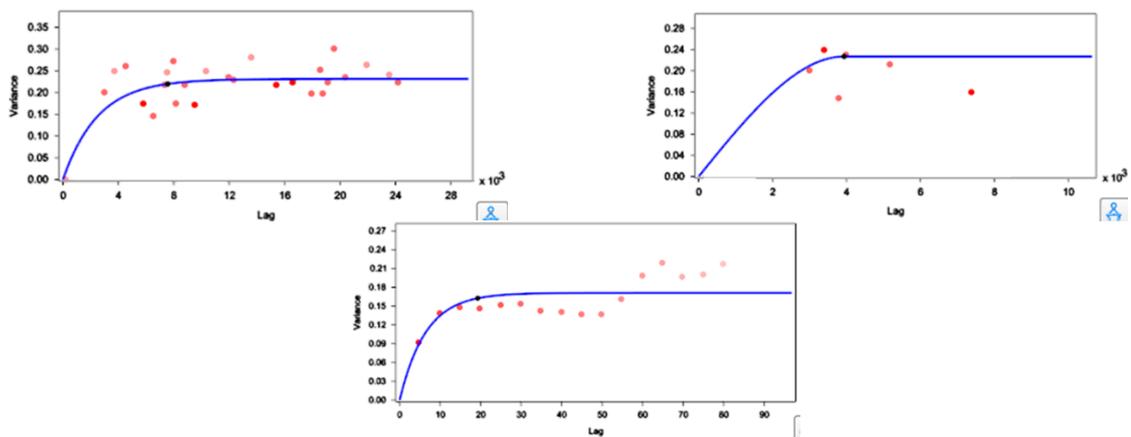


Рисунок Е.14 – Вариограммы для трех взаимоперпендикулярных направлений пласта БТ₁₀

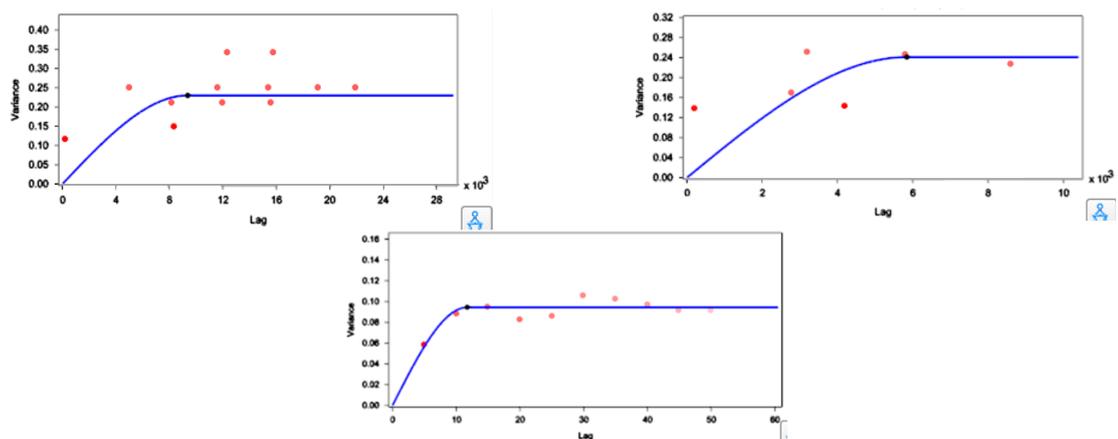


Рисунок Е.15 – Вариограммы для трех взаимоперпендикулярных направлений пластов БТ₁₁¹ – БТ₁₁³

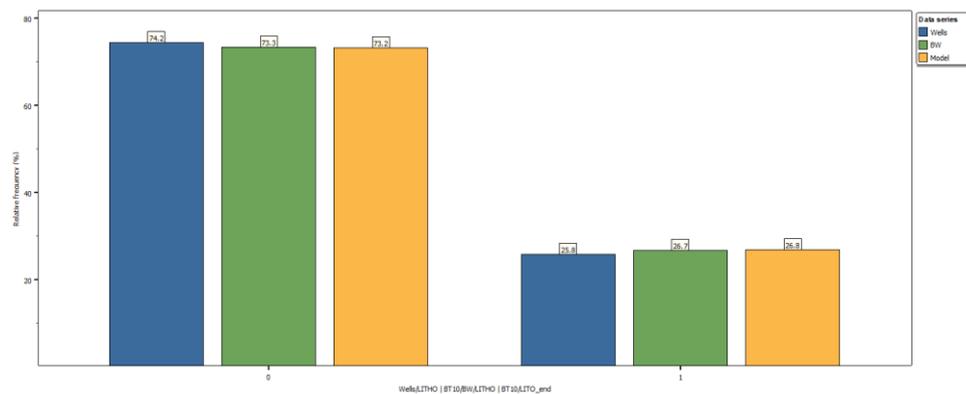


Рисунок Е.16 – Гистограммы распределений литотипов по пласту БТ₁₀

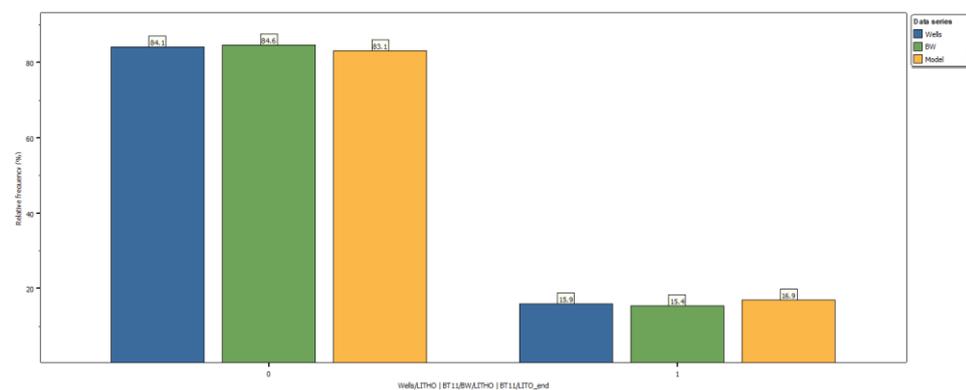


Рисунок Е.17 – Гистограммы распределений литотипов по пластам БТ₁₁¹ - БТ₁₁³

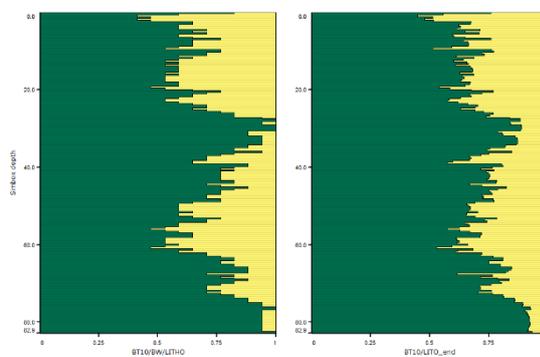


Рисунок Е.18 – Сопоставление ГСР по осредненным скважинным данным и по модели для пласта БТ₁₀

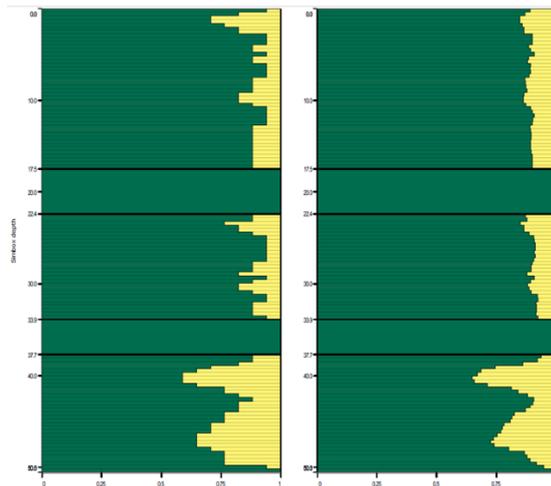


Рисунок Е.19 – Сопоставление ГСР по осредненным скважинным данным и по модели для пластов БТ₁₁¹ - БТ₁₁³

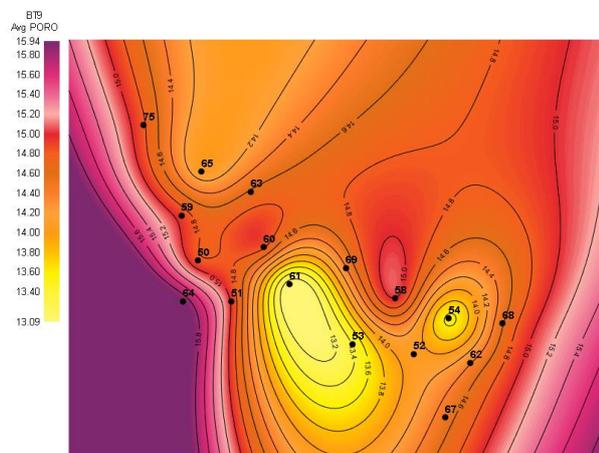


Рисунок Е.20 – Карта средней пористости пласта БТ₉

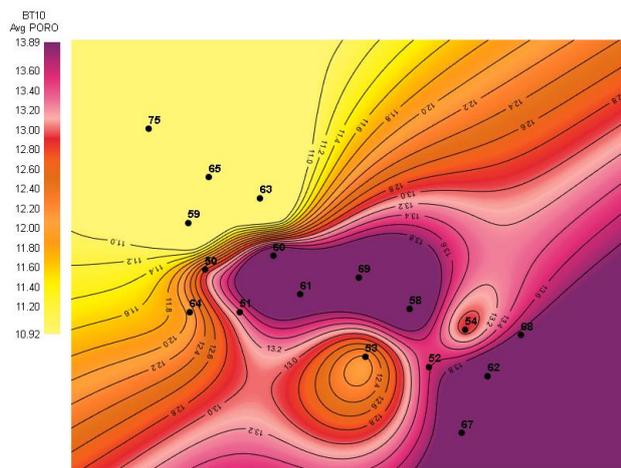


Рисунок Е.21 – Карта средней пористости пласта БТ₁₀

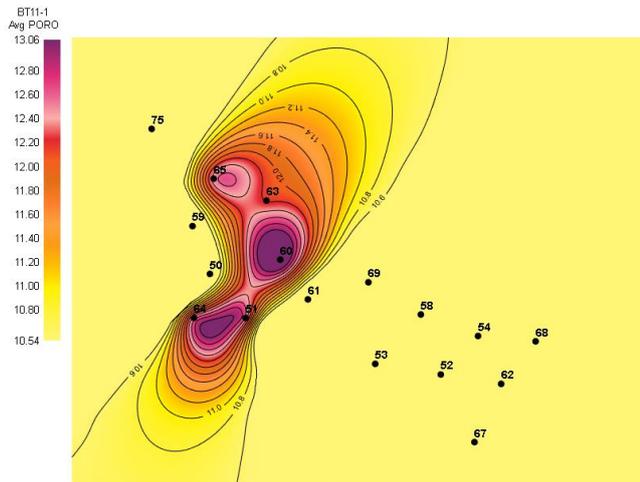


Рисунок Е.22 – Карта средней пористости пласта БТ₁₁¹

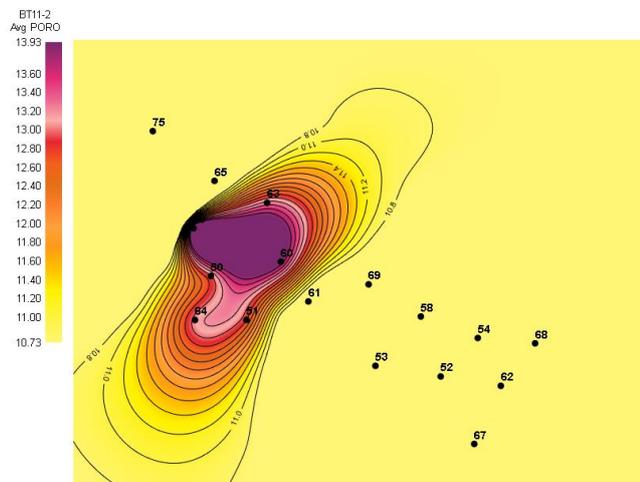


Рисунок Е.23 – Карта средней пористости пласта БТ₁₁²

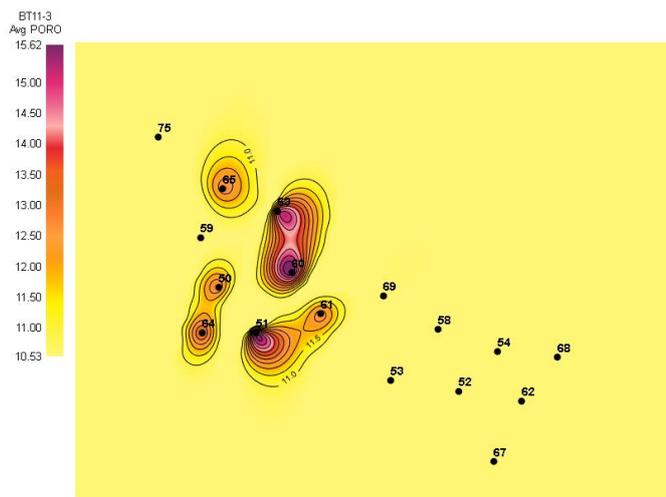


Рисунок Е.24 – Карта средней пористости пласта БТ₁₁³

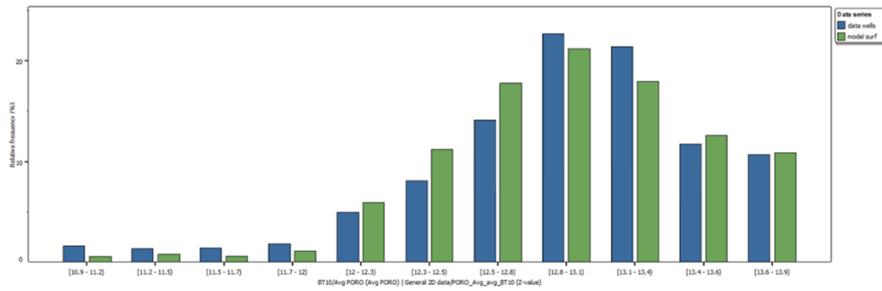


Рисунок Е.25 – Сопоставление гистограмм распределений пористости по скважинным данным и по модели пласта БТ₁₀

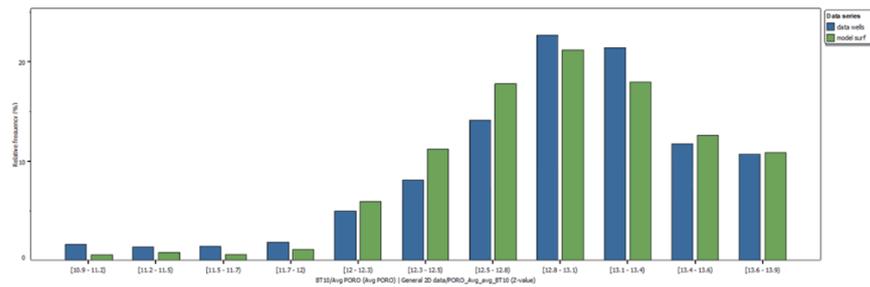


Рисунок Е.26 – Сопоставление гистограмм распределений пористости по скважинным данным и по модели пластов БТ₁₁¹ – БТ₁₁³

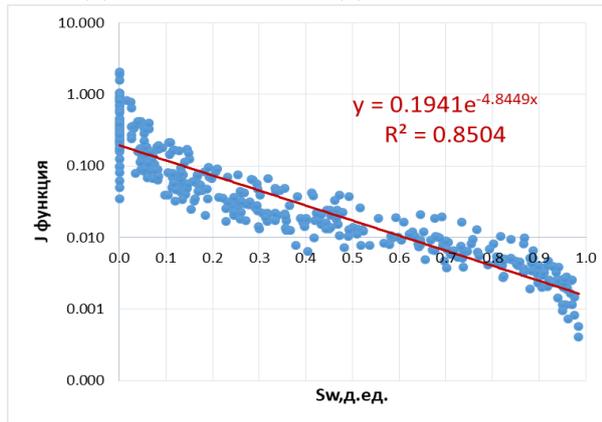


Рисунок Е.27 – J-функции для пласта БТ₁₀

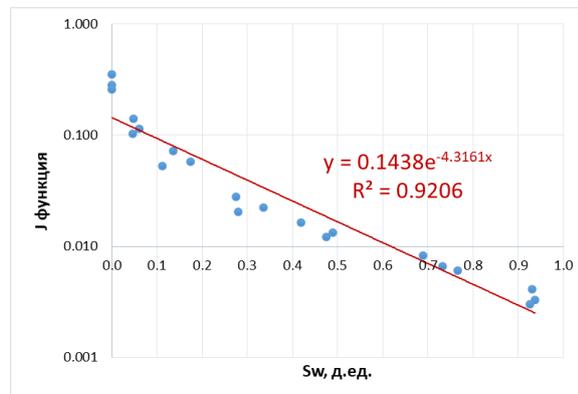


Рисунок Е.28 – J-функции для пластов БТ₁₁¹ – БТ₁₁³

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Результаты построения гидродинамической модели

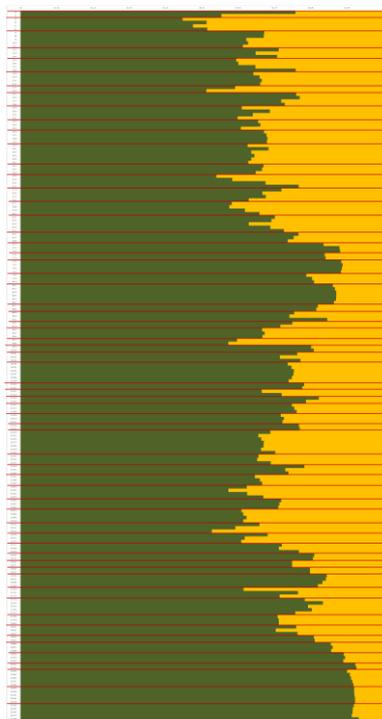


Рисунок Ж.1 – ГСР исходной геологической сетки пласта БТ₁₀

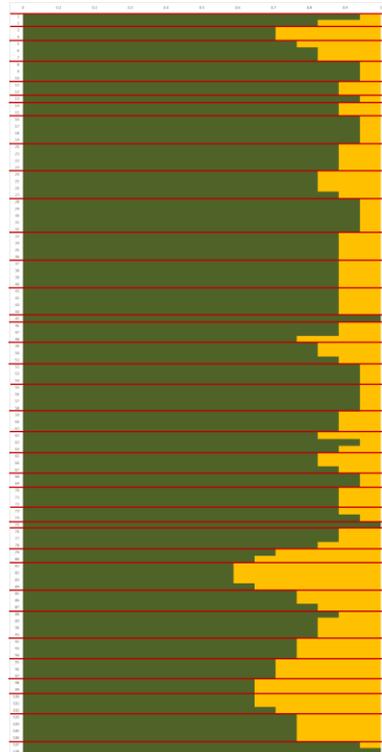


Рисунок Ж.2 – ГСР исходной геологической сетки пласта БТ₁₁

Таблица Ж.1 – Компонентно-фракционный состав пластового газа. Пласт БТ₉

Компонент	%масс	%моль	ММ, г/моль	Плотн., кг/м ³	Ткр, °С	Ркр, МПа	W	Ткип, °С
N2	0.34	0.24379	28.0135		-146.95	3.39	0.040	-195.8
CO2	0.31	0.14065	44.0098		31.05	7.38	0.225	-78.5
C1	69.44	87.32182	16.0429		-82.55	4.60	0.008	-161.6
C2	10.50	7.04595	30.0698		32.25	4.88	0.098	-88.5
C3	4.49	2.05384	44.0968		96.65	4.25	0.152	-42.0
iC4	0.62	0.21692	58.1237		134.95	3.65	0.176	-11.8
nC4	0.88	0.30410	58.1237		152.05	3.80	0.193	-0.4
iC5	1.12	0.31300	72.1506		187.25	3.38	0.227	27.9
nC5	0.94	0.26234	72.1506		196.45	3.37	0.251	36.1
F 45 - 60	1.12	0.29301	77.1734	662.2138324	200.52	3.29	0.279	52.5
F 60 - 70	0.81	0.19473	84.1476	662.9691495	220.27	3.07	0.291	65.0
F 70 - 80	0.84	0.18964	89.1820	667.1218485	267.52	2.76	0.306	75.0
F 80 - 90	0.88	0.18964	93.3015	675.2064023	330.37	2.43	0.324	85.0
F 90 - 100	0.75	0.15668	97.2132	685.9022407	375.96	2.23	0.342	95.0
F 100 - 110	0.71	0.14041	101.4334	697.8847665	390.26	2.21	0.357	105.0
F 110 - 120	0.74	0.14042	106.1220	709.8908342	391.40	2.28	0.371	115.0
F 120 - 130	0.68	0.12353	111.3613	720.8394517	398.01	2.34	0.388	125.0
F 130 - 140	0.61	0.10601	116.9378	730.8528883	411.26	2.35	0.406	135.0
F 140 - 150	0.58	0.09498	122.5162	740.5537947	425.06	2.37	0.425	145.0
F 150 - 160	0.52	0.08201	127.9636	750.3533183	436.12	2.40	0.443	155.0
F 160 - 170	0.46	0.06888	133.5146	760.2759199	446.25	2.44	0.461	165.0
F 170 - 180	0.40	0.05791	139.3945	770.2611904	457.33	2.48	0.478	175.0
F 180 - 190	0.35	0.04857	145.5778	780.0211737	468.67	2.51	0.496	185.0
F 190 - 200	0.30	0.03963	151.9782	789.2660982	478.77	2.51	0.515	195.0
F 200 - 210	0.25	0.03181	158.6683	798.2788878	486.19	2.47	0.536	205.0
F 210 - 220	0.22	0.02655	165.7815	807.5601081	489.75	2.42	0.557	215.0
F 220 - 230	0.20	0.02294	173.2767	816.9385118	491.36	2.36	0.579	225.0
F 230 - 240	0.17	0.01887	181.0045	825.8594041	494.54	2.30	0.601	235.0
F 240 - 250	0.14	0.01453	188.8564	834.185839	499.62	2.25	0.623	245.0
F 250 - 260	0.11	0.01111	196.8094	842.0396204	505.58	2.20	0.645	255.0
F 260 - 270	0.09	0.00866	205.2437	849.8821796	512.17	2.16	0.668	265.0
F 270 - 280	0.07	0.00685	214.5114	858.1638151	519.24	2.11	0.693	275.0
F 280 - 290	0.06	0.00564	224.0215	866.6083448	525.42	2.07	0.718	285.0
F 290 - 300	0.06	0.00494	233.2420	874.9081631	529.73	2.03	0.741	295.0
F 300 - 310	0.05	0.00447	242.4175	883.1898691	532.85	2.00	0.765	305.0
F 310 - 320	0.05	0.00399	251.8403	891.6081555	535.55	1.97	0.788	315.0
F 320 - 330	0.04	0.00344	261.5609	900.1898705	537.97	1.94	0.811	325.0
F 330 - 340	0.04	0.00284	271.5611	908.9252596	540.05	1.92	0.835	335.0
F 340 - 350	0.03	0.00220	281.8223	917.8045649	541.75	1.89	0.858	345.0
F 350 - 360	0.02	0.00155	292.3262	926.8180287	543.01	1.87	0.882	355.0
F 360 - 370	0.01	0.00090	303.0542	935.9558933	543.80	1.85	0.906	365.0
F 370 - 380	0.00	0.00026	313.9881	945.208401	544.06	1.83	0.930	375.0

Таблица Ж.2 – Компонентно-фракционный состав пластового газа. Пласт БТ₁₀

Компонент	%масс	%моль	ММ, г/моль	Плотн., кг/м ³	Ткр, °С	Ркр, МПа	W	Ткип, °С
N2	0.34	0.24362	28.0135		-146.95	3.39	0.040	-195.8
CO2	0.31	0.14066	44.0098		31.05	7.38	0.225	-78.5
C1	69.30	87.29047	16.0429		-82.55	4.60	0.008	-161.6
C2	10.49	7.04760	30.0698		32.25	4.88	0.098	-88.5
C3	4.49	2.05542	44.0968		96.65	4.25	0.152	-42.0
iC4	0.62	0.21716	58.1237		134.95	3.65	0.176	-11.8
nC4	0.88	0.30455	58.1237		152.05	3.80	0.193	-0.4
iC5	1.12	0.31363	72.1506		187.25	3.38	0.227	27.9
nC5	0.94	0.26294	72.1506		196.45	3.37	0.251	36.1
F 45 - 60	1.12	0.29391	77.1734	661.859704	200.52	3.29	0.279	52.5
F 60 - 70	0.81	0.19541	84.1476	662.7983656	220.27	3.07	0.291	65.0
F 70 - 80	0.84	0.19096	89.1820	667.2623704	267.52	2.76	0.306	75.0
F 80 - 90	0.88	0.19097	93.3015	675.2981739	330.37	2.43	0.324	85.0
F 90 - 100	0.77	0.15966	97.2132	685.8765123	375.96	2.23	0.342	95.0
F 100 - 110	0.71	0.14182	101.4334	697.8445089	390.26	2.21	0.357	105.0
F 110 - 120	0.74	0.14181	106.1220	709.8852982	391.40	2.28	0.371	115.0
F 120 - 130	0.69	0.12495	111.3613	720.8515776	398.01	2.34	0.388	125.0
F 130 - 140	0.58	0.10105	116.9378	730.859841	411.26	2.35	0.406	135.0
F 140 - 150	0.61	0.10106	122.5162	740.5521613	425.06	2.37	0.425	145.0
F 150 - 160	0.53	0.08338	127.9636	750.3507384	436.12	2.40	0.443	155.0
F 160 - 170	0.46	0.07031	133.5146	760.2757495	446.25	2.44	0.461	165.0
F 170 - 180	0.41	0.05934	139.3945	770.2618663	457.33	2.48	0.478	175.0
F 180 - 190	0.36	0.04992	145.5778	780.0213034	468.67	2.51	0.496	185.0
F 190 - 200	0.31	0.04084	151.9782	789.2659206	478.77	2.51	0.515	195.0
F 200 - 210	0.26	0.03287	158.6683	798.2788354	486.19	2.47	0.536	205.0
F 210 - 220	0.23	0.02749	165.7815	807.5601487	489.75	2.42	0.557	215.0
F 220 - 230	0.20	0.02379	173.2767	816.9385207	491.36	2.36	0.579	225.0
F 230 - 240	0.18	0.01960	181.0045	825.8593931	494.54	2.30	0.601	235.0
F 240 - 250	0.14	0.01514	188.8564	834.1858375	499.62	2.25	0.623	245.0
F 250 - 260	0.11	0.01160	196.8094	842.0396233	505.58	2.20	0.645	255.0
F 260 - 270	0.09	0.00907	205.2437	849.8821798	512.17	2.16	0.668	265.0
F 270 - 280	0.08	0.00720	214.5114	858.1638145	519.24	2.11	0.693	275.0
F 280 - 290	0.07	0.00594	224.0215	866.6083449	525.42	2.07	0.718	285.0
F 290 - 300	0.06	0.00522	233.2420	874.9081633	529.73	2.03	0.741	295.0
F 300 - 310	0.06	0.00474	242.4175	883.1898691	532.85	2.00	0.765	305.0
F 310 - 320	0.05	0.00423	251.8403	891.6081555	535.55	1.97	0.788	315.0
F 320 - 330	0.05	0.00366	261.5609	900.1898705	537.97	1.94	0.811	325.0
F 330 - 340	0.04	0.00302	271.5611	908.9252596	540.05	1.92	0.835	335.0
F 340 - 350	0.03	0.00235	281.8223	917.8045649	541.75	1.89	0.858	345.0
F 350 - 360	0.02	0.00166	292.3262	926.8180287	543.01	1.87	0.882	355.0
F 360 - 370	0.01	0.00097	303.0542	935.9558933	543.80	1.85	0.906	365.0

Таблица Ж.3 – Компонентно-фракционный состав пластового газа. Пласт БТ₁₁

Компонент	%масс	%моль	ММ, г/моль	Плотн., кг/м ³	Ткр, °С	Ркр, МПа	W	Ткип, °С
N2	0.33	0.24215	28.0135		-146.95	3.39	0.040	-195.8
CO2	0.30	0.14048	44.0098		31.05	7.38	0.225	-78.5
C1	67.70	#####	16.0429		-82.55	4.60	0.008	-161.6
C2	10.29	7.05179	30.0698		32.25	4.88	0.098	-88.5
C3	4.42	2.06527	44.0968		96.65	4.25	0.152	-42.0
iC4	0.62	0.21890	58.1237		134.95	3.65	0.176	-11.8
nC4	0.87	0.30774	58.1237		152.05	3.80	0.193	-0.4
iC5	1.11	0.31840	72.1506		187.25	3.38	0.227	27.9
nC5	0.94	0.26750	72.1506		196.45	3.37	0.251	36.1
F 45 - 60	1.13	0.30127	77.1734	660.083719	200.52	3.29	0.279	52.5
F 60 - 70	0.82	0.20123	84.1476	662.4992542	220.27	3.07	0.291	65.0
F 70 - 80	0.76	0.17640	89.1820	667.4964893	267.52	2.76	0.306	75.0
F 80 - 90	0.93	0.20450	93.3015	675.4510694	330.37	2.43	0.324	85.0
F 90 - 100	0.93	0.19786	97.2132	685.8336487	375.96	2.23	0.342	95.0
F 100 - 110	0.77	0.15612	101.4334	697.7774398	390.26	2.21	0.357	105.0
F 110 - 120	0.80	0.15612	106.1220	709.8760752	391.40	2.28	0.371	115.0
F 120 - 130	0.76	0.13981	111.3613	720.8717791	398.01	2.34	0.388	125.0
F 130 - 140	0.66	0.11667	116.9378	730.8714238	411.26	2.35	0.406	135.0
F 140 - 150	0.66	0.11186	122.5162	740.5494402	425.06	2.37	0.425	145.0
F 150 - 160	0.61	0.09893	127.9636	750.346441	436.12	2.40	0.443	155.0
F 160 - 170	0.56	0.08583	133.5146	760.2754658	446.25	2.44	0.461	165.0
F 170 - 180	0.51	0.07486	139.3945	770.2629921	457.33	2.48	0.478	175.0
F 180 - 190	0.46	0.06514	145.5778	780.0215196	468.67	2.51	0.496	185.0
F 190 - 200	0.41	0.05505	151.9782	789.2656245	478.77	2.51	0.515	195.0
F 200 - 210	0.35	0.04567	158.6683	798.278748	486.19	2.47	0.536	205.0
F 210 - 220	0.31	0.03914	165.7815	807.5602165	489.75	2.42	0.557	215.0
F 220 - 230	0.29	0.03445	173.2767	816.9385357	491.36	2.36	0.579	225.0
F 230 - 240	0.25	0.02898	181.0045	825.8593744	494.54	2.30	0.601	235.0
F 240 - 250	0.21	0.02310	188.8564	834.185835	499.62	2.25	0.623	245.0
F 250 - 260	0.18	0.01836	196.8094	842.0396282	505.58	2.20	0.645	255.0
F 260 - 270	0.15	0.01490	205.2437	849.8821802	512.17	2.16	0.668	265.0
F 270 - 280	0.13	0.01236	214.5114	858.1638135	519.24	2.11	0.693	275.0
F 280 - 290	0.12	0.01068	224.0215	866.6083451	525.42	2.07	0.718	285.0
F 290 - 300	0.11	0.00976	233.2420	874.9081638	529.73	2.03	0.741	295.0
F 300 - 310	0.11	0.00914	242.4175	883.1898692	532.85	2.00	0.765	305.0
F 310 - 320	0.10	0.00840	251.8403	891.608155	535.55	1.97	0.788	315.0
F 320 - 330	0.09	0.00746	261.5609	900.1898698	537.97	1.94	0.811	325.0
F 330 - 340	0.08	0.00635	271.5611	908.9252588	540.05	1.92	0.835	335.0
F 340 - 350	0.07	0.00509	281.8223	917.8045642	541.75	1.89	0.858	345.0
F 350 - 360	0.05	0.00373	292.3262	926.8180284	543.01	1.87	0.882	355.0
F 360 - 370	0.03	0.00227	303.0542	935.9558937	543.80	1.85	0.906	365.0
F 370 - 380	0.01	0.00074	313.9881	945.2084022	544.06	1.83	0.930	375.0

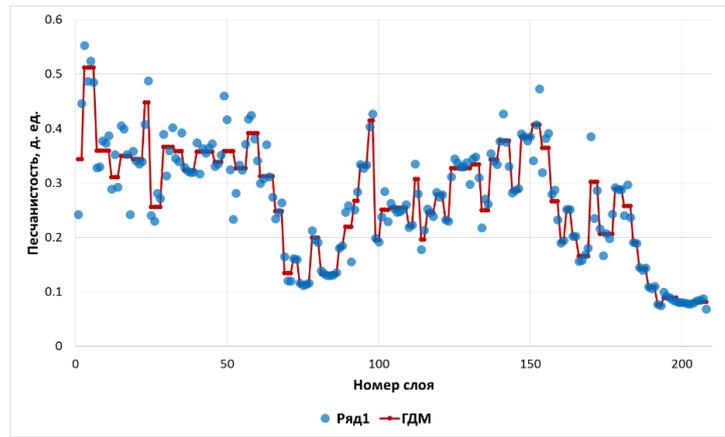


Рисунок Ж.3 – Сопоставление ГСР по геологической модели и гидродинамической модели пласта БТ₁₀

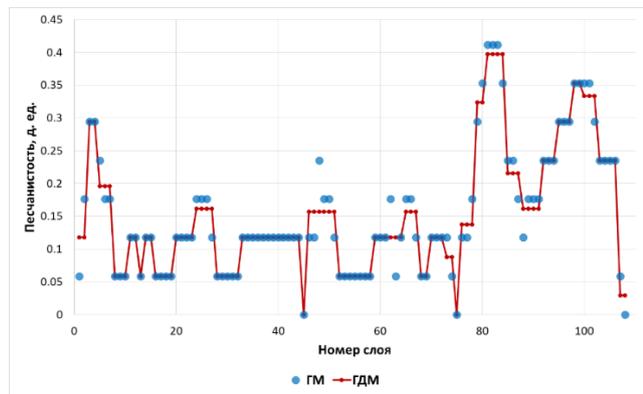


Рисунок Ж.4 – Сопоставление ГСР по геологической модели и гидродинамической модели пласта БТ₁₁



Рисунок Ж.5 – Конденсатосодержание пластового газа пласта БТ₁₀

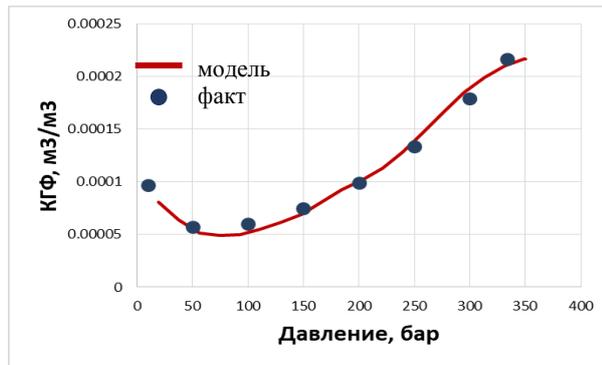


Рисунок Ж.6 – Конденсатосодержание пластового газа пласта БТ₁₁

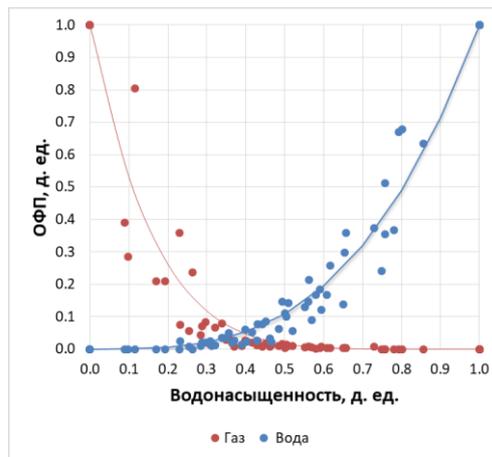


Рисунок Ж.7 – Нормированные ОФП системы «газ-вода» пласта БТ₁₀

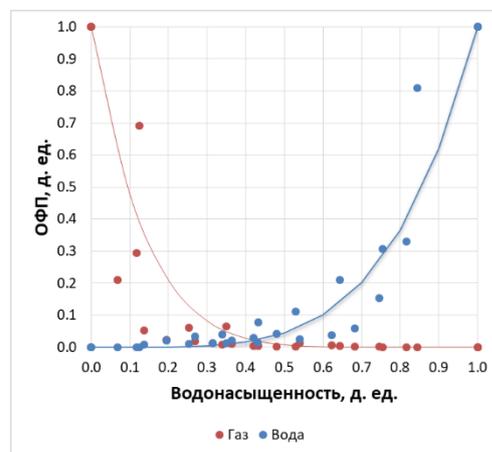


Рисунок Ж.8 – Нормированные ОФП системы «газ-вода» пласта БТ₁₁

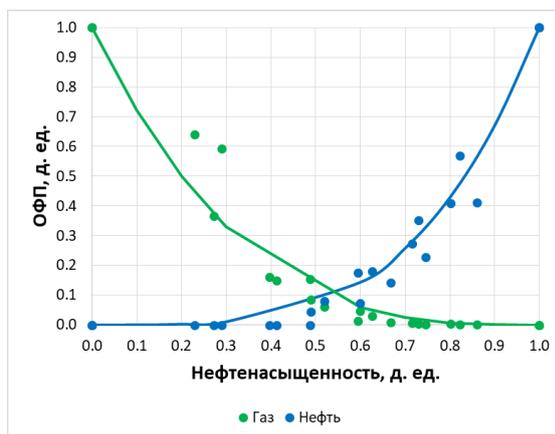


Рисунок Ж.9 – Нормированные ОФП системы «нефть-газ» пласта БТ₁₀

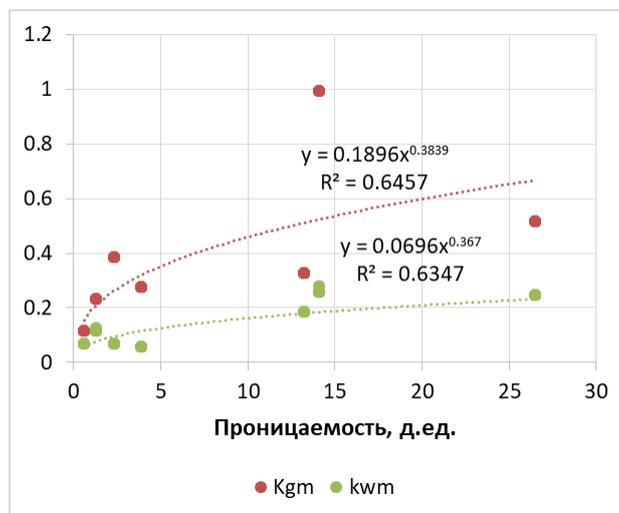
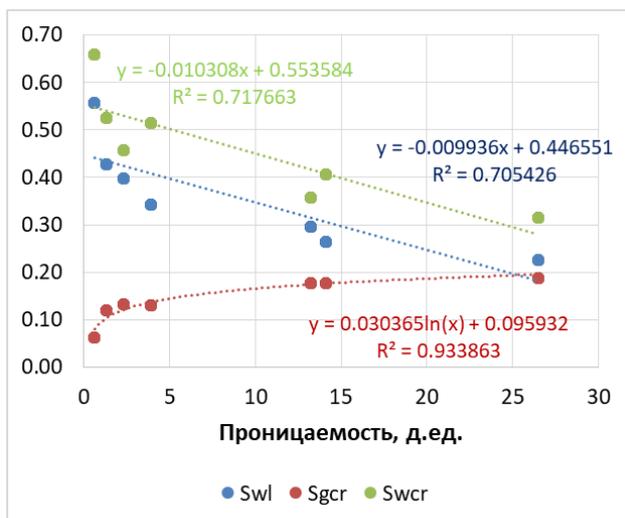


Рисунок Ж.10 – Зависимости насыщенностей и ОФП в конечных точках от проницаемости. Пласт БТ₁₀

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Положение залежей БТ₉ и БТ₁₀

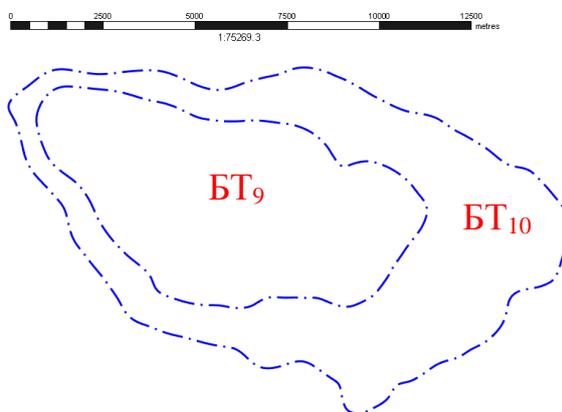


Рисунок 3.1 – Контур залежей

Запасы газа

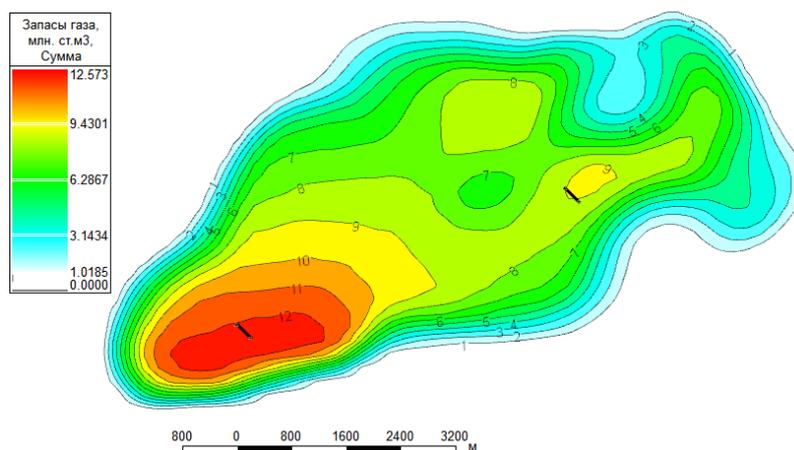


Рисунок 3.2 – Запасы газа на начало разработки пласта БТ₉

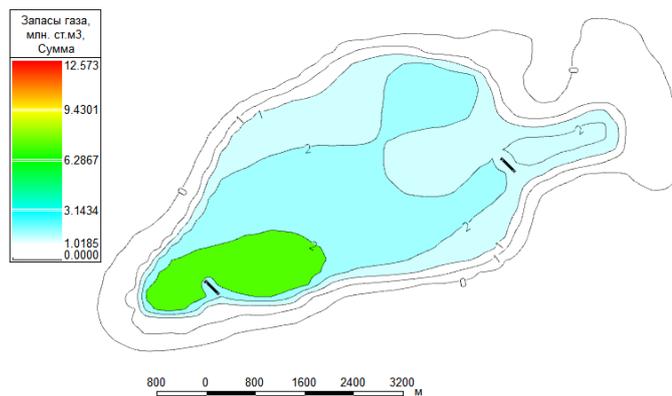


Рисунок 3.3 – Запасы газа на конец разработки пласта БТ₉

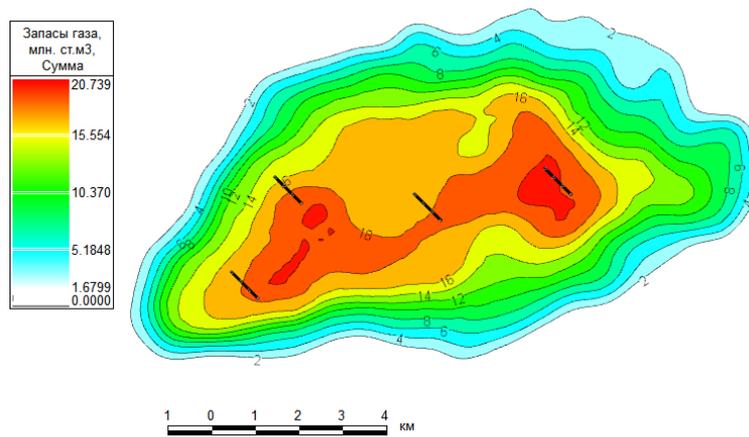


Рисунок 3.4 – Запасы газа на начало разработки пласта БТ₁₀

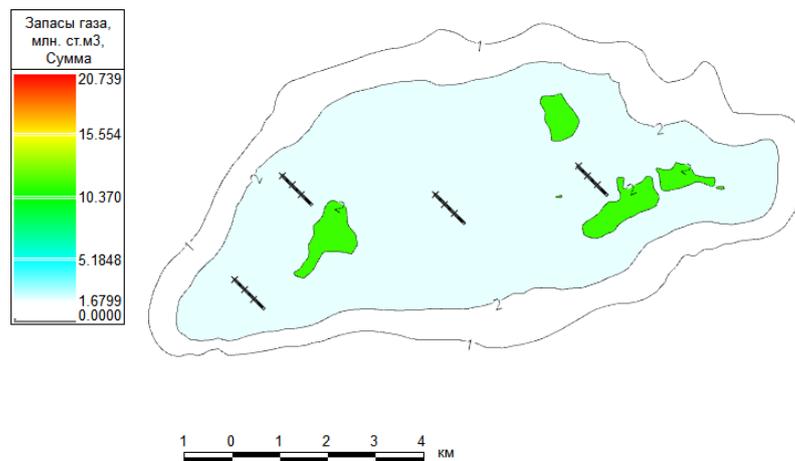


Рисунок 3.5 – Запасы газа на конец разработки пласта БТ₁₀

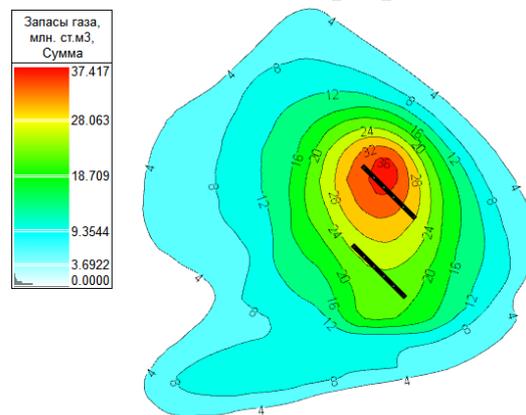


Рисунок 3.6 – Запасы газа на начало разработки пласта БТ₁₁

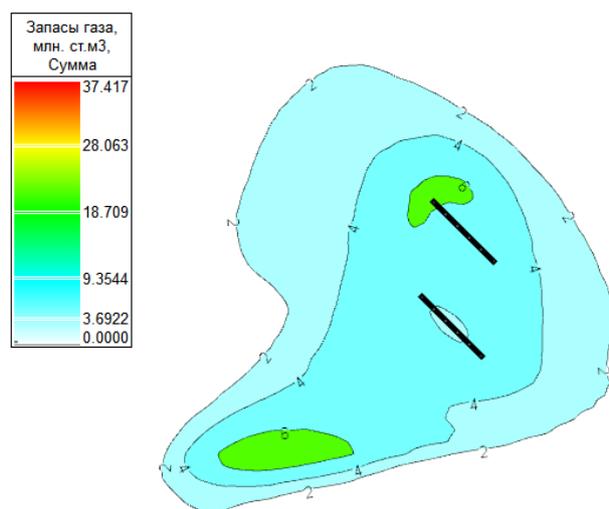


Рисунок 3.7 – Запасы газа на конец разработки пласта БТ₁₁

Вероятностная оценка

Таблица 3.1 – профили добычи по P10, P50, P90

Годы	P10		P50		P90	
	Дебит конденсата, тыс.т/год	Дебит газа, млн.м3/год	Дебит конденсата, тыс.т/год	Дебит газа, млн.м3/год	Дебит конденсата, тыс.т/год	Дебит газа, млн.м3/год
2023	0	0	0	0	0	0
2024	233.83	1290.37	154.78	1144.63	179.78	1007.73
2025	209.44	1288.37	138.87	1143.78	161.07	1008.60
2026	195.97	1292.37	129.75	1144.94	145.72	1007.52
2027	184.73	1288.37	122.63	1148.70	133.46	1000.27
2028	174.97	1292.37	115.53	1146.08	116.85	960.79
2029	166.38	1288.37	109.29	1146.68	106.41	903.95
2030	158.13	1292.37	103.30	1146.25	99.36	849.56
2031	150.75	1288.37	97.73	1147.04	92.77	804.23
2032	142.98	1292.37	92.16	1143.96	86.63	770.52
2033	135.86	1288.37	87.13	1143.90	80.89	738.36
2034	128.86	1292.37	82.35	1143.24	75.53	707.67
2035	122.70	1288.37	78.34	1146.33	70.52	678.40
2036	116.08	1292.37	74.32	1143.82	65.85	650.46
2037	110.79	1288.37	70.72	1142.21	61.49	623.81
2038	105.26	1292.37	67.10	1136.43	57.42	598.39
2039	100.00	1288.37	63.79	1126.74	53.61	574.13
2040	95.01	1292.37	59.78	1098.38	50.06	550.98
2041	90.27	1288.37	54.85	1042.37	46.74	528.90
2042	85.76	1292.37	50.60	991.40	43.65	507.83
2043	81.48	1285.37	46.50	930.26	40.75	487.73
2044	77.41	1275.37	42.04	864.19	38.05	468.55
2045	73.54	1250.37	40.04	818.08	35.53	450.25
2046	69.87	1170.37	36.17	772.28	33.18	432.79

Годы	P10		P50		P90	
	Дебит конденсата, тыс.т/год	Дебит газа, млн.м3/год	Дебит конденсата, тыс.т/год	Дебит газа, млн.м3/год	Дебит конденсата, тыс.т/год	Дебит газа, млн.м3/год
2047	66.38	1056.95	34.20	723.89	30.98	416.13
2048	63.07	966.71	30.90	687.69	28.93	400.24
2049	59.92	887.33	28.74	654.59	27.01	385.08
2050	56.93	817.86	26.85	616.04	25.22	370.61
2051	54.09	757.54	25.25	587.45	23.55	356.81
2052	51.38	705.61	23.63	555.89	21.99	343.64
2053	48.82	661.30	22.23	527.83	20.53	331.08
2054	46.38	623.85	20.99	502.13	19.17	319.09
2055	44.07	592.51	19.90	478.97	17.90	307.66
2056	41.87	566.50	18.78	454.46	16.72	296.74
2057	39.78	545.06	17.81	432.65	14.93	286.33
2058	37.79	527.44	16.92	412.26	14.16	276.40
2059	35.90	512.86	16.16	394.32	13.44	266.93
2060	34.11	500.57	15.38	375.44	12.78	257.88
2061	32.41	490.00	14.70	358.90	12.16	249.26
2062	30.79	480.00	14.06	342.96	11.30	241.03
2063	29.25	470.00	13.51	328.91	11.24	233.18

Вероятностные характеристики

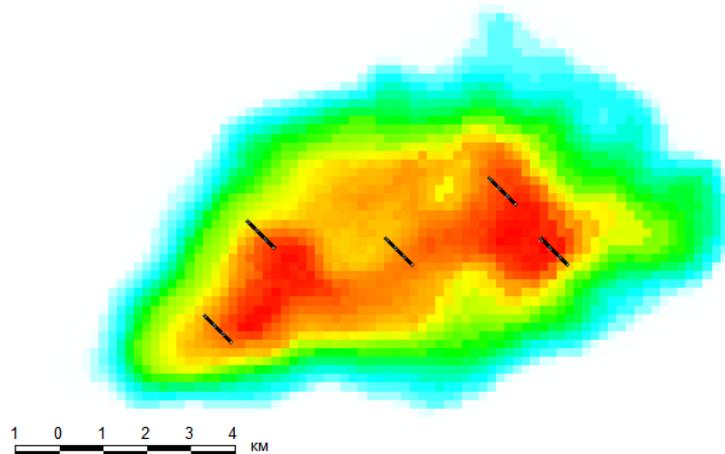


Рисунок 3.8 – Расположение скважин для пласта БТ₁₀ при P10

Карты давлений

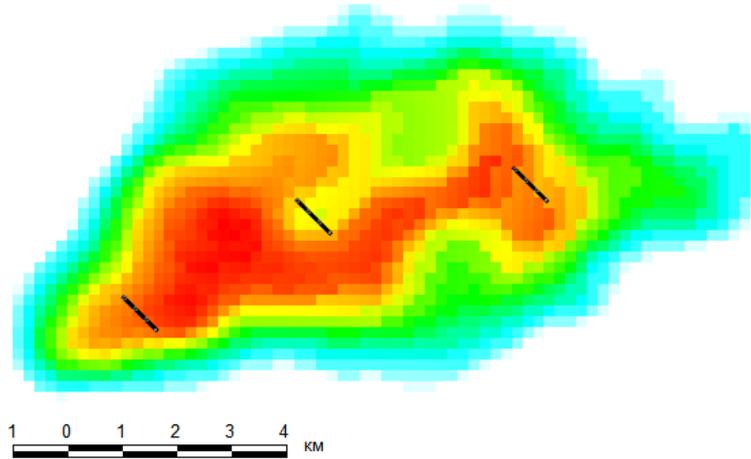


Рисунок 3.9 – Расположение скважин для пласта БТ₁₀ при P90

Положение скважин в разрезе пласта для сайклинг-процесса

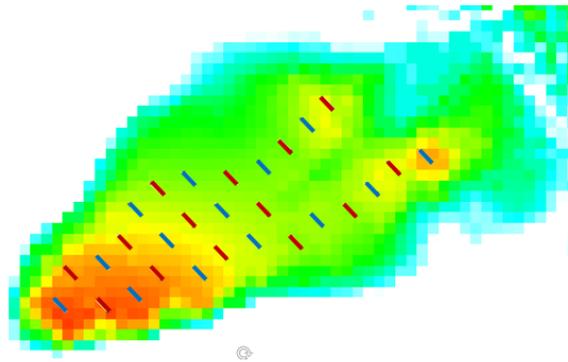


Рисунок 3.10 – Межрядное расстояние 500 м для пласта БТ₉

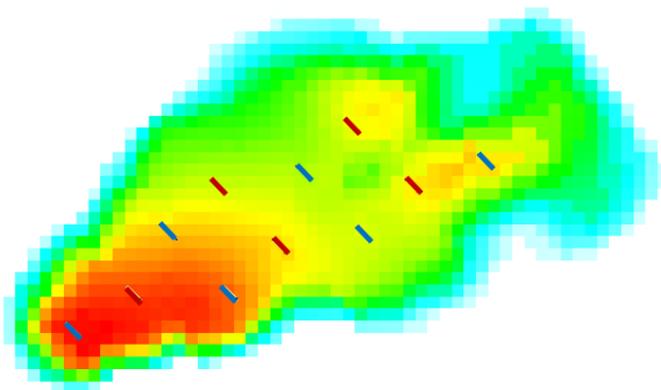


Рисунок 3.11 – Межрядное расстояние 1000 м для пласта БТ₉

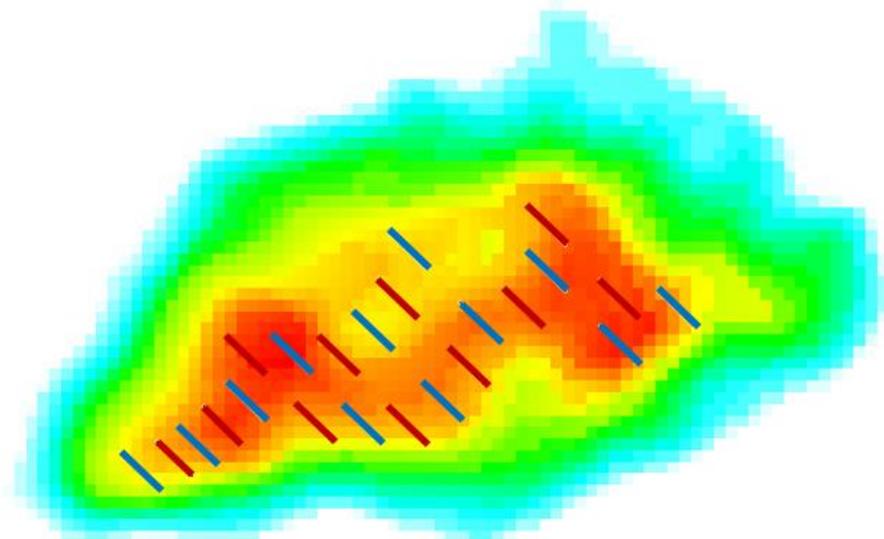


Рисунок 3.12 – Межрядное расстояние 500 м для пласта БТ₁₀

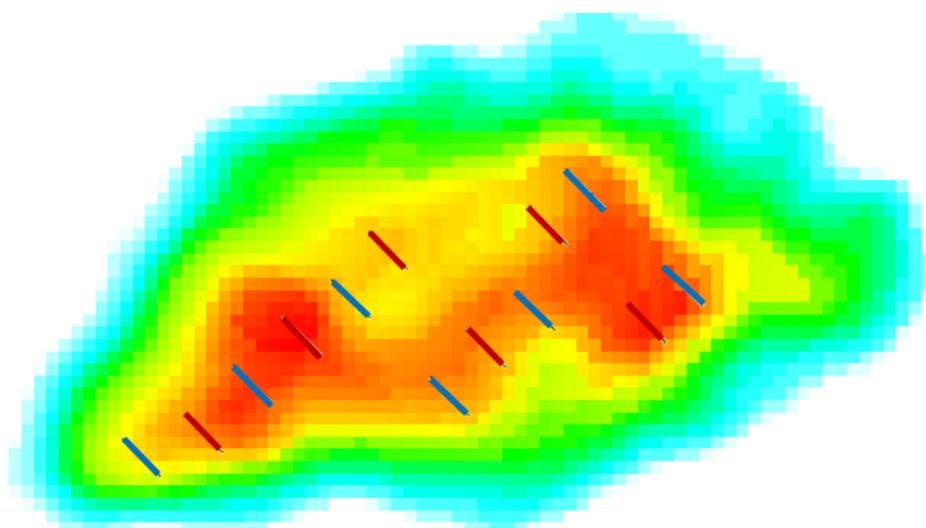


Рисунок 3.13 – Межрядное расстояние 1000 м для пласта БТ₁₀

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Объекты электроэнергетики

Таблица И.1 – Необходимые трансформаторные подстанции и их мощность

Потери напряжения													
Фаза	Куст	Нагрузка, МВт	L, км	г, Ом/км	х, Ом/км	г, Ом	х, Ом	Z	Uнач, кВ	Uк, кВ	ΔU, %	Iдоп, А	Iр, А
трасса 10 кВ	Куст 1	0.4	0.5	0.314	0.422	0.157	0.211	0.263	10	9.9	0.06%	330	23.57
	Куст 2	0.4	6	0.314	0.422	1.884	2.532	3.156	10	9.9	0.74%	330	23.74
	Куст 3	0.4	11	0.314	0.422	3.454	4.642	5.786	10	9.8	1.36%	330	23.89

Таблица И.2 – Расчет потерь мощностей в зависимости от расстояния

Расстояние, км	Максимальная передаваемая мощность, МВт			
	Две цепи ВЛ 6 кВ (провод АС-95)	Две цепи ВЛ 10 кВ (провод АС-95)	Две цепи ВЛ 35 кВ (провод АС 120)	Две цепи ВЛ 110 кВ (провод АС-120)
100	-	-	4	35
90	-	-	4,5	40
80	-	-	5	45
70	-	-	5,5	50
60	-	-	6,5	59
50	-	-	8	60
40	-	-	10	63
30	0,2	1	12	65
25	0,3	1,2	14,5	66
20	0,4	1,5	17,5	67
15	0,5	2,0	20	68
10	0,8	3,0	21*	69
5	1,5	5,1	21*	70*
4	2	5,1	21*	70*
3	2,5	5,1	21*	70*
2	3	5,1	21*	70*
1	3	5,1	21*	70*

Таблица И.3 – Выбор КТП для кустовых площадок

Трансформаторные подстанции для сети 10 кВ			
ПС 10/0,4 кВ	2x1.6 МВА	шт	3

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Таблица К.1 – Данные по стоимостям бурения скважин

Пласт	Стоимость бурения 1 скважины, тыс.руб.
БТ-9	138 147
БТ-10	241 259
БТ-11	307 136

Таблица К.2 – Данные по стоимостям на ИП и обустройства кустов

Количество скважин на кустовой площадке, шт	Стоимость ИП и обустройства, млн.руб
2	336
3	412
4	475
5	531
6	582
7	629
8	672
9	713
10	751

Таблица К.3 – Данные по стоимостям газосборных трубопроводов

DN 219	28 320	тыс.руб/км
DN 273	33 600	тыс.руб/км
DN 325	42 080	тыс.руб/км
DN 377	45 440	тыс.руб/км
DN 426	55 280	тыс.руб/км
DN 530	66 560	тыс.руб/км
DN 630	75 360	тыс.руб/км
DN 720	82 880	тыс.руб/км
DN 820	90 960	тыс.руб/км
DN 1020	106 488	тыс.руб/км

Таблица К.4 – Данные по стоимостям объектов энергообеспечения

ГПЭС (6 МВт) (3+2 агрегата)	816000	тыс.руб
ГПЭС (16 МВт) (8+2 агрегата)	1360000	тыс.руб
ЛЭП-10 Вт	8100	тыс. руб/км
Обслуживание ГПЭС (4+2)	15386	тыс. руб/год
Обслуживание ГПЭС (8+2)	22000	тыс. руб/год
ОРЕХ за потребление топлива	86	тыс. руб/млн.м3

Таблица К.5 – Данные по стоимостям прочих оборудования и услуг

Мобилизация БУ	100 000	тыс.руб
Конденсатопровод DN 159	11568	тыс.руб/км
Метанолопровод	4243	тыс.руб/км
Автодорога	39400	тыс.руб/км
Заработная плата	1200	тыс.руб/скв/год
КРС	1,05	млн.руб/скв/год

Таблица К.6 – Данные по стоимостям ДКС

Название компрессора	Номинальная мощность 1 агрегата, МВт	Стоимость агрегата, млрд.руб	Общая стоимость ДКС, млрд.руб
КВU	1,9	0,38	3,22
JGC	3,1	0,46	3,86
КВU	3,9	0,5	4,2
СВУ	10	0,71	8,92

Таблица К.7 – Показатели капитальных затрат проекта

	Параметр	CAPEX, млн.руб
Бурение	8 скв	1 856
УКПГ+ДКС	1.1 млрд.м3	8 705
ГПЭС	20 МВт	2 176
ВЛ-10 кВ	16.5 км	134
ИП и обустройство кустов	3 куста	1 358
Автодорога	16.5 км	650
Газосбор	DN273 - 10.5 км DN219 - 6 км	467
Метанолопроводы	DN73 – 16,5 км	25
Внешние продуктопроводы	Газ – DN427 – 45 км Конденсат – DN159 – 45 км	3 008
Внешняя дорога	45 км	1 773
Резерв	10%	2 048
Сумма		22 531

Таблица К.8 – Показатели операционных затрат проекта

	OPEX, млн.руб
КРС	336
Обслуживание ГПЭС	4 031
Обслуживание УКПГ/ДКС	1 694
Заработная плата	384
Прочие затраты	644
Амортизация	22 531
Сумма	29 619

Таблица К.9 – Налоги проекта

	Налоги, млн.руб
Налог на имущество	2 231
Налог на прибыль	110 621
Налог на добычу полезных ископаемых	31 317
Сумма	144 169

Таблица К.10 – Давления на входе в УКПГ для оптимального базового варианта

Дата	Дебит газа, млн.м3/год	Давление на входе в УКПГ, атм	
2024	1145	182	
2025	1144	169	
2026	1145	160	
2027	1149	152	
2028	1146	144	
2029	1147	136	
2030	1146	128	
2031	1147	121	
2032	1144	113	– Строительство
2033	1144	105	– Ввод ТДА
2034	1143	98	
2035	1146	91	
2036	1144	84	
2037	1142	77	
2038	1136	71	– Строительство
2039	1127	65	– Ввод 1 ступени ДКС
2040	1098	59	
2041	1042	53	
2042	991	47	
2043	930	41	
2044	864	36	– Строительство
2045	818	31	– Ввод 2 ступени ДКС
2046	772	26	
2047	724	21	
2048	688	16	
2049	655	12	– Строительство
2050	616	7	– Ввод 3 ступени ДКС
2051	587	5	
2052	556	5	
2053	528	5	
2054	502	5	
2055	479	5	
2056	454	5	
2057	433	5	
2058	412	5	
2059	394	5	
2060	375	5	
2061	359	5	
2062	343	5	
2063	329	5	