

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ 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)

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ТАЗОВСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА НА  
БАЗЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПОДХОДА

Направление подготовки 03.04.02 Физика

Магистерская программа «Концептуальный инжиниринг месторождений  
нефти и газа»

Выполнили групповой  
проект  
студенты 2 курса  
очной формы обучения

Алексашин Юрий Владимирович  
Блинов Евгений Валерьевич  
Нониева Кристина Захаровна  
Таначев Владимир Владимирович

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

Клещенко Иван Иванович

Консультант  
Координатор проекта Тазовский  
ФОО «Газпромнефть НТЦ»

Борисов Дмитрий Александрович

Рецензент  
Директор программ  
технологического развития  
ФОО «Газпромнефть НТЦ»

Панов Роман Алексеевич

г. Тюмень, 2019

## СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ РАБОТ ПРОЕКТНОЙ КОМАНДЫ .....	5
ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ .....	9
ВВЕДЕНИЕ .....	11
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	12
1.1 Природно-климатические условия .....	12
1.2 Орография.....	13
1.3 Гидрография .....	13
1.4 Геокриология.....	14
1.5 Инфраструктура .....	14
1.6 Строительные материалы .....	14
ГЛАВА 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА .....	16
2.1. Поисково-разведочное бурение .....	16
2.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза .....	18
2.3. Тектоника.....	20
2.4. Нефтегазоносность .....	21
2.5. Аналоги Тазовского месторождения .....	22
2.6. Источники питьевого и технического водоснабжения.....	25
ГЛАВА 3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	27
3.1. Выделение коллекторов и определение эффективных толщин.....	27
3.2. Определение характера насыщения коллекторов .....	27
3.3. Межскважинная стратиграфическая корреляция.....	28
3.4. Нефтегазоносность разреза.....	29
3.5. Концептуальная модель ачимовских отложений .....	31
3.5.1 Сбор общей информации о региональной геологии.....	31
3.5.2 Литолого-фациальный анализ .....	33
3.5.3 Систематизация информации при построении фациальной модели пласта.....	37
3.6. Увязка керна по глубине отбора и принадлежности к пластам.....	38
3.7. Анализ керновых данных.....	39
3.8. Определение пористости коллекторов .....	43
3.9. Определение коэффициента нефтенасыщенности.....	45

3.10.	Создание вероятностных моделей.....	47
3.11.	Построение структурной геологической модели.....	49
3.12.	Создание трехмерной сетки.....	51
3.13.	Создание модели литологии.....	52
3.14.	Создание петрофизической модели.....	54
3.15.	Построение вероятностных моделей P10, P90 .....	55
3.16.	Подсчет запасов .....	58
<b>ГЛАВА 4. ПОСТРОЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ.....</b>		<b>59</b>
4.1.	Характеристика пластового флюида .....	60
4.2.	Определение типа симулятора .....	62
4.3.	Построение PVT-модели пластового флюида .....	64
4.4.	Создание VFP-таблиц.....	67
4.5.	Определение относительных фазовых проницаемостей .....	68
4.6.	Создание полномасштабной модели .....	71
4.7.	Создание секторной модели .....	72
4.8.	Анализ систем разработки аналогов.....	75
4.9.	Оптимизация системы разработки на Тазовском ЛУ .....	76
4.10.	Определение минимальных рентабельных толщин.....	81
4.11.	Расчет полномасштабной модели .....	82
<b>ГЛАВА 5. ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ И КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН. КУСТОВАНИЕ.....</b>		<b>88</b>
5.1	Конструкция скважины.....	88
5.2	Выбор типа буровой установки.....	90
5.3	Кустование.....	93
<b>ГЛАВА 6. НАЗЕМНОЕ ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....</b>		<b>95</b>
6.1.	Предпосылки для формирования вариантов обустройства .....	95
6.2.	Система сбора нефти .....	97
6.3.	Проектирование трубопроводов .....	101
6.4.	Проектирование системы подготовки нефти и ПНГ .....	104
6.5.	Выбор вариантов электроснабжения .....	108
6.6.	Внешний транспорт нефти.....	111

6.6.1. НПС №2 «Ямал».....	111
6.7. Внешний транспорт газа .....	114
6.8. Логистическая схема месторождения.....	116
6.9. Период ОПР и ранней добычи нефти .....	118
ГЛАВА 7. ЭКОНОМИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	120
7.1. Укрупненная оценка возможности получения прибыли при разработке рассматриваемого актива на основе расчета EMV проекта .....	121
7.2. Экономический расчет вариантов системы разработки месторождения .....	123
7.3. Экономический расчет вариантов комплексного обустройства месторождения .....	127
7.4. Расчет НДПИ по действующей налоговой системе (ДНС) и на основе налога на дополнительный доход (НДД). Сравнение двух систем по накопленному денежному дисконтированному потоку (NPV).....	132
ГЛАВА 8. РИСКИ ПРОЕКТА.....	136
ГЛАВА 9. ДОРОЖНАЯ КАРТА ПРОЕКТА .....	139
ГЛАВА 10. ОТЧЕТ О ПРОВЕДЕНИИ СЕССИИ ПО ОЦЕНКЕ РИСКОВ ТАЗОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО МЕТОДИКЕ HAZID/ENVID .....	141
ГЛАВА 11. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.....	143
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	145
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	147
ПРИЛОЖЕНИЯ .....	150
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	150
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	151
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	152
ПРИЛОЖЕНИЕ Г .....	153
ПРИЛОЖЕНИЕ Д .....	154
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	157
ПРИЛОЖЕНИЕ З .....	159
ПРИЛОЖЕНИЕ И .....	160

## ПЕРЕЧЕНЬ РАБОТ ПРОЕКТНОЙ КОМАНДЫ

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

### **Алексашин Юрий Владимирович:**

- Поиск и анализ существующей инфраструктуры в регионе присутствия;
- Проведение бенчмаркинга месторождений-аналогов;
- Проведение анализа нефтегазоносного и тектонического районирования;
- Определение регионального стресса;
- Определение местоположения кустовых площадок и объектов инфраструктуры;
- Определение необходимых линейных и площадных объектов;
- Поиск и определение оптимального варианта сдачи нефти и газа;
- Определение кустования по вариативным сценариям;
- Расчет затрат и выбор оптимального варианта электроснабжения;
- Расчет оптимальной логистической схемы доставки материально-технических ресурсов;
- Формирование дорожной карты проекта.

### **Блинов Евгений Валерьевич:**

- Выделение продуктивных интервалов, качественное определение характера насыщения коллекторов, межскважинная стратиграфическая корреляция, увязка керн по глубине отбора и принадлежности к пластам;
- Определение коэффициента пористости по гамма-гамма плотностному каротажу, нахождение корреляционной зависимости между проницаемостью и пористостью пластов типа «кern-кern», анализ исследований вытеснения;
- Построение капиллярной модели насыщения;
- Подготовка данных для создания гидродинамической модели: построение кривых относительных фазовых проницаемостей при помощи LET-

корреляции, определение концевых точек, построение PVT-модели пластового флюида;

- Создание VFP-таблиц;
- Подготовка файлов для загрузки в гидродинамический симулятор tNavigator;
- Создание секторной модели для проведения оптимизационных расчетов;
- Проведение расчетов для определения оптимальных параметров разработки месторождения (типа заканчивания, длины ГС, межрядного расстояния, числа стадий ГРП, режима разработки, режима работы скважин);
- Определение минимальных рентабельных толщин, размещение сетки скважин;
- Расчет полномасштабной модели разработки месторождения;
- Расчет параметров внутрипромысловой сети сбора скважинной продукции, внешних трубопроводов в ПО PIPESIM.

#### **Нониева Кристина Захаровна:**

- Расчет предварительного EMV проекта по вероятностным моделям;
- Создание концептуальной геологической модели ачимовских отложений;
- Создание карт применимости технологий добычи с помощью VFP-таблиц, анализ границ применимости по изменению обводненности, газового фактора и давления на устье;
- Экономический расчет вариантов системы разработки месторождения (типа заканчивания, длины ГС, межрядного расстояния, числа стадий ГРП, режима разработки, режима работы скважин);
- Определение оптимальной грузоподъемности буровых установок для расчета максимального отхода от устья скважины;
- Проведение экономических расчетов для обоснования оптимального количества буровых установок;
- Проектирование системы подготовки нефти и ПНГ в ПО NUSYS;
- Поиск альтернативных решений по использованию ПНГ для повышения КПЭ проекта;

- Расчет капитальных и операционных затрат по вариантам комплексного обустройства месторождения;
- Расчет НДС по действующей налоговой системе и на основе налога на дополнительный доход (НДД), сравнение двух систем по накопленному денежному дисконтированному потоку;
- Идентификация, анализ и оценка рисков проекта.

**Таначев Владимир Владимирович:**

- Построение вероятностных моделей и вариативных профилей добычи для предварительного подсчета запасов;
- Создание геологической 3D модели и ее сопровождение на всех этапах выполнения проекта;
- Подготовка исходных данных для построения гидродинамической модели: подготовка и выгрузка кубов для загрузки в tNavigator;
- Формирование плана опытно-промышленных работ в соответствии с выявленными ключевыми неопределенностями;
- Формирование вариативных сценариев ввода месторождения и обоснование ввода фаз;
- Расчет максимального отхода скважин от устья при бурении с разных буровых установок;
- Составление графика бурения скважин и определение оптимального количества буровых установок;
- Проведение анализа успешно использованных в периметре компании новых технологий с целью повышения ключевых показателей эффективности проекта;
- Проведение сессий HAZID/ENVID;
- Организация кросс-функционального взаимодействия между участниками проектной команды и внешними экспертами;
- Распределение обязанностей членов проектной команды и координация повседневной деятельности коллектива.

**Все участники проектной команды:**

- Проведение анализа исходной информации;
- Проработка концептов по ключевым направлениям проекта: геология, разработка, обустройство;
- Взаимодействие с внешними профильными экспертами по направлениям;
- Подготовка письменного отчета и материалов DSP;
- Подготовка презентационного материала.



## ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ

- БУ – буровая установка;
- ВЖК – вахтовый жилой комплекс;
- ВЛ – воздушная линия электропередачи;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГДМ – гидродинамическая модель;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГП – газопровод;
- ГПЭС – газопоршневая электростанция;
- ГРП – гидравлический разрыв пласта;
- ГС – горизонтальная скважина;
- ГСМ – горюче-смазочные материалы;
- ГСР – геолого-статистический разрез;
- ГТМ – геолого-технические мероприятия;
- ГТЭС – газотурбинная электростанция;
- ДНС – действующая налоговая система;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- КНБК – компоновка низа буровой колонны;
- КП – кустовая площадка;
- КПЭ – ключевые показатели эффективности;
- КСУ – концевые сепарационные установки;
- ЛУ – лицензионный участок;
- МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта;
- МТР – материально-технические ресурсы;
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
- НГСВ – нефтегазовые сепараторы со сбросом воды;
- НДД – налог на дополнительный доход;
- НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

НК – налоговый кодекс;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ОГ – отражающий горизонт;

ОНСС – оборудование, не входящее в сметную стоимость;

ОПР – опытно-промышленные работы;

ОФП – относительная фазовая проницаемость;

ПБ – правила безопасности;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

ПМР – полномасштабная разработка;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ППД – поддержание пластового давления;

ППР – планово-предупредительный ремонт;

ПС – подстанция;

ПСП – приемо-сдаточный пункт;

СДФ – среднедействующий фонд;

СМР – строительно-монтажные работы;

СП – свод правил;

ТУ – технические условия;

УВ – углеводород;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

УПН – установка подготовки нефти;

УППГ – установка предварительной подготовки газа;

ФБР – фильтрат бурового раствора;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ФЭМ – финансово-экономическая модель;

ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ;

## **ВВЕДЕНИЕ**

Компания принимает решение о покупке нового лицензионного участка в 2019 году. В настоящий момент проведена предварительная оценка геологических запасов месторождения и участок выставлен на торги. Необходимо оценить перспективность разработки данного месторождения, для чего построить собственную геологическую модель, сформировать подходы к разработке и обустройству месторождения, оценить возможные риски.

Руководство компании не имеет четкого представления о концепции разработки и обустройства. По этой причине необходимо разработать схему с «чистого листа» и защитить принятые основные технические решения.

Задача предполагает выполнение процесса «Концептуальное проектирование» на этапе «Оценка».

В рамках выполнения работы проектной команде со стороны курирующего предприятия были обозначены следующие ограничения:

1. Рассматривается разработка только Ачимовских залежей Тазовского участка;
2. Существующая инфраструктура, задействованная в разработке Покурской свиты, не должна учитываться в работе, необходимо считать данный проект синтетическим кейсом.

## ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Тазовский лицензионный участок расположен в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

В пределах участка находятся населенные пункты: пос. Тазовский (районный центр), Газ-Сале, Тибей-Сале.

Недропользователем Тазовского ЛУ (СЛХ 16411 НР от 25.09.2017 сроком до 01.09.2025) является компания ООО «Газпромнефть-Ямал».

Тазовский ЛУ граничит:

- с северной стороны – с Южно-Мессояхским ЛУ ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (СЛХ № 13246 НЭ) и Пякяхинским ЛУ ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (СЛХ № 02490 ПЭ);

- с южной стороны – с Тазовско-Заполярым ЛУ ООО «Газпром добыча Ямбург» (СЛХ № 15708 НР);

- с западной стороны – с Салекаптским ЛУ ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (СЛХ № 12900 НР);

- с восточной стороны – с Восточно-Тазовским ЛУ ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» (СЛХ №15546 НЭ).

Целевое назначение лицензии: «Геологическое изучение, включающее поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведка и добыча полезных ископаемых».

### 1.1 Природно-климатические условия

Климат района субарктический. Продолжительность устойчивых морозов в течение года составляет от 200 до 210 дней. Снежный покров держится 220 дней, толщина его колеблется от 0,5 м на водоразделах до 2 – 3 м в понижениях рельефа. Количество дней с метелями достигает 90 дней в год.

Средняя температура зимних месяцев колеблется от -25 до -28°C. Абсолютный минимум -57°C. Средняя температура летних месяцев колеблется от 6°C до +26°C, максимальная +35°C. Среднегодовая температура -7,0°C. Годовая сумма осадков в среднем составляет 350 – 400 мм, основное их количество выпадает в летне-осенний

период. Преобладающее направление ветра: северное, северо-западное. Сила ветра 5 – 12 м/сек.

Ледостав на водоемах начинается с октября, ледоход – с середины июня. Навигация на реке Таз продолжается с июня по сентябрь. Безопасный для передвижения гусеничного транспорта ледовый покров образуется в декабре.

## **1.2 Орография**

Территория участка представлена пологоволнистой тундровой равниной, наклонённой в северо-восточном направлении и значительно переработанной эрозионными и криогенными процессами.

Долина реки заболочена (25 %) и заозерена (10 %). Абсолютные отметки рельефа здесь не превышают 30 м.

Южная часть участка относительно приподнята (75 м), значительно расчленена, менее заозерена и заболочена.

Преобладающие на территории участка ландшафты:

- на основной территории плоскобугристые мерзлые торфяники (кустарничково-мохово-лишайниковые по буграм и травянисто-моховые по понижениям);

- по берегам рек озерно-аллювиальные вечномерзлые песчаные и супесчаные отложения.

## **1.3 Гидрография**

Гидрографическая сеть представлена судоходной рекой Таз и многочисленными ее несудоходными притоками: реками Сямботаяха, Лукыяха, Вэсакояха, Хальмерьяха, Маномьяха. Русла рек извилисты, берега их крутые, обрывистые. Глубина долинных врезов достигает 30 м. Река Таз сильно меандрирует, образуя многочисленные протоки, озера и старицы. Глубина реки достигает 4 – 8 м. Ширина пойменной части реки Таз составляет 15 – 20 км. Поверхностные и

грунтовые воды изменяют свой состав в зависимости от естественного колебания уровня.

По условиям водоснабжения пресными водами район работ относится к районам с ограниченными ресурсами пресных подземных вод, приуроченных к таликам в области вечной мерзлоты.

#### **1.4 Геокриология**

Тазовский лицензионный участок расположен в зоне слитного залегания мощной современной и древней вечной мерзлоты. Толщина многолетнемерзлых пород изменяется от 300 до 600 м.

#### **1.5 Инфраструктура**

На территории лицензионного участка проходит круглогодичная автодорога, соединяющая поселок Тазовский с жилрайоном города Новый Уренгой – Коротчаево. Передвижение по участку вне круглогодичной дороги возможно в зимние месяцы по зимникам, а в период бездорожья – с помощью вездеходов. Кроме того, сообщение территории месторождения с населенными пунктами осуществляется воздушным (в большей степени вертолетным) и речным (по реке Таз и Тазовской губе) транспортом. Пристани находятся в поселках Тазовский, Газ-Сале, Тибей-Сале. Ближайшие порты – Салехард (950 км) и Новый Порт (600 км). Железная дорога Ямбург-Новый Уренгой-Тюмень расположена на расстоянии порядка 150 км.

От Тазовского месторождения к поселкам Тазовский и Газ-Сале проведен газопровод местного значения. Ближайшая нитка магистрального газопровода проходит в районе поселка Ямбург.

#### **1.6 Строительные материалы**

Кроме нефти, газа и конденсата район богат строительными материалами: разнозернистые пески, гравийно-галечниковый материал, глина. На северо-востоке

Тазовского полуострова расположен Ворк-Яхский участок кирпично-керамзитовых глин. Запасы около 225 млн м<sup>3</sup>.

В среднем течении реки Хадуттэ выявлено Хадуттинское месторождение строительного песка, который используется на Тазовском месторождении для отсыпки кустов. Расстояние до Тазовского месторождения составляет порядка 170 – 180 км. Запасы строительного песка в долине р. Хадуттэ оцениваются выше 1 млрд м<sup>3</sup>.

## ГЛАВА 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

### 2.1. Поисково-разведочное бурение

Поисково-разведочное бурение на Тазовском месторождении началось в 1961 г. строительством скважин №1, 2, 3. Фонтанирование скважины №1 положило начало работ на данном участке недр.

Текущее состояние изученности месторождения следующее:

1. На лицензионном участке пробурена 71 скважина, 7 из которых вскрыли ачимовские пласты.

2. Испытания проведены в 7 скважинах №№ 52, 54, 58, 83, 90, 91, 92.

В скважине №52 проведено одно испытание: из интервала а.о. «-3486-3526» получен приток нефти дебитом 4,2 м<sup>3</sup>/сут.

В скважине №54 проведено одно испытание: из интервала а.о. «-3440,9-3574,9» получен приток нефти дебитом 15,1 м<sup>3</sup>/сут и воды дебитом 0,7 м<sup>3</sup>/сут.

В скважине №58 проведено одно испытание: из интервала а.о. «-3483,9-3497,9», притока не получено.

В скважине №83 проведено два испытания: из интервала а.о. «-3752,6-3761,6», получен приток нефти дебитом 1,45 м<sup>3</sup>/сут; из интервала а.о. «-3699,6-3705,6» получен приток нефти дебитом 3,65 м<sup>3</sup>/сут.

В скважине №90 проведено два испытания: из интервала а.о. «-3662,4-3671,4», получен приток нефти дебитом 4,9 м<sup>3</sup>/сут и воды дебитом 0,6 м<sup>3</sup>/сут; из интервала а.о. «-3614,4-3631,4» получен приток нефти дебитом 6,8 м<sup>3</sup>/сут и воды дебитом 0,8 м<sup>3</sup>/сут.

В скважине №91 проведено два испытания: из интервала а.о. «-3543,3-3552,3», получен приток нефти дебитом 3,7 м<sup>3</sup>/сут и воды дебитом 0,2 м<sup>3</sup>/сут; из интервала а.о. «-3523,3-3533,3» получен приток нефти дебитом 19,3 м<sup>3</sup>/сут, воды дебитом 0,7 м<sup>3</sup>/сут и газа дебитом 3,19 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В скважине №92 проведено три испытания: из интервала а.о. «-3728,3-3734,3», получен приток нефти дебитом 7,2 м<sup>3</sup>/сут и газа дебитом 4,49 тыс. м<sup>3</sup>/сут; из интервала а.о. «-3748,3-3762,3» получен приток нефти дебитом 24,1 м<sup>3</sup>/сут, воды



дебитом 5,22 м<sup>3</sup>/сут и газа дебитом 1,21 тыс. м<sup>3</sup>/сут; из интервала а.о. «-3780,3-3792,3» получен приток воды дебитом 6,3 м<sup>3</sup>/сут.

3. Выполнен комплекс ГИС по 7 разведочным скважинам: 52Р, 53Р, 54Р, 83Р, 90Р, 91Р, 92Р.

Комплекс методов ГИС в скважинах Тазовского месторождения включает в себя:

1. Комплекс ГИС для общих исследований геологических разрезов в масштабе глубин 1:500 по всему стволу скважины:

- стандартный каротаж (ПС, КС);
- кавернометрия (КВ);
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК, ННК-Т);
- инклинометрия.

2. Комплекс ГИС для детальных исследований геологических разрезов в масштабе глубин 1:200 в интервале продуктивных пластов:

- стандартный каротаж (ПС, КС, ПЗ);
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК, ННК-Т);
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- микрокаротажное зондирование (МКЗ);
- боковой каротаж (БК);
- микробоковой каротаж (МБК);
- индукционный каротаж (ИК);
- высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ);
- кавернометрия (КВ);
- гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П);
- 2-х зондовый импульсный нейтронный гамма-каротаж (2ИНГК);
- спектральный гамма каротаж (СГК);
- ядерно-магнитный каротаж (ЯМК);
- углерод-кислородный каротаж (С/О);

- акустический каротаж (АК);
- резистивиметрия.

Окончательная оценка пригодности материалов ГИС для количественного определения параметров коллекторов устанавливалась на этапе комплексной интерпретации.

4. Определены коэффициенты вытеснения в скважинах 83, 90, 91, 92.
5. Проведены исследования на определение ОФП в скважинах 83 и 91.
6. ФЕС определены на образцах керна скважин 83, 90, 91, 92.

## 2.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В качестве исходной информации при проведении литолого-стратиграфического анализа нами был использован сводный геолого-геофизический разрез скважины №53Р Тазовского месторождения, представленный на рисунке 1.

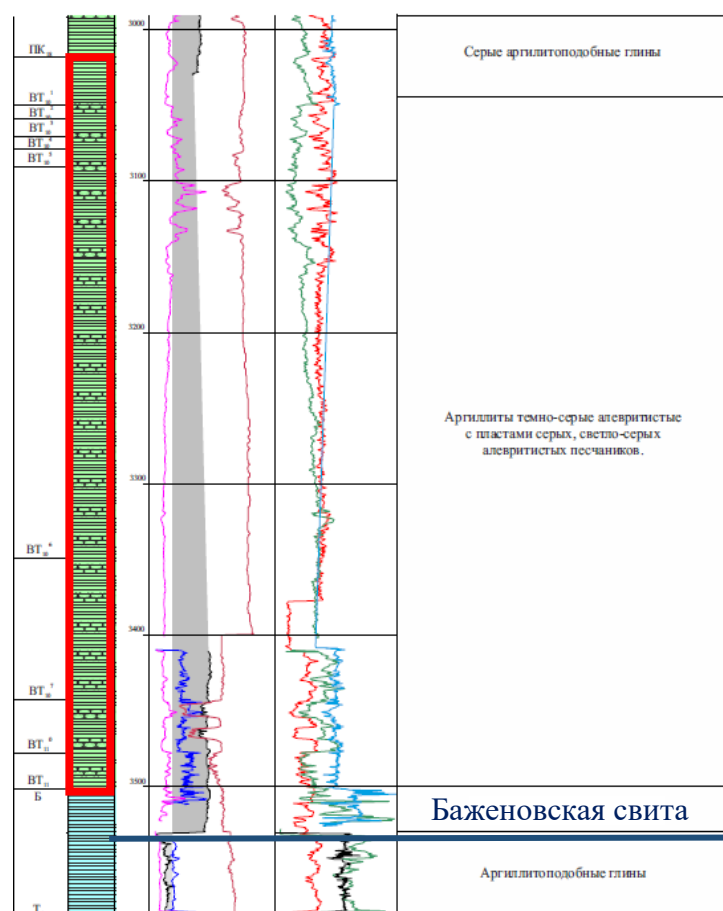


Рисунок 1 - Сводный геолого-геофизический разрез скважины №53Р Тазовского месторождения

Геологический разрез включает в себя юрские, меловые и палеоген-четвертичные платформенные образования, залегающие на отложениях палеозойского фундамента.

Время формирования ачимовской толщи соответствует стратиграфическому диапазону от берриаса до валанжина. На рисунке 2 представлена геохронологическая шкала времени, включающая принадлежность ачимовских отложений к эре, периоду, эпохе и веку.

Эра	Период	Эпоха	Век
KZ			
Мезозойская (MZ)	Меловая	Поздний K <sub>3</sub>	Маастрихтский K <sub>3m</sub>
			Кампанский K <sub>3km</sub>
			Сантонский K <sub>3s</sub>
			Коньякский K <sub>3k</sub>
		Средний K <sub>2</sub>	Туронский K <sub>2t</sub>
			Сеноманский K <sub>2s</sub>
			Альбский K <sub>2a</sub>
		Ранний K <sub>1</sub>	Аптский K <sub>1a</sub>
			Барремский K <sub>1br</sub>
	Готеривский K <sub>1g</sub>		
	Валанжинский K <sub>1v</sub>		
	Юрская	Поздний J <sub>3</sub>	Титонский (Волжский) J <sub>3v</sub>
			Кимериджский J <sub>3km</sub>
Оксфордский J <sub>3o</sub>			
Средний J <sub>2</sub>		Келловейский J <sub>2k</sub>	
		Баскийский J <sub>2bt</sub>	
		Байосский J <sub>2b</sub>	
		Ааленский J <sub>2a</sub>	
Ранний J <sub>1</sub>		Тоар J <sub>1t</sub>	
		Плинсбахский J <sub>1p</sub>	
		Синемюрский J <sub>1s</sub>	
		Геттангский J <sub>1g</sub>	

Рисунок 2 – Геохронологическая шкала времени

На основе геохронологической шкалы времени было установлено, что ачимовские отложения относятся к мезозойской эре (MZ), периоду нижнего мела K<sub>1</sub>, берриасскому K<sub>1b</sub> и валанжинскому K<sub>1v</sub> веку.

Меловая система включает в себя два отдела: нижний отдел представлен мегнионской, заполярной, ереямской свитой и нижней частью покурской свиты, а к верхнему отделу относится верхняя часть покурской свиты (сеноманский ярус).

Ачимовские отложения на Тазовском месторождении представлены переслаиванием пачек аргиллитов и алевролитов, среди которых выделяются

песчано-алевритовые тела. Характер песчаных тел, залегающих в основании мегинской свиты, как правило, линзовидный. Песчаники серые и светло-серые, мелкозернистые, большей частью однородные. Для данного участка отложений характерен обугленный растительный детрит.

Подстилаются и перекрываются ачимовские толщи черными тонкодисперсными аргиллитами с прослоями известняков, в нижней части разреза сильно битуминозными.

### **2.3. Тектоника**

Согласно тектонической карты мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы Тазовское месторождение расположено в пределах Надым-Тазовской синеклизы, в северной части Хыдарьяхинской моноклинали - крупной структуры I порядка.

Западно-Сибирская плита, к которой приурочено месторождение, характеризуется трехъярусным строением, отражающим историю ее развития.

Нижний структурно-тектонический этаж сформировался в палеозойское и допалеозойское время. Средний структурно-тектонический этаж формировался на протяжении пермо-триасового времени. Верхний структурно-тектонический этаж формировался на протяжении мезозойско-кайнозойского времени в условиях длительного погружения территории.

Как видно на рисунке 3, Тазовский ЛУ соответствует одноименному локальному поднятию – структуре III порядка, которая, в свою очередь, осложняет сводовую часть Тазовского куполовидного поднятия – структуры II порядка.



Рисунок 3 – Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (под редакцией И.И. Нестерова)

#### 2.4. Нефтегазоносность

Тазовское месторождение приурочено к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, Пур-Тазовской нефтегазоносной области, Тазовскому нефтегазоносному району.

Ачимовские песчаники расположены непосредственно над баженовской свитой, которая является региональной нефтематеринской породой, в связи с чем перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи предполагаются высокими.

Данное предположение основано на том, что первичная миграция УВ происходила как раз из нижележащей нефтематеринской породы, что хорошо прослеживается на рисунке 4.

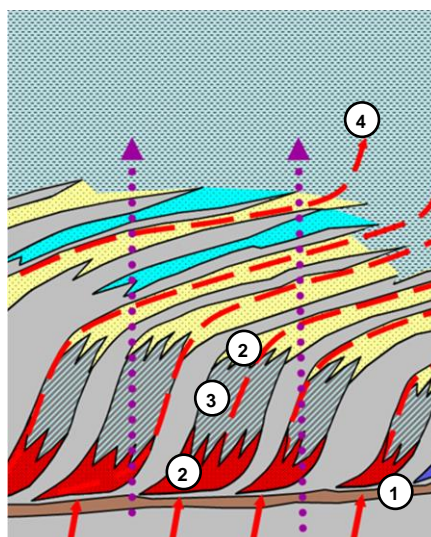


Рисунок 4 – Принципиальная схема первичной миграции УВ

1 – Баженовская свита; 2 – песчаные клиноформенные тела; 3 – глинистые пачки; 4 – латеральная миграция УВ

В результате проведенных поисково-разведочных работ на Тазовском ЛУ разведана газонефтяная залежь в сеноманских отложениях (пласт ПК1) и подтверждена испытаниями нефтегазоносность неокомских (ачимовская толща, пласты БТ14, БТ14-1, БТ14-2, БТ13-1, БТ13-2, БТ10-1) и ниже-среднеюрских отложений (тюменская свита, пласт Ю2-3).

## 2.5. Аналоги Тазовского месторождения

Для составления объективной оценки месторождения и уточнения исходных данных на начальном этапе был проведён поиск и анализ аналогов.

Аналоги подбирались по следующим принципам:

- По месторасположению – ближе всего к рассматриваемому объекту находится Западно-Тазовское месторождение;
- По пластам – Тазовское месторождение представлено в основном пластами БТ10 – БТ14. Ближе всего по аналогу по этому критерию Северо-Самбургское месторождение.
- По глубине залегания – ачимовские пласты Тазовского месторождения залегают на глубине 3600-4000 метров.

На рисунке 5 представлено месторасположение Тазовского ЛУ относительно других месторождений.

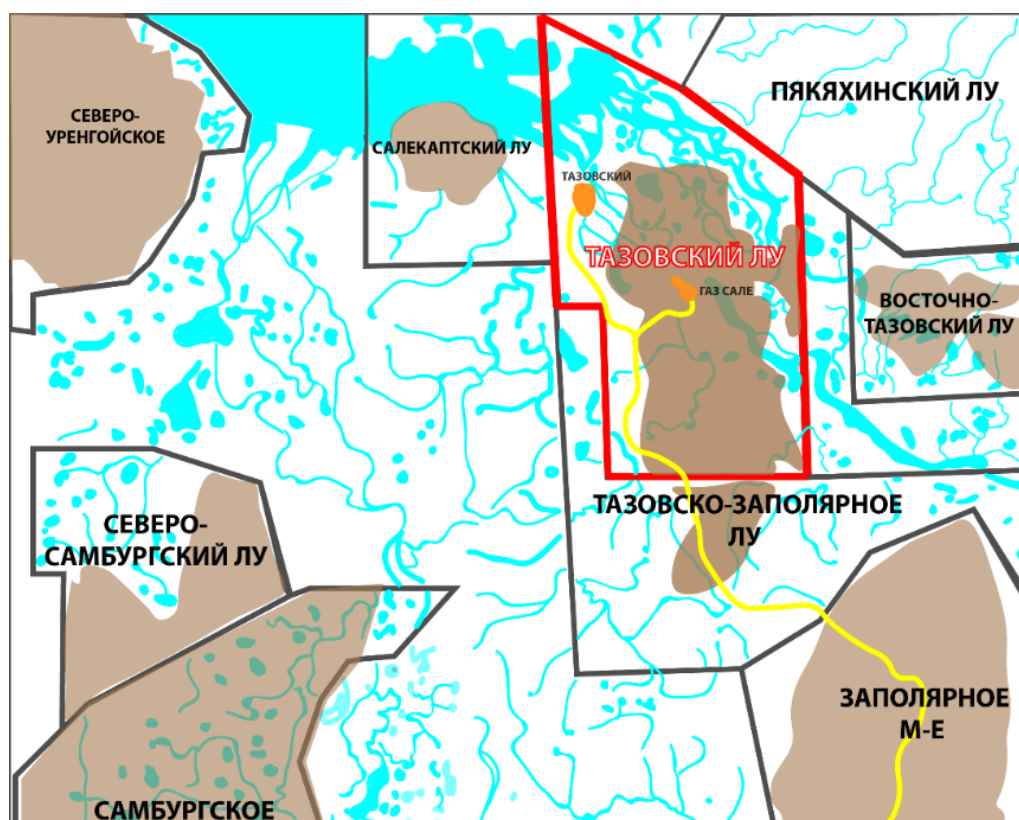


Рисунок 5 – Географическое положение Тазовского месторождения

Аналогами ачимовских отложений Тазовского ЛУ являются пласты Самбургского, Северо-Самбургского, Западно-Тазовского месторождений. На рисунке 6 представлен фрагмент временного сейсмического разреза через Северо-Самбургский, Западно-Тазовский и Тазовский ЛУ, по которому можно заключить, что пласты имеют одинаковую форму залегания.



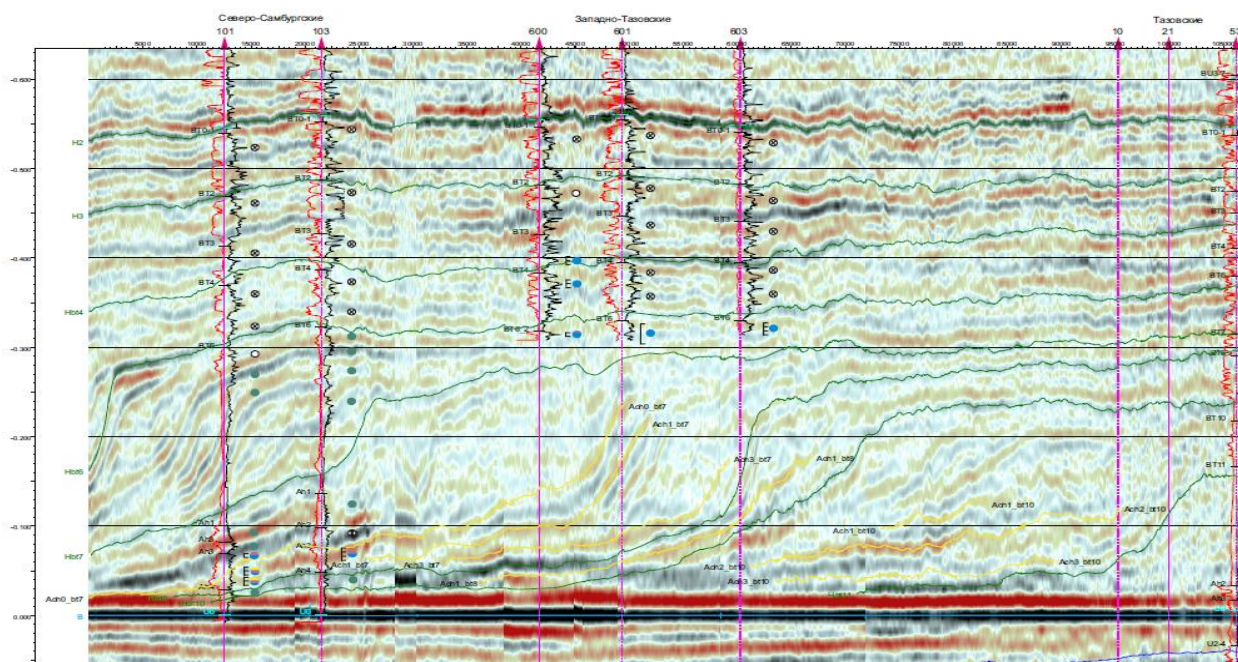


Рисунок 6 - Фрагмент временного сейсмического разреза через Северо-Самбургский – Западно-Тазовский – Тазовский ЛУ

Опыт разработки Ачимовских месторождений не столь богатый, поэтому применена практика разработки месторождений-аналогов. Для того, чтобы сделать более точный экономический расчет вероятностных моделей, необходимо определить капитальные затраты и КИН.

Геологические параметры месторождений-аналогов, а также их сравнение с Тазовским месторождением представлены в таблице 1.

Таблица 1

Сравнение геологических параметров Тазовского месторождения с месторождениями-аналогами

Показатель	Месторождение		
	Тазовское	Северо-Самбургское	Западно-Тазовское
Пластовое давление, МПа	53.1	59.7	65
Глубина залегания пластов, м	3500-4000	3600-4000	3550-4000
Местонахождение	Ямало-Ненецкий Автономный Округ		
Пористость, д. ед.	0.11-0.21	0.09-0.24	0.13-0.16
Эффективная нефтенасыщенная толщина (P50), м	24	31	25

По результатам анализа месторождений Северо-Самбургское месторождение является наиболее подходящим аналогом для уточнения данных.



## 2.6. Источники питьевого и технического водоснабжения

Важным вопросом при обустройстве месторождения является организация питьевого, хозяйственно-бытового и технического водоснабжения для удовлетворения нужд персонала месторождения и обеспечения системы ППД.

К воде, используемой для водоснабжения, предъявляются следующие требования:

- Химический состав, в особенности минимальное содержание углекислоты  $\text{H}_2\text{CO}_3$ , ионов бикарбонатов  $\text{HCO}_3$  и бикарбонатов железа  $\text{Fe}(\text{HCO}_3)_2$ , которые являются коррозионно-активными и негативно влияют на систему водоснабжения и добывающие скважины, при закачке в пласты;
- Отсутствие микроорганизмов, которые снижают качество воды, а некоторые, сульфатредуцирующие бактерии, дополнительно ухудшают качество товарной нефти и газа;
- Минимальное содержание механических примесей.
- Минимальные затраты на очистку и подготовку воды.

Исходя из вышеперечисленных требований источником водоснабжения выбраны поверхностные водоемы, относящиеся к бассейну реки Таз. Подобное решение является оптимальным с экономической точки зрения, так как данные источники легко доступны и не требуют сложных методов очистки и подготовки, что ведет к снижению капитальных затрат на обустройство месторождения.

Для удовлетворения потребности в воде запланировано строительство водозаборных и водоочистных установок на территории лицензионного участка, на расстоянии 1,0 км от ВЖК.

Мощность водозаборной установки определяется исходя из потребности в воде объектов обустройства и обслуживающего персонала в соответствии с нормативной документацией. Потребность в воде на хозяйственно-бытовые нужды должна быть определена согласно требованиям СП 30.13330.2016. Расход воды на производственные нужды определяется исходя из технических требований объектов.

На этапе концепта отсутствуют данные о гидрогеологических исследованиях на территории лицензионного участка, поэтому определить однозначную схему

водоснабжения затруднительно. Принципиальная схема водоснабжения: вода из водоемов поступает на фильтровальную станцию, и после очистки и обеззараживания по водоводам подаётся на объекты потребители. Сеть хозяйственно-бытового и противопожарного водопровода закольцована.

Водоотведению подлежат бытовые, производственные и ливневые стоки. Водоотведение будет осуществляться в проектируемую сеть канализации.

Для предотвращения сброса загрязненных нефтепродуктами вод в бассейн реки Таз проектируется система очистки производственных вод.

Схема очистки производственных вод принята из условия загрязнения стоков взвешенными веществами и нефтепродуктами в наиболее неблагоприятные периоды года и не имеющих специфических загрязнений, что должно быть подтверждено химическими анализами сточных вод. Очистка сточных вод перед сбросом их в водоем предусматривается в отстойнике и маслофильтрах. Отстойник должен быть рассчитан на максимальный приток стоков. При нормальном притоке отстойник будет служить накопителем - усреднителем, что обеспечит в период летней межени сброс стоков с более глубокой очисткой.

Очищенные сточные воды отводятся закрытым коллектором в лог реки Таз.

## ГЛАВА 3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 3.1. Выделение коллекторов и определение эффективных толщин

Задача выделения эффективной толщины пород-коллекторов решалась по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических материалов с учетом качественных признаков. Прямым качественным признаком является наличие притока в ствол скважины углеводородов или воды из исследуемого интервала. Качественные признаки по данным ГИС обусловлены проникновением в коллектор фильтрата бурового раствора (ФБР) и образованием в результате этого глинистой корки. Следствием этого являются признаки, отмечаемые на каротажах:

- наличие глинистой корки на стенке скважины, устанавливаемое по диаграммам каверномера и профилемера;
- наличие положительных приращений при невысоких показаниях кривых микрозондирования;
- наличие радиального градиента сопротивлений по данным электрометрии.

На кривых ПС против пластов-коллекторов отмечается отрицательная аномалия. На диаграммах радиоактивного и акустического методов эти пласты характеризуются средними значениями естественного гамма-излучения, водородосодержания и интервального времени.

В то же время существуют признаки неколлекторов, выделяемые на каротажах. Так, в глинистых пропластках наблюдаются повышенные показания естественной радиоактивности по гамма-каротажу, обусловленные свойством глин накапливать радиоактивные элементы. Известняки за счет их высокой плотности легко определяются по низкому водородосодержанию, низкому интервальному времени и самому высокому удельному электрическому сопротивлению в разрезе.

### 3.2. Определение характера насыщения коллекторов

Основную информацию о характере насыщенности коллекторов несут данные о притоке при опробовании пластов. В случае многофазного притока (нефть+вода) для определения уровня ВНК использовались методы электрического сопротивления:

пластовая вода обладает значительно большей проводимостью по сравнению с углеводородами и, следовательно, меньшим удельным электрическим сопротивлением. Получение небольшого количества воды в притоке не во всех случаях указывает на наличие в интервале ВНК, так как эту воду можно отнести к технической, вышедшей из ствола скважины при освоении.

Газонасыщенные интервалы при интерпретации ГИС не выделялись на основании данных об исследованиях пластовых флюидов. Учитывая величину давления насыщения пластовой нефти ачимовских отложений Газовского лицензионного участка в 305 атмосфер при пластовом давлении порядка 530 атмосфер, следует ожидать, что рассматриваемые коллектора содержат недонасыщенную нефть в жидком состоянии, а газ, получаемый в притоке, выделился из нефти при прохождении в процессе отбора точки насыщения и не является газом газовой шапки.

В Приложении А представлены результаты выделения коллекторов и определения их характера насыщения. Все работы проводились в программе Techlog Schlumberger.

### **3.3. Межскважинная стратиграфическая корреляция**

Определение принадлежности продуктивных интервалов к тому или иному пласту проводилось с подключением данных сейсмоки. Основой для идентификации стратиграфических единиц по разрезу служили глубины пластопересечений в соответствующих скважинах. Учитывая низкую разрешающую способность сейсмических методов, на следующем этапе проводилось уточнение границ пластов с поиском схожих особенностей каротажных кривых в соседних скважинах. Проведение корреляции осложнено порой совершенно несовпадающей формой каротажей в одном пласте в удаленных скважинах, что связано с неоднородным характером формирования залежей по площади, вплоть до смены условий осадконакопления.

Результаты корреляции представлены в Приложении А.

### 3.4. Нефтегазоносность разреза

#### 1) Пласт БТ10-1 вскрыт семью скважинами.

При обосновании положения ВНК использовались результаты испытаний и комплексной интерпретации данных ГИС. По результатам интерпретации данных ГИС нефтенасыщенные коллектора вскрыты одной скважиной, водонасыщенные коллектора скважинами не вскрыты. Таким образом, положение ВНК принято условно на а.о. «-3705,71 м» по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скв. № 83.

Общая толщина пласта БТ10-1 по скв. № 83 составляет 20,6 м. Суммарная эффективная толщина по скв. № 83 составляет 4,5 м. Коэффициент песчаности по скв. № 83 составляет 0,21.

#### 2) Пласт БТ13 вскрыт семью скважинами.

При обосновании положения ВНК использовались результаты испытаний и комплексной интерпретации данных ГИС. По результатам интерпретации данных ГИС нефтенасыщенные коллектора вскрыты одной скважиной, водонасыщенные коллектора скважинами не вскрыты. Таким образом, положение ВНК принято условно на а.о. «-3726,5 м» по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скв. № 83.

Общая толщина пласта БТ13 по скв. № 83 составляет 22,2 м. Суммарная эффективная толщина по скв. № 83 также составляет 6,8 м. Коэффициент песчаности по скв. № 83 составляет 0,31.

#### 3) Пласт БТ13-1 вскрыт семью скважинами.

При обосновании положения ВНК использовались результаты испытаний и комплексной интерпретации данных ГИС. По результатам интерпретации данных ГИС нефтенасыщенные коллектора вскрыты двумя скважинами, водонасыщенные коллектора скважинами не вскрыты. Таким образом, положение ВНК принято условно на а.о. «-3748,25 м» по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скв. № 83.

Общая толщина пласта БТ13-1 по скважинам изменяется от 13,2 м (скв. № 83) до 19,4 м (скв. № 92). Суммарная эффективная толщина по скважинам изменяется от

5,6 м (скв. № 92) до 6,0 м (скв. № 83). Коэффициент песчаности по скв. № 83 составляет 0,42, а по скв. № 92 - 0,31.

4) Пласт БТ13-2 вскрыт семью скважинами.

При обосновании положения ВНК использовались результаты испытаний и комплексной интерпретации данных ГИС. По результатам интерпретации данных ГИС нефтенасыщенные коллектора вскрыты двумя скважинами, водонасыщенные коллектора скважинами не вскрыты. Таким образом, положение ВНК принято условно на а.о. «-3765,22 м» по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скв. № 92.

Общая толщина пласта БТ13-2 по скважинам изменяется от 16,7 м (скв. № 83) до 27,8 м (скв. № 92). Суммарная эффективная толщина по скважинам изменяется от 7,5 м (скв. № 83) до 12,7 м (скв. № 83). Коэффициент песчаности по скв. № 83 составляет 0,44, а по скв. № 92 - 0,45.

5) Пласт БТ14 вскрыт семью скважинами.

При обосновании положения ВНК использовались результаты испытаний и комплексной интерпретации данных ГИС. По результатам интерпретации данных ГИС нефтенасыщенные коллектора вскрыты четырьмя скважинами, водонасыщенные коллектора - одной скважиной № 92. Таким образом, положение ВНК принято условно на а.о. «-3532,62 м» по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скв. № 91.

Общая толщина пласта БТ14 по скважинам изменяется от 20,6 м (скв. № 91) до 33,7 м (скв. № 53). Суммарная эффективная толщина по скважинам изменяется от 1,9 м (скв. № 90) до 17,6 м (скв. № 53). Коэффициент песчаности варьируется в пределах от 0,04 (скв. № 90) до 0,52 (скв. № 53).

6) Пласт БТ14-1 вскрыт пятью скважинами.

При обосновании положения ВНК использовались результаты испытаний и комплексной интерпретации данных ГИС. По результатам интерпретации данных ГИС нефтенасыщенные коллектора вскрыты пятью скважинами, водонасыщенные коллектора скважинами не вскрыты. Таким образом, положение ВНК принято

условно на а.о. «-3624,6 м» по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скв. № 90.

Общая толщина пласта БТ14-1 по скважинам изменяется от 15,2 м (скв. № 91) до 42,7 м (скв. № 54). Суммарная эффективная толщина по скважинам изменяется от 2,6 м (скв. № 52) до 5,4 м (скв. № 54). Коэффициент песчаности варьируется в пределах от 0,12 (скв. № 54) до 0,17 (скв. № 91).

7) Пласт БТ14-2 вскрыт двумя скважинами.

При обосновании положения ВНК использовались результаты испытаний и комплексной интерпретации данных ГИС. По результатам интерпретации данных ГИС нефтенасыщенные коллектора вскрыты двумя скважинами, водонасыщенные коллектора скважинами не вскрыты. Таким образом, положение ВНК принято условно на а.о. «-3672,3 м» по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скв. № 90.

Общая толщина пласта БТ14-2 по скважинам изменяется от 37,5 м (скв. № 90) до 55,4 м (скв. № 54). Суммарная эффективная толщина по скважинам изменяется от 18,1 м (скв. № 54) до 21,8 м (скв. № 90). Коэффициент песчаности варьируется в пределах от 0,32 (скв. № 54) до 0,58 (скв. № 90).

### **3.5. Концептуальная модель ачимовских отложений**

Создание концептуальной геологической модели включает в себя совокупность следующих этапов:

1. Сбор общей информации о региональной геологии.
2. Литолого-фациальный анализ.
3. Систематизация информации при построении фациальной модели пласта.

#### **3.5.1 Сбор общей информации о региональной геологии**

Ачимовские отложения характеризуются сложностью геологического строения, и, несмотря на длительный срок изучения условий их формирования, вызывают множество дискуссионных вопросов.

Эволюция представлений о геологическом строении неокомских отложений связана с главенствующей в 1960-е годы горизонтально-слоистой моделью до

принятия клиноформного строения неокомских пластов в настоящее время. Термин «клиноформа» принадлежит Дж. Ричу (1951 г.), который применил его для описания трех различных обстановок осадконакопления в области континентального склона: шельф (ундаформа), склон (клиноформа), подножие шельфового склона (фондоформа).

Идея связи продуктивных пластов Западной Сибири с клиноформами принадлежит А.Л.Наумову (1970 г.), который обосновал новую модель, опираясь на сейсмическую съемку, скважинные данные и палеонтологическую информацию. На рисунке 7 изображен сейсмический разрез, на котором хорошо фиксируется генетическая связь между объектами у подножия и на вершине склона.

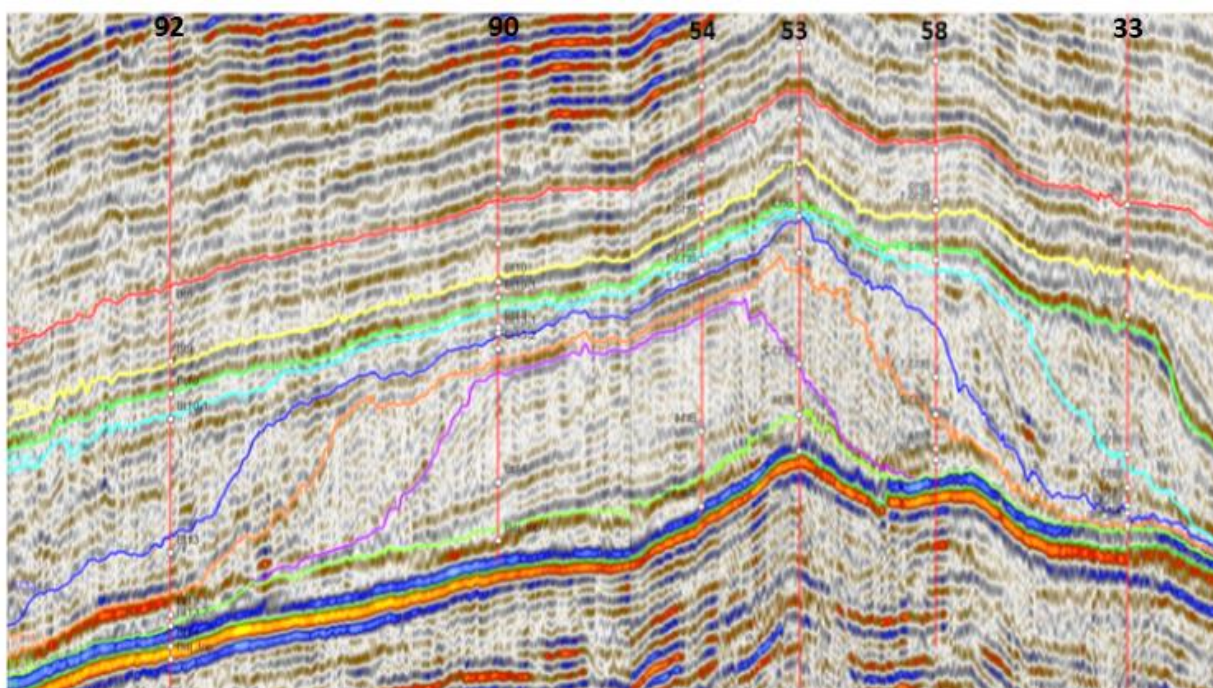


Рисунок 7 – Сейсмический разрез по скважинам 92- 90, 54-53-58-33

Основываясь на клиноформном (первично-наклонном) залегании пластов обстановка осадконакопления ачимовской толщи преимущественно глубоководно-морская.

Палеогеографические карты, изображенные на рисунке 8, также подтверждают данную теорию о том, что в течение нескольких миллионов лет (от кимериджа до берриасса) на большей части Западно-Сибирской плиты преобладали глубоководно-морские условия.



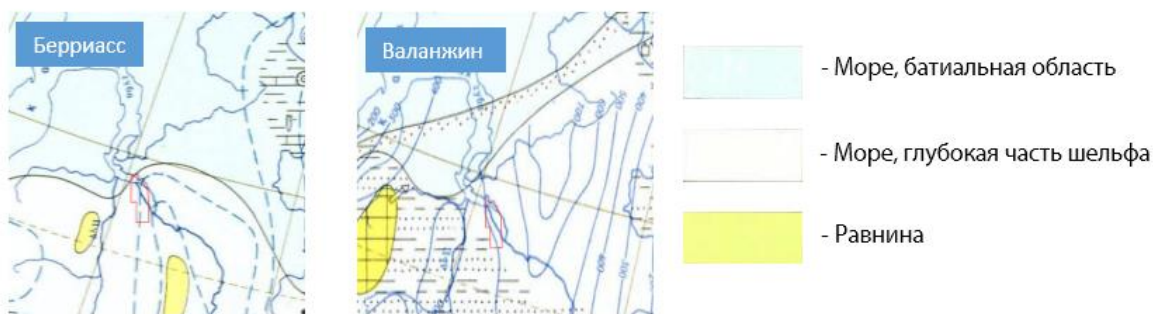


Рисунок 8 - Палеогеографические карты периода берриасса и валанжина

При этом стоит сказать о том, что формирование отложений неокома осуществлялось в различных палеогеографических обстановках: континентальной, прибрежно-морской, шельфовой, склоновой и глубоководно-морской.

Песчано-алевритовый материал, посредством мутьевых потоков и оползней, переносился со стороны аккумулятивного шельфа в сторону подножия склона, образуя линзовидные пласты ачимовской толщи.

Постоянная смена режимов трансгрессии и регрессии уровня моря определяла периоды накопления как глинистых отложений во время наступления моря, так и песчано-алевритовых пород во время его отступления.

Глубоководная часть линзовидного пласта, называемая фондоформой, сложена алеврито-глинистыми частицами, что подтверждает теорию постепенной глинизации коллекторов и сокращение их мощности в сторону глубокого моря.

Противоположная часть линзы – ундаформа – характеризуется улучшенными коллекторскими свойствами и соответствует области накопления баров, прирусловых валов, оползней.

Таким образом, уменьшение мощности коллектора при движении от ундаформы к клиноформе с резким замещением песчаников глинистыми породами говорит о том, что направление источника сноса осадочного материала – с юго-востока на северо-запад.

### 3.5.2 Литолого-фациальный анализ

На основе анализа информации о региональной геологии было установлено, что ачимовские отложения относятся к морской обстановке осадконакопления. В этой

обстановке можно выделить два комплекса фаций: глубоководно-морской и фация склона. Глубоководно-морской комплекс фаций, в свою очередь, включает в себя фацию подводного турбидитового канала, конуса выноса с его проксимальной и дистальной частью, к фациям склона отнесена фация прируслового вала и оползней.

Полный комплекс фаций с описанием характерных литологических особенностей по керну и отнесением к электрофациям по методике Муромцева приведен в Приложении Б.

Пласт БТ14-1 прослеживается в скважинах 54, 90, 91, 52, 53.

Опираясь на исходные данные, включающие в себя комплекс ГИС по 7 разведочным скважинам и описание керна по этим скважинам, рассмотрим проведение литолого-фациального анализа на примере пласта БТ14-1.

В скважине 54Р в интервале отбора керна (3502 – 3533 м) выделен оползень с принадлежностью к склоновому комплексу фаций. Образование оползневых тел в данной обстановке осадконакопления связано с обрушением или оползанием осадков по шельфовой части склона от линии бровки шельфа, коллекторские свойства данной группы отложений хорошие. Процесс образования оползневых тел представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Ундаформа, клиноформа и фондоформа залежей неокома

Фация оползня представлена преимущественно песчаниками светло-серыми с коричневатым оттенком, обусловленным нефтенасыщенностью. Песчаники

глинисто-карбонатные, плотные, практически однородные, с линзовидными прослоями глинистого материала.

Опираясь на модель Е. Мутти и Ф. Ричи Люччи, интерпретация которой представлена на рисунке 10, в которой каждой фации соответствует своя электрометрическая и литофизическая модель, увязываем описание керна для фации оползня с кривой  $\alpha PS$ .

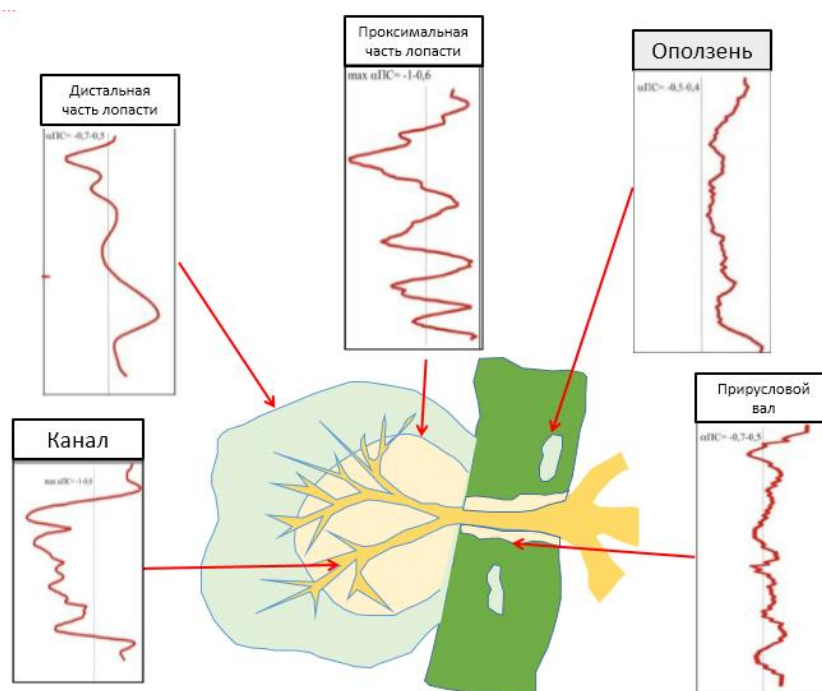


Рисунок 10 – Интерпретация модели Е.Мутти и Ф.Ричи Люччи

В ходе интерпретации кривых ГИС скважины 90Р в интервале отбора керна (3640-3683 м) нами была выделена фация прируслового вала с принадлежностью к комплексу фаций склона.

В данном интервале отбора керна преобладающим литотипом является песчаник серый, мелкозернистый, алевритистый, местами с прослойками 1-10 мм аргиллита темно-серого, с запахом УВ. Толщина слоев песчаника колеблется от нескольких мм до 1-6 см., аргиллита от нескольких мм до 1-3 см., алеврита от 0,5 см. до 5 см.

Для данной фации характерен прямоугольный вид кривой  $\alpha PS$  с характерными выклиниваниями в средней части, соответствующими карбонатизированным прослоям.

Анализ керновых данных по скважине 52Р в интервале глубин 3505 -3530 м позволил выделить фацию проксимальной части лопасти с принадлежностью к комплексу фаций турбидитовых потоков.

Керновые данные содержат следующую информацию по данному литотипу: песчаники серые, глинистые, плотные с тонкими прослоями алевритистого материала. Слоистость тонкая, горизонтальная. Встречаются включения углефицированного детрита и гальки.

Электрофации по кривой  $\alpha$ PS характеризуются уменьшением амплитуды, по кривым GK и IK показания методов в подошвенной части пласта увеличиваются.

В скважине 91Р пласта БТ14-1 в интервале глубин 3569 -3586 м была выделена фация подводющего турбидитового канала с принадлежностью к комплексу фаций турбидитовых потоков.

Подтверждающим фактом определения данной фации является следующее описание керна: песчаники мелко-среднезернистые светло-серые, слабо глинистые, массивные плотные, на отдельных участках сильно карбонатные. В слое встречаются редкие маломощные прослой, обогащенные темно-серым алеврито-глинистым материалом с отчетливой горизонтально-волнистой слоистостью. Широко представлены текстуры оползания, внедрения, песчаные линзы. Разрез турбидита по Боума характеризуется единицей последовательности Та.

На диаграммах  $\alpha$ PS, GK, IK для фации турбидитового канала характерна «сундукообразная» форма кривой и горизонтальная линия при увеличении данных показаний в подошвенной части пласта. Также стоит отметить, что фация канала характеризуется наилучшими коллекторскими свойствами наряду с остальными фациями конуса выноса.

В скважине 53Р в интервале отбора керна 3475 -3505 м была выделена фация дистальной части конуса выноса.

Для данной фации характерно неравномерное чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники светло-серые, алевритистые, крепкосцементированные, однородные. На свежем сколе со слабым запахом углеводородов. Алевролиты серые, глинистые, плотные, слюдистые. Аргиллиты

темно-серые, алевритистые, часто до слабоалевритистых, неоднородные, плотные, слюдистые, излом шероховатый. Слоистость горизонтальная, временами линзовидно-волнистая.

Кривые  $\alpha$ PS, GK, IK характеризуются отрицательными аномалиями в средней части пласта и наклонной линией подошвы пласта.

Таким образом, литолого-фациальный анализ был проведен для семи пластов ачимовской толщи, а именно: БТ14-2, БТ14-1, БТ14, БТ13-2, БТ13-1, БТ13, БТ10-1, БТ10.

При выполнении литолого-фациального моделирования в интервале каждого отдельного интервала для семи разведочных скважин были применены следующие методики:

1. Седиментологический анализ – выделение фаций на основе послойного описания литологических типов отложений с привязкой к гранулометрическому описанию породы и ее текстурным особенностям.

2. Электрометрический анализ (методика В.С.Муромцева) - восстановление условий образования терригенных отложений на основе каротажных кривых ПС или ГК, главным образом показывающих содержание глинистой составляющей.

### **3.5.3 Систематизация информации при построении фациальной модели пласта**

На основе информации о региональной геологии и результатах проведенного литолого-фациального анализа была построена концептуальная модель по семи пластам ачимовской толщи. (см. приложение В)

Концептуальная модель пласта БТ14-1 с наиболее полным комплексом фаций представлена на рисунке 11.



Рисунок 11 – Концептуальная модель пласта БТ14-1

Создание концептуальной геологической модели ачимовских отложений, включающей в себя установление условий осадконакопления и распространение свойств по площади лицензионного участка, позволяет построить более точную 3D-геологическую модель. Учет неопределенностей на данном этапе позволит разработать программу доразведки для повышения вероятности успеха разработки данного месторождения.

### 3.6. Увязка керна по глубине отбора и принадлежности к пластам

При отборе керна, в особенности с большой глубины и при низком проценте выноса, возможна значительная погрешность в определении глубины. Существуют следующие основные способы привязки керна:

1. По сопоставлению результатов профильных замеров на колонке керна с данными ГИС. Этот способ начал применяться относительно недавно, требует дополнительных исследований, однако является самым надежным.

2. По сопоставлению макролитологического описания керна с литологией по ГИС. Недостаток данного метода заключается в необходимости кодирования макроописания со связанной с этой неоднозначностью.

3. По сопоставлению параметров, определенных на керне, с полученными по ГИС (например, по плотности или  $K_p$ ). Если обработка ГИС еще не сделана, при привязке по  $K_p$  возможно использование характерных значений НК, ПС, ГГК, АК.

Как уже отмечалось ранее, показания кривой собственной поляризации могут служить для идентификации коллекторов: напротив продуктивных интервалов наблюдается отрицательная аномалия. Опыт исследований показывает, что аномалия прямопропорциональна емкостным свойствам породы, в частности, пористости. Эта особенность использовалась в работе для идентификации глубины отбора. Процедура заключалась в вынесении на трек фактических значений коэффициента пористости, полученных по результатам исследований образцов керна, выбуренных из колонки на соответствующей глубине по бурению. Далее остается произвести одновременное смещение всех точек до наилучшего совпадения с формой кривой ПС. Результаты увязки приведены в приложении Г. Процедура также позволила определить, к какому пласту относится образец.

### **3.7. Анализ керновых данных.**

Керновыми исследованиями охарактеризованы пласты БТ13-2 (в скважинах №83), БТ14 (в скважинах №91, 92), БТ14-1 (в скважинах №90, 91). На основании концептуальной модели указанные участки были приурочены к соответствующим фациям, что позволило распространить относительно малый объем керновых данных на все продуктивные интервалы. Данные были разделены на 2 части:

1. Характеризующие дистальную часть конуса выноса: интервал 3797,21-3809,86 м скважины №83 и интервал 3810,22-3834,61 м скважины №92 (суммарно 71 образец);

2. Характеризующие проксимальную часть конуса выноса: интервалы 3543,48-3551,36 м и 3575,4-3581,89 м скважины №91 (суммарно 76 образцов).

Ввиду малого объема данных (7 образцов) по интервалу 3667,82-3679,00 м скважины №90, качественно охарактеризовать склоновые фации не представляется возможным. Поэтому было решено принять для них модель ФЕС аналогично дистальной части конуса выноса.

По дистальной части по результатам керновых исследований коэффициент пористости изменяется в пределах от 11,70% до 16,85% в среднем составляя 13,78%. Фильтрационные свойства варьируются от 0,08 до 1,23 мД, среднее значение проницаемости составляет 0,33 мД.

По проксимальной части по результатам керновых исследований коэффициент пористости изменяется в пределах от 13,82% до 17,86% в среднем составляя 15,98%. Фильтрационные свойства варьируются от 0,2 до 1,69 мД, среднее значение проницаемости составляет 0,61 мД.

Граничные значения коэффициента пористости  $K_{\Pi}$  устанавливаются путем сопоставления их с величинами эффективной пористости  $K_{\Pi}^{\text{эф}}$ . Порода приобретает свойства продуктивного коллектора, то есть может отдавать нефть, при  $K_{\Pi}^{\text{эф}} > 0$ . Таким образом, построив функциональную зависимость между  $K_{\Pi}$  и  $K_{\Pi}^{\text{эф}}$ , можно определить значение коэффициента пористости, соответствующее  $K_{\Pi}^{\text{эф}} = 0$ , которое и будет являться граничным.

Значения эффективной пористости были определены на 18 образцах керна, отобранных из проксимальной части конусов выноса пластов БТ14 и БТ14-1 в скважине № 91 (рисунок 12), а также на 23 образцах керна, отобранных из дистальной части конусов выноса пластов БТ13-2 и БТ14 в скважинах № 83 и 92 (рисунок 13)



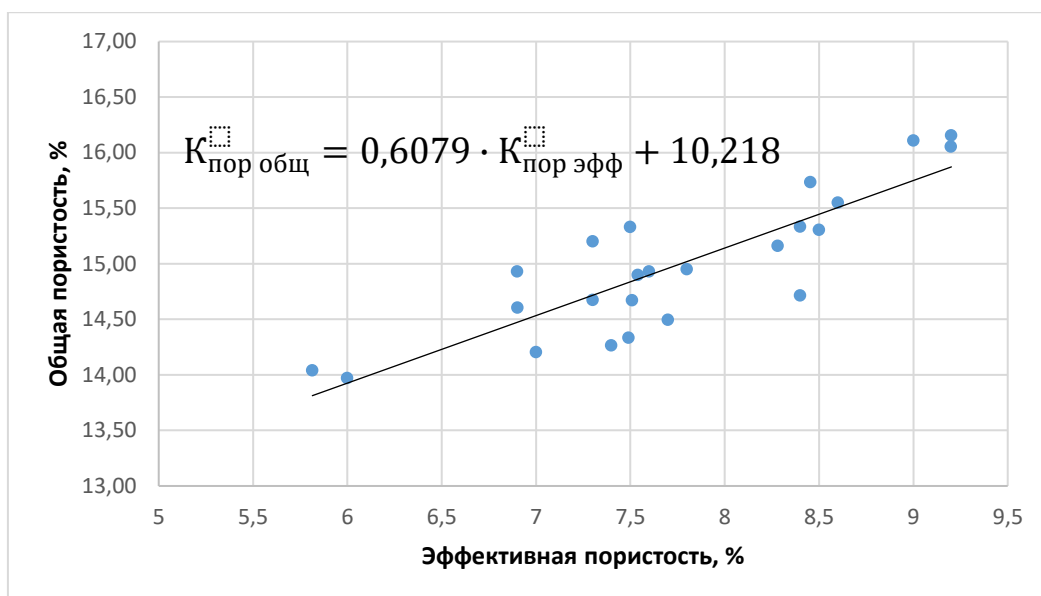


Рисунок 12 – К определению граничного значения коэффициента пористости в дистальной части конусов выноса

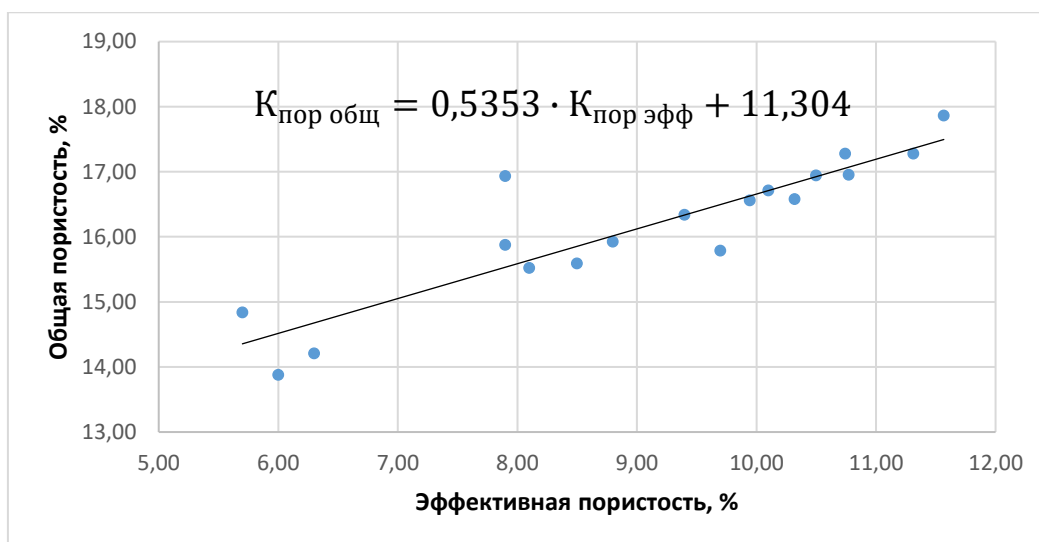


Рисунок 13 – К определению граничного значения коэффициента пористости в проксимальной части конусов выноса

Таким образом, по дистальной части конусов выноса граничное значение коэффициента пористости  $K_{\text{пор}}^{\text{ГР}}$  составляет 10,22%, а по проксимальной 11,30%.

Для определения проницаемости по результатам собственных исследований ядра построена петрофизическая зависимость «пористость-проницаемость» для каждой фации, которая в дальнейшем применялась для расчета коэффициентов проницаемости в соответствующих интервалах. Графические иллюстрации корреляционных сопоставлений и аппроксимирующие уравнения связи приведены на рисунках 14, 15.

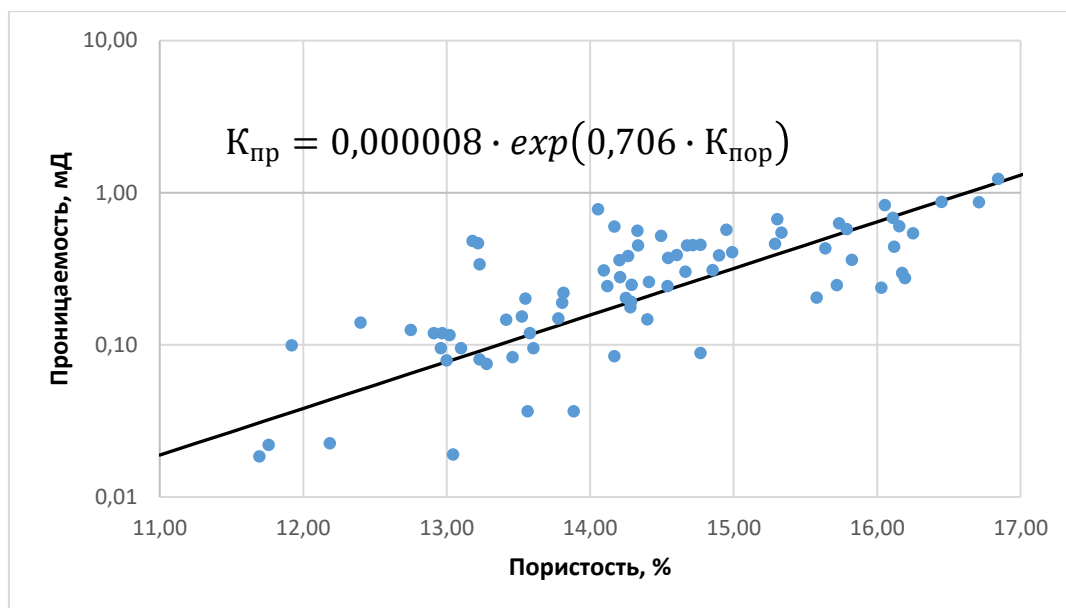


Рисунок 14 – Сопоставление проницаемости  $K_{пр}$  и пористости  $K_{пор}$  по образцам керна для дистальной части конусов выноса

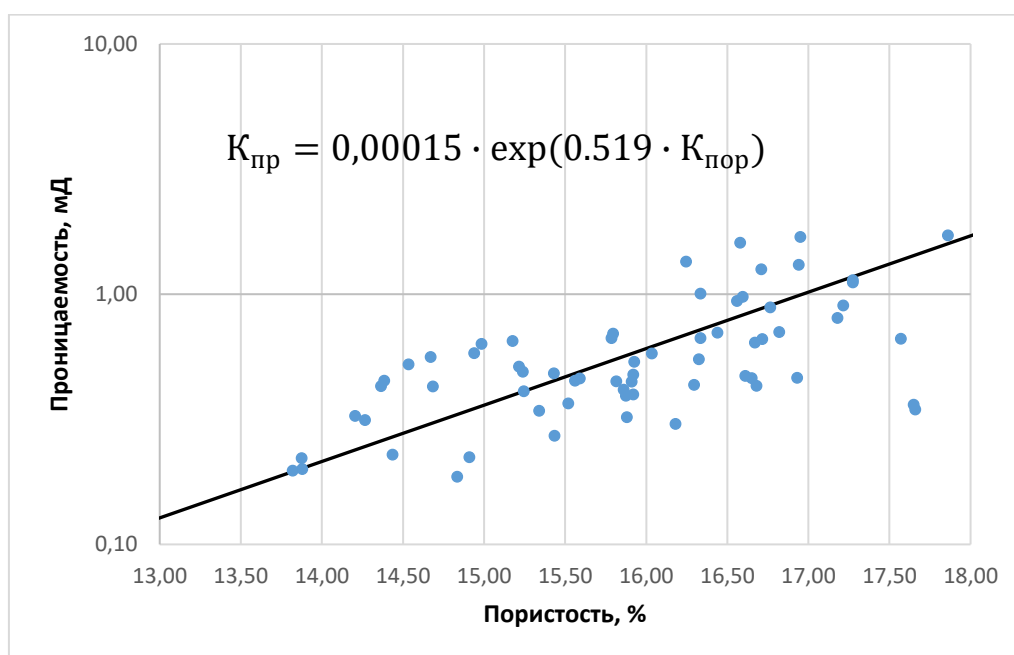


Рисунок 15 – Сопоставление проницаемости  $K_{пр}$  и пористости  $K_{пор}$  по образцам керна для проксимальной части конусов выноса

В соответствии с изложенным, получаем взаимозависимые граничные значения пористости и проницаемости по дистальной части конусов выноса:  $K_{пр}^{гp} = 0,011$  мД при  $K_{пор}^{гp} = 10,22\%$ . По проксимальной части:  $K_{пр}^{гp} = 0,053$  мД при  $K_{пор}^{гp} = 11,30\%$ .

### 3.8. Определение пористости коллекторов

Оценка пористости в продуктивных отложениях проводилась по данным керна и количественной интерпретации ГИС. В настоящей работе для определения пористости коллекторов применялся метод гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп).

Общую пористость по материалам ГГКп можно получить с использованием зависимостей, при получении которых средневзвешенные значения  $K_{\text{пор}}$ , измеренные на образцах керна, сопоставлялись с показаниями ГГКп против соответствующих интервалов (зависимость «керна-ГИС»). Данные, как и ранее, были сгруппированы по фациям (рисунки 16, 17).

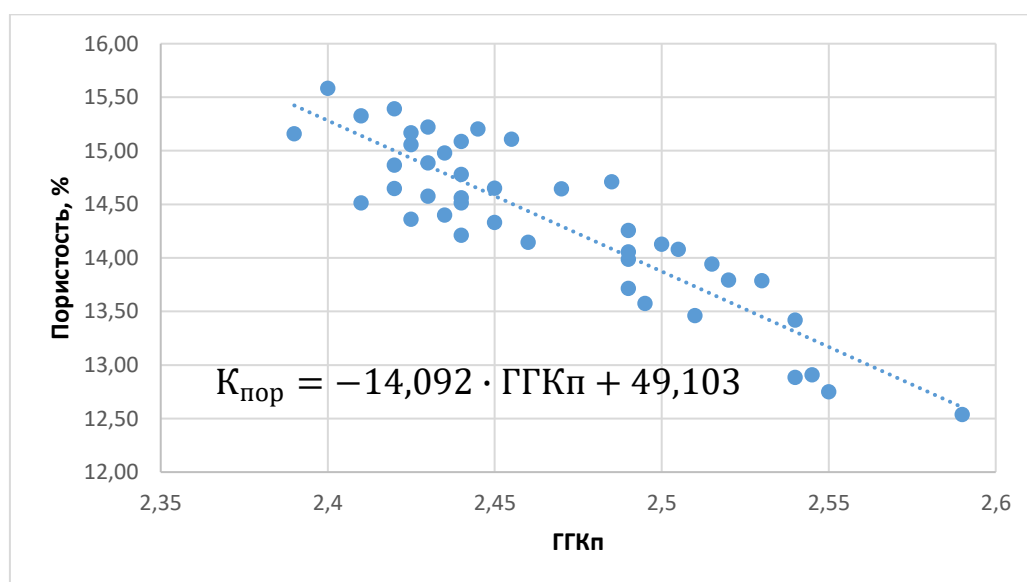


Рисунок 16 – Зависимость коэффициента пористости от показаний ГГКп для дистальной части конуса выноса

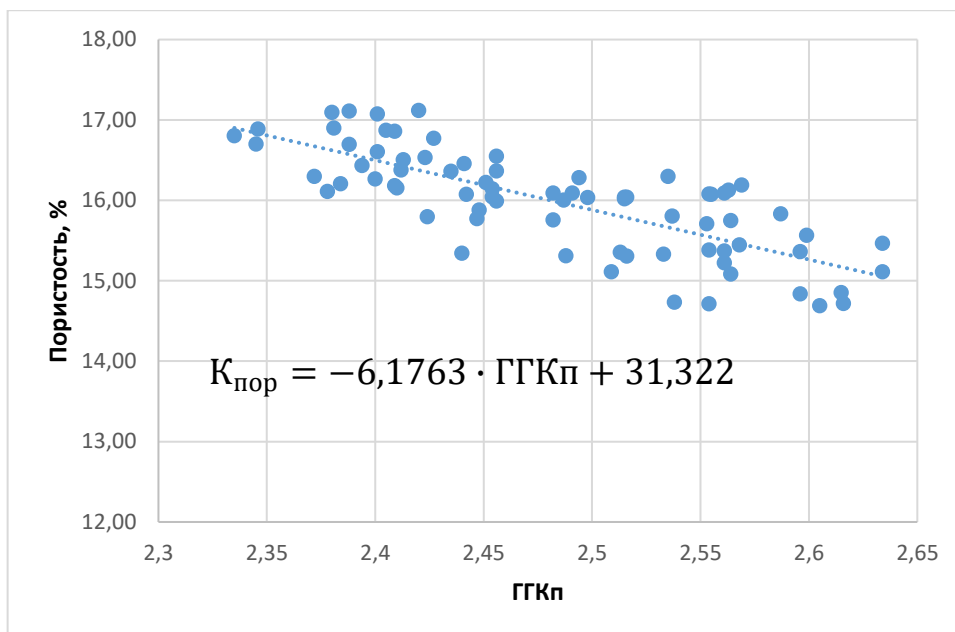


Рисунок 17 – Зависимость коэффициента пористости от показаний ГГКп для проксимальной части конуса выноса

Погрешность определения пористости по методу ГГКп составляет около 1%. (рисунки 18, 19), что говорит о возможности использования данного способа для определения коэффициента пористости для пород ачимовских отложений Тазовского месторождения.

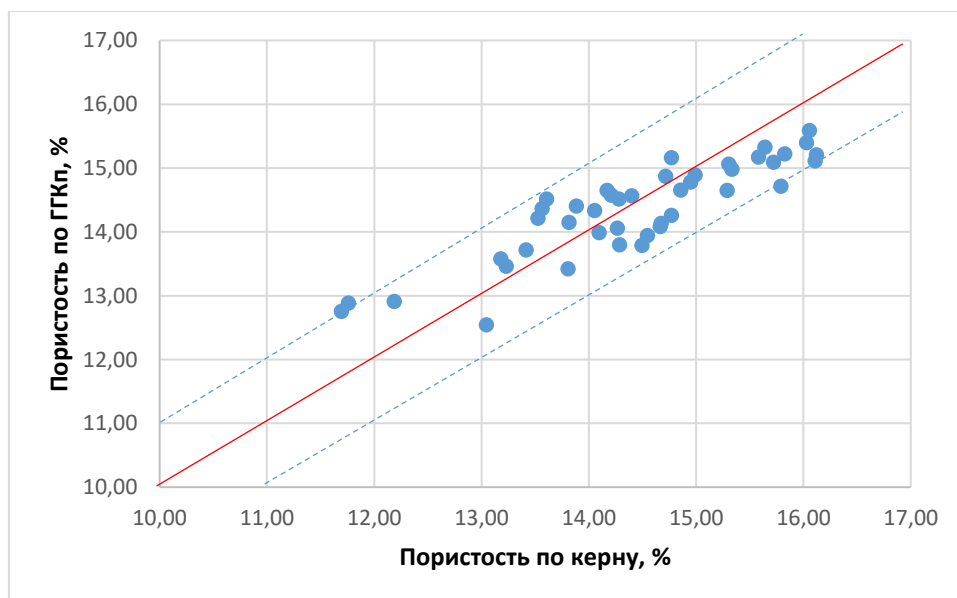


Рисунок 18 – Сопоставление Кп определенного по данным керна с Кп определенным по методу ГГКп, дистальная часть конусов выноса

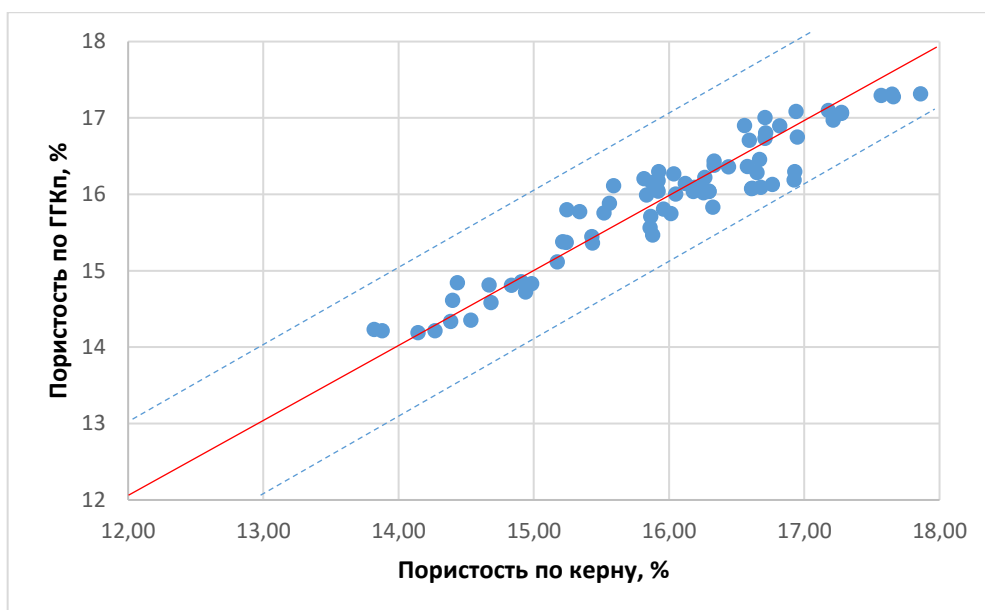


Рисунок 19 – Сопоставление  $K_p$  определенного по данным керна с  $K_p$  определенным по методу ГГКп, проксимальная часть конусов выноса

### 3.9. Определение коэффициента нефтенасыщенности

Для определения коэффициента нефтенасыщенности использовалась капиллярная модель насыщения.

Нормировка значений капиллярного давления  $P_c$  проводилась при помощи J-функции по формуле следующей формуле в предположении неизменных условий смачивания (сила межфазного натяжения и угол смачивания одинаковы для всех образцов):

$$J = P_c \cdot \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{пор}}}$$

Снятие кривых капиллярного давления проводилось на 18 образцах керна, отобранных из скважин № 83, 90, 91, 92 (рисунок 20)

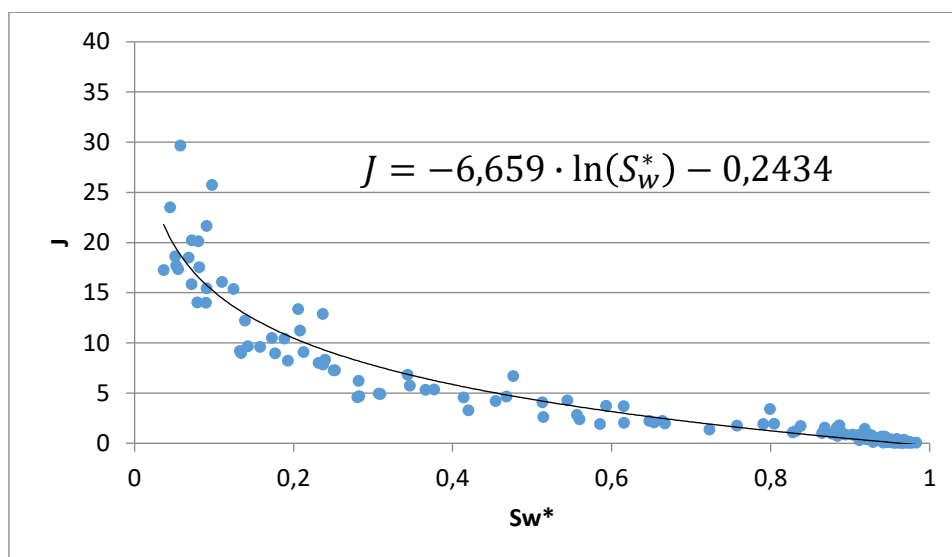


Рисунок 20 – J - функция

$S_w^*$  – нормированное значение водонасыщенности, рассчитываемое с использованием остаточной водонасыщенности  $S_{wl}$  по формуле

$$S_w^* = (S_w - S_{wl}) / (1 - S_{wl}).$$

Капиллярное давление в пласте определяется разностью плотностей фаз, переходная зона насыщения которыми описывается (в нашем случае нефть и вода):

$$P_c = (\rho_{\text{воды}} - \rho_{\text{нефти}})gh = \Delta\rho gh.$$

Комбинируя приведенные уравнения, можно получить зависимость водонасыщенности через высоту над ВНК и ФЕС:

$$-6,659 \cdot \ln\left(\frac{S_w - S_{wl}}{1 - S_{wl}}\right) - 0,2434 = \Delta\rho gh \cdot \sqrt{\frac{K_{\text{пр}}}{K_{\text{пор}}}}$$

Выражая  $S_w$ , получим итоговую формулу:

$$S_w = S_{wl} + (1 - S_{wl}) \cdot \exp\left(-0,036 - 0,15 * \Delta\rho gh \cdot \sqrt{\frac{K_{\text{пр}}}{K_{\text{пор}}}}\right)$$

Значение остаточной водонасыщенности  $S_{wl}$  определяется связью с фильтрационными свойствами породы, найденной по тем же исследованиям керна (рисунок 21).

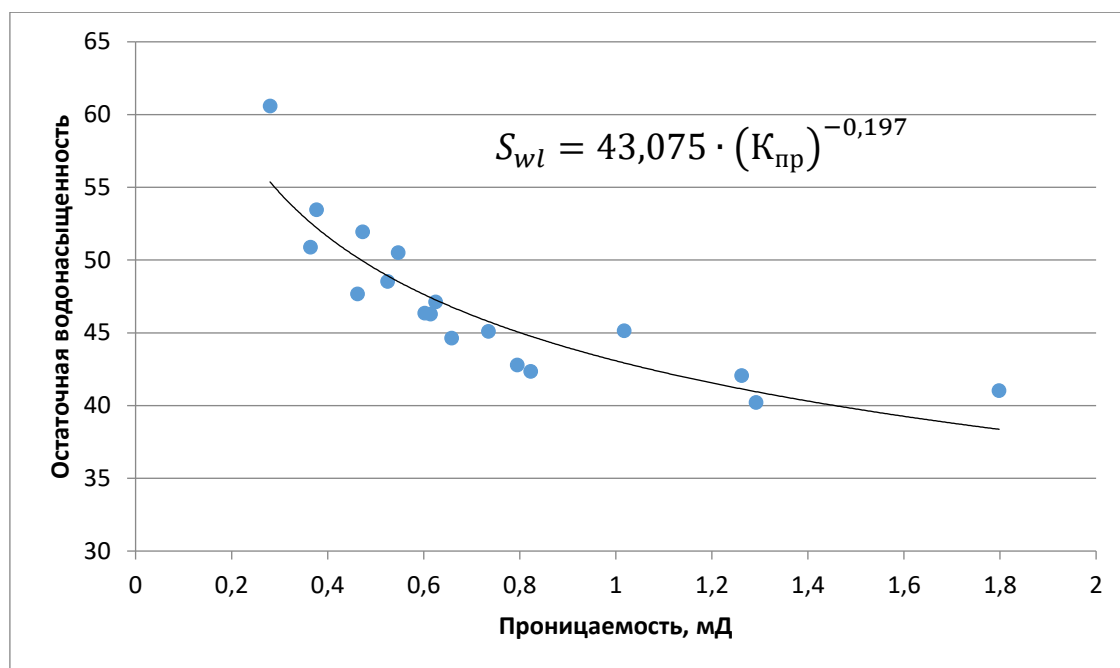


Рисунок 21 – Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости  
 Значение нефтенасыщенности рассчитывается по формуле:

$$S_{oil} = 1 - S_w$$

### 3.10. Создание вероятностных моделей

Для снижения рисков при принятии решений инвестиционным комитетом компании был проведен предварительный подсчет запасов в модуле Crystal Ball, реализованном в качестве надстройки к программному продукту Microsoft Excel.

Подсчет геологических запасов производился с помощью формулы расчета запасов нефти объемным методом:

$$Q_{\text{геол}} = S * H * K_{\text{пор}} * \beta * \theta * \rho,$$

где  $Q_{\text{геол}}$  – геологические запасы нефти, тыс. т;

$S$  – площадь нефтеносности, м<sup>2</sup>;

$H$  – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$K_{\text{пор}}$  – коэффициент пористости, д. ед.;

$\beta$  – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.;

$\theta$  – пересчетный коэффициент нефти (учитывает различия плотности нефти в пластовых и стандартных условиях);

$\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Подсчет извлекаемых запасов производился с помощью формулы:

$$Q_{\text{изв}} = Q_{\text{геол}} * \text{КИН},$$

где  $Q_{\text{изв}}$  – извлекаемые запасы нефти, тыс. т;

КИН – коэффициент извлечения нефти.

Для определения площади нефтеносности была построена концептуальная геологическая модель, на основании которой выделены предполагаемые конусы выноса. Выделенная площадь была взята в качестве площади залежи.

Средняя эффективная толщина пласта, коэффициент пористости и нефтенасыщенности получены по итогам интерпретации каротажных материалов ГИС и поиска петрофизических зависимостей.

Данные о плотности нефти, пересчетном коэффициенте и КИН найдены по итогам проведения бенчмаркинга месторождений-аналогов.

Для каждого показателя были подобраны законы распределения. Закон устанавливает связь между всеми возможными значениями случайной величины и соответствующими вероятностями. Однако, в силу малого количества исследований, следовательно, недостаточной выборки данных, установить зависимость показателей самостоятельно не представлялось возможным. В связи с этим было принято решение использовать законы распределения этих параметров в соответствии с Северо-Самбургским месторождением.

Итоговые исходные данные для расчёта извлекаемых запасов приведены в таблице 2.

Таблица 2

#### Исходные данные для вероятностного подсчёта запасов

Параметры	Распределение	Источник информации	Значения		
			Минимум	Среднее	Максимум
Площадь залежи, км <sup>2</sup>	Логнормальное	Исх. данные	100	225	350
Толщина, м	Логнормальное	Исх. данные	3,36	10,61	12,97
Пористость, %	Нормальное	Исх. данные	0,09	0,14	0,18
Нефтенасыщенность, %	Нормальное	Исх. данные	0,46	0,55	0,64
Плотность нефти, т/м <sup>3</sup>	Нормальное	Аналоги	0,799	0,834	0,850
Объемный коэффициент	Нормальное	Аналоги	0,58	0,61	0,65
КИН, %	Нормальное	Аналоги	0,10	0,12	0,13

На основании исходных данных при помощи Crystal Ball было рассчитано 100000 различных сценариев и найдено распределение геологических и извлекаемых запасов нефти, где были выведены сценарии P10 (оптимистичный), P50



(реалистичный), P90 (пессимистичный). Результаты расчётов представлены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты расчётов P10, P50, P90 в Crystal Ball

Показатель	P90	P50	P10
Геологические запасы	34,7	75,1	183,3
Извлекаемые запасы	4,1	8,7	32,1

По каждому из вероятностных сценариев были посчитаны ключевые экономические показатели и методом Монте-Карло найден EMV, который составил 3 млрд рублей. Полученный положительный EMV позволяет принять решение о целесообразности дальнейшей (более детальной) проработки

### 3.11. Построение структурной геологической модели

Создание геологической 3D модели производилось в программном продукте Roxar «IRAP RMS». Основой для построения модели ачимовских залежей Тазовского месторождения послужили исходные данные, описанные в таблице 4.

Таблица 4

Исходные данные для загрузки в IRAP RMS

Исходная информация	Формат файла	Примечание
Инклинометрия скважин	.incl	Файл содержит информацию об угле наклона, азимуте и замеренной глубине в определенных точках скважины.
Wellpicks	.txt	Файл, содержащий стратиграфические отбивки горизонтов
Wellheads	.prn	Файл содержит информацию об устьях скважин. Состоит из координат X и Y и значений альтитуды.
LAS-файлы РИГИС	.las	Файл состоит из РИГИС, в который включены следующие параметры: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Литология</li> <li>• Пористость</li> <li>• Проницаемость</li> </ul>
Структурная поверхность Баженовской свиты	.grd	Файл содержит отражающий горизонт Баженовской свиты, полученный на основе данных сейсморазведочных работ

Для построения структурной модели использовался ОГ Баженовской свиты, который был визуализирован после загрузки всех вышеописанных исходных данных (рисунок 22).

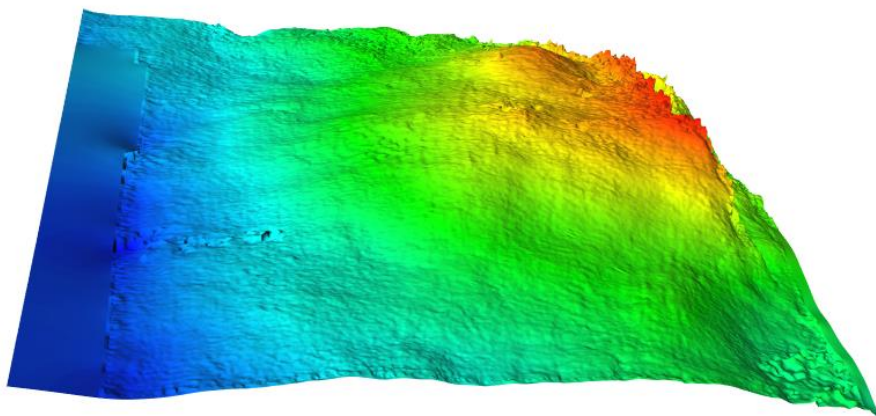


Рисунок 22 – Отражающий горизонт Баженовской свиты

Для построения структурной модели проведен расчет невязок между трендовой сейсмической поверхностью и отметками стратиграфической кровли Бажена.

Следующим действием была оценка качества полученной структурной карты по значениям абсолютных отметок на карте в точках скважин и стратиграфических отбивках. Согласно рекомендациям по созданию действующих геолого-технологических моделей величина невязок при структурном построении не должна превышать  $\pm 0.5$  метров. В построенной модели максимальная величина невязки составила 0,006 м, что показано на рисунке 23.

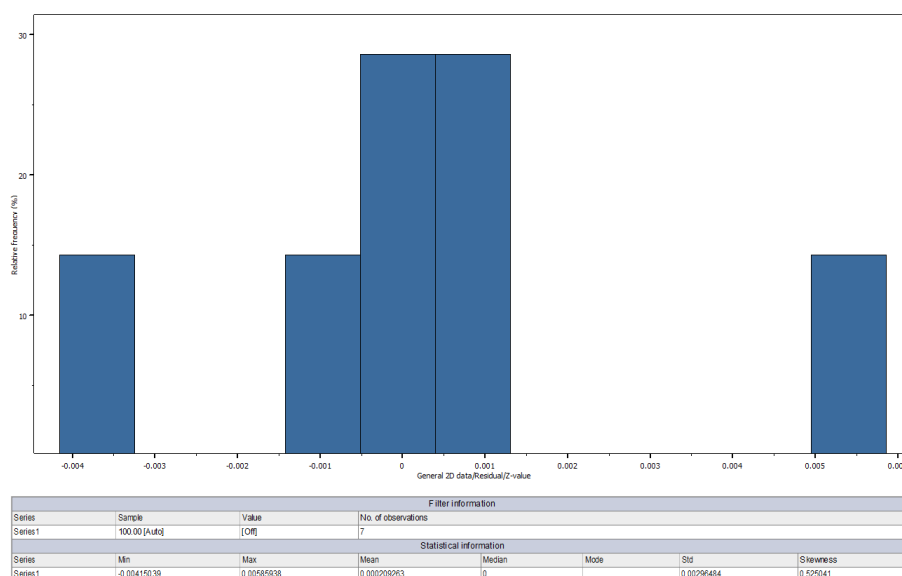


Рисунок 23 – Гистограмма величины невязок

Полученная поверхность была использована в качестве основы для дальнейших построений структурной модели. Поверхности пластов БТ10, БТ10-1, БТ13, БТ13-1, БТ13-2, БТ14, БТ14-1, БТ14-2 (кровли и подошвы) были построены методом схождения (рисунок 24). Границы зон глинизации были созданы на основании концептуальной геологической модели.

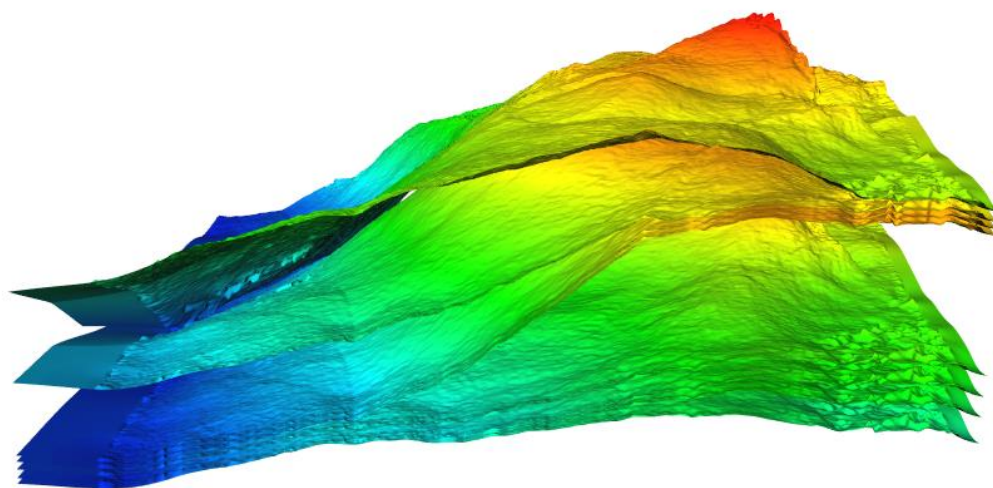


Рисунок 24 – Структурная модель Тазовского месторождения

### 3.12. Создание трехмерной сетки

Согласно практических советов по 3D-геологическому моделированию, оптимальное количество ячеек между соседними скважинами должно составлять 3-5 ячеек по латерали. Учитывая этот фактор, размерность ячейки была принята 200x200 метров.

Ввиду того, что большинство тонких прослоев коллектора имеют толщину 0.4 метра, было принято решение использовать толщину ячейки размером 0.4 метра. Данное решение также позволит наиболее точно учесть неоднородность коллектора.

Параметры полученной сетки отражены в таблице 5.

Таблица 5

Параметры полученной сетки

Размер ячейки по латерали, м	Размер ячейки по вертикали, м	Всего ячеек в модели
200x200	0.4	37225674

### 3.13. Создание модели литологии

Литологическая модель строилась с использованием пиксельного метода indicators. Для создания модели использовались 1D (вертикальный одномерный тренд – ГСР), 2D (карта песчаности) и 3D (интерполяция 1D и 2D тренда) тренды песчаности.

1D тренд был получен путем интерполяции скважинных данных на трехмерную сетку. В результате интерполяции, ячейкам сетки, через которые проходят траектории скважин, присвоены значения параметра литологии, представленные на рисунке 25.

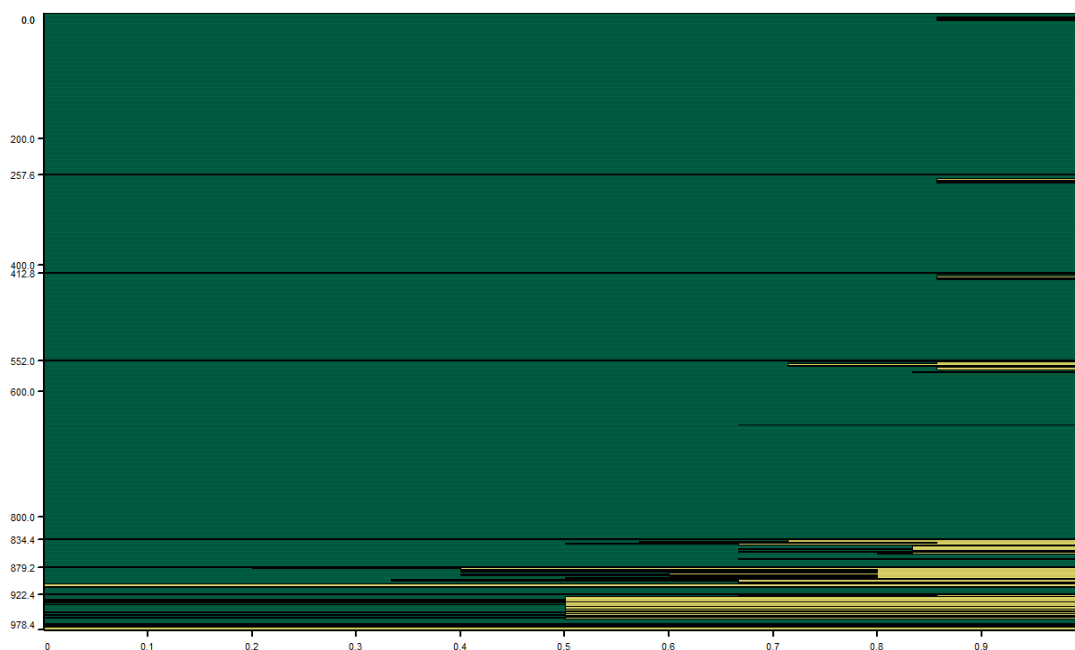


Рисунок 25 – Геолого-статистический разрез параметра литологии

Требуемые в качестве 2D тренда карты песчаности были созданы на этапе построения структурной модели.

3D тренд был создан путем интерполяции 1D и 2D трендов.

Значения горизонтальных и вертикальных рангов, а также типа вариограмм, использованных при построении литологической модели приняты на основе вариограммного анализа. Анализ проводился в разделе Data analysis.

Всего рассчитана 101 реализация дискретного параметра литологии, на базе которого получен непрерывный куб, который впоследствии был дискретизирован в

итоговую модель литологии на основании критического значения нахождения коллектора, принятого равным 0,107.

Оценка качества модели литологии проводилась по следующим критериям:

- Сопоставление гистограмм распределения фаций «коллектор-неколлектор»;
- Сопоставление ГСР по кубу литологии и по скважинным данным – необходимо сохранение подобия ГСР, а именно – цикличности, наличия перемычек, изменения песчаности по слоям;
- Сопоставление гистограмм распределения и карт эффективных толщин. Минимальные, максимальные и средние значения эффективных толщин по кубу литологии и по скважинным данным не должны расходиться более чем на 25% относительных;
- Сопоставление значений эффективных толщин в точках скважин – расхождение не должно превышать более 5% относительных.

Построенная модель литологии соответствует описанным критериям. Сравнение основных показателей приведено на рисунках 26 и 27.

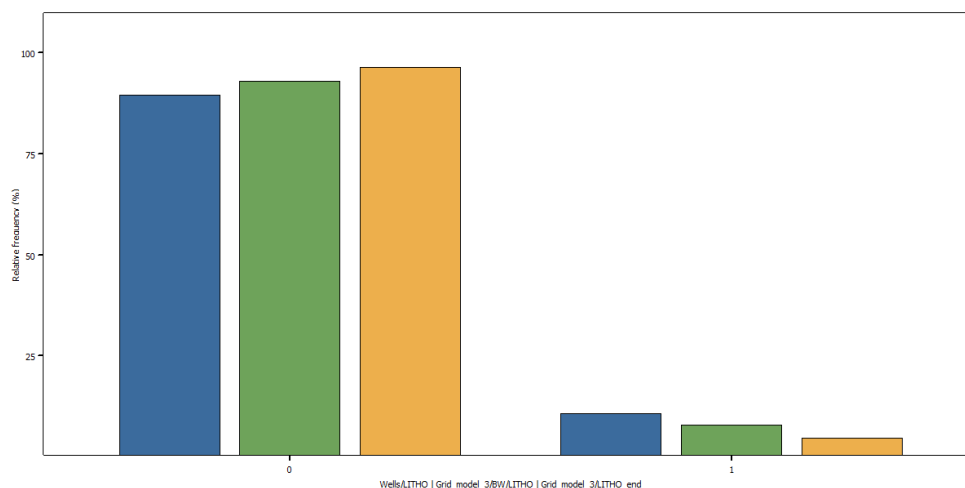


Рисунок 26 – Гистограмма распределения литотипов «коллектор-неколлектор»

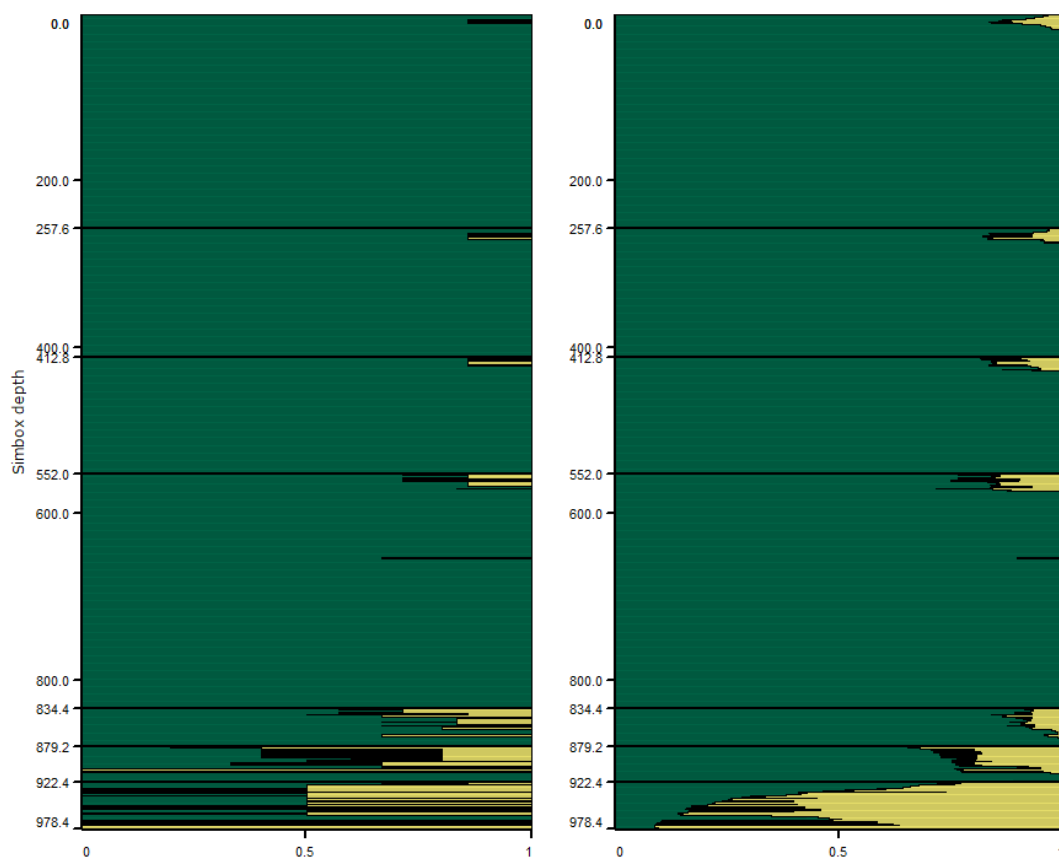


Рисунок 27 – Сопоставление ГСР по скважинным данным и модели литологии

### 3.14. Создание петрофизической модели.

Петрофизическая модель включает в себя модели пористости, проницаемости и водонасыщенности.

Моделирование пористости производилось путем интерполяции. Пласт БТ10 на основании РИГИС является глинистым, в связи с этим данный пласт не был задействован в процессе интерполяции.

Сопоставление гистограммы распределения пористости по скважинным данным и полученной модели изображена на рисунке 28.

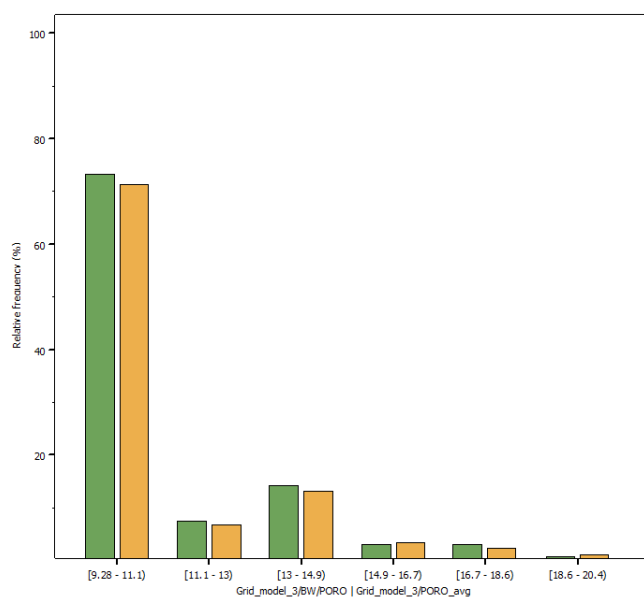


Рисунок 28 – Сопоставление гистограммы распределения пористости по скважинным данным и модели

Параметр проницаемости был рассчитан с помощью встроенного в программный продукт калькулятора. Было выделено несколько фаций для калькуляции:

- $K_{пр} = 0.000008 * \exp(0.706 * K_{пор})$  – дистальная часть конуса выноса
- $K_{пр} = 0.00015 * \exp(0.519 * K_{пор})$  – проксимальная часть конуса выноса

Модель водонасыщенности также была рассчитана по формуле путем применения J-функции Леверетта.

### 3.15. Построение вероятностных моделей P10, P90

Необходимость построения моделей P10, P90 помимо базовой P50 обуславливается неопределенностями с которыми сталкивается интерпретатор при анализе исходных данных для моделирования.

#### 1) Неопределенность в положении ВНК

Учитывая то, что водонасыщенные интервалы были вскрыты лишь одной скважиной, а контакты были определены условно по подошве нефтенасыщенных пропластков, существует возможность двигать уровень ВНК в больших пределах (таблица 6).

Значения ВНК, закладываемые в моделях по вариантам.

Пласт	Уровень ВНК		
	P10	P50	P90
БТ10-1	3806.77	3761.86	3716.94
БТ13	3816.05	3776.25	3736.45
БТ13-1	3844.33	3801.63	3758.93
БТ13-2	3844.78	3807.92	3771.05
БТ14	3766.96	3662.81	3558.66
БТ14-1	3769.86	3705.30	3640.74
БТ14-2	3752.13	3716.67	3681.20

## 2) Неопределенность в ФЕС.

Определение фильтрационно-емкостных свойств определяется путем статистической обработки данных исследований керн с получением некоторой аппроксимирующей зависимости. Как сами исходные данные, так и методы работы с ними вносят некую долю погрешности. По этой причине можно выделить не одну зависимость, но и заложить некоторый разброс, приняв корреляции для вариантов P10 и P90 (рисунки 29-32).

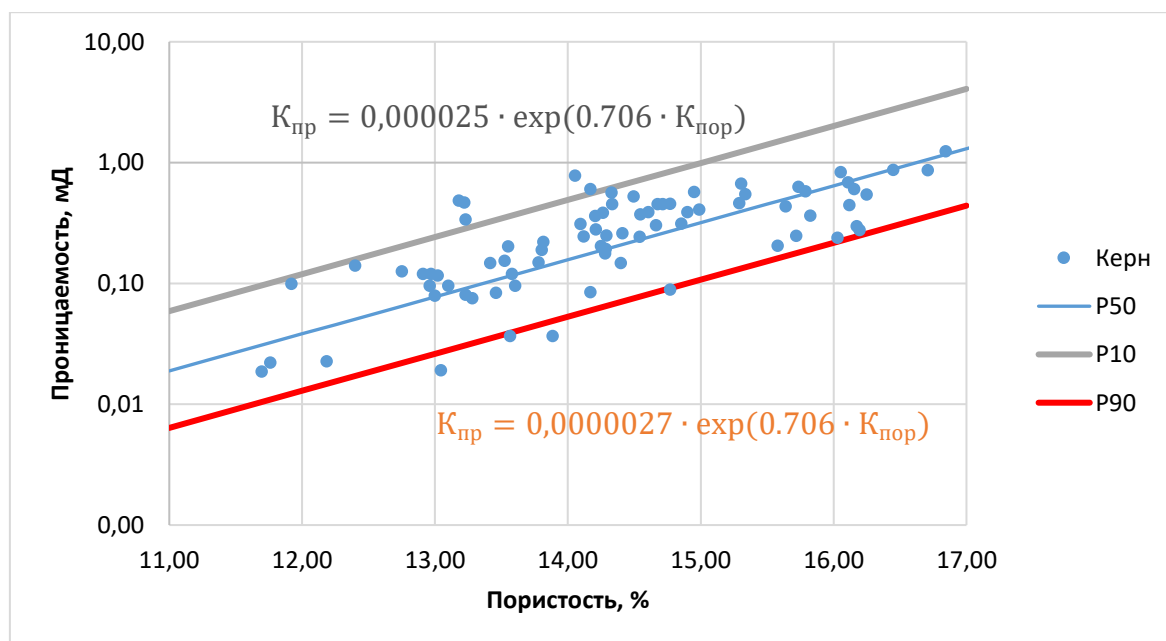


Рисунок 29 – Зависимости проницаемости  $K_{пр}$  от пористости  $K_{пор}$  по вариантам для дистальной части конусов выноса.



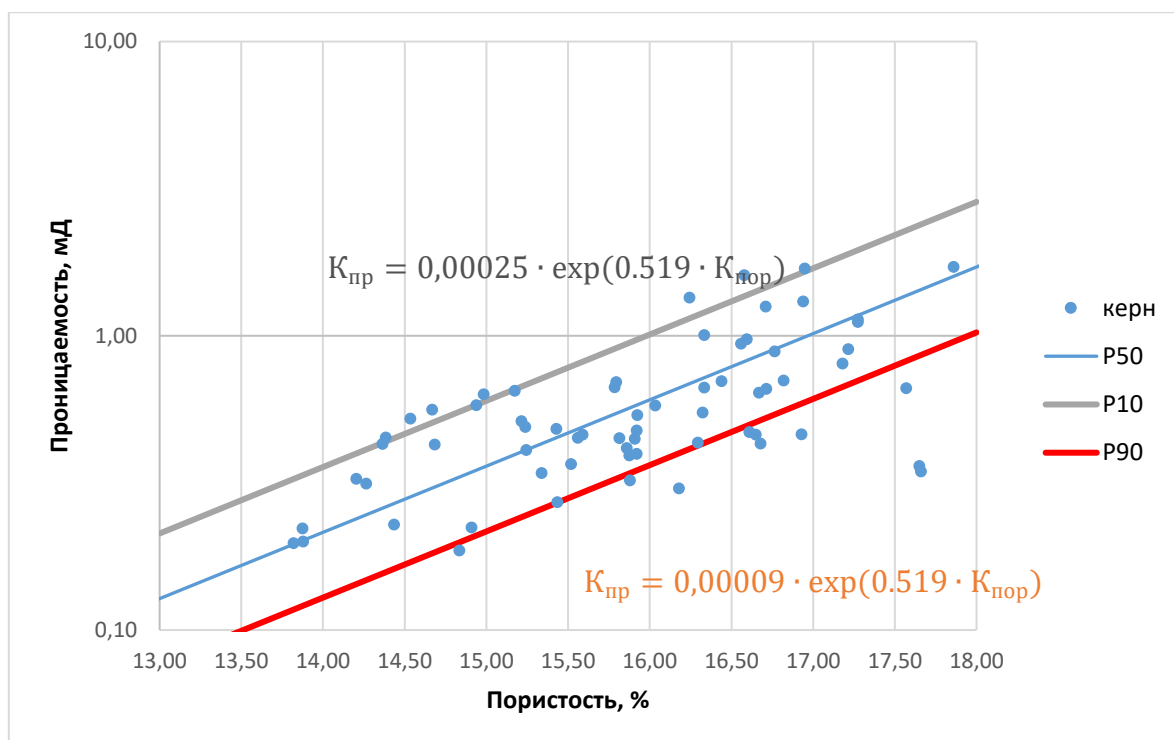


Рисунок 30 – Зависимости проницаемости  $K_{пр}$  от пористости  $K_{пор}$  по вариантам для проксимальной части конусов выноса.

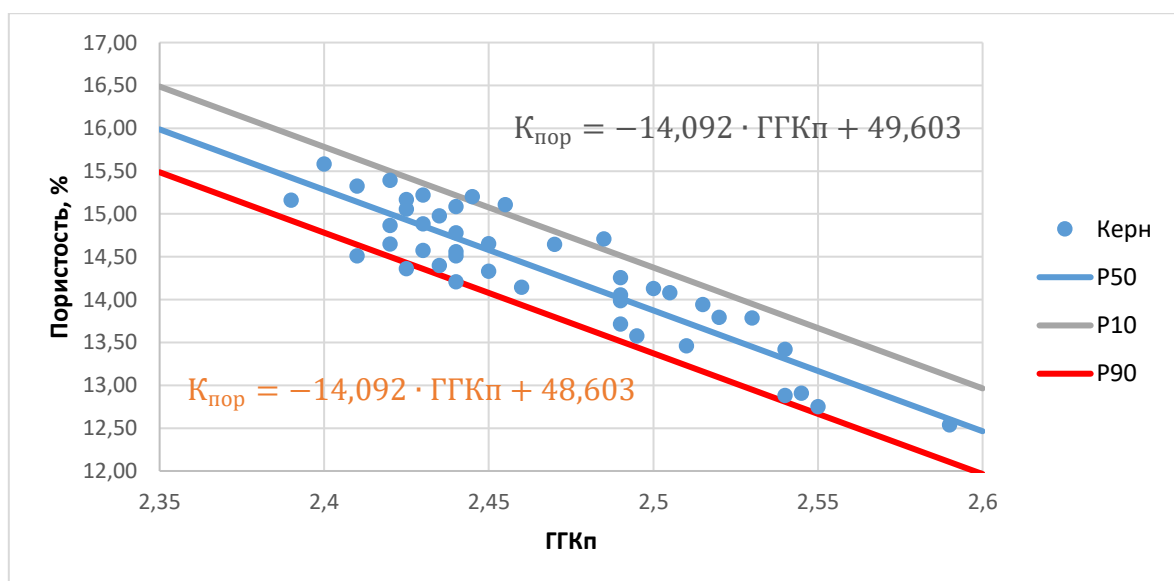


Рисунок 31 – Зависимости  $K_{пор}$  от показаний каротажа ГГКп по вариантам для дистальной части конусов выноса.

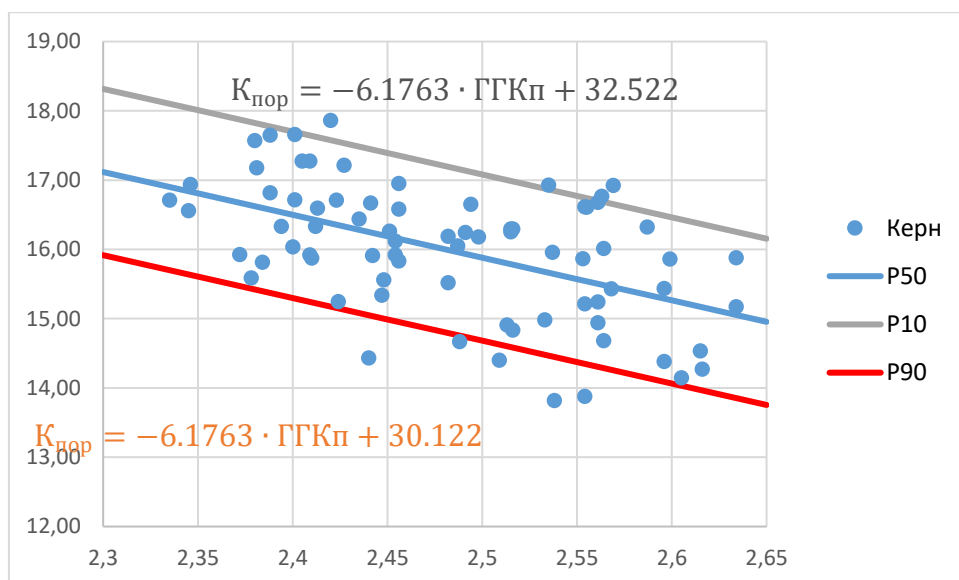


Рисунок 32 – Зависимости  $K_{пор}$  от показаний каротажа ГГКп по вариантам для проксимальной части конусов выноса.

### 3.16. Подсчет запасов

Геологические запасы были рассчитаны по формуле объемного подсчета запасов путем перемножения полученных кубов, данных по плотности нефти и пересчетного коэффициента.

Итоговый объем запасов нефти составил в варианте P10 – 121.2 млн т, P50 – 64.9 млн т, P90 – 37.1 млн т.

В дальнейшем, построенная полномасштабная геологическая 3D модель Тазовского месторождения использовалась для создания гидродинамической модели.

## ГЛАВА 4. ПОСТРОЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

Гидродинамическое моделирование является наиболее современным инструментом для управления разработкой месторождений. Модели месторождений создаются и постоянно актуализируются, сопровождая тем самым полный цикл жизни месторождения и отражая изменение взгляда разработчиков на залежь. Проведение расчетов на моделях позволяет прогнозировать давление пластовых резервуаров, их насыщение в различных областях, а также получать ожидаемые профили добычи по времени. Моделирование также позволяет контролировать второстепенные процессы разработки, например, закачку газа в подземные хранилища для утилизации.

Пожалуй, главный плюс гидродинамического моделирования состоит в том, что оно позволяет в комплексе учесть многие факторы, влияющие на добычу углеводородов, произвести множество вариантов расчетов для определения наилучшего сценария, осуществить анализ ситуации в любой момент времени.

Обратной стороной гибкости такого подхода является высокая чувствительность к входным параметрам. Качество исходных данных напрямую будет влиять на качество прогнозных расчетов и является необходимым условием создания реалистичной фильтрационной модели. Надежная исходная информация и корректное ее заложение при построении модели вкупе с эффективной адаптацией на историю – основные критерии успешности моделирования, позволяющие эффективно управлять разработкой месторождений.

Входные данные, используемые при построении гидродинамической модели, можно разделить на 3 категории в зависимости от их источника:

- 1) Получаемые как результат геологического моделирования, проведенного на предыдущем этапе работы - структурная модель, модель разломов, размерность и координаты ячеек, ФЕС (коэффициенты пористости, проницаемости, песчанности), контакты между флюидами в начальном состоянии, начальная насыщенность для каждой фазы;

2) Результаты специальных керновых исследований и исследований пластового флюида - капиллярные давления, деформационные свойства породы, PVT-свойства флюидов, относительные фазовые проницаемости;

3) Результаты промыслово-геофизических исследований (ПГИ) - инклинометрия и конструкция скважин, события на скважинах, исторические данные по добыче, начальные термобарические условия, изменение пластового и забойного давления с течением времени.

Данные 1-ой категории уже готовы к непосредственному переносу из геологического симулятора (Igar RMS) в гидродинамический (tNavigator). Остальная часть требует обработки и интерпретации.

#### **4.1. Характеристика пластового флюида**

Существует множество классификаций пластового флюида, различающихся как по количеству выделяемых типов углеводородов, так и по критериям их разграничения. Широкое распространение получила классификация У. МакКейна (таблица 7). Он выделяет следующие пять основных типов углеводородов:

- 1) Сухой газ;
- 2) Жирный газ;
- 3) Ретроградный или конденсатный газ;
- 4) Легкая или летучая нефть;
- 5) «Черная» или обычная нефть.

Четыре признака, согласно которым МакКейн предлагает идентифицировать тип флюида: начальное газосодержание, плотность товарной жидкости, цвет товарной жидкости, компонентный состав (содержание C5+). Основным признаком является начальное газосодержание, а остальные имеют вспомогательный характер. Нужно отметить, что границы в значительной степени условны и определяются конкретными термобарическими условиями, а реальное состояние флюида в пласте установить достаточно сложно.

Таблица 7

## Классификация типов пластового флюида

Тип флюида (в пласте)	Признаки поверхностных условий	Начальное газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Типичный состав (в мольных долях)
Обычная нефть	Темно-коричневая жидкость, объемный коэффициент < 2	Менее 360	625-900, увеличивается в течение разработки на поздней стадии	C5+ > 20%
Летучая нефть	Более светлая жидкость с цветными оттенками, объемный коэффициент > 2	360-600	менее 625, увеличивается при снижении давления ниже давления насыщения	C5+ ≈ 12,5-20%
Ретроградный газ	Газ с большим количеством светлоокрашенной с цветными оттенками жидкости	600-900	225-425, уменьшается при прохождении точки выпадения конденсата	C5+ < 12,5%
Жирный газ	Газ с небольшим количеством светлой (почти белой) жидкости	порядка 9000	менее 225, уменьшается при прохождении точки выпадения конденсата	C5+ ≈ 1%
Сухой газ	Газ	жидкости нет	менее 100	Метан ≈ 95%

Согласно данным исследований пластового флюида, рекомбинированная проба (при давлении 580 атмосфер и температуре 98°C) представляет собой недонасыщенную жидкость с низкой плотностью и высоким газосодержанием (таблица 8).

Таблица 8

## Физико-химические свойства пластового флюида Ачимовских отложений

## Тазовского ЛУ

Свойства	Давление насыщения, атм	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Объемный коэффициент	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость, сПз
Значение	305	341,1	1,979	612,2	0,247

Таким образом, пластовый флюид можно отнести к летучей нефти. Разработка залежей с легкой нефтью имеет свои особенности. Большое влияние на ход добычи оказывает давление насыщения, так как при падении пластового давления ниже этого значения начинается бурное разгазирование (рисунок 33). Значительное увеличение газовой фазы ведет к резкому снижению фазовой проницаемости по жидкой фазе, а также увеличению плотности и вязкости последней. Работа на режиме истощения приводит к значительному уменьшению коэффициента извлечения и делает разработку нерентабельной. В таких случаях часто применяется система поддержания пластового давления, заключающаяся в закачке воды или газа в пласт. Однако, эффективность такого метода должны показать гидродинамические расчеты и последующая экономическая оценка.

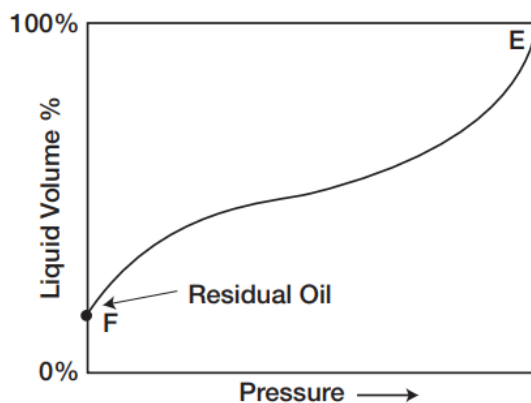


Рисунок 33 – Кривая усадки летучей нефти.

#### 4.2. Определение типа симулятора

Гидродинамический симулятор – программа моделирования фильтрационных процессов, реализованная на основе набора уравнений и численных схем их решения. Набор необходимых уравнений определяется моделью фильтрационной среды, моделью флюида и учетом тепломассопереноса в модели. Таким образом, гидродинамические модели классифицируются по следующим признакам:

##### 1) Схема расчета:

- конечно-разностное моделирование;
- модель на основе линий тока.

Наибольшее признание и распространение получили традиционные схемы, когда расчет потоков происходит через границы между соседними ячейками, поэтому в данной работе используется конечно-разностное моделирование.

2) По типу фильтрационной среды:

- одинарной пористости;
- двойной пористости;
- двойной проницаемости.

Для обычного терригенного порового коллектора, сложенного песчаниками и алевролитами используются модели одинарной пористости, в которых фильтрация осуществляется только через поровое пространство.

3) Учет тепломассопереноса:

- изотермическая модель;
- термальная модель.

Использование термальной модели обуславливается применением характерных методов воздействия на пласт – закачкой горячей воды, пара или химических реакций внутрипластового горения. Для стандартных моделей используется изотермическая модель.

4) Модель флюидов:

- модель нелетучей нефти (black oil);
- композиционная модель.

Модель нелетучей нефти является самой распространенной и простой. Предполагается наличие трех фаз, при этом нефть и вода не смешиваются и не обмениваются массами, только газ может растворяться в нефти и воде. Корректно моделируются несмешивающиеся процессы вытеснения, осуществляется учет упругих свойств породы и флюидов, а также влияния вязкостных, гравитационных и капиллярных сил. Симулятор black oil можно использовать для моделирования нефтяных, нефтегазовых и газонефтяных резервуаров. Залежи летучей нефти можно рассчитывать при разработке на истощение и с осуществлением заводнения.

Отличие композиционной модели состоит в том, что фазы состоят из компонентов, для каждого из которых применяется закон сохранения массы. Для описания фаз и фазовых переходов в углеводородных смесях в симуляторе используются уравнения состояния. Показаниями к использованию композиционной модели являются:

- прогноз состава и свойства добываемых флюидов, необходим для интегрированных моделей пласт-скважина-наземное обустройство;
- моделирование смешивающегося водогазового воздействия;
- моделирование процессов на газоконденсатных месторождениях (сайклинг-процесс)

Залежи летучей нефти можно рассчитывать на Black oil, однако погрешность расчетов растет пропорционально количеству высвободившегося газа. В рамках учебного проекта в условиях недостатка информации о свойствах пластовых флюидов на этапе «оценка-выбор» решено пользоваться наиболее простой и быстрой в расчетах моделью black oil.

В дальнейшем для проведения гидродинамического моделирования использовался продукт компании Rock Flow Dynamics «tNavigator», в рамках которого реализованы все описанные функции симуляторов.

### **4.3. Построение PVT-модели пластового флюида**

Данные о физических свойствах нефти и газа необходимы для расчетов при проектировании, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Значения этих свойств должны быть определены при пластовой температуре и различных давлениях для изучения производительности пласта, а также в условиях изменения, как давления, так и температуры при гидравлических расчетах в скважинах.

Описание свойств пластового флюида проводилось в PVT-дизайнере tNavigator'a, комплексном инструменте для PVT моделирования, полностью интегрированном с другими инструментами программы. Изначально планировалось использовать стандартный модуль «black oil» PVT-дизайнера, в котором реализованы основные корреляционные зависимости свойств нефти, газа и воды от давления и



температуры. Однако, расчеты выявили неудовлетворительный характер описания корреляциями экспериментальных данных дифференциального разгазирования (рисунки 34, 35, 36).

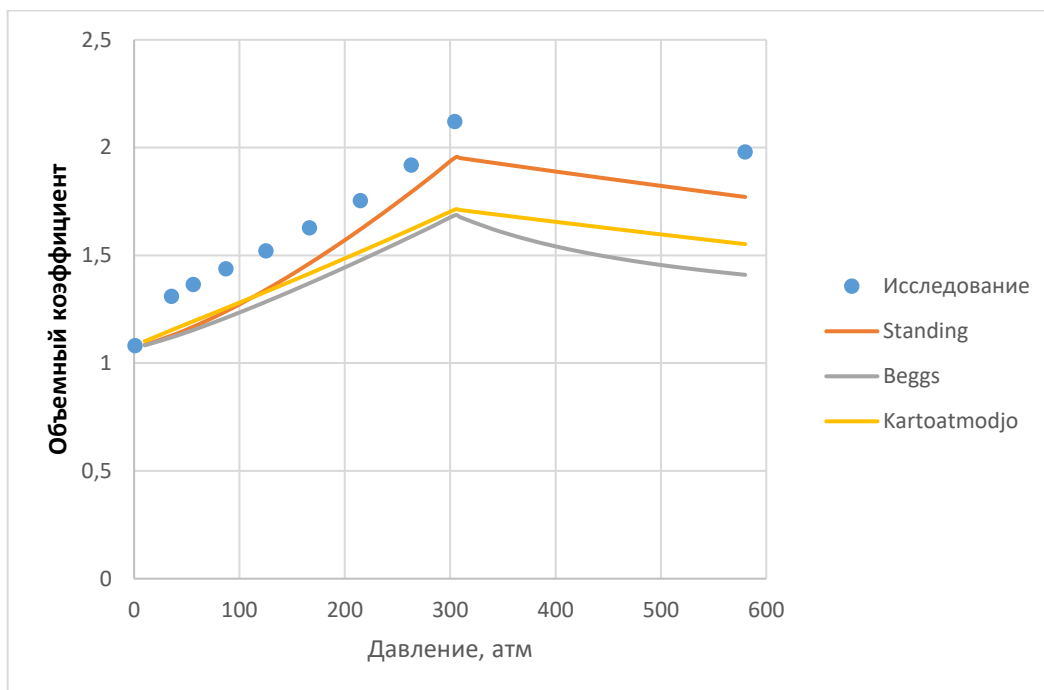


Рисунок 34 – Объёмный коэффициент нефти

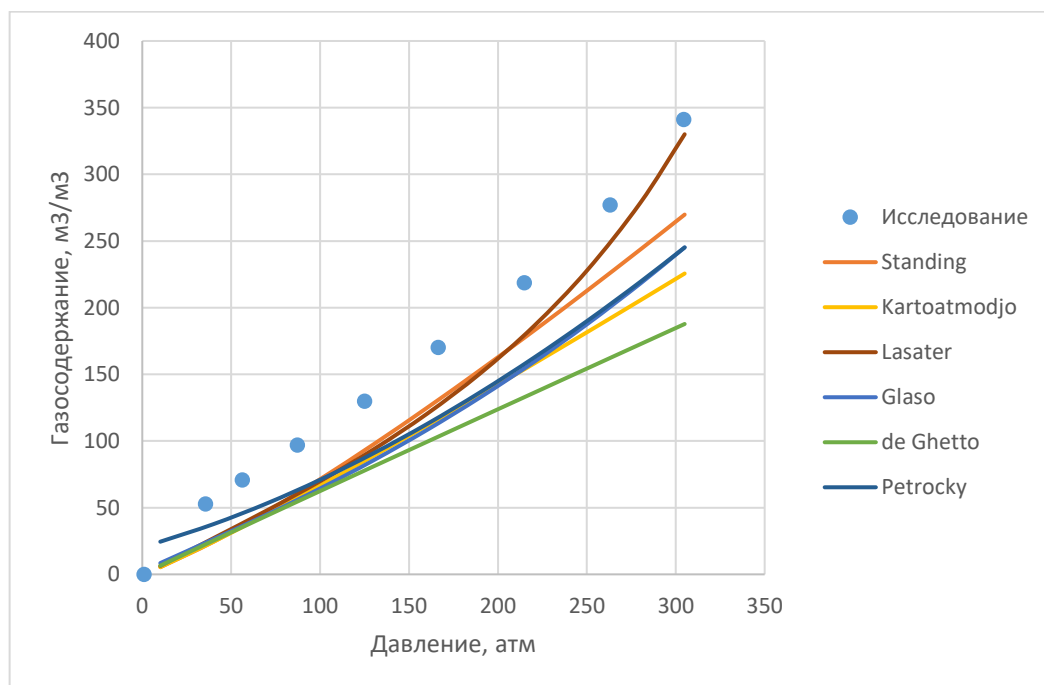


Рисунок 35 – Газосодержание

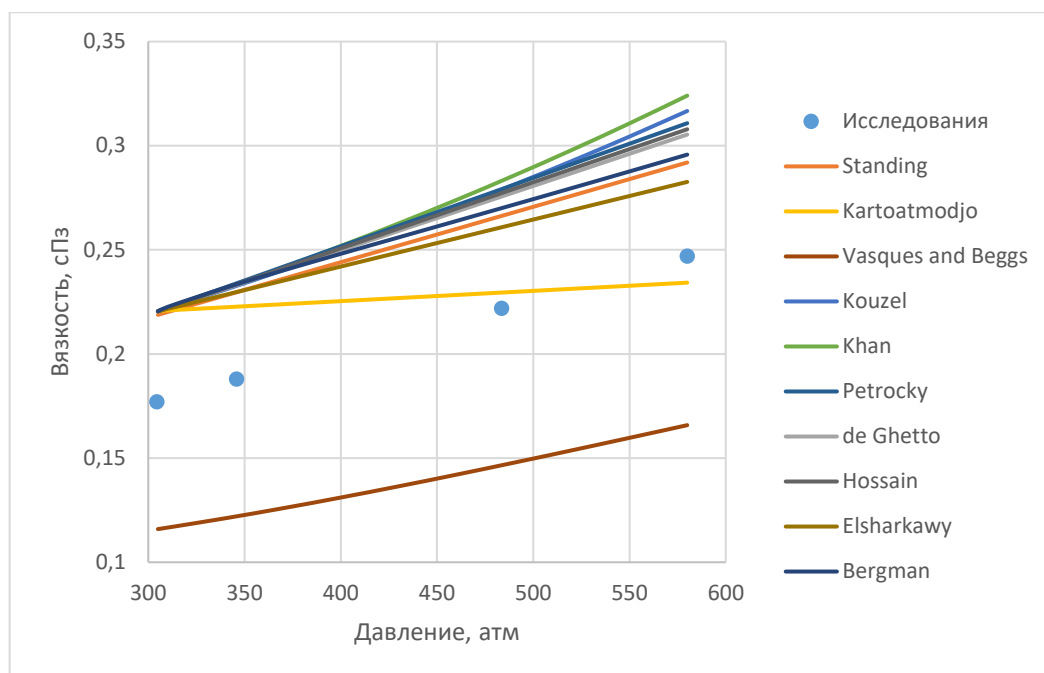


Рисунок 36 – Вязкость

По этой причине было решено использовать модуль композиционной модели. Первоначально был задан компонентный состав пластового флюида (см. приложение Д). Далее выбраны уравнение состояния Peng-Robinson и LBC-корреляция для расчета вязкости, программой рассчитаны коэффициенты бинарного взаимодействия. Этих параметров достаточно для построения модели, однако ее необходимо адаптировать на экспериментальные данные. В данном случае варьировались критические параметры тяжелых компонент C10+. Результаты адаптации представлены на рисунках 37, 38, 39.

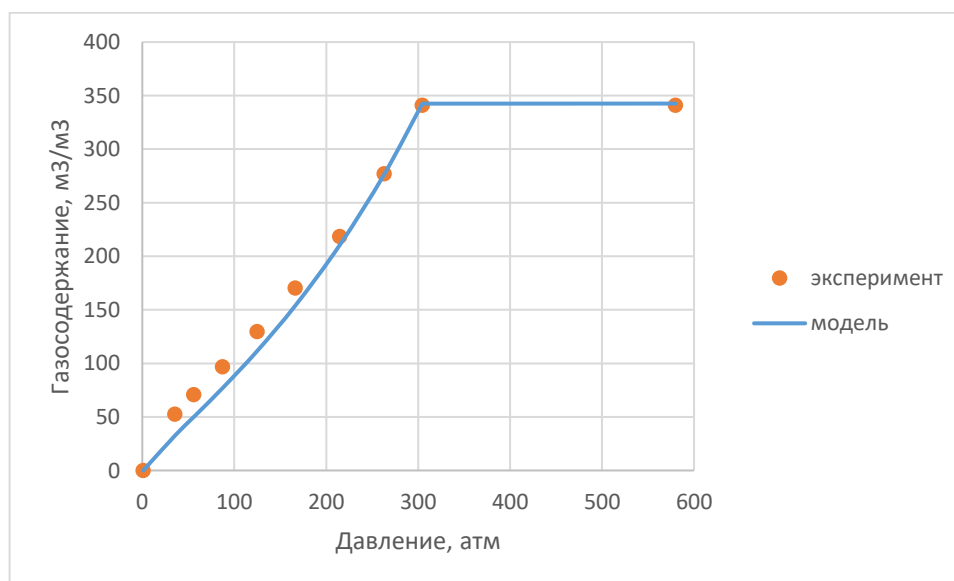


Рисунок 37 – Газосодержание

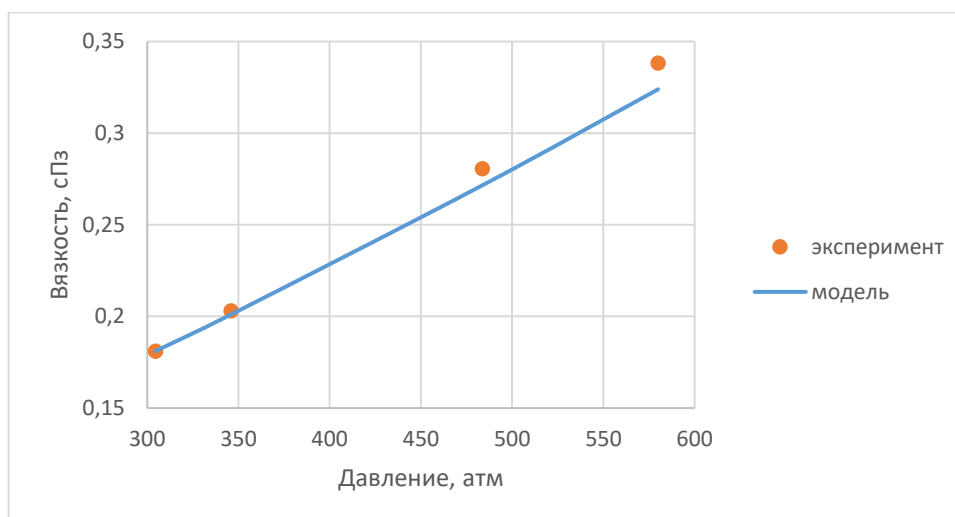


Рисунок 38 – Вязкость

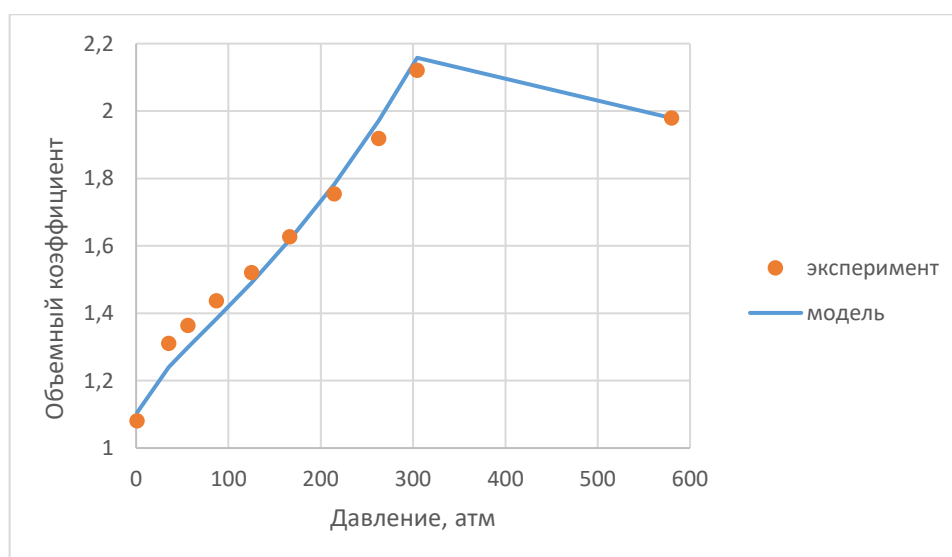


Рисунок 39 – Объемный коэффициент

Для дальнейшего использования полученной PVT-модели, она была выгружена в документ «.rvo» в виде таблиц с ключевыми словами PVTO, PVTG. По причине отсутствия результатов исследований пластовой воды, ее свойства приняты по умолчанию.

#### 4.4. Создание VFP-таблиц

Эффективное моделирование процесса разработки месторождения требует задания условий работы скважины. Потери давления в скважинах могут быть определены VFP-таблицами. Таблицы вертикальных характеристик потока (VFP) – многомерные таблицы для свойств жидкости в трубах. Они определяют динамические характеристики потока флюида и основаны на корреляциях.

Для оптимизации совместной работы системы пласт-скважина-наземное обустройство важно знать давление на устье скважин в процессе разработки. VFP таблица для добывающей скважины нефтяного месторождения при имеющихся данных об устьевом давлении, обводненности, дебите и газовом факторе из контроля по устьевому давлению переходит к контролю по забойному давлению. Забойное давление, в свою очередь, определит фильтрационные потоки в пласте и, соответственно, дебиты.

VFP-дизайнер, включенный в состав комплекса tNavigator, позволяет строить лифтинг-таблицы для скважин и труб, используя следующие данные:

1) Траектория скважины. Была задана упрощенная траектория среднестатистической горизонтальной скважины.

2) Конструкция скважины (обсадная колонна, колонна НКТ, пакер, перфорации).

3) PVT-модель. Использовалась модель, построение которое описано в предыдущей главе.

4) Корреляции. После анализа применимости различных типов корреляций, для описания течения в наклонной и горизонтальной части ствола была выбрана корреляция Beggs&Brill, для вертикальной – Orkiszewski, подходящий для большого спектра режимов потока.

5) Данные ПГИ. Построение качественной таблицы требует настройки ее на фактические данные. В данной работе адаптация не проводилась по причине отсутствия исследований.

Полученная таблица была выгружена в файл «.ecl» с ключевым словом VFPPROD.

#### **4.5. Определение относительных фазовых проницаемостей**

Абсолютная проницаемость определяет фильтрацию флюида, инертного пласту, при 100-процентном заполнении порового пространства этим флюидом. Для описания реальной ситуации используется понятие относительной фазовой проницаемости (ОФП), определяющей подвижность флюида в зависимости от

величины присутствия сторонней несмешивающейся фазы. Такие данные могут быть получены только по результатам исследования фильтрации на образцах керна.

В распоряжении команды имелись лишь результаты определения относительных фазовых проницаемостей по воде и нефти на трех образцах керна. Экспериментальные точки были отнормированы и описаны LET-корреляцией (рисунок 40).

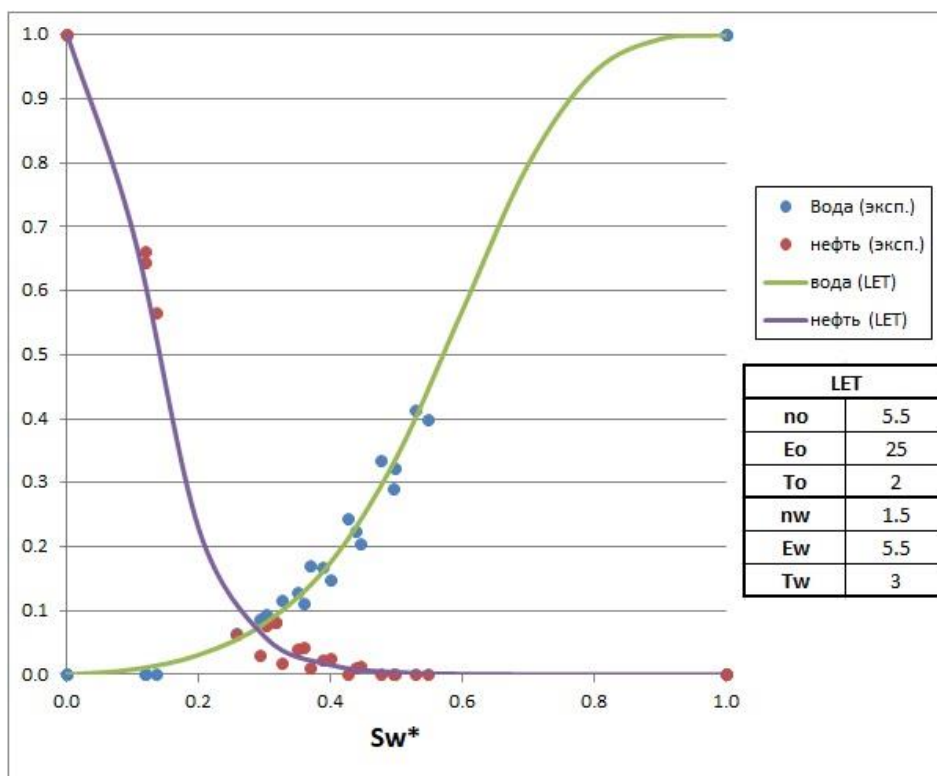


Рисунок 40 – ОФП в системе «нефть-вода»

Здесь  $S_w^*$  – нормированная водонасыщенность, вычисляемая по формуле

$$S_w^* = (S_w - S_{wl}) / (1 - S_{wl})$$

Процедура нормировки необходима для обобщения экспериментальных данных на весь пласт, исключая зависимость фазовой проницаемости от ФЕС. Для выявления вида кривой в определенной области пласта необходима обратная процедура, заключающаяся в использовании конечных точек. В случае двухточечной нормировки кривые ОФП определяются двумя значениями водонасыщенности и соответствующими значениями ОФП (рисунок 41):

- Критическое значение водонасыщенности  $S_{wcr}$ , определяющее условия при которых пластовая вода становится подвижной;

- Критическое значение нефтенасыщенности  $S_{owcr}$ , определяющее условия при которых нефть становится подвижной;

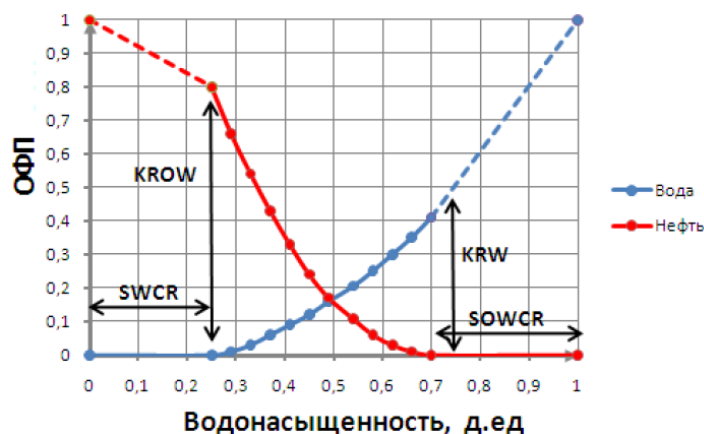


Рисунок 41 – Концевые точки кривых ОФП в системе «вода-нефть».

Минимальная или остаточная водонасыщенность  $S_{wl}$  в таком случае принимается равной  $S_{wcr}$ , а максимальная водонасыщенность равной  $(1 - S_{owcr})$ .

Зависимость  $S_{wl}$  от абсолютной проницаемости пласта была приведена в разделе 3.9. Корреляционные связи между  $S_{owcr}$ ,  $K_{ro}$ ,  $K_{rw}$  и фильтрационными свойствами найдены по исследованиям ОФП на собственном керне:

$$1 - S_{owcr} = -0,018 \cdot \ln(K_{пр}) + 0,6827$$

$$K_{ro} = 0,0156 \cdot \exp(1,5043 \cdot K_{пр})$$

$$K_{rw} = 0,0023 \cdot \exp(1,5008 \cdot K_{пр})$$

Кривые ОФП в системе «нефть-газ» строятся по той же методике (рисунок 42).

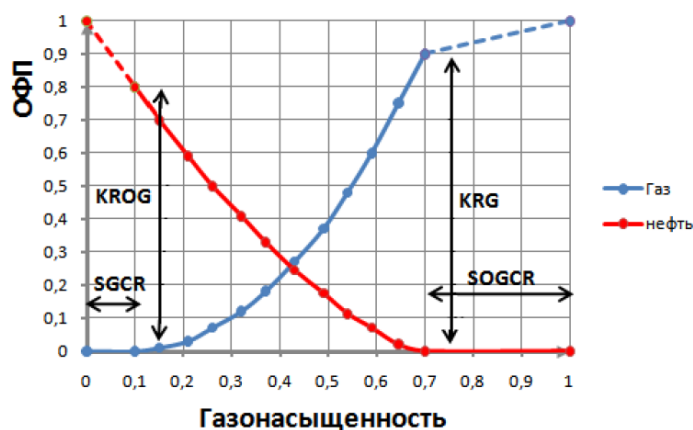


Рисунок 42 – Концевые точки кривых ОФП в системе «нефть-газ».

Исследования фильтрации на собственном керне в системе «нефть-газ» не проводились, поэтому форма кривых и концевые точки взяты с аналога – Северо-Самбургского ЛУ (рисунок 43).

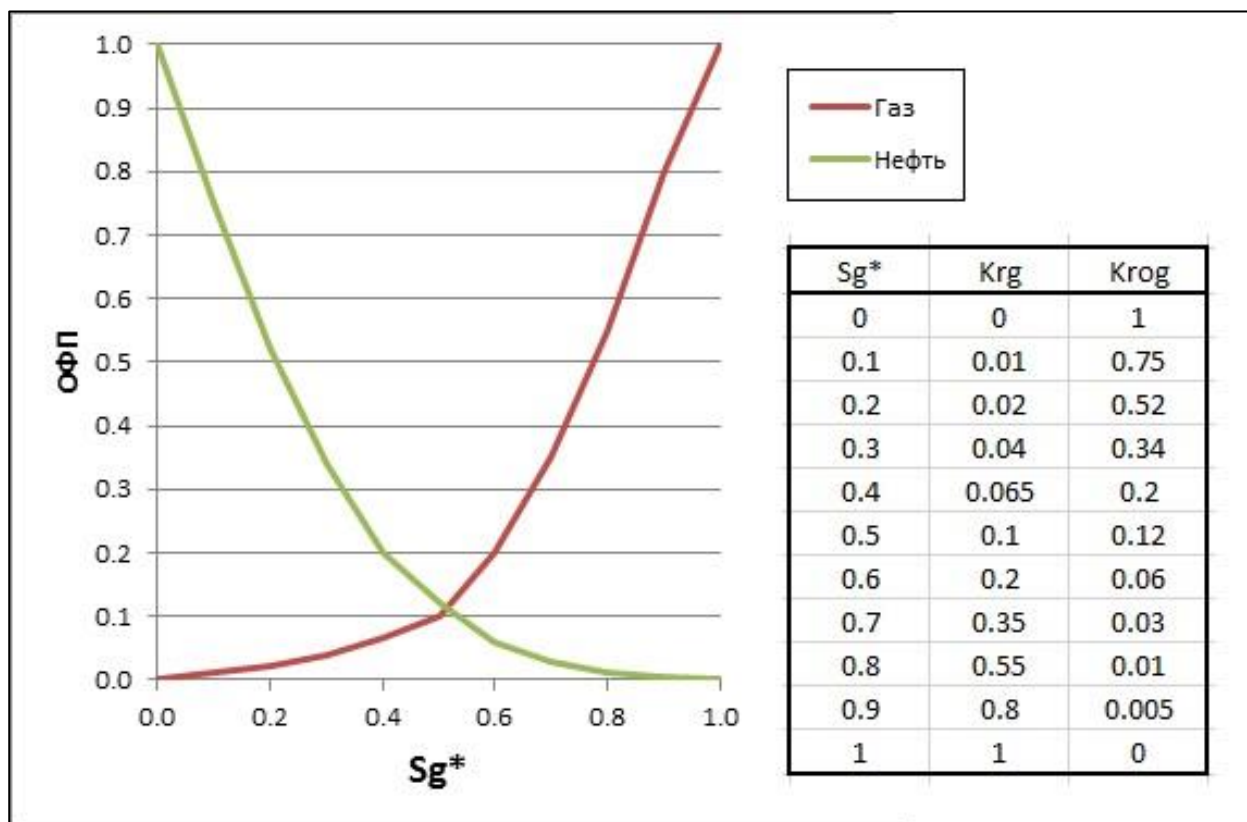


Рисунок 43 – Нормированные кривые ОФП в системе «нефть-газ».

Концевые точки:

$$S_{SGCR} = 0$$

$$S_{SOGCR} = S_{wl}$$

$$K_{ro} = 0,533$$

$$K_{RG} = 0,95$$

В итоге данные ОФП были загружены в модель ключевыми словами SWOF, SGOF.

#### 4.6. Создание полномасштабной модели

Последним этапом построения гидродинамической модели было сведение всех полученных данных и оформление их в формате, пригодном для загрузки в tNavigator. Основой послужила геологическая модель, содержащая структурный каркас, ФЕС и насыщение (рисунок 44).

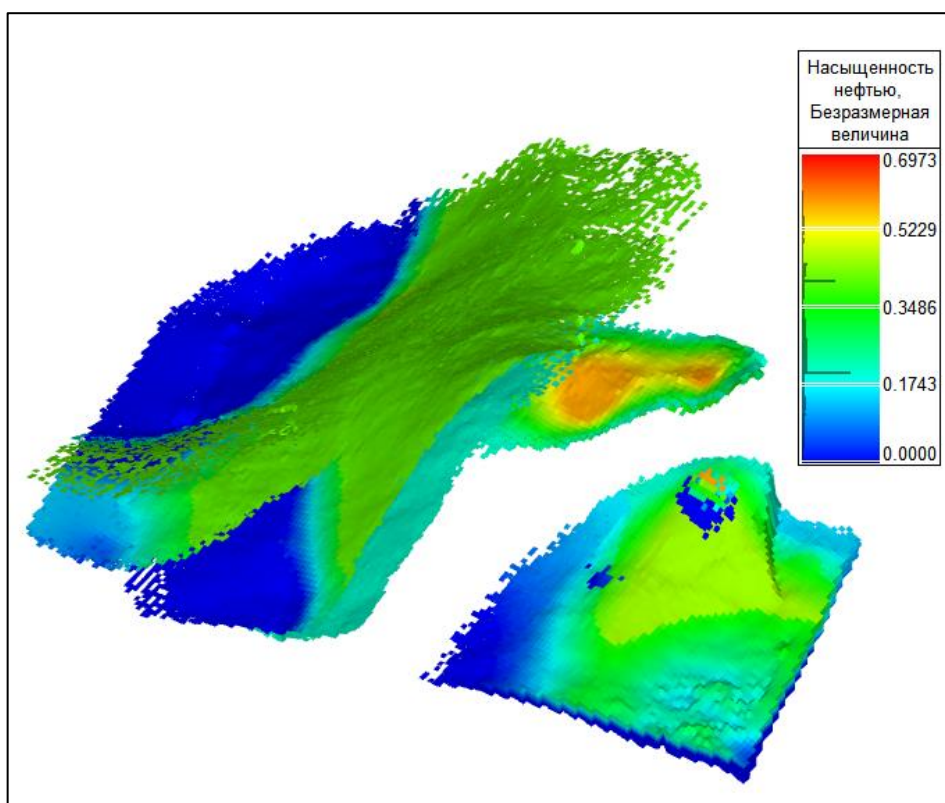


Рисунок 44 – Полномасштабная 3D-гидродинамическая модель.

Начальное пластовое давление задавалось в соответствии с результатами испытаний (таблица 9).

Таблица 9

Результаты измерения пластового давления

Пласт	Глубина, м	Давление, атм	Степень АВПД
БТ13-1	3771-3777	573,8	1,52
БТ13-2	3791-3805	508,6	1,34
БТ14	3543-3553	531,2	1,5

По пластам, давление в которых не измерялось, степень АВПД принята равной 1,5.

Условия на границе пластов были приняты согласно концептуальной модели о выклинивании залежей с формированием гидродинамически изолированных тел.

#### 4.7. Создание секторной модели

Полномасштабная модель не всегда является необходимой, в зависимости от задач, стоящих перед исследователем и конкретных условий пласта. В некоторых случаях отсечение части полномасштабной модели может послужить причиной значительных погрешностей в расчетах или может занять значительное количество



времени для настройки граничных условий. Не рекомендуется использовать секторные модели для залежей газа или нефтяных залежей, имеющих значительные по размерам газовые шапки.

В случае ачимовских отложений задача упрощается по причине того, что объекты разработки представляют собой разрозненные залежи относительно небольшого размера, не имеющие гидродинамической связи. Таким образом, можно выбрать одну из залежей, которая бы в полной мере характеризовала остальные, ограничившись заданием непроницаемой границы на контуре.

Подобный подход будет удобен для проведения оптимизационных расчетов по выбору системы разработки, а уменьшение размеров моделируемого объекта позволит значительно ускорить процесс.

Для создания секторной модели был выделен пласт БТ14 по следующим причинам:

1) Пласт самый изученный. Нефтенасыщенные интервалы были вскрыты четырьмя скважинами, тремя скважинами (№№ 52, 53, 91) непосредственно в зоне моделирования. Помимо этого, скважина № 92 вскрыла водонасыщенную часть залежи.

2) Объект должен быть представительным. Отложения пласта БТ14 представляют собой отложения конуса выноса, характерные для ачимовской толщи.

3) Размер объекта позволяет быстро производить расчеты. Уровень ВНК, условно расположенный на абсолютной отметке «-3532,62 м» по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скв. № 91 позволяет рассматривать только северную часть залежи в районе скважин №52, 53, 91 (рисунок 45)

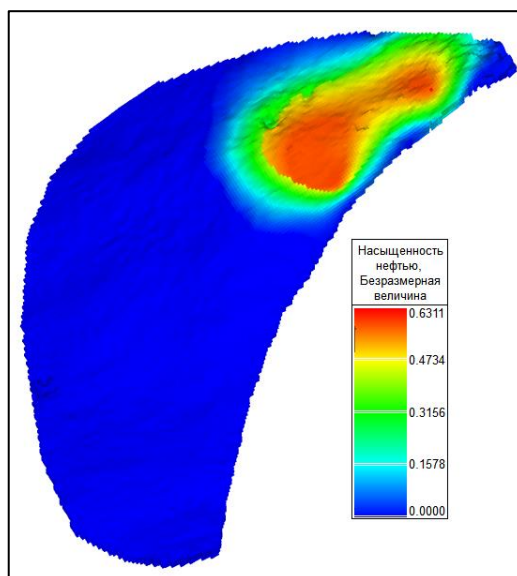


Рисунок 45 – 3D-модель пласта БТ14

Учитывая, что большая часть пласта не является продуктивной, было принято решение обрезать модель для сокращения числа активных ячеек и еще большего ускорения расчетов. При задании граничных условий объем водонасыщенных ячеек по нижнему краю был увеличен в 1000 раз для компенсации пластовой энергии (аналог водоносного горизонта). Остальные границы приняты непроницаемыми.

Итоговый участок секторного моделирования изображен на рисунке 46.

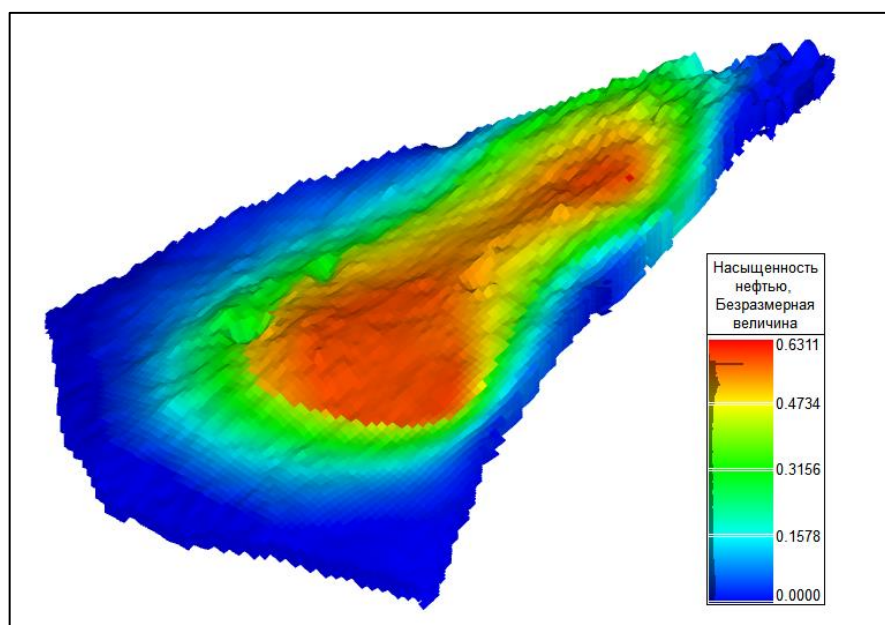


Рисунок 46 – Итоговый участок секторного моделирования

Основные геолого-физические характеристики участка:

- 1) Средняя пористость 0,142;

- 2) Средняя проницаемость 0,34 мД;
- 3) Начальное пластовое давление 529,4 атм;
- 4) Начальная пластовая температура 98°С;
- 5) Средняя общая толщина 27 м;
- 6) Средняя нефтенасыщенная толщина 6,7 м;
- 7) Начальные геологические запасы нефти 6,2 млн т;
- 8) Начальные извлекаемые запасы нефти 0,93 млн т.

#### 4.8. Анализ систем разработки аналогов

Анализ проводился при рассмотрении Северо-Самбургского и Западно-Тазовского ЛУ (таблица 10).

Таблица 10

Параметры разработки объектов-аналогов

Параметры	Северо-Самбургское	Западно-Тазовское
Режим разработки	Истошение	Истошение
Конструкция скважин	ГС 1000 м (6 стадий ГРП)	ГС 1000 м (6 стадий ГРП)
Система размещения скважин	Рядная (500 м)	Рядная (1000 м)
Целевое забойное давление, атм	475	475
Начальное пластовое давление, атм	650	650
Давление насыщения, атм	604	604
Средняя проницаемость, мД	0,5	0,5
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	651	358
Стартовая обводненность, %	15	14
Средние нефтенасыщенные толщины, м	40	11,1
КИН, %	0,15	0,13

Учитывая низкую проницаемость Ачимовских пластов, разработка на приведенных месторождениях ведется горизонтальными скважинами с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Сетка скважин на Северо-Самбургском месторождении плотнее, что объясняется большими нефтенасыщенными толщинами. Добыча ведется на относительно высоком забойном

давлении для предупреждения значительного разгазирования. Этим объясняется низкий коэффициент извлечения нефти (КИН) в пределах 13-15%, характерный для Ачимовских отложений.

#### 4.9. Оптимизация системы разработки на Тазовском ЛУ

Как уже говорилось ранее, оптимизационные расчеты было решено проводить на секторной гидродинамической модели для сохранения временных ресурсов. Основным критерием выбора оптимальных вариантов служили экономические показатели, в частности NPV (чистый дисконтированный доход). Подробно методика и результаты расчета NPV по вариантам описаны в главе 7.2. Экономический расчет вариантов системы разработки месторождения.

Работа проводилась в несколько этапов:

- 1) Определение типа заканчивания скважин.

В условиях низкой проницаемости и малых нефтенасыщенных толщин использование вертикальных скважин нецелесообразно. Наклонно-направленные (ННС) и горизонтальные скважины (ГС) обладают большей продуктивностью за счет большей площади притока в ствол скважины и больший коэффициент охвата.

Согласно предпосылкам был обозначен круг вариантов для расчетов: ННС, ННС с ГРП, ГС, ГС с ГРП. ГС с ГРП дали лучшие показатели как по накопленной добыче нефти, так и по NPV, что видно на рисунке 47.

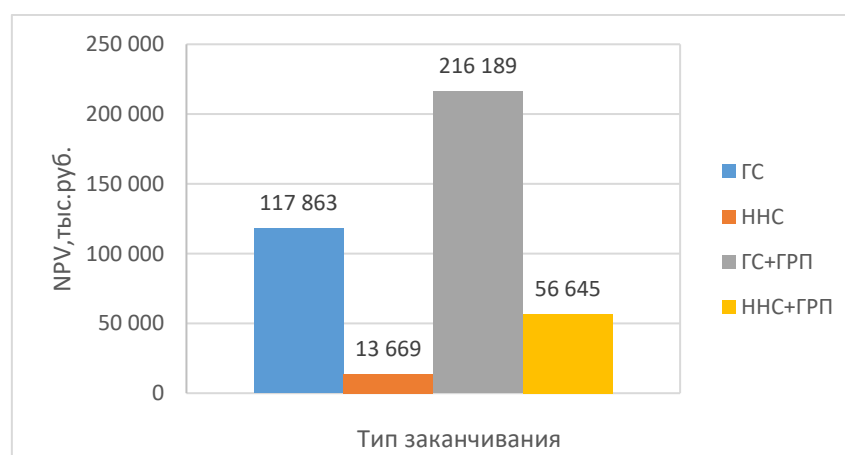


Рисунок 47 – NPV от типа заканчивания

## 2) Определение длины горизонтального ствола скважины.

Учитывая опыт разработки на месторождениях аналогах, где бурились скважины с длиной ГС 1000 метров, решено выполнить расчеты для следующих вариантов: 600, 800, 1000, 1200, 1400 м.

С увеличением длины ГС наблюдается тенденция роста накопленной добычи, однако с точки зрения экономики оптимальное значение – 1000 м. Зависимость NPV от длины ГС по рассматриваемым вариантам представлена на рисунке 48.

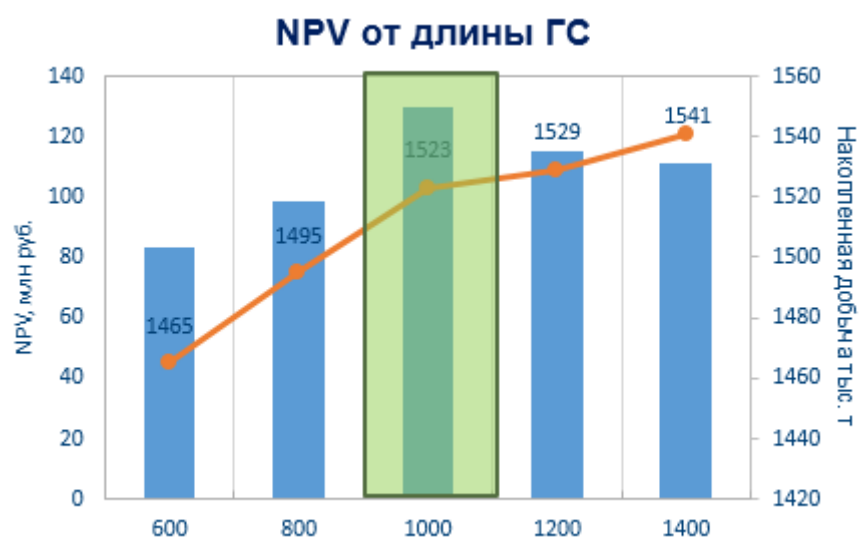


Рисунок 48 - Зависимость NPV от длины ГС

## 3) Определение межрядного расстояния.

Плотность сетки скважин положительно влияет на темпы отбора и коэффициент охвата залежи, однако при этом значительно увеличиваются капитальные затраты на бурение и кустовые площадки.

В рамках работы были рассмотрены межрядные расстояния: 500, 700, 900, 1100 м. Как видно на рисунке 49, оптимальное значение – 900 м.

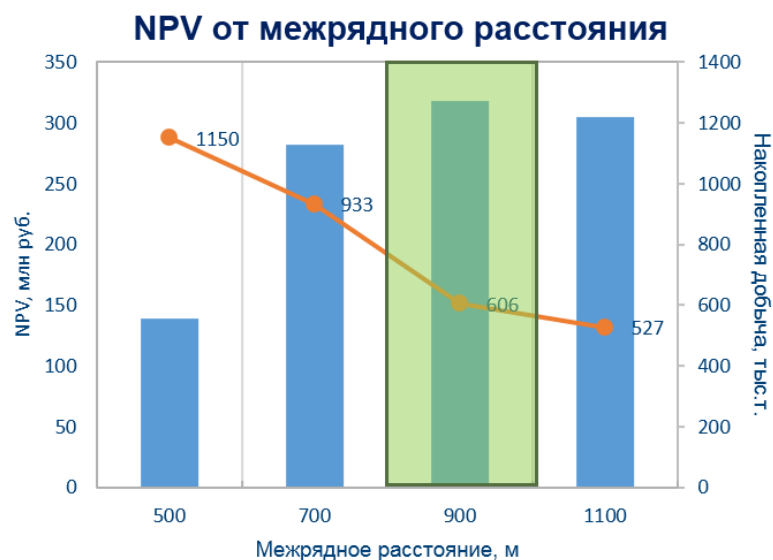


Рисунок 49 - Зависимость NPV от межрядного расстояния

#### 4) Определение количества стадий ГРП.

Гидроразрыв пласта относительно новый, но очень эффективный способ добычи нефти из низкопроницаемых залежей, позволяющий создать в прискважинной зоне трещины с высокими фильтрационными свойствами. Согласно опыту месторождений-аналогов, на горизонтальном участке длиной 1000 м рентабельно проводить до 6 стадий ГРП. Слишком большая плотность трещин с другой стороны снижает их удельную эффективность за счет интерференции.

По результатам расчетов оптимальное количество стадий ГРП – 5. На рисунке 50 представлена зависимость NPV от количества стадий ГРП.

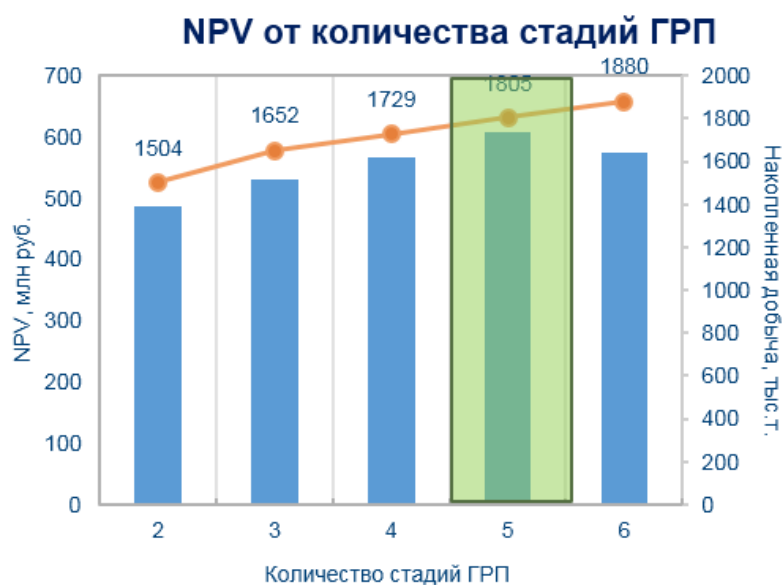


Рисунок 50 - Зависимость NPV от количества стадий ГРП

### 5) Определение режима разработки залежи.

Согласно данным аналогов добыча ведется на истощении. Однако в таком случае резкое падение пластового давления может привести к нежелательному раннему разгазированию и снижению КИН. По этой причине помимо добычи на истощении рассматривалось поддержание пластового давления путем перевода части эксплуатационного фонда скважин на закачку воды после периода отработки.

Для проверки эффективности внедрения ППД был рассмотрен ряд вариантов: добыча на истощении, добыча с ППД с предварительным периодом отработки скважин в полгода, с отработкой в год.

По результатам расчетов использование ППД оказалось нерентабельным. Зависимость NPV от режима разработки залежи представлена на рисунке 51.

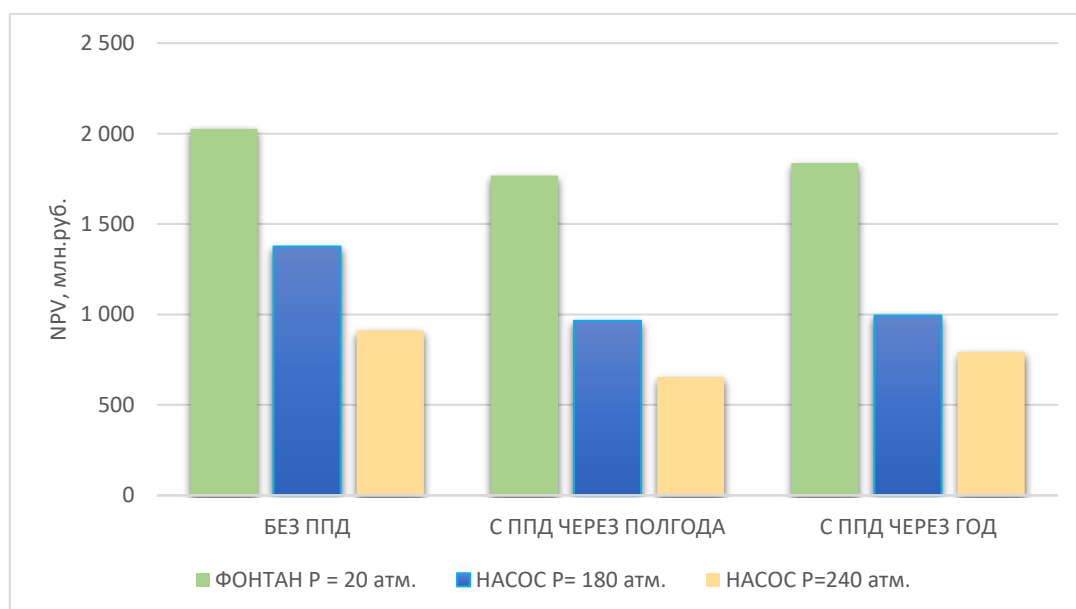


Рисунок 51 - Зависимость NPV от режима разработки

### б) Анализ режимов работы скважин.

Пластовый флюид Ачимовских отложений Тазовского ЛУ, как и на месторождениях-аналогах характеризуется высоким значением начального газосодержания, что вкупе в АВПД является хорошей предпосылкой к использованию фонтанного способа добычи. Низкие стартовые показатели обводненности на Северо-Самбургском и Западно-Тазовском месторождениях, где не используются УЭЦН, положительно сказываются на продолжительности фонтанирования.

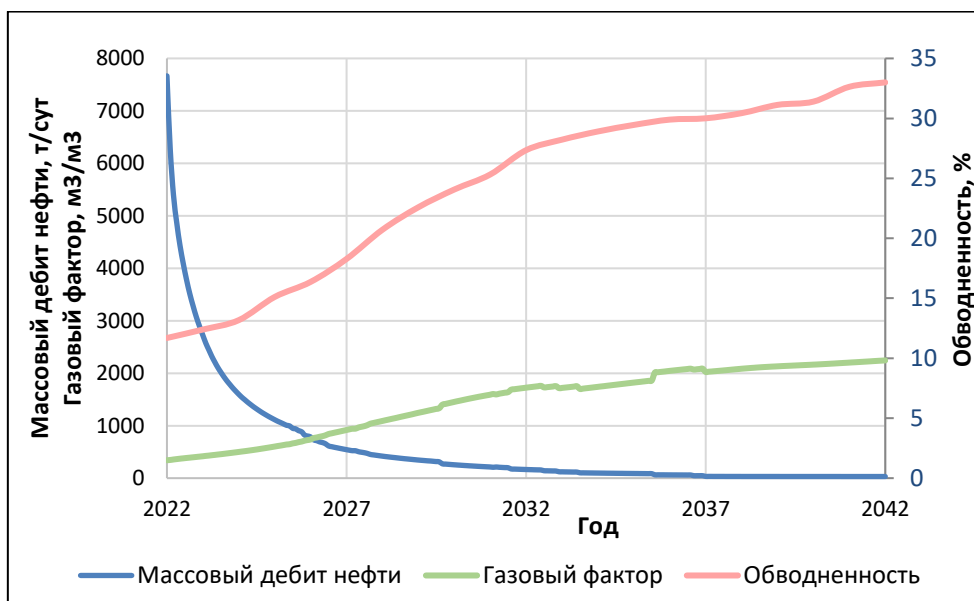


Рисунок 52 – Параметры разработки в средней скважине

Показанием к спуску насоса может служить прекращение фонтанирования. Однако выбытие скважин происходит в среднем через 10-15 лет, когда газовый фактор достигает высоких значений, при которых работа УЭЦН невозможна (рисунок 52).

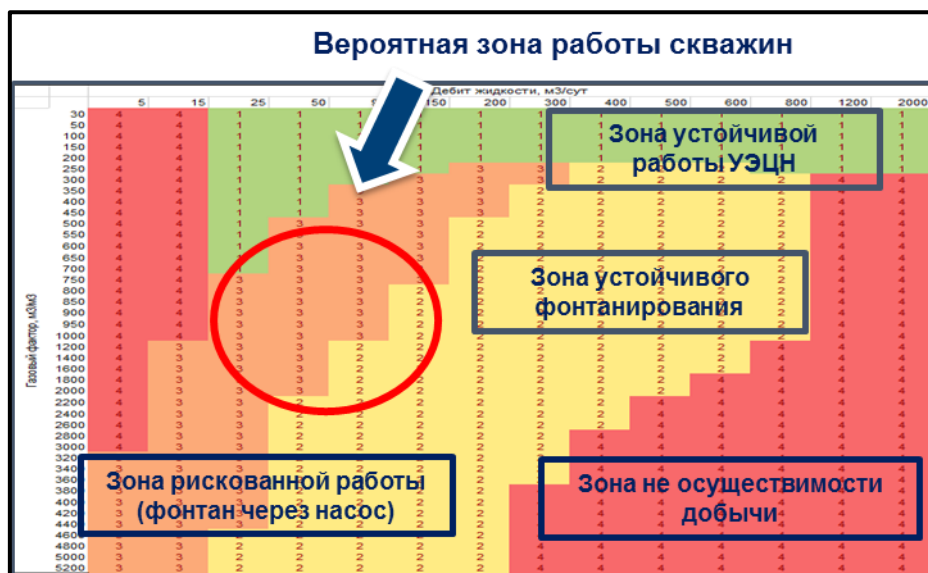


Рисунок 53 – Матрица применимости УЭЦН

На поздних этапах разработки использованию насоса препятствует также низкая пластовая энергия, не позволяющая получать дебиты жидкости, при которых возможна стабильная работа УЭЦН (рисунок 53). При спуске УЭЦН через 10 лет



после начала разработки увеличение добычи наблюдается только в течение одного года (рисунок 54).

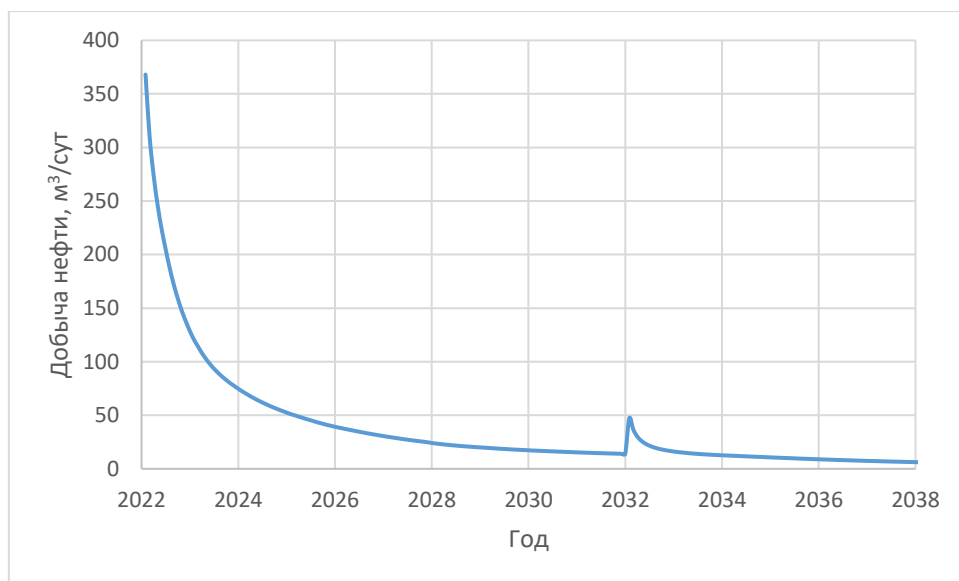


Рисунок 54 – Результат ввода УЭЦН через 10 лет после начала разработки

Таким образом, согласно расчетам, оптимальная система разработки Ачимовских пластов Тазовского ЛУ обладает следующими характеристиками:

- 1) Горизонтальные скважины с МГРП;
- 2) Длина горизонтального ствола 1000 м;
- 3) Межрядное расстояние 900 м;
- 4) 5 стадий ГРП;
- 5) Истощение;
- 6) Фонтан.

Результаты находятся в хорошем соотношении с решениями, принятыми на объектах-аналогах, в особенности Западно-Тазовском месторождении.

#### 4.10. Определение минимальных рентабельных толщин

После определения оптимальной системы разработки необходимо выявить зоны, перспективные для разбуривания. Для этой цели были проинтерпретированы данные по каждой скважине в отдельности при моделировании добычи на секторной модели. Были определены дебиты и значения нефтенасыщенной толщины, вскрытой этой скважиной.

После расчета экономики было определено критическое значение нефтенасыщенной толщины 6,8 м, при которой скважина перестает быть рентабельной (рисунок 55).

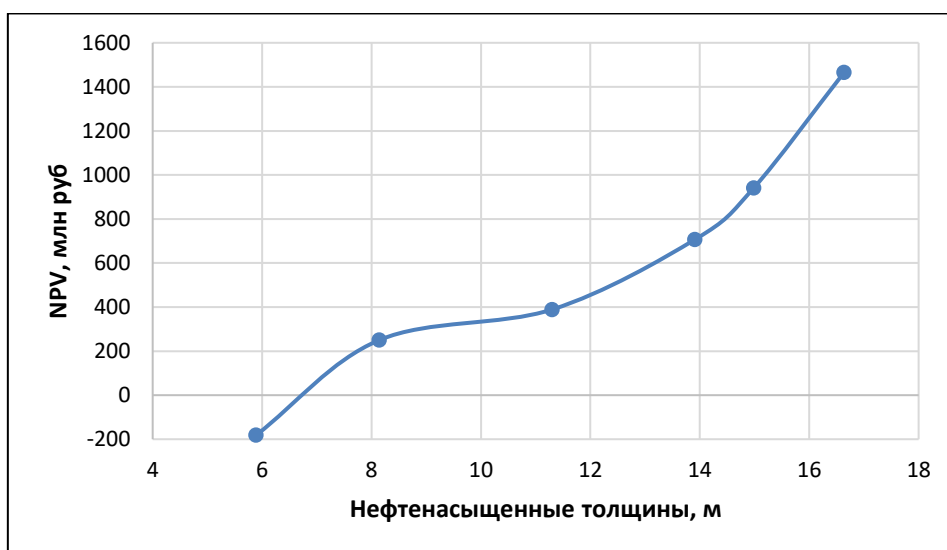


Рисунок 55 – NPV от значений минимальных рентабельных толщин

#### 4.11. Расчет полномасштабной модели

##### 1) Вариант P50.

На карте общих нефтенасыщенных толщин Ачимовских залежей Тазовского ЛУ выделяются четыре основных участка нефтеносности (рисунок 56).

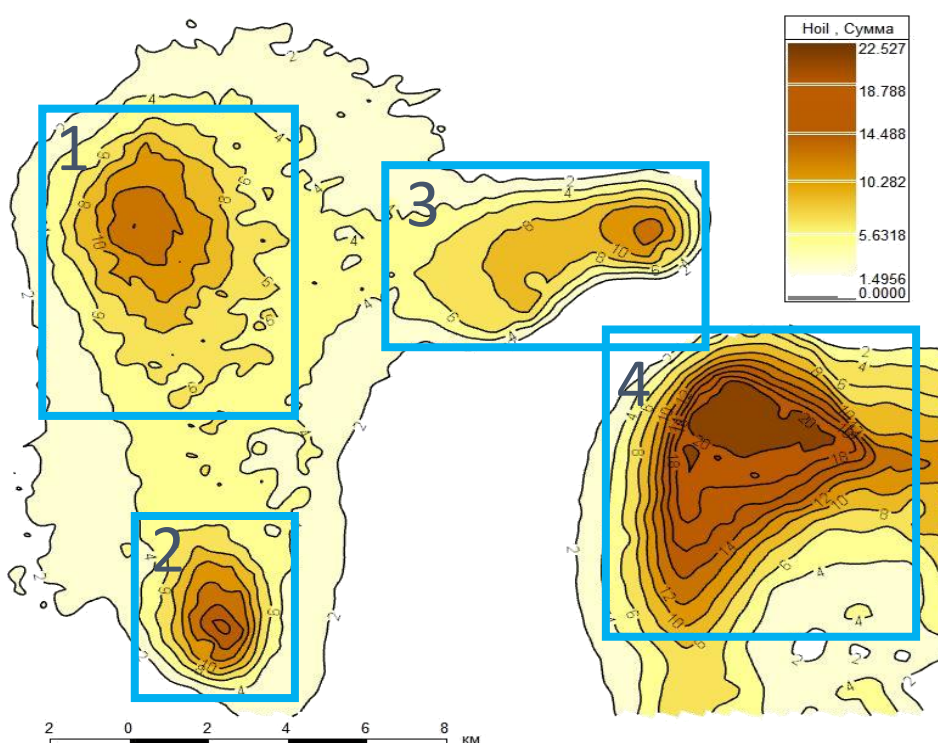


Рисунок 56 – Карта суммарных нефтенасыщенных толщин. Вариант P50

Участок №1 расположен в северо-западной части и включает нефтеносные залежи пластов БТ10-1, БТ13, БТ13-1. Средние нефтенасыщенные толщины составляют 8,5 м, геологические запасы 12,8 млн т.

Участок №2 расположен в юго-западной части и включает нефтеносную залежь пласта БТ13-2. Средние нефтенасыщенные толщины составляют 10,1 м, геологические запасы 4,9 млн т.

Участок №3 расположен в северо-восточной части и включает нефтеносные залежи пластов БТ14, БТ14-1. Средние нефтенасыщенные толщины составляют 7,9 м, геологические запасы 6,2 млн т.

Участок №4 расположен в юго-восточной части и включает нефтеносную залежь пласта БТ14-2. Средние нефтенасыщенные толщины составляют 14,2 м, геологические запасы 36,1 млн т.

Полученная ранее оптимальная сетка скважин была распространена на все 4 участка в соответствии со значениями минимальных рентабельных толщин. Таким образом, на участке №1 расположено 16 скважин, на участке №2 – 5, на участке №3 – 8, на участке №4 – 31.

Результаты моделирования представлены на графике профилей добычи (рисунок 57) и в таблице 11.

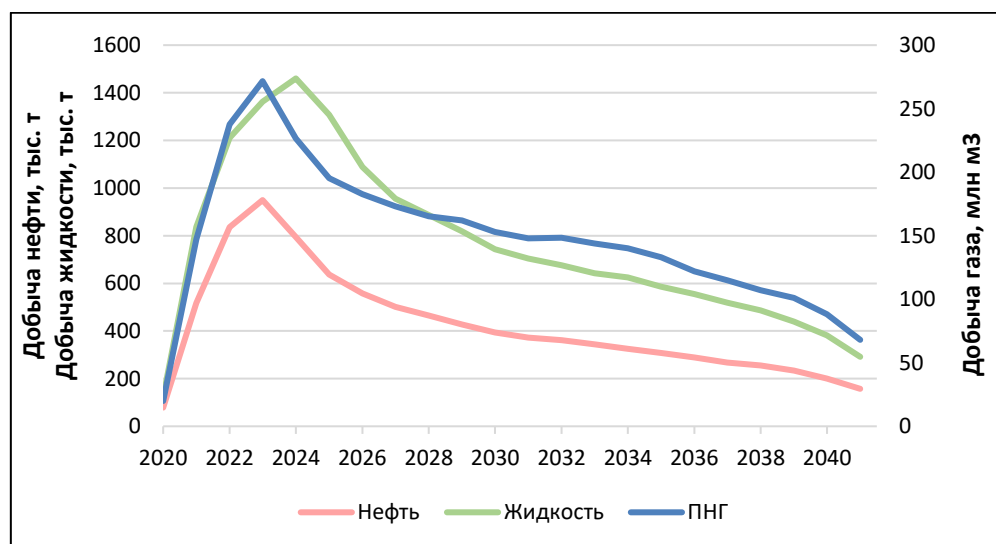


Рисунок 57 – Профили добычи. Вариант Р50.

## Накопленные показатели добычи. Вариант P50.

Накопленные показатели	Значение
Добыча нефти, млн т	9,39
Добыча жидкости, млн т	16,91
Добыча газа, млрд м <sup>3</sup>	3,29

## 1) Вариант P10.

На карте общих нефтенасыщенных толщин Ачимовских залежей Тазовского ЛУ выделяются четыре основных участка нефтеносности (рисунок 58).

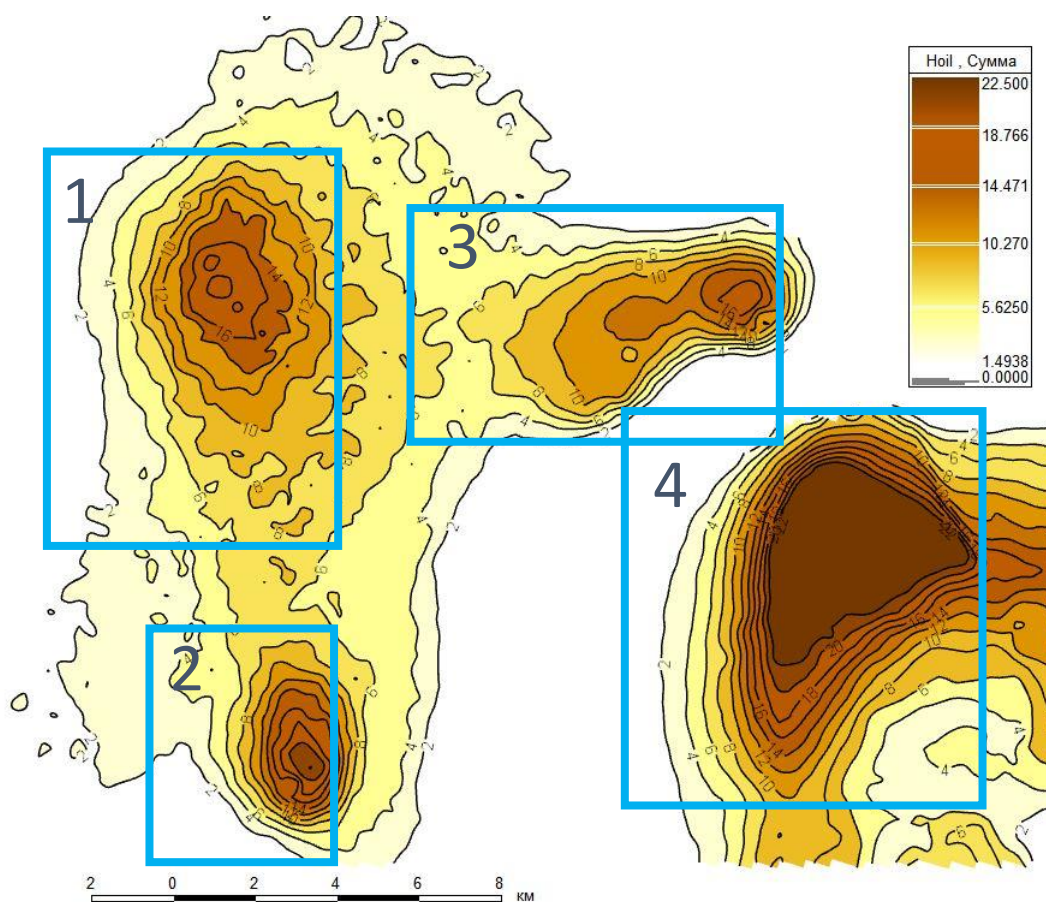


Рисунок 58 – Карта суммарных нефтенасыщенных толщин. Вариант P10

Участок №1 расположен в северо-западной части и включает нефтеносные залежи пластов БТ10-1, БТ13, БТ13-1. Средние нефтенасыщенные толщины составляют 14,1 м, геологические запасы 49,6 млн т.

Участок №2 расположен в юго-западной части и включает нефтеносную залежь пласта БТ13-2. Средние нефтенасыщенные толщины составляют 10,6 м, геологические запасы 11,7 млн т.

Участок №3 расположен в северо-восточной части и включает нефтеносные залежи пластов БТ14, БТ14-1. Средние нефтенасыщенные толщины составляют 11,4 м, геологические запасы 24,1 млн т.

Участок №4 расположен в юго-восточной части и включает нефтеносную залежь пласта БТ14-2. Средние нефтенасыщенные толщины составляют 16,2 м, геологические запасы 110,7 млн т.

Полученная ранее оптимальная сетка скважин была распространена на все 4 участка в соответствии со значениями минимальных рентабельных толщин. Таким образом, на участке №1 было расположено 23 скважина, на участке №2 – 8, на участке №3 – 11, на участке №4 – 45.

Результаты моделирования представлены на графике профилей добычи (рисунок 59) и в таблице 12.

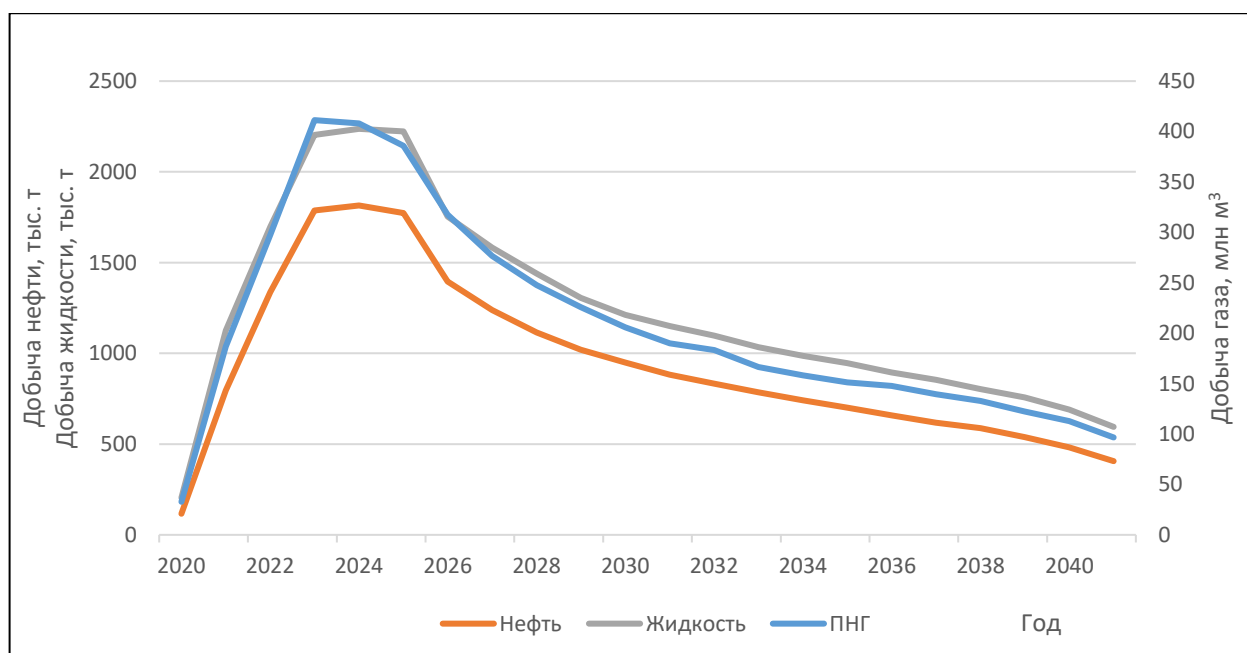


Рисунок 59 – Профили добычи. Вариант Р10

Таблица 12

Накопленные показатели добычи. Вариант Р10

Накопленные показатели	Значение
Добыча нефти, млн т	21,15
Добыча жидкости, млн т	27,61
Добыча газа, млрд м <sup>3</sup>	4,748

## 1) Вариант Р90.

На карте общих нефтенасыщенных толщин Ачимовских залежей Тазовского ЛУ выделяются четыре основных участка нефтеносности (рисунок 60).

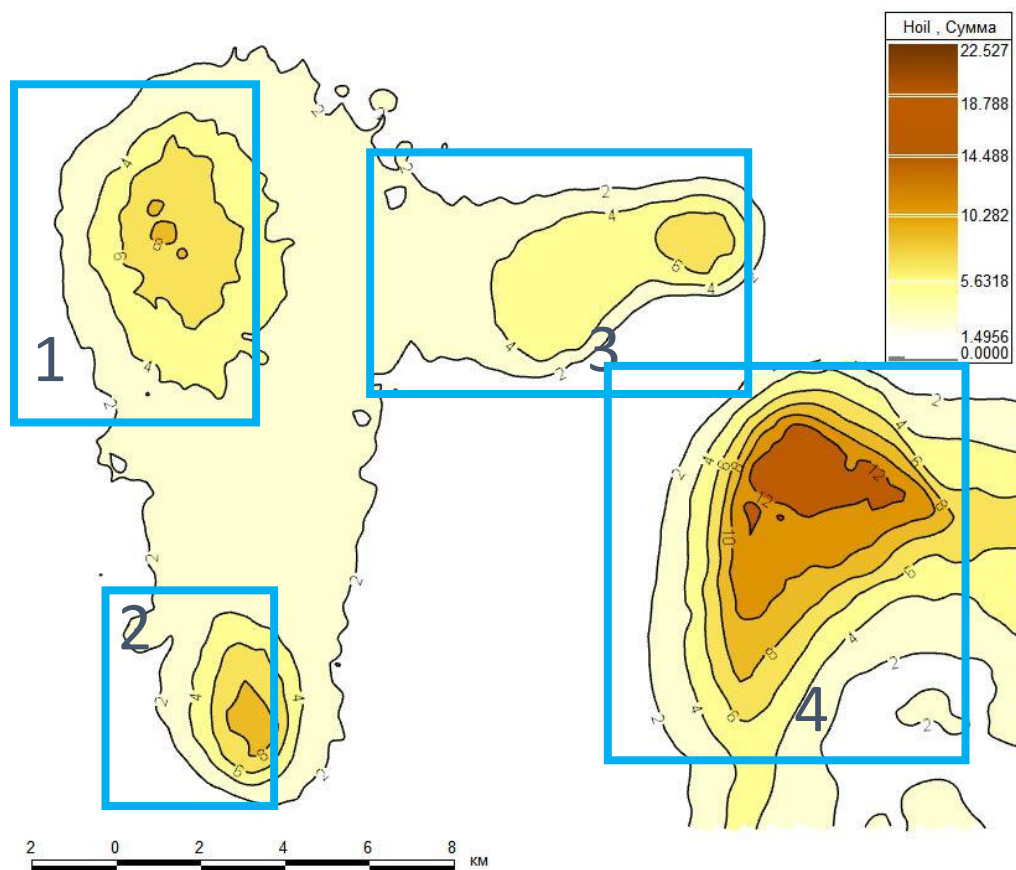


Рисунок 60 – Карта суммарных нефтенасыщенных толщин. Вариант Р90

Участок №1 расположен в северо-западной части и включает нефтеносные залежи пластов БТ10-1, БТ13, БТ13-1. Средние нефтенасыщенные толщины составляют 5 м, геологические запасы 11,4 млн т.

Участок №2 расположен в юго-западной части и включает нефтеносную залежь пласта БТ13-2. Средние нефтенасыщенные толщины составляют 5,2 м, геологические запасы 3,9 млн т.

Участок №3 расположен в северо-восточной части и включает нефтеносные залежи пластов БТ14, БТ14-1. Средние нефтенасыщенные толщины составляют 4,5 м, геологические запасы 5,7 млн т.



Участок №4 расположен в юго-восточной части и включает нефтеносную залежь пласта БТ14-2. Средние нефтенасыщенные толщины составляют 9,5 м, геологические запасы 27,5 млн т.

Полученная ранее оптимальная сетка скважин была распространена на все 4 участка в соответствии со значениями минимальных рентабельных толщин. Таким образом, на участке №1 было расположено 2 скважин, на участке №2 – 2, на участке №3 – 1, на участке №4 – 18.

Результаты моделирования представлены на графике профилей добычи (рисунок 61) и в таблице 13.

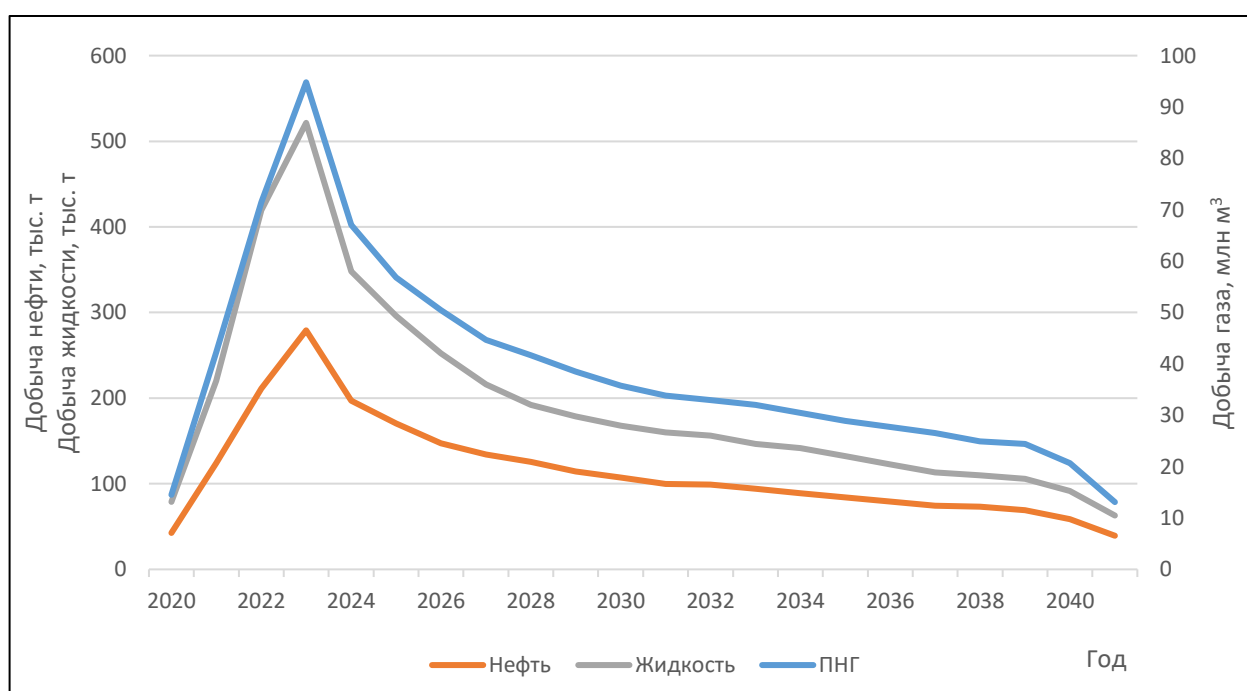


Рисунок 61 – Профили добычи. Вариант Р90

Таблица 13

Накопленные показатели добычи. Вариант Р90

Накопленные показатели	Значение
Добыча нефти, млн т	2,51
Добыча жидкости, млн т	4,23
Добыча газа, млрд м <sup>3</sup>	0,853

## ГЛАВА 5. ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ И КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН. КУСТОВАНИЕ

### 5.1 Конструкция скважины

Назначение обсадных колонн, спускаемых в скважину, определяется следующим.

Направление Ø 426 мм рекомендуется спускать на глубину 50 м для укрепления устья скважины в мерзлых породах, обвязки скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 324 мм спускается на глубину 600 м с целью перекрытия всей толщи ММП. Кондуктор также изолирует верхние водоносные горизонты хозяйственно-питьевого назначения, зоны поглощений и неустойчивых пород палеогеновой системы, четвертичные отложения. Кондуктор цементируется до устья. На кондуктор устанавливается противовыбросовое оборудование (ПВО) для безопасного вскрытия газового сеномана при дальнейшем углублении скважины.

Промежуточная колонна Ø 245 мм спускается на глубину 1500 м по вертикали с целью перекрытия водонасыщенных горизонтов покурской свиты, зон поглощения, верхнего сеномана, сложенного слабосцементированными песчаниками и включающего газоносный пласт ПК<sub>1</sub>. Колонна оснащается пакером над кровлей сеномана.

Эксплуатационная колонна Ø 178 мм спускается в кровлю ачимовских отложений с дальнейшим углублением под хвостовик. Таким образом, эксплуатационная колонна изолирует весь геологический разрез перед вскрытием интервала с АВПД, одновременно выполняя функцию транспортной или технической колонны.

Хвостовик Ø 114 мм устанавливается в эксплуатационной колонне горизонтальной скважины на 250 м выше башмака эксплуатационной колонны с помощью подвески типа ПХН, и не цементируется. Хвостовик комплектуется фильтром или компоновкой под МГРП. Также может спускаться цементируемый хвостовик с компоновкой под МГРП. В этом случае обеспечиваются более надёжные условия для управляемого формирования трещин в породе-коллекторе. Если выбран



вариант цементируемого хвостовика, то он устанавливается в эксплуатационной колонне с помощью подвески типа ПХЦЗ на 250 м выше башмака.

Эксплуатационная колонна  $\varnothing$  178 мм, в отличие от 168 мм, позволит использовать долото  $\varnothing$  152.4 или 155.6 мм под протяжённый хвостовик  $\varnothing$  114 мм и снизить риск его прохождения с технологической оснасткой под МГРП.

Для проведения многостадийного ГРП в горизонтальных и пологих скважинах хвостовик комплектуется набухающими пакерами и гидравлическими муфтами (портами). Их число в оснастке хвостовика зависит от числа стадий ГРП и определяется индивидуально в зависимости от геологических условий.

После проведения всех стадий ГРП производится нормализация хвостовика с разбуриванием седла и шара каждой муфты ГРП. Существуют растворимые шары, которые не требуют механического воздействия. Также используются бесшаровые технологии МГРП, проводимые с помощью колтюбинговых установок.

Перечисленные варианты конструкций представлены в таблице 14.

Таблица 14

Конструкция горизонтальных скважин на пласты Ач, отход 1600 м по кровле пласта

Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Интервал спуска колонны, м				Интервал цементирования по стволу, м	
		по вертикали		по стволу		от	до
		от	до	от	до		
Направление	426	0	50	0	50	0	50
Кондуктор	324	0	450	0	450	0	450
Промежуточная	245	0	1500	0	1566	0	1566
Эксплуатационная	178	0	3900	0	4341	1066	4341
Хвостовик	114	3794	4125	4091	5341	не цементируется	
Эксплуатационная	178	0	3970	0	4405	904	4405
Хвостовик	114	3871	4057	4155	5405	не цементируется	

## 5.2 Выбор типа буровой установки

Для разработки продуктивных отложений ачимовских отложений Газовского месторождения по результатам проектирования системы разработки предусматривается строительство горизонтальных скважин с длиной горизонтальной ствола 1000 м. В скважинах предусматривается проведение мероприятий по многостадийному гидроразрыву пласта.

Способы строительства скважин во многом зависят от орогидрографических, геокриологических и геологических условий.

Особенностью строительства скважин в данном регионе является расположение территории участка в зоне преобладающего распространения монолитных по разрезу толщ многолетнемерзлых пород. Кровля нижнего слоя ММП изменяется от 100 до 200 м, а подошва многолетнемерзлых пород отбивается на месторождении на глубинах от 320 м до 600 м, мощность достигает 250-300 м. Температура мерзлых пород от 0 °С до минус 2-3 °С.

Возможности и ограничения при бурении скважины во многом определяются типом буровой установки (БУ), основным параметром которой является грузоподъемность. Грузоподъемность определяется конструкцией буровой установки и ее характеристиками.

Для выбора типа БУ и расчета максимального отхода от устья были проведены расчеты для установок с разными параметрами грузоподъемности и глубины бурения, представленными в таблице 15.

Таблица 15

Типы буровых установок

Тип БУ	Грузоподъемность, т	Глубина бурения, м
4200/250 ЭК-БМЧ	250	4200
4500/270 ЭК-БМЧ	270	4500
5000/320 ЭК-БМЧ	320	5000
6000/400 ЭК-БМЧ	450	6000
6500/450 ЭК-БМЧ	500	6500

Возможность применения данного типа БУ определяется весом секций бурильной колонны, который, в соответствии с правилами безопасности, должен быть меньше чем заявленная грузоподъемность установки.

Порядок определения веса секции колонны согласно ПБ на примере БУ 250 представлен в таблице 16.

Таблица 16

Проверочный расчет на определение возможности применения типа буровой установки

Секция	Длина, м	Глубина по стволу, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Вес, кг/м	Описание компонента	Вес Секции, т	Вес Секции ПБ, т	Грузоподъемность БУ, т
4200/250 ЭК-БМЧ									
Направление	50	50	323.9	304.9	76	Обсадная колонна	3.8	4.2	250
Кондуктор	600	600	244.5	220.4	59.6	Обсадная колонна	35.772	39.7	250
Эксплуатационная колонна	4200	4200	177.8	159.4	39	Обсадная колонна	-	225	250
Хвостовик	4200	4200	73	60	16.9	Бурильные трубы	88.548	98.3	250
	1000	5200	114.3	101,5	17.4	Хвостовик			250

Буровые установки из рассматриваемого перечня также прошли проверочные расчеты при сравнении веса секции бурильных труб с грузоподъемностью установки.

Далее был произведен расчет максимально возможной длины скважины согласно правилам безопасности.

Суть данного расчета заключалась в определении веса каждой секции КНБК, суммировании элементов с целью определения веса секции бурильных труб. Вес секции бурильных труб найден путем вычитания веса секции КНБК из максимально возможного веса буровой установки согласно ПБ. Исходя из веса секции бурильных труб рассчитана её длина.

Длина скважина по стволу до точки входа в пласт Т1 рассчитывается по формуле:

$$MD_{ЭКТ1} = \text{Длина БТ} + \text{Длина УБТ} + \dots + \text{Длина Долото}$$

Длина скважины до точки  $MD_{T3}$  рассчитывается как сумма  $MD_{ЭКТ1}$  и длины горизонтального участка скважины. Порядок расчета максимальной длины скважины для БУ 250 представлен в таблице 17.

Таблица 17

## Расчет максимально возможной длины скважины

Элемент КНБК	Длина, м	Описание компонента	Глубина по стволу, м	Вес, кг/м	Вес секции, тонн
4200/250 ЭК-БМЧ					
Бурильные трубы	3642.13	Бурильные трубы	3642.13	34.82	126.8
КНБК	50	УБТ	3692.13	73.96	3.6
	10	Ясс	3702.13	102.48	1.02
	50	УБТ	3752.13	73.96	3.6
	300	Бурильные трубы	4052.13	34.82	10.4
	10	Немагнитная УБТ	4062.13	143.92	1.4
	11	Телесистема	4073.13	156.38	1.7
	8	ВЗД	4081.13	138.59	1.1
	0.4	Долото	4081.53	115	0.04
Максимально возможный вес буровой установки г/п 250 тонн согласно ПБ					150
MDЭКТ1 для 250					4081.53
MDT3 для 250					5081.53

Расчет максимально возможного отхода скважины согласно ПБ при бурении под эксплуатационную колонну был определен по формуле:

$$A_i = \sqrt{(MD_{T3} - KOP - L_{ГС})^2 - (TVD - KOP)^2},$$

где  $MD_{T3}$  - максимально возможная длины скважины согласно типу БУ, м;

$KOP$  - глубина начала набора угла, м;

$L_{ГС}$  – длина ГС, м;

$TVD$  - глубина подошвы пласта по вертикали, м.

Результаты расчетов, порядок проведения которых был описан ранее, представлены в таблице 18.

Таблица 18

Результаты расчетов по определению параметров разных типов БУ для дальнейшего проведения кустования

Параметры/Модель	4200/250	4500/270	5000/320	6000/400	6500/450
Мах. возможный вес буровой установки согласно ПБ	150	162	230	270	300
Вес секции бурильных труб, т	126.82	138.82	207.81	246.82	276.82
Длина бурильных труб, м	3642.13	3986.76	5968.38	7088.43	7950.00
Длина КНБК, м	439.40				
МДТЗ, м	5081.53	5426.16	6287.74	7666.26	9389.40
Мах. возможный отход скважины согласно ПБ	1439.51	2142.57	3453.40	5172.09	7115.19

### 5.3 Кустование

После проведенного расчета максимального отхода от устья скважины до точки входа в пласт для выбранной в качестве базовой буровой установки 5000/320 определили расчётное значение максимального отхода скважины от устья равное 3453 м. Сопоставление радиусов максимального отхода от устья скважины для разных типов БУ представлен на рисунке 62.

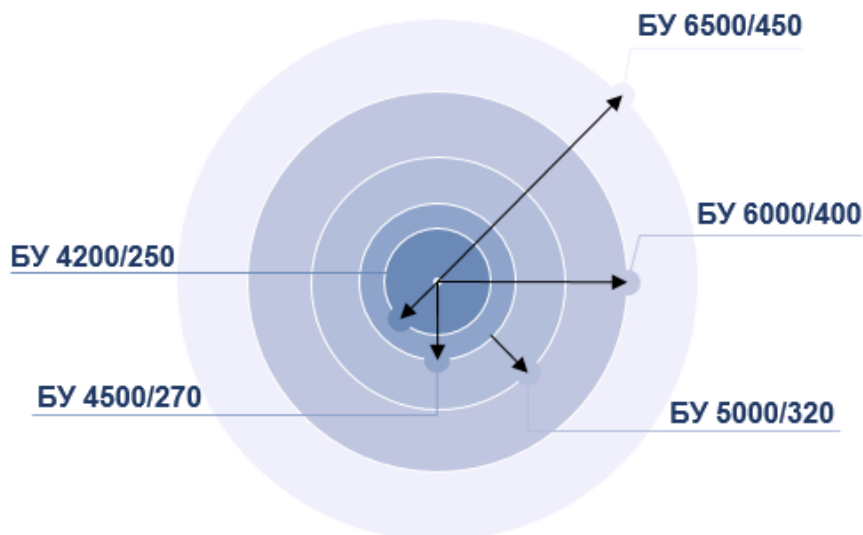


Рисунок 62 – Радиус максимального отхода от устья скважины

При кустовании скважин для вариантов Р10, Р50 и Р90 был выбран подход с рядом ограничений (на кустовой площадке не может находиться более 24 скважин, нахождение на кустовой площадке не более одной буровой установки). Также подход

учитывает максимальный отход скважины от устья, поверхностные условия при расположении КП, оптимальное количество КП с учетом NPV. Характеристики вариантов P10, P50 и P90 приведены в таблице 19.

Таблица 19

Параметры кустования скважин по вариантам P10, P50, P90

Параметр	P10	P50	P90
Кол-во кустов, шт.	5	5	4
Кол-во скважин, шт.	87	60	23
CAPEX, млн руб.	58 711	35 074	26 933
OPEX, млн руб.	57 637	33 963	11 505
NPV, млн руб.	15 121	2 359	-6 389

На рисунке 63 приведена принятая схема кустования для вариантов P10, P50 и P90.

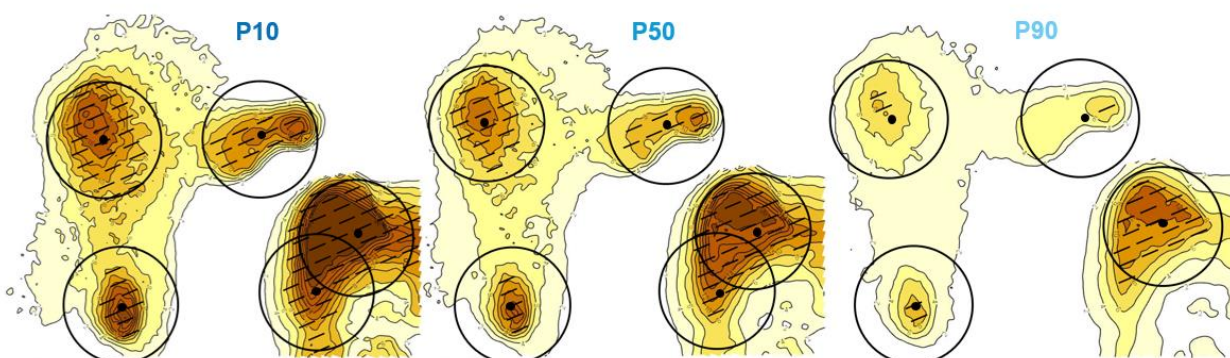


Рисунок 63 – Схема кустования для вариантов P10, P50, P90

## ГЛАВА 6. НАЗЕМНОЕ ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 6.1. Предпосылки для формирования вариантов обустройства

С точки зрения изученности месторождение разделяется на 3 принципиально разных зоны:

1. Восток месторождения является наиболее изученной и наиболее крупной по запасам по итогам геологического моделирования.
2. Запад месторождения вскрыт 2 скважинами и представляет собой менее изученную и уверенную по запасам часть изучаемого участка.
3. Север месторождения не вскрыт ни одной скважиной и является неизученным. Отсутствие скважин в этом районе обусловлено наличием в этой зоне пойменной части реки Таз.

При реализации масштабных Крупных проектов можно прибегать к разбиению на фазы – выделению экономически обоснованных и концептуально целостных подпроектов. Цель фазирования – разбить реализацию Крупного проекта на части с приемлемыми временными горизонтами. При этом необходимым условием выделения фазы является ее принадлежность к единой концепции разработки месторождения. Каждая фаза КП экономически связана с другими фазами в рамках крупного проекта.

При выделении фаз проекта Тазовского месторождения, команда придерживалась основных принципов выделения фаз:

1. Выделение фаз обеспечивает максимизацию общей стоимости проекта за счет снижения рисков капитала (рисунки 64 и 65).

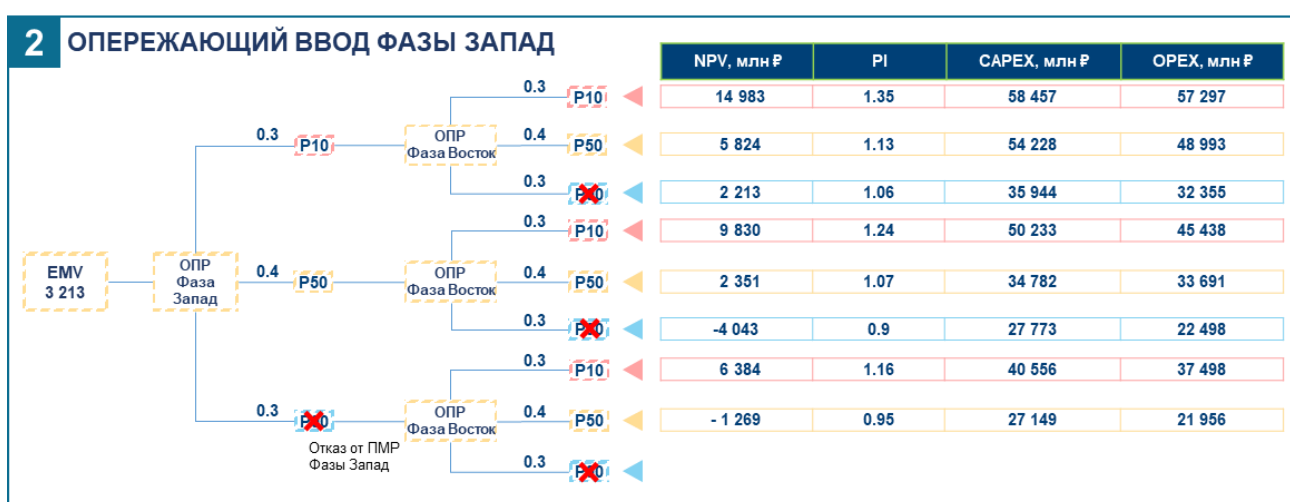
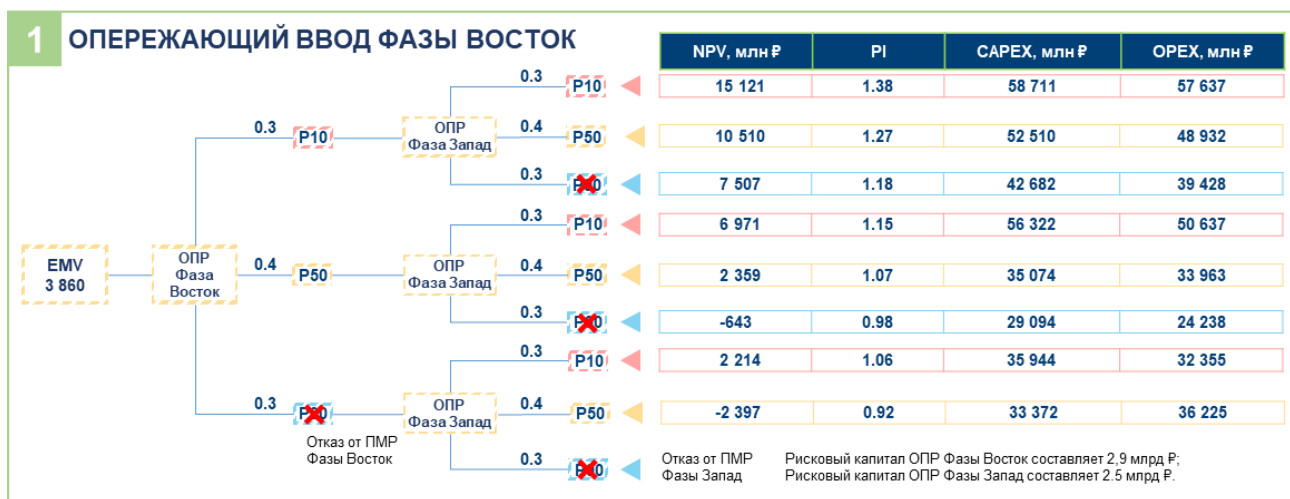


Рисунок 64 – Дерево решений при формировании вариантов обустройства с учетом фазирования



Рисунок 65 – Дерево решений при формировании вариантов обустройства без учета фазирования

2. Фазы являются концептуально целостными (инфраструктура обустройства в рамках развития части месторождения разрабатывается совместно с другой частью месторождения)



Наибольший EMV по варианту с опережающим вводом фазы Восток достигается за счет раннего выхода на пиковую добычу в сравнении с опережающим вводом фазы Запад. Также опережающий ввод фазы Восток логичен с точки зрения проектной логики: при данном варианте в первую очередь разрабатываются наиболее уверенные (с геологической точки зрения) и крупные (по объемам) запасы нефти. При этом отсутствие фазирования показывает наименьший EMV за счет более высокого рискованного капитала проекта (рисунок 65).

## 6.2. Система сбора нефти

Для каждого сценария был выбран свой подход в размещении кустовых площадок. В каждом сценарии в первую очередь строятся две базовые кустовые площадки на фазе Восток, а потом две кустовые площадки на фазе Запад. В зависимости от подтверждения запасов, количество кустовых площадок может возрасти до трех при сценарии P50 и P10 в фазе Восток (таблица 20).

Таблица 20

Координаты базовых кустовых площадок

Куст	Geodetic Coordinate	
	N	E
№1	67°14'36.97"	79°09'53.42"
№2	67°13'06.95"	79°16'26.46"
№4	67°16'36.77"	78°54'20.55"
№5	67°10'27.76"	78°55'45.22"

Расположение установки подготовки нефти выбиралось относительно центра масс фазы Восток с учетом внешнего транспорта.

При подтверждении запасов в сценарии P50 строится дополнительная кустовая площадка, находящаяся к юго-западу от основного центра масс (расположение установки по подготовке нефти). Центр кустовых площадок выявлялся для максимального охвата скважин с отходом в 3453 метров.

Для рационального расположения установки по подготовке нефти была построена Bubble-диаграмма по накопленным объемам добытой нефти по кустам для варианта P50 представлена на рисунке 66.

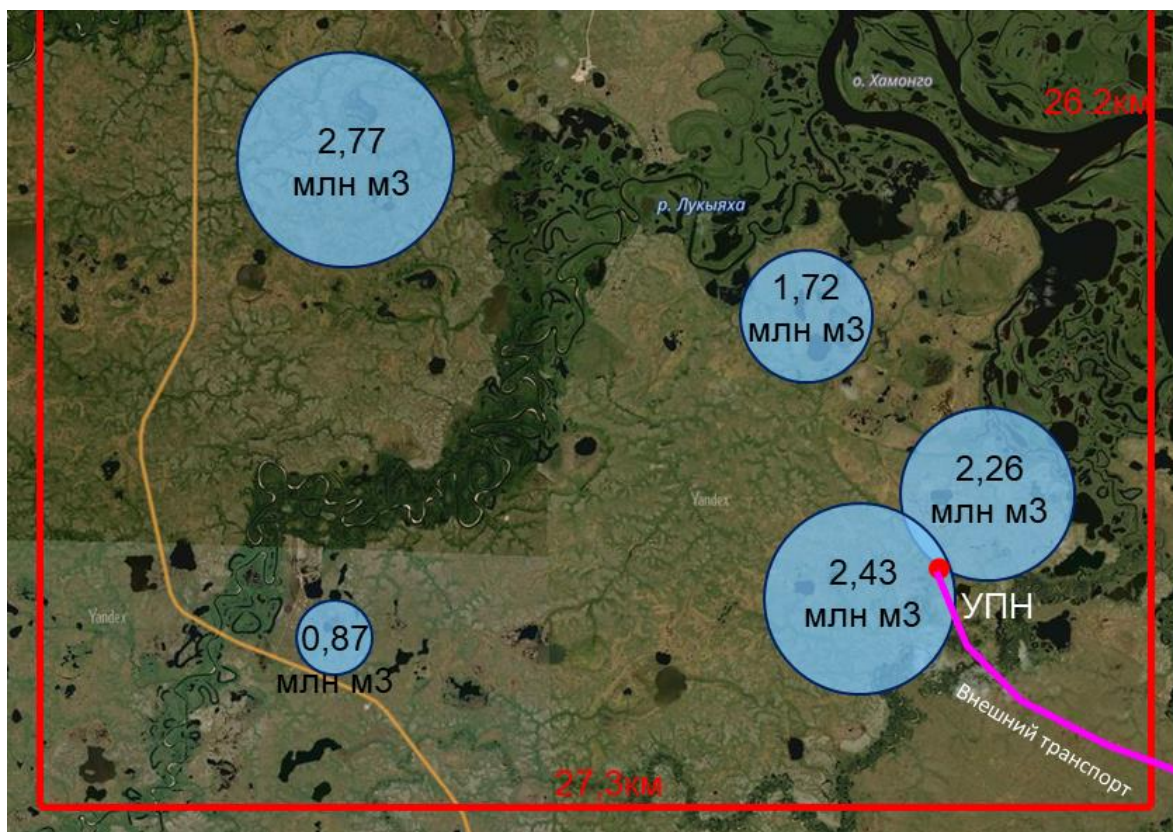


Рисунок 66 – Bubble-диаграмма накопленных объемов добытой жидкости по кустам для выявления центра масс при сценарии P50

При сценарии P90 кустовые площадки строятся на территории в соответствии с базовыми координатами, указанными в таблице 20.

Таблица 21

Координаты кустовых площадок и УПН для сценария P50

Куст	Geodetic Coordinate	
	N	E
№1	67°14'36.97"	79°09'53.42"
№2	67°13'06.95"	79°16'26.46"
№3	67°11'29.64"	79°11'53.31"
№4	67°16'36.77"	78°54'20.55"
№5	67°10'27.76"	78°55'45.22"
УПН	67°12'00.58"	79°14'57.75"

В связи с тем, что в разных сценариях наилучшее расположение УПН в соответствии bubble-диаграмм принимается по фазе Восток было решено строить УПН для всех вариантов по координатам, соответствующим сценарию P50 (таблица 21). Следовательно, для P90 площадка под УПН выбирается по данным из таблицы 21. Координаты кустовых площадок для сценария P90 указаны в таблице 22.

Таблица 22

## Координаты кустовых площадок и УПН для сценария Р90

Куст	Geodetic Coordinate	
	N	E
№1	67°14'36.97"	79°09'53.42"
№2	67°13'06.95"	79°16'26.46"
№4	67°16'36.77"	78°54'20.55"
№5	67°10'27.76"	78°55'45.22"
УПН	67°12'00.58"	79°14'57.75"

Bubble-диаграмма по накопленным объемам добытой нефти по кустам для варианта Р90 представлена на рисунке 67.

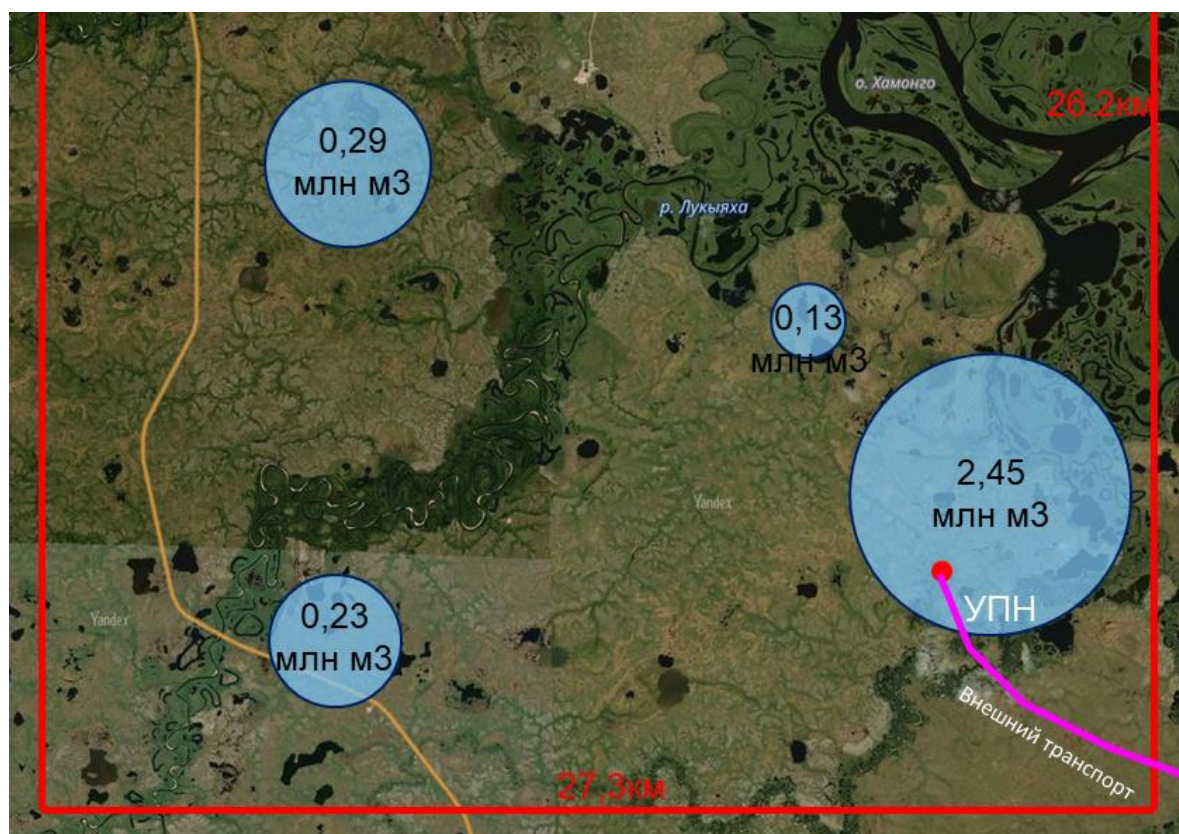


Рисунок 67 – Bubble-диаграмма накопленных объемов добытой жидкости по кустам для выявления центра масс при сценарии Р90

При сценарии Р10 запланировано строительство пять кустов в том числе с тремя базовыми. Координаты для площадок, а также bubble-диаграмма представлены в таблице 23.



Таблица 23

## Координаты кустовых площадок и УПН для сценария P10

Куст	Geodetic Coordinate	
	N	E
№1	67°14'36.97"	79°09'53.42"
№2	67°13'06.95"	79°16'26.46"
№3	67°11'29.64"	79°11'53.31"
№4	67°16'36.77"	78°54'20.55"
№5	67°10'27.76"	78°55'45.22"
УПН	67°12'00.58"	79°14'57.75"

Bubble-диаграмма по накопленным объемам добытой нефти по кустам для варианта P10 представлена на рисунке 68.

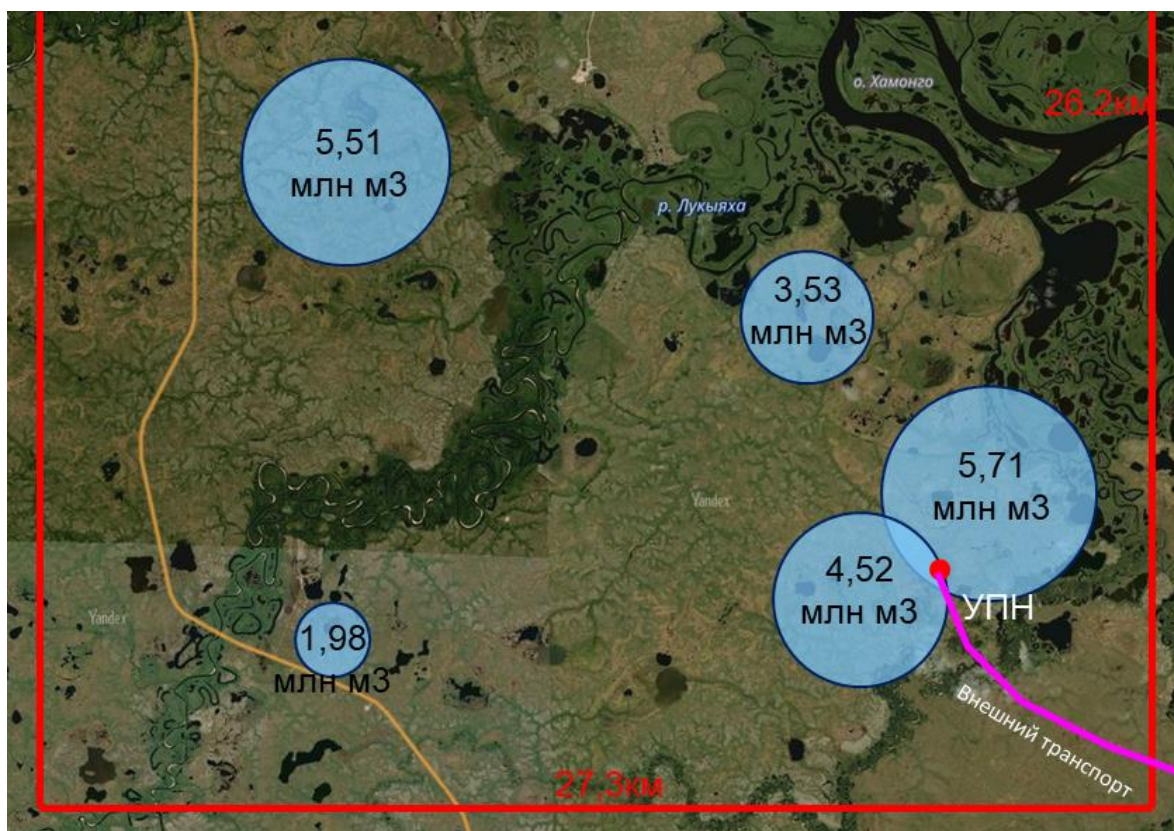


Рисунок 68 – Bubble-диаграмма накопленных объемов добытой жидкости по кустам для выявления центра масс при сценарии P10

### 6.3. Проектирование трубопроводов

Способ прокладки внутрипромысловых трубопроводов и трубопроводов внешнего транспорта – надземный способ прокладки, что обуславливается особенностями рельефа и стоимостью. Для оперативного реагирования в чрезвычайных ситуациях управление должно осуществляться с помощью телеметрических систем, запорно-регулирующие устройства электрического типа.

Проектирование трубопроводов производилось в соответствии со следующими рекомендациями:

- Скорость, необходимая для поддержания оптимального режима транспорта жидкости в нефтепроводах (согласно РД 39-132-94): 1-3 м/с;
- Минимально-допустимая скорость газа, достаточная для выноса жидкости из трубопроводов (согласно НТП 1.8-001-2004): 2-6 м/с;
- Максимально-допустимая скорость движения газа (согласно НТП 1.8-001-2004): 20 м/с.

Результаты проведенных расчетов в ПО PIPESIM для вариантов P10, P50, P90 представлены в таблицах 24, 25, 26. Схемы внутрипромысловых трубопроводов для сценариев P10, P50, P90 представлены на рисунках 69, 70, 71.

Таблица 24

Параметры трубопроводов для сценария P50

№	Начало	Конец	Длина, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Перепад давления, бар
1	КП1	УПН	2000	219	8	2.25
2	КП2	т. врз. КП2	400	219	8	0.22
3	КП3	УПН	2200	219	8	2.4
4	КП4	т. врз. КП4	11500	426	10	1.03
5	КП5	т. врз. КП4	11100	273	8	1.05
6	т. врз. КП4	т. врз. КП2	1600	426	10	0.12
7	т. врз. КП2	УПН	6200	426	10	0.69

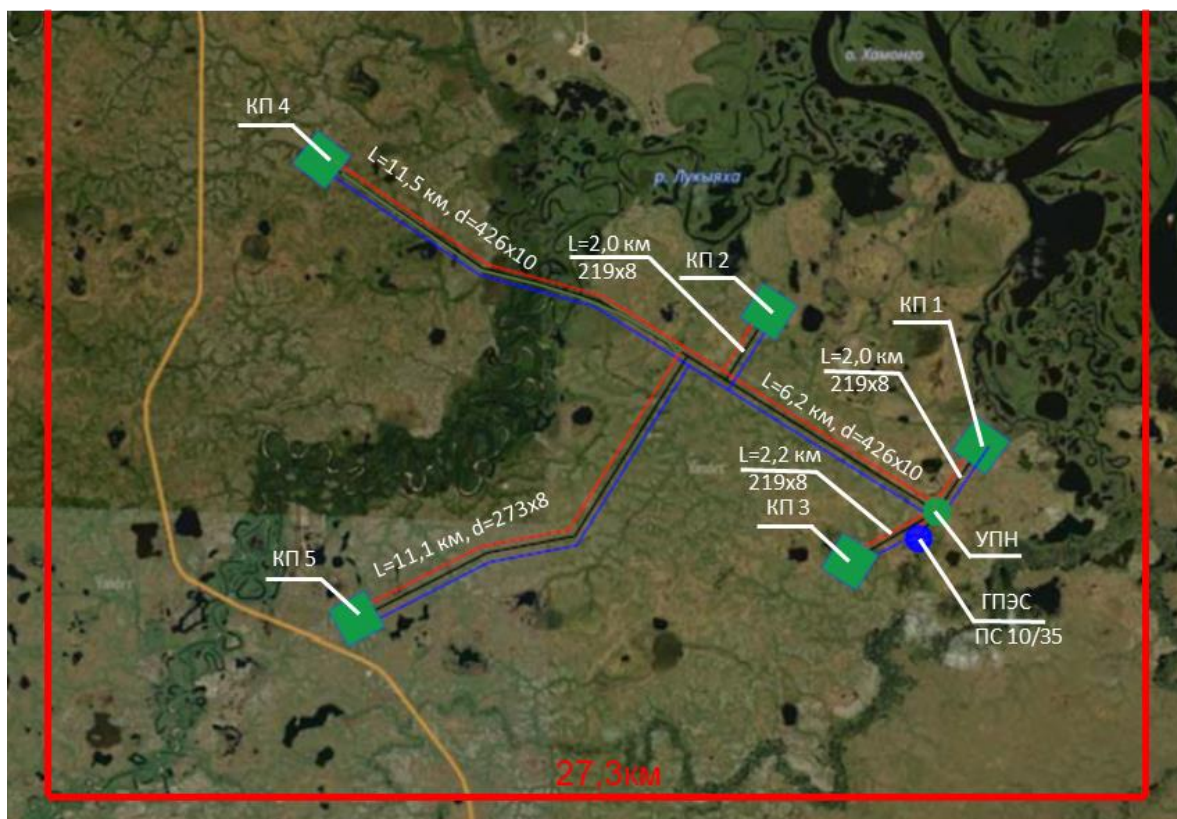


Рисунок 69 – Схема внутрипромысловых трубопроводов для сценария Р50

Таблица 25

Параметры трубопроводов для сценария Р90

№	Начало	Конец	Длина, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Перепад давления, бар
1	КП1	УПН	2000	180	8	2.28
2	КП2	т. врз. КП2	400	180	8	1.34
3	КП4	т. врз. КП4	11500	219	8	0.99
4	КП5	т. врз. КП4	11100	219	8	0.96
5	т. врз. КП4	т. врз. КП2	1600	219	8	0.36
6	т. врз. КП2	УПН	6200	219	8	0.79



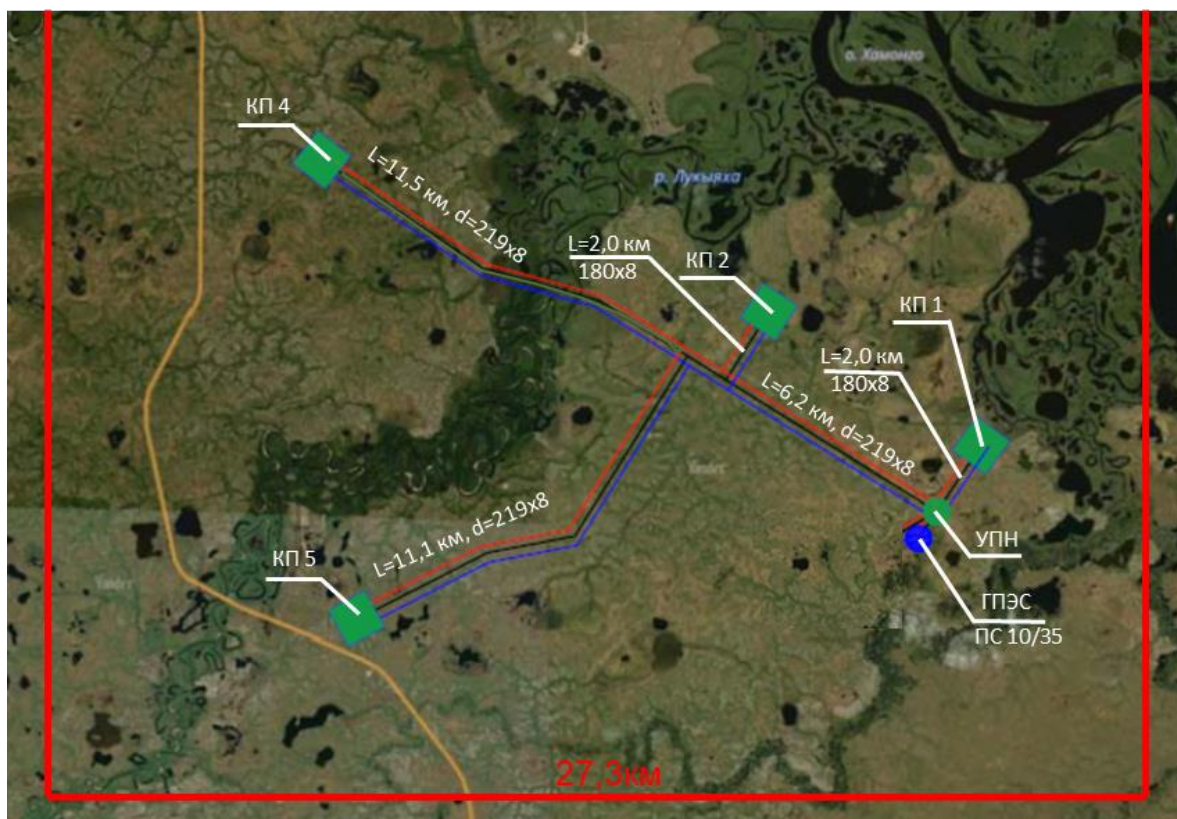


Рис. 70 – Схема внутрипромысловых трубопроводов для сценария Р90

Таблица 26

Параметры трубопроводов для сценария Р10

№	Начало	Конец	Длина, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Перепад давления, бар
1	КП1	УПН	2000	273	10	1.24
2	КП2	т. врз. КП2	400	219	8	0.34
3	КП3	УПН	2200	273	10	1.03
4	КП4	т. врз. КП4	11500	426	12	1.38
5	КП5	т. врз. КП4	11100	325	10	1.28
6	т. врз. КП4	т. врз. КП2	1600	426	12	0.25
7	т. врз. КП2	УПН	6200	426	12	1.42

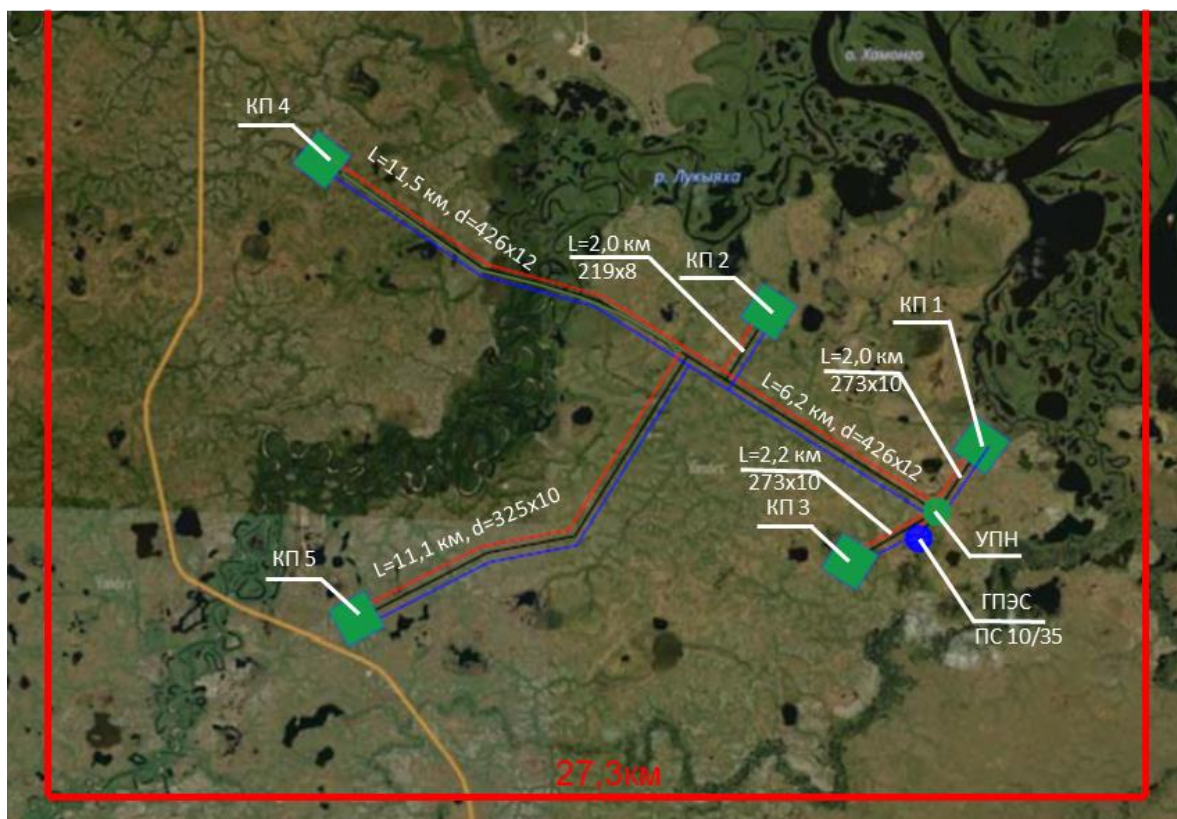


Рисунок 71 – Схема внутрипромысловых трубопроводов для сценария P10

#### 6.4. Проектирование системы подготовки нефти и ПНГ

В рамках реализуемого проекта Тазовского месторождения предложены следующие концептуальные решения по системе подготовки нефти и ПНГ:

1. Строительство собственной установки подготовки нефти со сдачей товарного продукта на НПС-1 Заполярье и транспортировкой неподготовленного ПНГ в УКПГ Заполярье.

2. Строительство УПН со сдачей товарного продукта на НПС-1 и УКПГ для сдачи подготовленного газа в магистральный газопровод «Заполярное-Уренгой».

Компонентный состав нефти и ПНГ для загрузки ПО HYSYS был определен на основе предоставленных лабораторных исследований проб пластовых флюидов Северо-Самбургской площади скв. 101, интервал перфорации 3986-4016,5 м, пласт Ач.

Компонентный состав газа, сепарированной и рекомбинированной нефти показывает принадлежность газа к категории «жирный», так как содержит элементы



С3 и С4 (широкая фракция лёгких углеводородов), элементы С5+ (ПНГ с содержанием конденсата).

Выбор наиболее подходящей технологической схемы подготовки нефти основан на мощности установки исходя из заданного расхода жидкости в год – 1,5 млн т для варианта Р50, 2,2 млн т – вариант Р10, 0,5 млн т – вариант Р90.

Описание технологической схемы: нефть с кустов скважин поступает на сепаратор высокого давления с  $P_{уст}=4,78$  МПа. Из сепаратора, первые 5 лет ПНГ под собственным давлением поступает на точку сдачи в УКПГ Заполярье. Для предотвращения гидратообразования в трубопроводе-подключении до УКПГ Заполярного НГКМ планируется использование метанола и подача «холодного» газа. Жидкость из сепаратора поступает на УПН производительностью 1,5 млн т для подготовки нефти до товарного качества. С УПН товарная нефть направляется в трубопровод внешнего транспорта. После 5 лет вводится КС 1500 млн ст. м<sup>3</sup>. Часть выделившегося газа используется в качестве топлива для ГПЭС.

Стоит отметить, что в варианте сдачи неподготовленного газа необходимо пройти проверку на соответствие предварительным техническим условиям на подключение проектируемых трубопроводов попутного нефтяного газа (ПНГ) Тазовского НГКМ к действующим трубопроводам на вход дожимной компрессорной станции (ДКС) на УКПГ Заполярного НГКМ. Только после проведения исследований состава газа Тазовского НГКМ и установления соответствия требованиям ТУ принимающей стороны данный вариант транспортировки будет принят за базовый.

После сепарации нефти и газа на сепараторе высокого давления нефть поступает на следующую ступень сепарации в нефтегазосепаратор со сбросом воды.

Расчет количества и объемов НГСВ производится на основе данных о рабочем давлении и производительности по нефти и газу, а также времени удержания.

Рекомендуемое время удержания жидкости в аппарате зависит от типа нефти и характера технологического процесса.

Время пребывания жидкости с плотностью до 850 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью до 10 сСт составляет 5 минут. Массовый расход по жидкости на входе в НГСВ составит

211152,98 кг/час, или 254 м<sup>3</sup>/час. Следовательно необходимую производительность сепаратора мы вычисляем так :

$$\frac{254*5}{60} = 21 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Согласно представленным установкам в техническом каталоге ООО «КУРГАНХИММАШ» выбираем НГСВ-1,0-2000 объемом 25 м<sup>3</sup>.

Время удержания продукции на второй ступени сепарации включает себя переход от 12 °С до 24 °С (1,5 минута), а также время необходимое для достижения обводненности 0,5 % (10 минут). Общее время удержания составляет 10 минут. Следовательно, необходимую производительность сепаратора мы вычисляем так:

$$\frac{180*11,5}{60} = 34,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Учитывая все наши параметры, выбираем установку НГСВ-1,0-2400 объемом 50 м<sup>3</sup>.

Для достижения обводненности 0,5% установлено значение коэффициента уноса, равное 0,051.

Из расчета, что время удержания в КСУ равно 5 мин, объем КСУ равен 50 м<sup>3</sup>. Таким образом, необходима установка КСУ-1,0-2400 объемом 50 м<sup>3</sup>. Потери давления на КСУ составляют 100 кПа.

Таким образом, опираясь на проведенные расчеты, в ПО HYSYS была спроектирована технологическая схема подготовки нефти, ПНГ и подтоварной воды, представленная в приложении Е.

В технологической модели учувствуют: блок входного сепаратора высокого давления НГС (5 МПа), 2 ступени сепарации НГСВ-1,0-2000 и НГСВ-1,0-2400 с объемом 25 м<sup>3</sup> и 50 м<sup>3</sup> соответственно, печь ПНК-1,9 для подогрева продукции и получения давления насыщенных паров менее 66,7кПа. Также перед подачей неподготовленного газа на вход газопровода необходимо отсепарировать жидкую фракцию с помощью газового сепаратора, а газ с последующих ступеней сепараций отправить на вход ГПЭС.

Также нами был рассмотрен альтернативный вариант со строительством собственного УКПГ для подготовки ПНГ до товарного качества и дальнейшей его транспортировкой в магистральный газопровод «Заполярье-Уренгой».

В состав УКПГ в этом случае входят следующие установки:

1. Блок входных сепараторов.
2. Установка низкотемпературной сепарации с пропановой холодильной установкой.
3. Абсорбционная установка осушки газа.
4. Двухступенчатая компрессорная установка для сжатия газа.
5. Газопровод внешнего транспорта.

Капитальные затраты на строительство УКПГ составят 9 760 млн руб., что выше затрат на УППГ в принятом базовом варианте на 7 305 млн руб.

Ключевые экономические показатели для сравнения вариантов со сдачей неподготовленного газа на УКПГ Заполярье и строительством собственного УКПГ представлены в таблице 27.

Таблица 27

#### Ключевые экономические показатели вариантов сдачи газа

Показатели эффективности	Ед.изм.	Без УКПГ			С УКПГ		
		P10	P50	P90	P10	P50	P90
CAPEX	тыс. руб.	73 246 743	40 355 174	25 830 694	85 665 243	47 660 174	33 135 694
OPEX	тыс. руб.	43 597 496	28 056 868	17 702 115	69 755 993	33 668 242	23 012 750
НДПИ	тыс. руб.	148 103 199	52 036 883	17 633 066	148 103 199	52 036 883	17 633 066
NPV	тыс. руб.	7 613 197	1 679 019	-677	5 232 956	835 185	-741
PI	доли ед.	1.104	1.042	-	1.061	1.018	-
IRR	%.	17.92	15.01	-	15.97	14.65	-

Проектирование схемы подготовки - важнейший этап в формировании концепции разработки месторождения. От грамотного подбора и распределения оборудования напрямую зависит экономическая эффективность проекта. При разработке схемы необходимо ориентироваться не только на технологические требования к системе, но также исходить из принципа оптимизации концепции разработки.

## 6.5. Выбор вариантов электроснабжения

В рамках энергообеспечения месторождения была рассмотрена вариативность:

### 1. Подключение к внешнему источнику электроэнергии

При анализе возможности подключения Тазовского месторождения к сети энергоснабжения была рассмотрена существующая инфраструктура региона, представленная на рисунке 72.

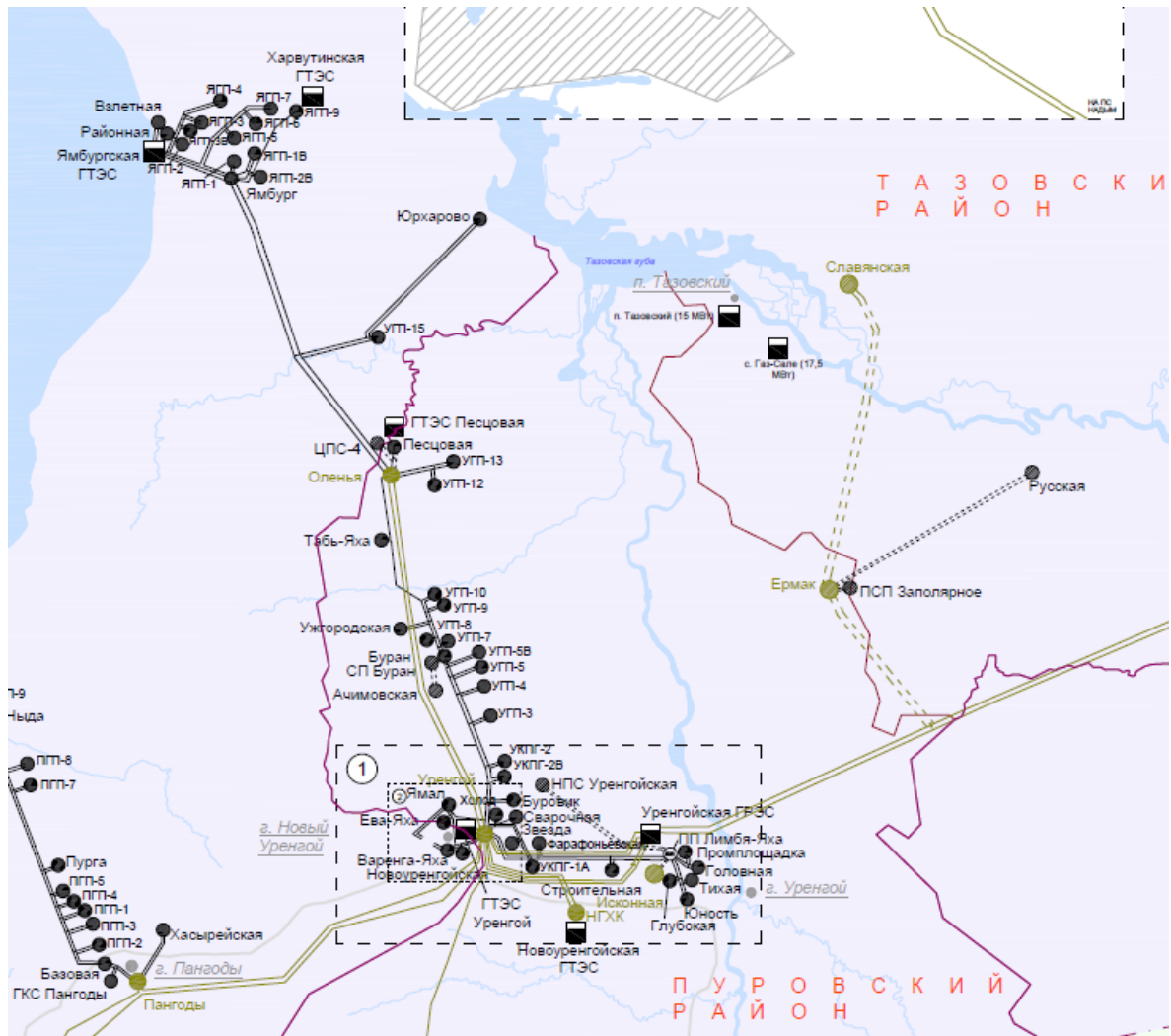


Рисунок 72 – Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО

Оптимальным вариантом для внешнего подключения была выбрана ПС «Ермак», находящаяся в 110 км от месторождения. Преимуществами является низкая стоимость электроэнергии, а недостатками:

- Отсутствие контроля за ростом тарифа;
- Необходимость согласования подключения с ФСК ЕЭС;

- Необходимость строительства ВЛ.

В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств Тазовского месторождения планируется присоединение объектов электросетевого хозяйства с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 14 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется строительство ВЛ 110 кВ.

Для подключения к станции к ПС «Ермак» необходимо провести ВЛ-110 кВ протяженностью 110 км и ПС 110/10 (рисунок 73). Капитальные вложения составляют 2 528 млн руб.

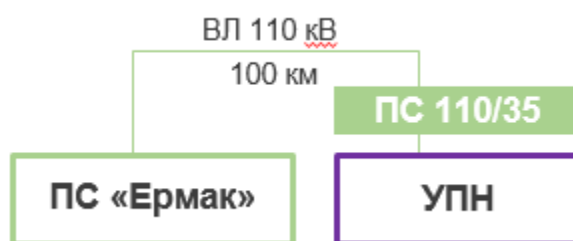


Рисунок 73 – Схема подключения к внешнему источнику

## 2. Собственная генерация электроэнергии

Для выбора оптимального количества агрегатов генерации электроэнергии необходимо рассчитать энергопотребление месторождения по годам. Расчет был выполнен с учетом следующих исходных данных:

- Профиль по добыче нефти, жидкости и газа;
- Подготовка и транспорт нефти;
- Вспомогательные объекты;
- Расход электроэнергии на внешний транспорт;
- и т.д.

На рисунке 74 приведен график электропотребления.

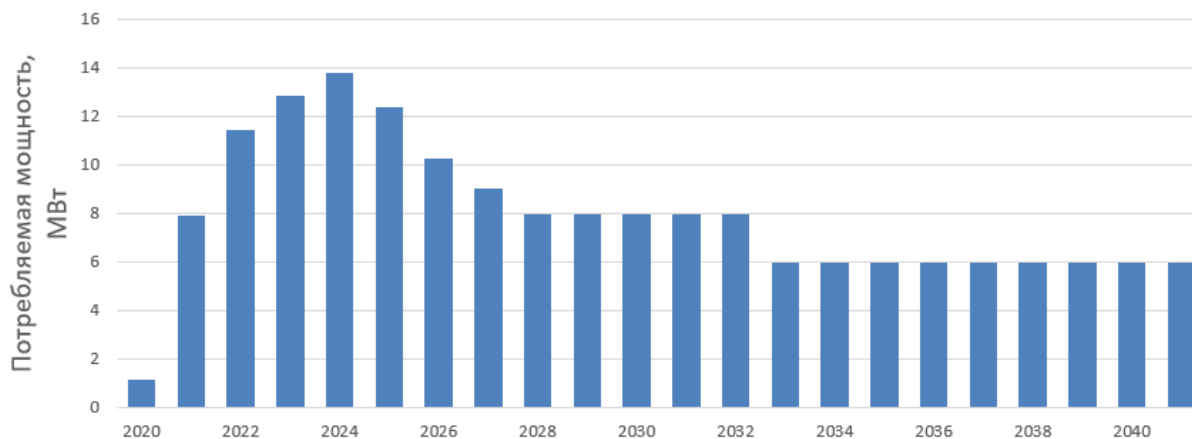


Рисунок 74 – График энергопотребления

Преимуществом собственной генерации является низкая стоимость электроэнергии, а недостатками:

- Строительство собственной ГПЭС/ГТЭС;
- Необходимость реализации незагруженного оборудования при падении добычи.

При расчете агрегатов с учетом дерейтинга (для ГПЭС) рассматривали использование:

- ГПЭС 1,5 МВт;
- ГПЭС 2,0 МВт;
- ГТЭС 4,0 МВт.

При анализе выяснили, что имеющихся условиях использование агрегатов мощностью 2 МВт выгоднее, чем агрегатов мощностью 1,5 МВт.

Капитальные вложения при строительстве ГПЭС 1 496 млн рублей, а при строительстве ГТЭС 2 280 млн рублей.

Из вышеизложенного приходим к выводу, что:

- Собственная генерация является более привлекательным вариантом;
- Собственная генерация, по отношению к схеме внешнего электроснабжения, позволяет плавный ввод мощностей в условиях геологических неопределенностей.

## 6.6. Внешний транспорт нефти

В регионе присутствия имеются следующие варианты сдачи нефти: НПС №2 «Ямал», синергия с Северо-Самбургским месторождением, прямое подключение в «Заполярье-Пурпе» (рисунок 75).

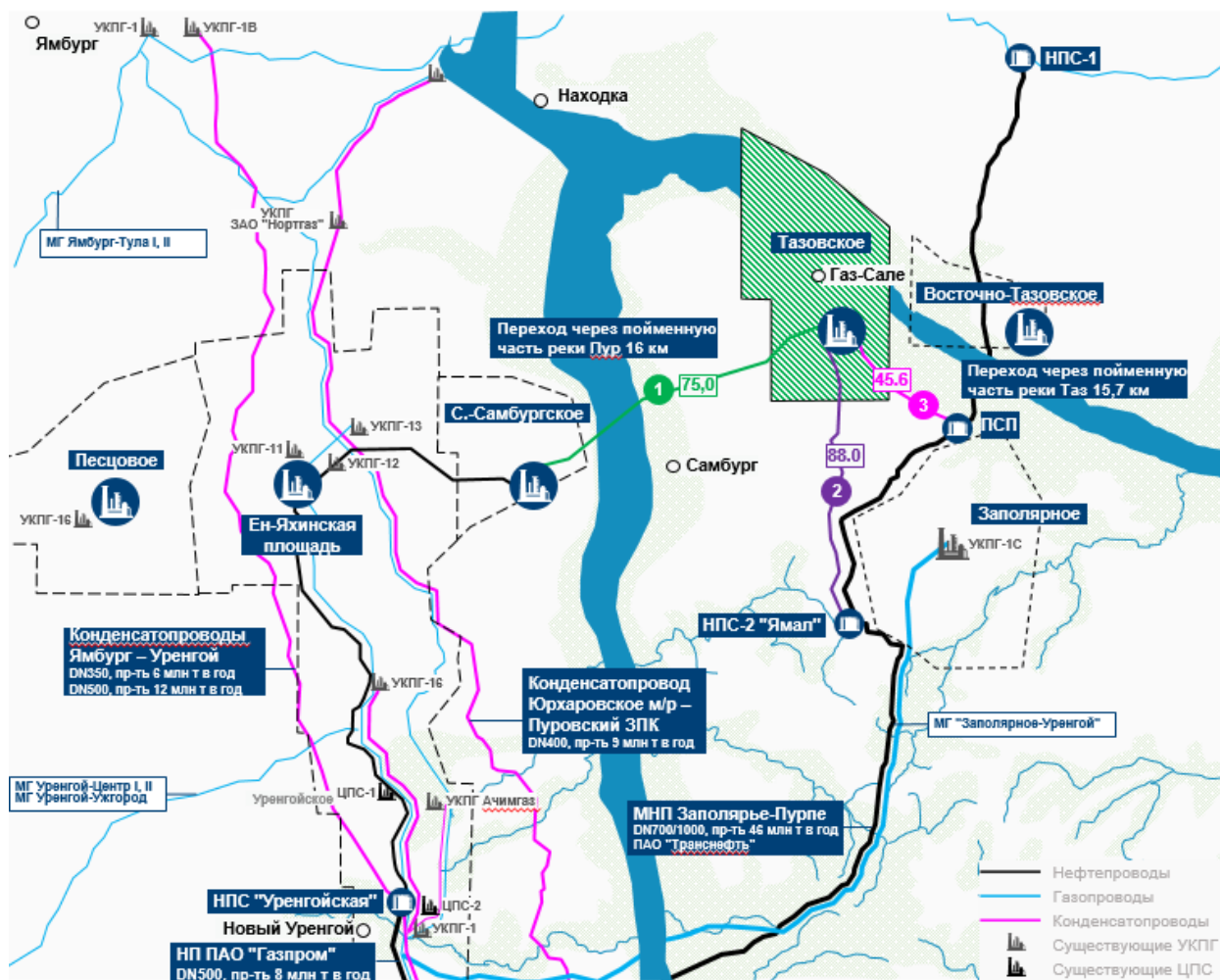


Рисунок 75 – Карта с вариантами сдачи нефти

### 6.6.1. НПС №2 «Ямал»

Запуск в строй нефтепроводной системы «Заполярье-Пурпе» состоялся в 2017 году. ПАО «Транснефть» законтрактовала по предварительным договорам до 78% мощности нефтепровода Заполярье-Пурпе. Предварительные договоры предусматривают поставку до 10 млн т нефти ПАО «Роснефть», до 7,4 млн т нефти АО «Мессояханефтегаз», до 3,1 млн т нефти ПАО «Лукойл», до 3,1 млн т нефти ПАО «Газпром» и 1,3 млн т нефти ООО «СеверЭнерго».

Таким образом, ПАО "Транснефть" предварительно законтрактовала до 24,9 млн т нефти при мощности нефтепровода в 32 млн т.

Проект строительства трубопроводной системы "Заполярье - НПС "Пурпе" реализуется с 2012 года. Нефтепровод связал месторождения Ямала с нефтепроводом "Восточная Сибирь - Тихий океан". Трасса проходит по территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов.

Таблица 28

#### Ключевые показатели по варианту

Оператор:	ПАО «Транснефть»
Мощность:	45 млн т/год
Загруженность:	39% (2019 г.); 48% (2020 г.)
Длина трубопровода:	88,0 км
DN:	325 мм
CAPEX:	5 402 млн Р
Преимущества:	Отсутствие необходимости строительства собственного ПСП
Недостатки:	Неопределенность в возможности подключения

#### 6.6.2. Синергия с Северо-Самбургским месторождением

Северо-Самбургское месторождение находится в 75 км от Тазовского месторождения. Данный вариант позволяет сдавать неподготовленный газ на УКПГ Северо-Самбургского месторождения. Так как оба месторождения находятся в структуре группы компаний «Газпром нефть» и находятся на начальной стадии, есть возможность после уточнения профилей добычи проработать совместную подготовку и сдачу газа. Недостатком данного варианта является строительство трубопровода через пойменную часть реки Таз, что может значительно влиять на удорожание проекта. Также есть риск неподтверждения профилей, что приведёт к переносам сроков запуска проекта.



Таблица 29

## Ключевые показатели по варианту

Длина трубопровода:	75 км
DN:	325 мм
CAPEX:	6 066 млн Р
Преимущества:	Структура ГПН; Уверенность в стабильном приеме
Недостатки:	Строительства перехода через пойменную часть реки Пур

**6.6.3. Прямое подключение в НП «Заполярье – Пурпе»**

Согласно информации ПАО «Транснефть», подключение к магистральному нефтепроводу Заполярье-Пурпе в районе подогрева нефти является возможным при условии строительства собственного ПСП.

Для осуществления данного варианта необходима подготовка нефти Тазовского НГКМ до товарного качества на собственной установке подготовки нефти (УПН). Товарная нефть Тазовского НГКМ по собственному нефтепроводу направляется до точки врезки в магистральный нефтепровод «Заполярье-Пурпе».

В районе точки врезки предусматривается строительство собственного ПСП, производительностью 1 млн т/год.

Таблица 30

## Ключевые показатели по варианту

Оператор:	ПАО «Транснефть»
Мощность:	45 млн т/год
Загруженность:	39% (2019 г.); 48% (2020 г.)
Длина трубопровода:	45,6 км
DN:	325 мм
CAPEX:	3 542 млн Р
Преимущества:	Минимальная протяженность нефтепровода
Недостатки:	Строительство собственного ПСП

Вывод: в качестве базового варианта принято решение о строительстве нефтепровода по варианту 3 в восточном направлении до Заполярье-Пурпе со

строительством собственного ПСП. На период ОНР был выбран вариант с автовывозом нефти. Синергия с Северо-Самбургским м/р не эффективна ввиду сопоставимых протяжённостей и наличия существенных рисков изменения даты запусков месторождений.

## 6.7. Внешний транспорт газа

На рисунке 76 приведена карта с возможными точками сдачи газа (Сдача ПНГ на УКПГ Восточно-Тазовского месторождения, сдача на УКПГ Заполярного месторождения)

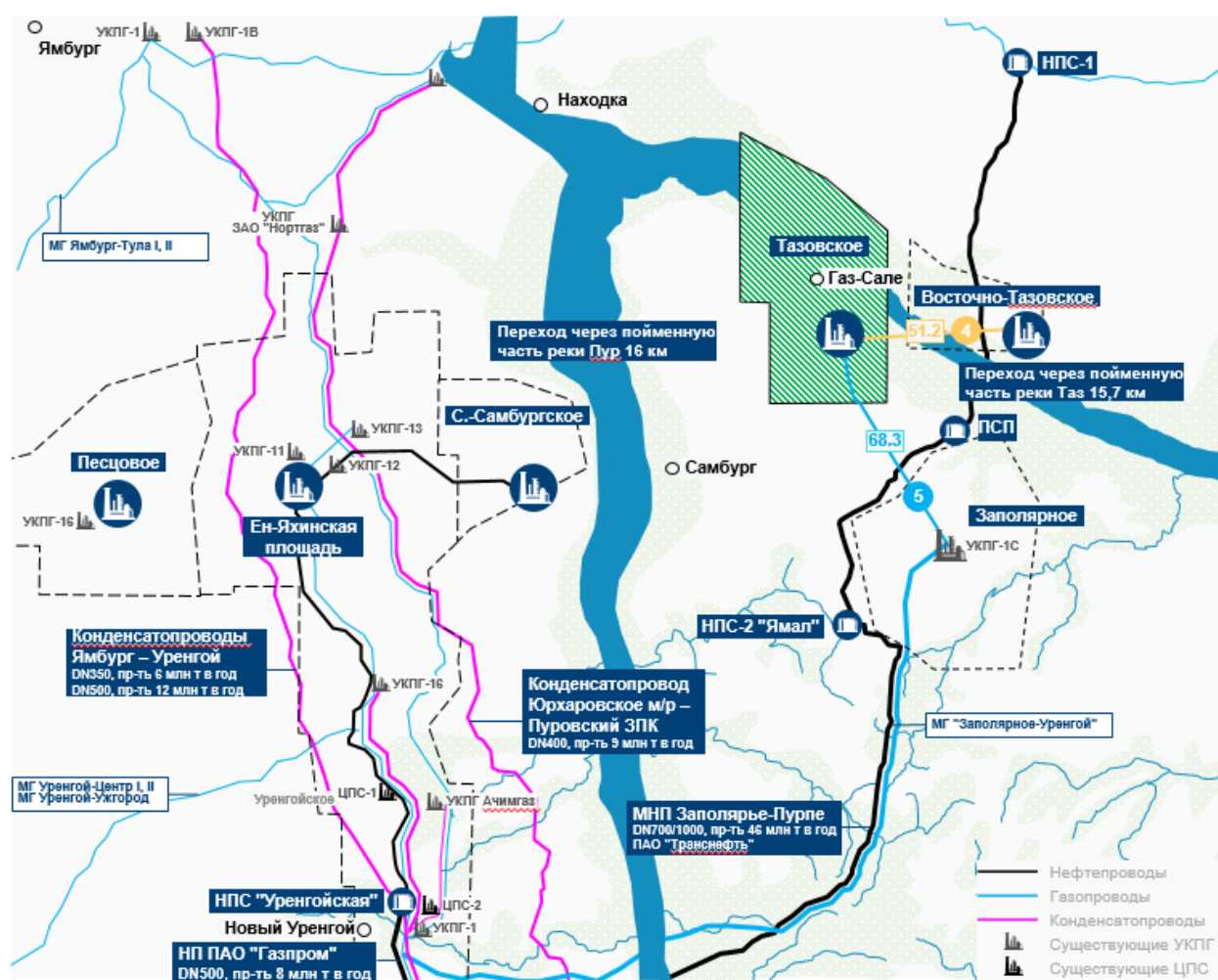


Рисунок 76 – Карта с вариантами сдачи газа

### 6.7.1. Синергия с Восточно – Тазовским месторождением

Восточно-Тазовское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) находится в Ямало-Ненецком автономном округе, на расстоянии 51 км от Тазовского месторождения. Необходимо провести переговоры с ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» о возможности сдачи неподготовленного ПНГ на УКПГ и последующую сдачу подготовленной продукции мощностями Восточно-Тазовского месторождения. Преимуществом данного варианта является минимальная протяжённость трубопровода и возможность отказа от строительства собственной газовой инфраструктуры. Недостатками данного варианта является зависимость от работы УКПГ, а также от тарифов ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ». Трубопровод до Восточно-Тазовского месторождения проходит через пойменную часть реки Таз, что может оказать значительное влияние на увеличение капитальных затрат проекта.

Таблица 31

Ключевые показатели по варианту

Длина трубопровода:	51,2 км
DN:	530 мм
CAPEX:	4 317 млн ₽
Преимущества:	Снижение затрат на строительство газовой инфраструктуры
Недостатки:	Необходимо провести переговоры с ПАО «Новатэк»;

### 6.7.2. УКПГ Заполярного месторождения

Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение — расположено на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) на расстоянии 68 км от Тазовского месторождения. Рассматриваемый вариант дает возможность для применения различных конфигураций газовой инфраструктуры. Строительство УППГ (сдача на вход в УКПГ) и Строительство КС и УКПГ (сдача на выход из УКПГ). Вариант со сдачей неподготовленного газа улучшает ключевые экономические показатели проекта. При сдаче неподготовленного газа нет необходимости строительства избыточной инфраструктуры на Тазовском

месторождении, что позволяет получить прибыль от реализации газа раньше, чем при варианте со строительством собственного УКПГ.

Таблица 32

Ключевые показатели по варианту

Длина трубопровода:	68 км
DN:	530 мм
CAPEX:	3 502 млн ₽
Преимущества:	Сдача неподготовленного газа
Недостатки:	Зависимость от работы УКПГ

Вывод: в качестве базового варианта принято решение о строительстве газопровода протяженностью 68,3 км до УКПГ Заполярного месторождения со сдачей на вход на УКПГ. Выбор данного варианта обусловлен наименьшими капитальными затратами и рисками проекта.

### 6.8. Логистическая схема месторождения

Описание схемы доставки МТР до Тазовского месторождения (рисунок 77):

Тазовский находится на востоке ЯНАО у истока Тазовской губы. В пределах участка находятся населенные пункты: пос. Тазовский (районный центр), Газсале, Тибейсале.

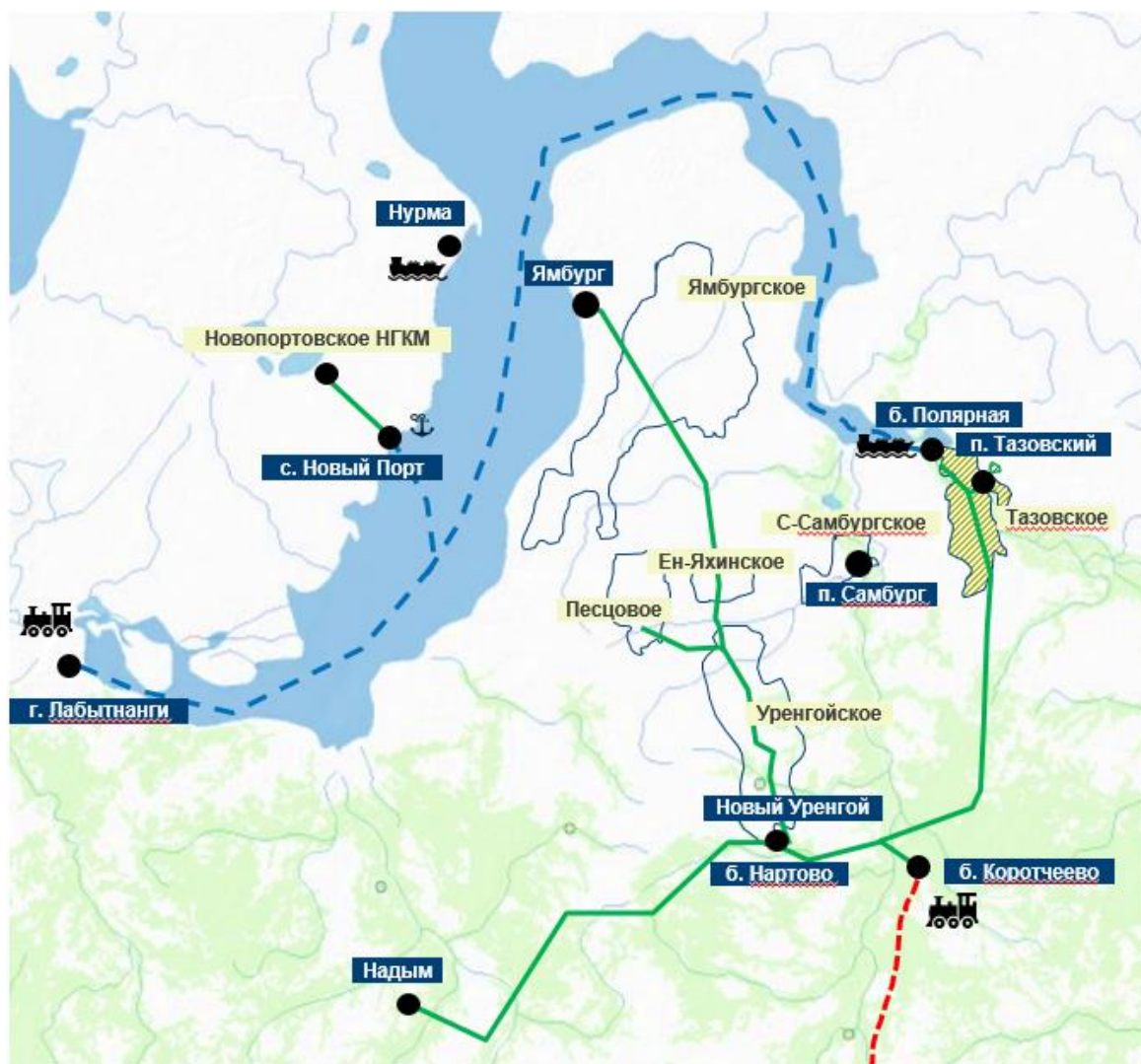


Рисунок 77 – Карта с вариантами доставки МТР

При анализе было выбрано 2 направление доставки МТР на месторождение база «Коротчаево» и база «Полярная».

База «Коротчаево» расположена в 245 км. от месторождения. Использование данного объекта в качестве склада первичной приемки позволит осуществлять доставку МТР практически круглый год, за исключением периодов закрытия переправы на реке Пур, через которую пролегает данный маршрут. Периоды закрытия ориентировочно с 15.05 по 30.05 (на летний период), с 15.11. по 30.11 (зимний период).

База обладает развитой инфраструктурой с возможностью приемки и хранения всех типов МТР. Площадь базы 5 га. Территория базы имеет твердое покрытие.

В наличии теплый склад общей площадью 200 м<sup>2</sup>, оборудованный двумя двухуровневыми стеллажами. Холодный склад в виде 3-х 40 футовых контейнеров общей площадью 108 м<sup>2</sup>.

На территории базы имеется 4 ж/д тупика, из них 2 ж/д тупика для приемки генерального груза, вместимостью 25 ж/д вагонов и два ж/д тупика для приемки инертных материалов и генерального груза вместимостью 36 ж/д вагонов.

К месту расположения базы ведут автомобильные дороги с твердым бетонным и асфальтным покрытием.

База «Полярная» расположена на берегу Тазовской губы, и преимущественно используется в качестве склада первичной приемки сыпучих материалов и ЖБИ, доставляемых водным транспортом в навигационный период (ориентировочно с 05 июля по 01 октября). Наличие пирса позволяет осуществлять ПРР сразу 2-х баржах. Площадь хранения на огороженной площадке составляет 10 га.

Одно из ключевых преимуществ использования базы для перевалки является короткое плечо доставки МТР до объектов месторождения – 38 км.

Доставка ГСМ производится по железной дороге до п. Нартово (30 км. от п. Коротчаево), далее автотранспортом до месторождения. Расстояние от Нартово до Тазовского ЛУ 275 км.

## **6.9. Период ОПР и ранней добычи нефти**

Для получения уточненных сведений по параметрам разработки проектной командой сформирована программа проведения ОПР. Ключевыми параметрами разработки, требующими уточнения, являются:

- Запускной дебит скважин
- Темп падения добычи
- Дизайн трещины ГРП

Программа ОПР состоит из переиспытаний уже существующих скважин, а также бурения новых скважин в соответствии с выбранной системой разработки в зонах, оцениваемых как перспективные для добычи нефти.

Переиспытания с отработкой в 3 месяца позволят получить исторические данные для более точной адаптации гидродинамической модели. Отбор скважинного флюида необходим для проведения собственных PVT исследований и уточнения модели. С помощью бурения новых скважин с выбранной системой разработки будут получены запускные дебиты по скважинам и дизайны трещин ГРП. Также при использовании комплекса ГИС при бурении будет возможно провести интерпретацию полученных данных и уточнить структурные построения геологической модели и уровни ВНК.

Дорожная карта по реализации программы ОПР представлена в приложении Ж.

Ввиду существенного расстояния между выделенными участками бурения и большими рисками попадания в краевые зоны, было принято решение на этапе ОПР разбуривать целевые участки разными буровыми установками.

Внешний транспорт нефти на период ОПР будет осуществляться путем автовывоза. Для возможности реализации данного варианта необходимо строительство круглогодичной автодороги от КП-1 до трассы, связывающей поселок Тазовский с городом Новым Уренгоем.

При подтверждении различных вариативных сценариев будут приниматься следующие решения, представленные в таблице 33.

Таблица 33

Матрица принятия решений при вариативных сценариях

Вариативный сценарий Фазы Восток	Вариативный сценарий Фазы Запад	Решение в целом по проекту
P10	P10	ПМР обеих фаз месторождения
	P50	ПМР обеих фаз месторождения
	P90	ПМР фазы Восток, отказ от ПМР фазы Запад
P50	P10	ПМР обеих фаз месторождения
	P50	ПМР обеих фаз месторождения, использование рассмотренной в проекте детальной концепции
	P90	ПМР фазы Восток, отказ от ПМР фазы Запад
P90	P10	ПМР фазы Запад
	P50	Отказ от ПМР обеих фаз месторождения
	P90	Отказ от ПМР обеих фаз месторождения

## ГЛАВА 7. ЭКОНОМИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Структура данной главы включает в себя описание расчетов на каждом этапе выполнения группового проекта с последовательным уточнением оценки затрат и накопленного денежного потока за весь период разработки месторождения.

Далее будут рассмотрены следующие пункты:

1. Описание ключевых показателей эффективности проекта для выбора оптимального технико-экономического варианта.
2. Укрупненная оценка возможности получения прибыли при разработке рассматриваемого актива на основе расчета EMV проекта.
3. Экономический расчет вариантов системы разработки месторождения.
4. Экономический расчет вариантов комплексного обустройства месторождения.
5. Расчет НДПИ по действующей налоговой системе (ДНС) и на основе налога на дополнительный доход (НДД). Сравнение двух систем по накопленному денежному дисконтированному потоку (NPV).

1. Ключевые показатели эффективности проекта для выбора оптимального технико-экономического варианта

Для оценки инвестиционных проектов допустимо использовать показатели эффективности, относящиеся к следующим категориям:

- Нефинансовые показатели эффективности – накопленная добыча нефти, свободного газа, ПНГ, конденсата и пр. (максимизация выработки месторождения).
- Недисконтированные показатели эффективности - объем инвестиций в проект (CAPEX), накопленная выручка, срок окупаемости (PP), положительный денежный поток в динамике (максимизация срока реализации проекта);
- Дисконтированные показатели эффективности – индекс доходности (PI), чистый дисконтированный доход (NPV), IRR (внутренняя норма рентабельности), DPP (дисконтированный срок окупаемости) .

В рамках проекта выбор оптимального варианта будет осуществляться преимущественно на основе дисконтированных показателей эффективности.

Для проведения экономических расчетов была разработана финансово-экономическая модель (ФЭМ), позволяющая формировать расчет стоимости в



динамике по годам с приведением накопленного денежного потока к текущему моменту времени.

В качестве исходной информации для расчета доходной части от реализации УВ в экономическую модель внесены следующие производственные показатели для заполнения:

- добыча нефти и газа по проекту;
- цена net back на нефть и газ.

В качестве исходной информации для расчета затратной части в экономическую модель внесены следующие производственные показатели по категориям CAPEX, OPEX, налоги.

При расчете CAPEX используются следующие показатели затрат:

количество скважин СДФ (затраты на бурение);

количество площадочных объектов и протяженность линейной инфраструктуры (затраты на наземное обустройство).

Исходной информацией для расчета эксплуатационных затрат являются данные калькуляции в утвержденном формате. На основе данных калькуляции рассчитываются удельные показатели затрат:

- удельные затраты на подготовку и транспортировку нефти;
- удельные затраты по сбору и транспортировке жидкости;
- удельные затраты на подготовку и транспортировку природного газа/конденсата;
- удельные затраты на нефтяную/газовую/нагнетательную скважину.

Налоговые расходы включают в себя налог на прибыль, налог на имущество, НДС.

### **7.1. Укрупненная оценка возможности получения прибыли при разработке рассматриваемого актива на основе расчета EMV проекта**

Для проведения укрупненной оценки возможности получения прибыли при разработке участка на основании предварительных данных по запасам, полученных в модуле Crystal Ball, и данных по запусчному дебиту и темпу падения добычи по

целевому продукту, принятых по бенчмарку, были построены предполагаемые профили добычи по вариантам P10, P50, P90.

В качестве аналога при расчете капитальных затрат на бурение и обустройство и операционных затрат по процессам добычи нефти и газа были приняты удельные показатели по Северо-Самбургскому месторождению, представленные в таблице 34.

Таблица 34

## Удельные показатели затрат по месторождению-аналогу

Показатели	Пояснение	Ед. изм.	Значения
<b>Удельные CAPEX</b>			
Бурение скважин			
Бурение скважины L=1000 (горизонт)	Стоимость бурения 1 скважины	тыс. руб. / 1 скв.	465 000
Кусты			
Инженерная подготовка под куст нефтяных скважин	Стоимость подготовки одной скважины (куст из 24 скважин)	тыс. руб. / скв.	14 049
Обустройство куста нефтяных скважин	Стоимость обустройства 1 скважины в условиях ММГ (куст из 24 скважин)	тыс. руб. / скв.	12 500
УПН			
Строительство УПН на 1200 тыс. т/год	Стоимость строительства 1 УПН с УСПВ	тыс. руб / ед.	6 089 000
ПСП			
Приемо-сдаточный пункт на 1 млн т	Стоимость строительства ПСП	тыс. руб./ед	5 423 000
Нефтеборные сети			
Напорный нефтепровод D 325 мм	Стоимость строительства 1 км трубопровода	тыс. руб. / 1 км	38 837
Газопровод D 426 мм	Стоимость строительства 1 км трубопровода	тыс. руб. / 1 км	63 037
Объекты энергоснабжения			
ГПЭС 14 Мвт (9х1,5 Мвт + резерв 2х1,5 Мвт)	Стоимость строительства 1 ГПЭС, мощность 1,5 Мвт	тыс. руб. / ед.	240 560
ВЖК			
ВЖК 70 чел.	Стоимость вахтового-жилого комплекса с численностью 70 чел.	тыс. руб./ед.	740 555

Расчет операционных затрат на данном этапе проводился на основе вычисления 5 % от капитальных затрат за рассматриваемый период.

На основании приведенных удельных показателей были рассчитаны капитальные и операционные затраты по вариантам P10, P50, P90. Далее была проведена вероятностная оценка экономической привлекательности проекта с определением EMV, который составил 3 млрд руб., что позволяет принять решение о вхождении в данный проект и планировании полномасштабной разработки данного актива. Результаты расчета EMV с ключевыми показателями эффективности приведены на рисунке 78.

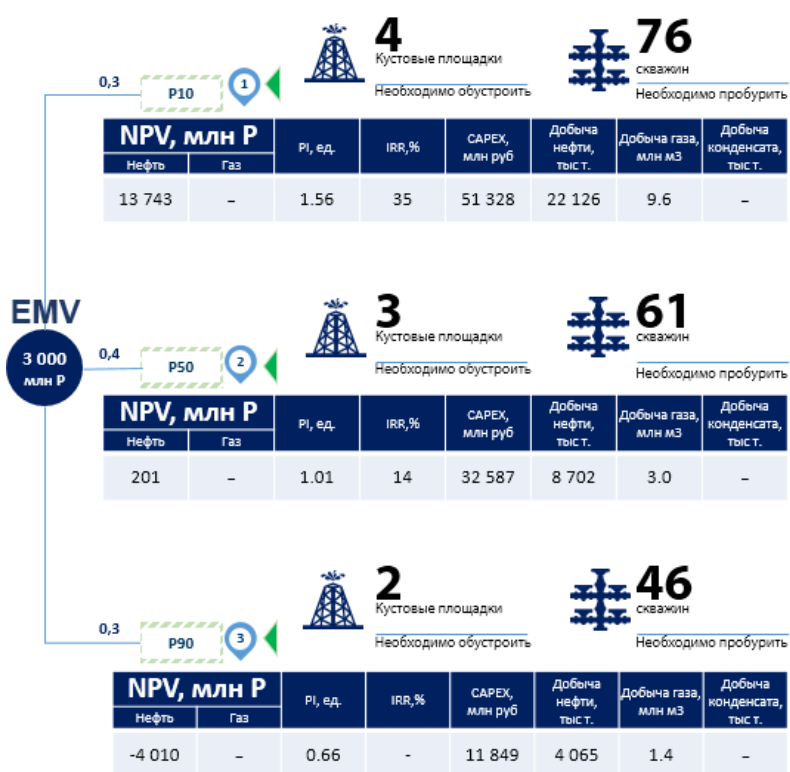


Рисунок 78 – Вероятностная оценка экономической привлекательности актива

## 7.2. Экономический расчет вариантов системы разработки месторождения

Основными элементами системы разработки являются: сетка скважин (расстояние между рядами и между скважинами в ряду), порядок ввода скважин в эксплуатацию во времени и пространстве, тип скважины и длина горизонтального ствола, количество стадий ГРП.

Изменяя данные параметры, показатели, которые влияют на них, находится оптимальный вариант с учетом максимального NPV.

По результатам расчетов показателей накопленной добычи по пласту БТ14 в гидродинамическом симуляторе tNavigator были определена суточная добыча нефти в зависимости от типа заканчивания. Наибольший запускной дебит был получен у скважин с горизонтальным окончанием ( $81 \text{ м}^3/\text{сут}$ ), а также у горизонтальной скважины в сочетании с гидроразрывом пласта ( $173 \text{ м}^3/\text{сут}$ ). Наклонно-направленные скважины показали меньшие дебиты, в связи с чем на данном этапе были признаны неоптимальными для разработки целевых ачимовских пластов.

При расчете оптимальной длины горизонтального ствола основным критерием выбора является максимальная продуктивность скважины на единицу затрат.

Элементы стоимости скважины при расчете длины ГС следующие:

- стоимость бурения скважины;
- стоимость хвостовика;
- средняя стоимость телеметрии.

Стоимость скважины без обустройства для разных длин ГС представлена в таблице 35.

Таблица 35

Стоимость скважины с разной длиной ГС

Длина, м	Стоимость скважины без обустройства, тыс. руб.
600	365 780
800	387 795
1000	423 445
1200	464 159
1400	518 531

При расчете показателей накопленной добычи по рассматриваемым вариантам длины ГС было замоделировано различное количество скважин. В варианте 600 м – 21 скв., 800 м – 17 скв., 1000 м – 14 скв., 1200 м – 14 скв., 1400 м – 13 скв.

Далее по каждому варианту был получен профиль единичной скважины на основе деления добычи нефти за каждый год разработки месторождения на среднедействующий фонд скважин.

Расчет NPV от длины горизонтального ствола, представленный на рисунке 79, позволил выявить точку перегиба по кривой NPV при общем увеличении накопленной добычи по годам, что объясняется удорожанием технологии бурения скважины. На основе проведенного технико-экономического анализа была определена оптимальная длина горизонтального участка для ачимовских пластов – 1000 м.

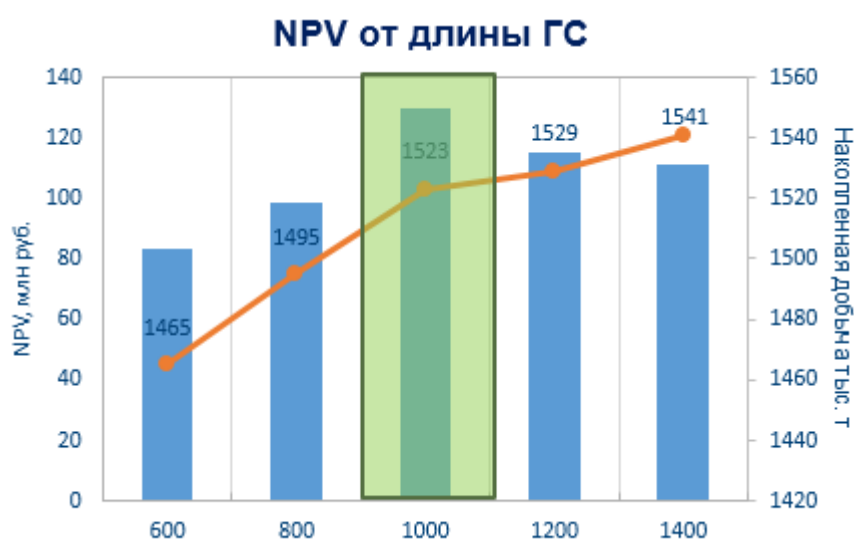


Рисунок 79 – Расчет NPV при изменении длины ГС

Система разработки характеризуется также геометрическими параметрами, такими как расстояние между скважинами и рядами скважин. Данные параметры позволяют определить оптимальную плотность сетки скважин с точки зрения сокращения фонда скважин и минимизации затрат на обустройство и инженерную подготовку кустовой площадки.

При выборе оптимальной сетки скважин необходимо точку пересечения между затратами на бурение и обустройство куста, как это показано на рисунке 80.

Авторы научной статьи «Технико-экономическая оптимизация кустования скважин при интегрированном концептуальном проектировании» объясняют суть этого метода следующим образом: при уменьшении количества кустовых площадок затраты на обустройство будут кратно меньше, чем затраты на бурение, и, наоборот,

при увеличении числа кустовых площадок затраты на бурение снижаются, но повышаются затраты на обустройство.

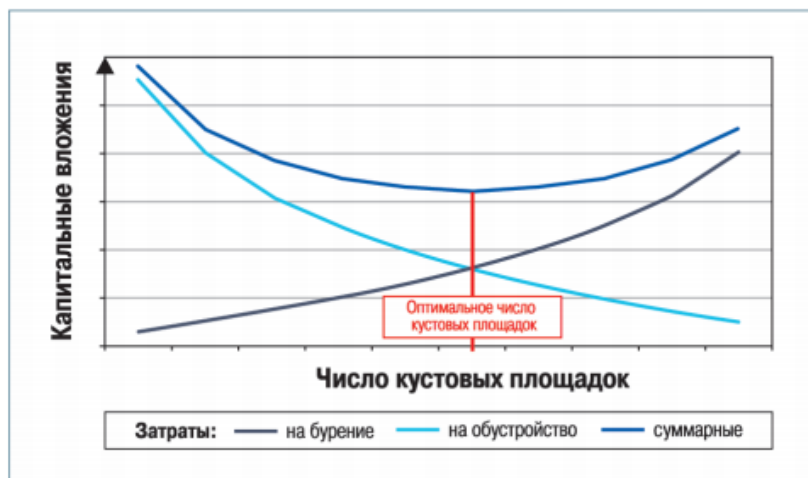


Рисунок 80 – Влияние числа кустовых площадок на выбор оптимальной плотности сетки скважин

Расчет в гидродинамическом симуляторе проводился для следующих параметров: 500 м – 30 скв., 700 – 20 скв., 900 - 14 скв., 1100 – 13 скв.

Как видно на рисунке 81, наибольший NPV показал вариант с межрядным расстоянием 900 м. Варианты с меньшим межрядным расстоянием (500 м, 700 м) характеризуются максимальным разбуриванием участка с наибольшими значениями накопленной добычи, но в силу того, что затраты на бурение и инфраструктуру под данную полку будут расти пропорционально, эти варианты проигрывают в накопленном денежном потоке.

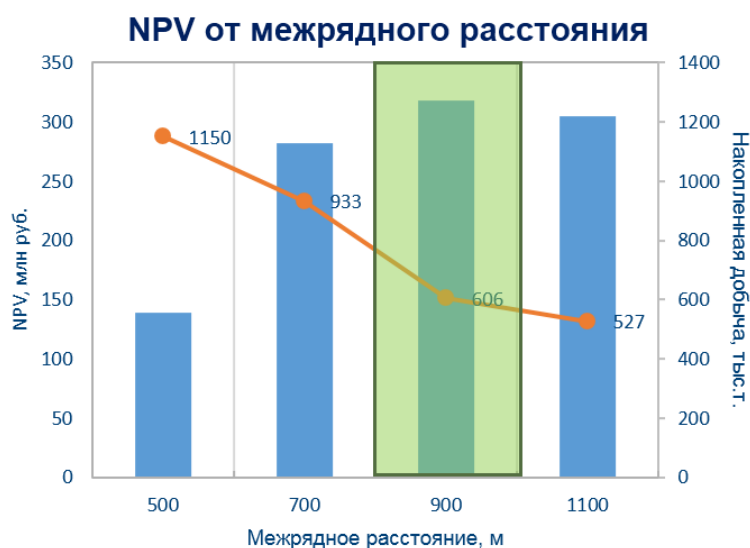


Рисунок 81 – Выбор оптимального межрядного расстояния

Далее было экономически обосновано оптимальное количество стадий ГРП для выбранной ранее длины горизонтального ствола (1000 м) и межрядного расстояния (900 м). При выборе оптимального варианта, как и в предыдущих расчетах, ориентировались на максимальное значение накопленного денежного дисконтированного потока за весь период разработки (20 лет).

Стоимость одной операции ГРП (100 т проппанта) составляет 13 165 тыс..руб. (принято по аналогии с Северо- Самбургским месторождением).

Количество стадий ГРП при расчете на ГДМ варьировалось от 2 до 6, среднедействующий фонд скважин – 14 штук. Наибольший NPV, как видно на рисунке 82, соответствует 5 стадиям ГРП.

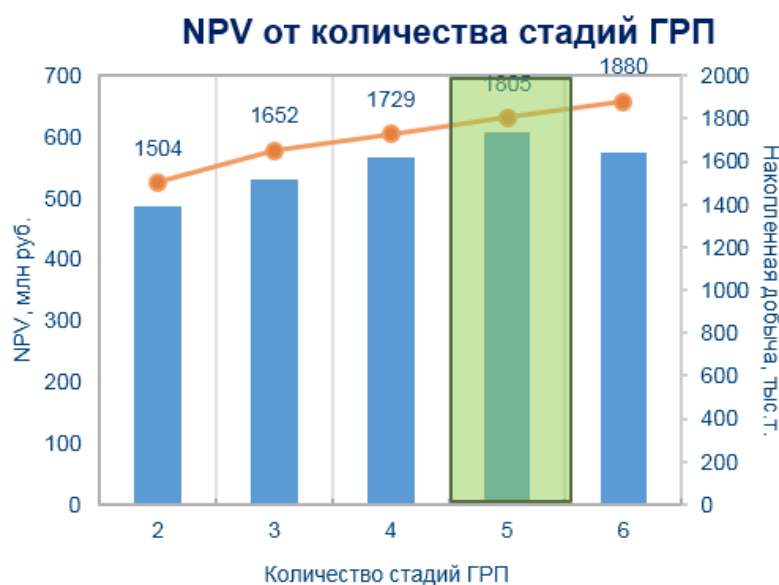


Рисунок 82 – Выбор оптимального количества стадий ГРП

Таким образом, по результатам проведенного технико-экономического обоснования системы разработки были определены наиболее оптимальные решения: режим разработки – истощение, тип заканчивания – ГС+МГРП, длина ГС -1000 м, количество стадий ГРП -5.

### 7.3. Экономический расчет вариантов комплексного обустройства месторождения

На этом шаге необходимо для каждого варианта, рассмотренного на этапе выбора оптимальной системы разработки и обустройства месторождения, как и ранее, необходимо рассчитать чистый дисконтированный доход по формуле (1):

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

где IC – начальные вложения в проект, руб.;

$CF_t$  – денежный поток в период времени t, руб.;

r – ставка дисконтирования, д.ед.

Исходные макропараметры для проведения экономических расчетов приведены в таблице 36.

Таблица 36

#### Макропараметры для проведения экономических расчетов

Показатели	Ед.измерения	Значения
<b>Макропараметры</b>		
Курс доллара реальный	долл/барр	67
Ставка дисконтирования по Группе компаний ГПН	%	14
Цена нефти марки Brent	долл/барр	50
Скидка на Urals	долл/барр	2
Цена нефти марки Urals	долл/барр	48
Для расчета экспортной пошлины	барр/т	7,3
<b>Цена реализации</b>		
Цена реализации нефти (netback)	руб./т	15 870
Цена реализации ПНГ	руб./тыс. м3	2 508
<b>Налоги и платежи</b>		
Действующая ставка НДС по НК РФ	руб./т	919
НДС	%	18%
Налог на имущество	%	2,2%
Налог на прибыль	%	20%

**Капитальные вложения** при расчете системы разработки и обустройства месторождения определялись в соответствии с технологическими показателями каждого варианта по отдельным направлениям, включающим в себя расходы на эксплуатационное бурение новых скважин, обустройство месторождения и расширение мощности вводимых объектов, а также оборудование для нефтегазодобычи.

Капитальные вложения на строительство объектов промышленного обустройства месторождения включают затраты на:

- оборудование для нефтедобычи;





Обустройство			11 306 893.14	2 007 289.38	5 412 624.29	21 134 825.82
Автомобильная дорога	км	35.00	3 335 685.02	0.00	1 511 794.87	4 847 479.89
НСК	км	35.00	393 309.09	5 567.49	199 154.37	598 030.95
ГП	км	69.00	1 676 596.12	54 757.31	754 263.65	2 485 617.08
ННП	км	45.00	990 685.09	39 190.24	458 636.39	1 488 511.72
ВЛ	км	45.00	636 319.18	0.00	306 605.81	942 924.99
Установка подготовки нефти (УПН) 1 млн тонн 2 млн тонн 400-1500 м <sup>3</sup> /г			3 360 444.08	1 746 411.31	1 626 411.03	6 733 266.42
Нефтяной куст	шт	5.00	137 353.30	0.00	80 207.64	217 560.94
Нефтяной куст	шт	16.00	196 482.29	0.00	110 402.63	306 884.92
Нефтяной куст	шт	8.00	148 931.58	0.00	85 103.07	234 034.65
Нефтяной куст	шт	15.00	192 622.86	0.00	108 234.04	300 856.90
Нефтяной куст	шт	18.00	211 062.34	0.00	118 595.11	329 657.45
Газопоршневая электростанция (ГПЭС) 1,5 МВт	шт	11	301 422.19	1 774 993.01	53 215.69	1 496 000
ПСП 1,5 млн т						2 650 000

Структура операционных затрат по варианту Р50 представлена на рисунке 83.

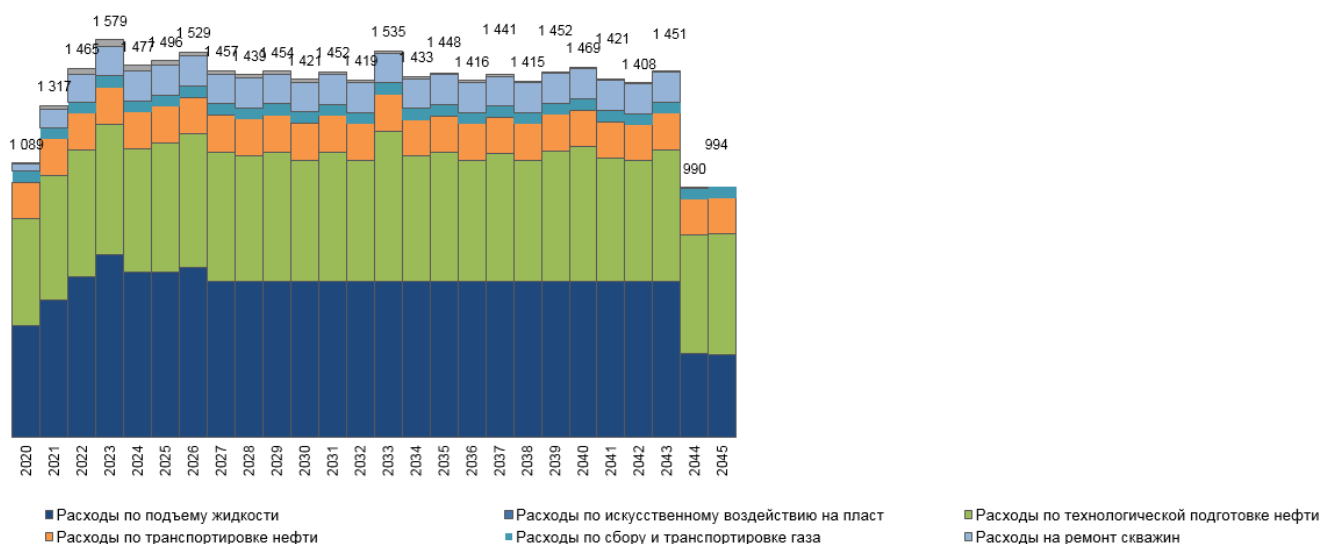


Рисунок 83 – Структура операционных затрат по варианту Р50

Удельные показатели операционных затрат по процессам добычи нефти для месторождения Тазовский представлены в таблице 39.

Таблица 38

Удельные показатели операционных затрат по процессам

Удельные показатели	ед. изм.	Значение
ВСЕГО затрат на тонну нефти	руб./тн	3 875,2

Затраты на добычу нефти	руб./тн	1 647,0
Затраты на добычу жидкости	руб./тн	916,4
Затраты на закачку воды	руб/м3	-
Затраты на подготовку нефти	руб/тн	559 455,1
Затраты на транспортировку нефти	тыс.руб/км	1 819,7
Удельные REVEХ на 1 тн нефти	руб/тн	12 366,8

Капитальные и операционные затраты по вариантам P10 и P90 были рассчитаны аналогичным образом в соответствии с параметрами профиля добычи. Ключевые экономические показатели по трем вариантам представлены в таблице 39.

Таблица 39

Ключевые экономические показатели по вариантам P10, P50, P90  
(кейс «Нефть»)

Показатели эффективности	Ед.изм.	P10 (нефть)	P50 (нефть)	P90 (нефть)
<b>NPV</b>	млн руб.	<b>4 522</b>	397	-3 348
<b>PI (дисконтированный)</b>	доли ед.	<b>1.1</b>	1.0	0.7
<b>IRR</b>	%	<b>17%</b>	14%	0%
<b>DPP</b>	лет	<b>11</b>	17	-
<b>Год ГЭП</b>		2042	2040	2039

Для повышения чистого дисконтированного дохода от разработки месторождения нами было предложены оптимизационные решения, одним из которых является монетизация попутного нефтяного газа. С учетом цены реализации ПНГ были рассчитаны показатели эффективности данного решения, представленные в таблице 40.

Таблица 40

Ключевые экономические показатели по вариантам P10, P50, P90  
(кейс «Нефть + ПНГ»)

Показатели эффективности	Ед.изм.	P10 (нефть+ ПНГ)	P50 (нефть+ ПНГ)	P90 (нефть+ ПНГ)
<b>NPV</b>	млн руб.	<b>9 248</b>	<b>2 523</b>	<b>-1 597</b>
<b>PI (дисконтированный)</b>	доли ед.	<b>1.3</b>	<b>1.1</b>	<b>0.8</b>
<b>IRR</b>	%	<b>21%</b>	<b>16%</b>	<b>9%</b>
<b>DPP</b>	лет	<b>9</b>	<b>11</b>	-
<b>Год ГЭП</b>		2044	2042	2039

В следующем разделе будет рассмотрена реализация оптимизационного решения в рамках повышения NPV за счет перехода на новую налоговую систему с вычислением НДД (налог на дополнительный доход).

#### 7.4. Расчет НДС по действующей налоговой системе (ДНС) и на основе налога на дополнительный доход (НДД). Сравнение двух систем по накопленному денежному дисконтированному потоку (NPV)

Экономическая оценка эффективности разработки Тазовского месторождения проведена с учетом следующих налоговых платежей по действующему законодательству:

- экспортная пошлина (при расчете Netback);
- налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
- налог на имущество;
- налог на прибыль;
- прочие налоги.

На НДПИ в структуре налогов приходится самая большая доля отчислений.

В соответствии с пп.9 п.2 ст. 342 НК РФ налогообложение 1 тонны добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной производится по ставке в размере 919 рублей на период с 01.01.2017 г.

Затем указанная налоговая ставка умножается на коэффициент  $K_{ц}$ , который характеризует динамику мировых цен на нефть. Полученное произведение уменьшается на величину показателя  $D_{м}$ , характеризующего особенности добычи нефти, его величина определяется в соответствии со статьей 342.5 НК.

Показатель, характеризующий особенности добычи нефти  $D_{м}$ , рассчитывается по следующей формуле:

$$D_{м} = K_{ндпи} * K_{ц} * (1 - K_{в} * K_{з} * K_{д} * K_{дв} * K_{кан}) - K_{к},$$

где  $K_{ндпи}$  равно 559 - на период с 1 января 2016 года;

$K_{ц}$  - коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$K_{в}$  - коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр;

$K_{з}$  - коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр;

$K_{д}$  - коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти;

$K_{кан}$  - коэффициент, характеризующий налоговые каникулы для конкретного участка

недр;

$K_k$  - коэффициент, который устанавливается равным 306 на период с 1 января по 31 декабря 2017 года включительно, 357 - на период с 1 января по 31 декабря 2018 года включительно, 428 - на период с 1 января по 31 декабря 2019 года включительно, 0 - с 1 января 2020 года.

В соответствии со ст. 342 НК РФ к месторождениям категории ТРИЗ, к которым относятся ачимовские залежи Тазовского месторождения, применяются льготные коэффициенты для снижения налоговой нагрузки на проект. Так, при расчете показателя  $D_m$  были использованы следующие льготные коэффициенты:

– Коэффициент сложности добычи нефти  $K_d$  принимается равным 0,4 при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;

– Коэффициент  $K_{кан}$ , характеризующий регион добычи и свойства нефти, принимается равным 0 в отношении нефти на участках недр, расположенных полностью или частично севернее 65 градуса северной широты полностью или частично в границах Ямало-Ненецкого автономного округа, за исключением участков недр, расположенных полностью или частично на территории полуострова Ямал в границах Ямало-Ненецкого автономного округа.

Срок действия льгот на добычу полезных ископаемых ограничен и позволяет уменьшить нагрузку на проект именно в первые годы жизни месторождения, что наиболее актуального при стратегии быстрого разбуривания и получения максимума по добыче в первые 10 лет.

Повысить экономическую целесообразность развития ачимовских отложений позволит переход на систему НДД

Как видно на рисунке 84, Тазовское месторождение автоматически переходит на систему НДД с правом отказа до 31.03.2019 г и относится к 1 группе категории Greenfields.

№	Регионы	Критерии	Условия перехода на НДД	Периметр ГПН
1	Новые регионы: • Республики Саха • Иркутская область • Красноярский край • НАО	Greenfields: • Св < 5% на 01.01.2017 или • Запасы открыты после 2017 г.	Автоматический переход с правом отказа до 31.03.2019 (до 31 марта года, следующего за годом открытия запасов)	• Северо-Самбургский • Тазовский • Игнялинский • Западно-Мессояхский • Западно-Юбилейный
2	• ЯНАО(сев.65°с.ш.) • Каспийское море	Greenfields: Участки недр с запасами месторождения, включенного в примечание 8 ТН ВЭД на 01.01.2018	Добровольный переход до 31.12.2019	• Новопортовский • Восточно-Мессояхский • Участки Куомбинского м/р • Вакунайский • Тымпучиканский

Рисунок 84 – Переход на систему НДД

Упрощенный расчет НДД выглядит следующим образом:

Режим НДД = Пониженный НДПИ+ 50% от фин. результата.

В первые 8 лет промышленной добычи действует нулевая ставка ЭП, льготный НДПИ на нефть, нулевая плата по min НДД. На 9 год промышленной эксплуатации и до самого конца предполагается уплата НДПИ и ЭП в полном объеме, лимитирование затрат и уплата НДД на уровне не ниже минимального налога.

По результатам расчетов, приведенных в таблице 41, в ходе применения новой налоговой системы с переход на НДД удалось увеличить ценность проекта по NPV с 2,5 млрд рублей до 5,1 млрд рублей по базовому варианту.

Таблица 41

Ключевые экономические показатели по вариантам P10, P50, P90 (переход на систему НДД)

Показатели эффективности	Ед.изм.	P10 (нефть+ ПНГ)	P50 (нефть+ ПНГ)	P90 (нефть+ ПНГ)
NPV	млн руб.	12 913	5 181	-268
PI (дисконтированный)	доли ед.	1.26	1.16	0.97
IRR	%	26%	20%	12%
DPP	лет	4	8	36
Год ГЭП		2044	2042	2039

Таким образом, переход на систему НДД обладает рядом преимуществ, позволяющих увеличить ценность актива в портфеле проектов компании, среди которых следующие плюсы:

1. Сохранение пониженного уровня налоговой нагрузки для greenfields на первоначальном этапе обеспечивает более эффективную разработку активов и как следствие выход в новые регионы добычи;

2. Перераспределение налоговой нагрузки во времени не нарушает интересы государства в получении фискальных отчислений и позитивно сказывается на экономике greenfields за счет фактора дисконтирования;

3. Сниженная ставка НДС на нефть на всем периоде разработки для Brownfields позволяет вовлечь в разработку запасы экономически неэффективные в действующей налоговой системе.

## ГЛАВА 8. РИСКИ ПРОЕКТА

В рамках определения ключевых рисков проекта проведена риск-сессия, по результатам которой все неопределенности, выделенные на предыдущих этапах, распределены по категориям:

1. Геологические риски.
2. Технологические риски.
3. Налоговые риски.
4. Финансовые риски.
5. Партнерские риски.

Различают три основных этапа проведения оценки рисков: идентификация, анализ и сравнительная оценка.

На этапе идентификации всех возможных рисков проекта был использован метод мозгового штурма, который основан на группировании рисков по типам и характеристикам без различного рода оценочных суждений и обсуждений в рабочей группе.

Анализ включает в себя рассмотрение причин и источников возникновения рисков с целью определения вероятности их возникновения и значимости на процесс. Также стоит отметить, что при определении значений вероятности возникновения и значимости последствий применяется рекомендуемая шкала баллов для FMEA процесса в соответствии с ГОСТ Р 51901.12-2007.

После выставления экспертных оценок по значимости последствий при наступлении риска и по вероятности их возникновения необходимо определить уровень риска. Для этого требуется выполнить математическое вычисление по перемножению значимости и вероятности возникновения.

Для интерпретации числового значения уровня риска, полученного по результатам проведения предыдущих пунктов, установлена критическая граница  $UR_{гр}$ , равная 64. При превышении данной границы необходимо разрабатывать мероприятия для снижения как вероятности возникновения, так и значимости опасного события.



В таблице 42 представлены результаты проведения оценки рисков, а также план управления по каждому идентифицированному риску.

Таблица 42

## Оценка уровня рисков по категориям

№	Риск	Вероятность возникновения	Тяжесть последствий	Фактор риска	План управления риском
1. Геологические					
1.1	Неподтверждение локализации песчаных тел по пластам (концептуальная ГМ)	7	7	49	Проведение 3Д сейсморазведки
1.2	Неподтверждение профиля добычи	7	8	56	Проведение ОПР, бурение пилотных стволов с отбором керна
2. Технологические					
2.1	Риск выпадения конденсата при транспортировке ПНГ	6	8	48	Применение схемы с рекуперативным теплообменным аппаратом для понижения температуры точки росы
2.2	Нарушение непрерывности технологического процесса строительства скважины	7	9	63	Учет специфических требований к подрядчику на бурение в условиях АВПД при формировании ТЗ и проведении тендера
3. Налоговые					
3.1	Отказ в предоставлении налоговых льгот при добыче нефти	6	9	54	Одновременное соблюдение условий: добыча нефти из скважин, работающих на залежах ТриЗ; степень выработанности запасов менее 0,05
4. Финансовые					
4.1	Непредсказуемое изменение цены на нефть	8	9	72	Мониторинг экономической ситуации, построение вероятностных моделей
4.2	Падение курса рубля по отношению к доллару	7	8	56	Мониторинг экономической ситуации, проведение анализа чувствительности
5.Партнерские					
5.1	Срыв договоренности по сдаче газа в УКПГ-ЗС Заполярного НГКМ	6	7	49	Рассмотрение альтернативных вариантов сдачи ПНГ и его использования со строительством собственного УКПГ

Для визуализации полученных результатов сформирована карта рисков, представленная на рисунке 85.



Рисунок 85 – Карта рисков проекта

Далее был проведен SWOT-анализ (Strengths - сильные стороны, Weaknesses - слабые стороны, Opportunities - возможности, Threats - угрозы, представленный на рисунке 86, который позволит определить пути для дальнейшего развития проекта.



Рисунок 86 – SWOT-анализ

## ГЛАВА 9. ДОРОЖНАЯ КАРТА ПРОЕКТА

Дорожная карта проекта составлена для наглядного пошагового представления путей реализации проекта и упрощения принятия управленческих решений с учетом временных ограничений и проектных рисков.

Временные ограничения обусловлены рядом факторов:

- План добычи, обуславливающий начало промышленной добычи углеводородов *к I кварталу 2024 года*;
- График бурения, задающий строгие временные рамки для начала и окончания бурения;
- Климатические особенности региона и связанные с ними технологические особенности производства инженерно-подготовительных и строительно-монтажных работ на территории месторождения.

Решающим рисковым фактором для разработки месторождения является неподтверждение геологических запасов углеводородов.

Исходя из вышеперечисленных основных факторов были приняты следующие основные тезисы:

- Проект разбит на три фазы – подготовительную, Фазу Восток и Фазу Запад, с частичным параллельным наложением фаз;
- Основной объем проектных и строительно-монтажных работ производится только после подтверждения запасов Фазы Восток.

В подготовительной фазе, которая *началась в январе 2019 года*, производится разработка концепта проекта, инженерные изыскания, проектные работы для подготовки кустов №1, №2, №3, для гидронамыва песка и связанные с ними тендерные процедуры, а также инженерная подготовка половины куста №1 для начала бурения.

В Фазе Восток, начало которой запланировано *на декабрь 2019 года*, производится бурения первого куста, и инженерная подготовка кустов №2 и №3 для начала бурения. После подтверждения запасов углеводородов первого куста производятся проектно-изыскательские работы на объекты обустройства. Инженерная подготовка объектов обустройства начинается *в январе 2021 года* ввиду

климатических особенностей региона. Строительно-монтажные работы на всех объектах обустройства начинается только после подтверждения запасов на кустах №2 и №3. Окончание строительства объектов обустройства запланировано на *II квартал 2022 года*. Окончание бурения и завершение Фазы Восток запланировано на *IV квартал 2022 года*.

В Фазе Запад, начало которой запланировано на *I квартал 2021 года*, производится инженерная подготовка кустов №4 и №5, бурение данных кустов и их обустройство, в случае подтверждения запасов.

Подобная схема реализации проекта является оптимальной, так как в ней соблюдается баланс между скоростью ввода объекта в эксплуатацию и осторожностью в совершении капитальных вложений, ввиду геологической неопределенности лицензионного участка (см. приложение 3).

## ГЛАВА 10. ОТЧЕТ О ПРОВЕДЕНИИ СЕССИИ ПО ОЦЕНКЕ РИСКОВ ТАЗОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО МЕТОДИКЕ HAZID/ENVID

Согласно методическим указаниям по анализу и оценке рисков ПЭБ, ОТ и ГЗ с использованием метода HAZID/ENVID на этапе «Оценка» обязательно проведение сессии HAZID/ENVID с целью идентификации опасностей и воздействия на окружающую среду. На этапе «Выбор» запланировано проведение сессии «HAZOP».

Председатель:	Таначев Владимир Владимирович	Название компании / ДО	ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»
Секретарь:	Алексашин Юрий Владимирович	Объект/проект	Тазовский лицензионный участок
Члены группы:	Алексашин Юрий Владимирович Блинов Евгений Валерьевич Нониева Кристина Захаровна Таначев Владимир Владимирович	Дата:	24.06.2019 – 25.06.2019
		Место проведения:	ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», ауд. 501

### Задачи HAZID/ENVID:

- Идентифицировать опасности, потенциально способные причинить вред здоровью людей, окружающей среде, нанести ущерб имуществу.
- Определить возможные последствия наступления опасностей
- Оценить уровень текущего риска и управляемость
- Предложить меры по управлению риском
- Оценить уровень остаточного риска

Выявленные риски по итогам проведения сессии обозначены в приложении И.

Матрица рисков приведена в таблице 43.

Таблица 43

Матрица рисков HAZID/ENVID

Управляемость риском	РИСКИ				
	Не существенный	Незначительный	Значительный	Высокий	Катастрофический
ВЫСОКАЯ	-	2	5	6	-
СРЕДНЯЯ	-	2	6	-	-
НИЗКАЯ	-	-	-	-	-

По результатам проведения сессии был выявлен 21 риск, из них:

- 6 высоких рисков с высокой степенью управляемости;
- 5 значительных рисков с высокой степенью управляемости;

- 6 значительных рисков со средней степенью управляемости;
- 2 незначительных риска с высокой степенью управляемости;
- 2 незначительных риска со средней степенью управляемости.

## ГЛАВА 11. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Так как рассматриваемый проект находится на этапе «Оценка», отсутствует конкретика по различным видам производственных агрегатов. Следовательно, провести оптимизацию несуществующих объектов невозможно. По мнению проектной команды, на данном этапе ключевым драйвером для развития проекта на этапе «Оценка» является снижение стоимости площадных объектов, а также уменьшение сроков СМР. Для увеличения КПЭ проекта, проектной командой был проанализирован опыт применения новых технологий и инноваций функции «Капитальное строительство» в периметре группы компаний «Газпром нефть». Проектной командой предложены следующие технологии для проведения оценки целесообразности их применения:

### 1. Эстакады заводской готовности.

Для ускорения сроков реализации проектов и минимизации трудозатрат на объекте строительства на УКПГ и ЦПС Нового Порта была реализована схема заказа технологических и кабельных эстакад в виде секций-модулей заводского изготовления с грунтовым покрытием.

### 2. Гибкие временные трубопроводы.

Использование гибких трубопроводов для организации временной транспортировки жидкости. Гибкие трубопроводы неоднократно применялись на разных объектах компании. Применение данной технологии позволит снизить стоимость трубопровода и сроки СМР, а также поможет обеспечить транспортировку «ранней» нефти в период ОНР.

### 3. Узкобазовые быстромонтируемые стальные опоры ВЛ.

В результате внедрения в проекты электроснабжения объектов газонефтедобывающих компаний новых перспективных разработок в области технологий строительства линий электропередачи, в частности данной технологии, существенно сокращаются затраты на сооружение ВЛ 6(10) кВ и сроки строительства, повышаются надежность эксплуатации ВЛ и снижаются затраты на их эксплуатацию и текущие ремонты.

### 4. Грунтовые модули при строительстве земляного полотна автодорог.

Метод заключается в устройстве геоячеек (грунтовых модулей) на выравнивающем слое земляного полотна насыпи и заполнения их грунтом. Таким образом, получившейся каркас из модулей выступает в роли арматуры в земляном полотне и препятствует расползанию и просадке насыпи под воздействием внешних нагрузок. Экономия затрат от применения данной технологии составляет до 1000 руб/м<sup>2</sup>.

#### 5. Композитные плиты МДП для устройства временных проездов.

Модульные дорожные покрытия многоразового использования, изготовленные из полимерных материалов, представляют собой плиты с установленными на них замковыми устройствами, которые позволяют быстро возвести временные дороги и строительные площадки на любых участках местности, в том числе со сложными геологическими условиями. Технология успешно применена на объектах ООО «Газпромнефть-Ямал».

После получения опыта бурения на месторождении, планируется инициирование поиска новых технологий для снижения капитальных затрат на бурение с учетом географических и геологических особенностей месторождения. Рекомендуется создание интегрированной системы «Пласт-скважина-инфраструктура» для оперативной актуализации данных по итогам получения новой информации, а также для проведения многовариантных расчетов.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной работы предложена концепция разработки ачимовских отложений Тазовского месторождения:

- Проведена предварительная оценка актива;
- Найдены петрофизические зависимости;
- Созданы концептуальная, геологическая и гидродинамическая модели месторождения;
- Предложена оптимальная система разработки;
- Выбран тип конструкции скважин;
- Рассчитан максимальный отход от устья скважин при применении различных типов БУ, подобрано оптимальное количество БУ;
- Сформирована и рассчитана 21 концепция вариантов обустройства месторождения;
- Найдены и обоснованы варианты внешнего транспорта нефти и газа;
- Рассмотрены варианты энергообеспечения месторождения;
- Рассчитана оптимальная схема доставки МТР;
- Предложена концепция проведения ОПР;
- Создана дорожная карта проекта;
- Оценены риски проекта;
- Проведена сессия HAZID/ENVID;
- Проведен анализ опыта применения новых технологий в компании;
- Рассмотрен переход на систему НДД.

Итогом оценки актива является проведение анализа чувствительности, результаты проведения которого представлены на рисунке 87.

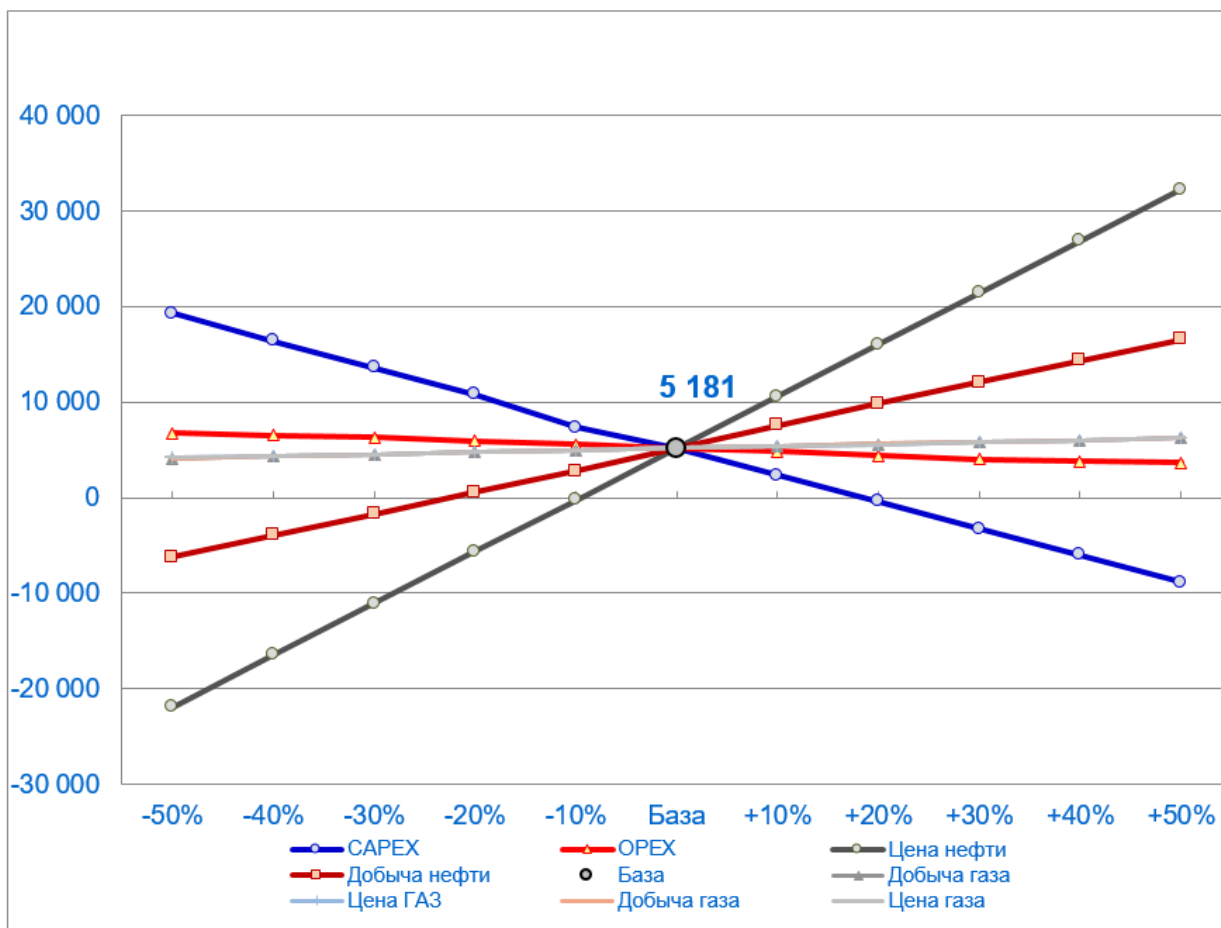


Рисунок 87 – Анализ чувствительности

Наибольшее влияние на показатель NPV оказывает параметр Netback, добыча нефти и капитальные затраты.

Итоговый EMV проекта составил 5 865 млн руб. Положительное значение данного показателя дает основание утверждать, что существует положительный кейс в реализации проекта. Итоговый NPV варианта P50 составил 5 181 млн руб. Основными cost driver проекта является CAPEX, уровень добычи и Netback.

## ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Долганов И.М. Технология подготовки нефти и газа: пособие для студентов магистерской программы «Концептуальный инжиниринг месторождений нефти и газа» / И.М. Долганов– Тюмень, 2018 г. – 284 с.
2. Группа компаний «Газпром нефть». Выбор оптимальной регулярной системы разработки на этапе геолого-экономической оценки эффективности перспективных участков, находящихся на стадии «Поиск» и «Разведка» // Методический документ. – Санкт-Петербург, 2015 г. – 62 с.
3. ГОСТ Р 56275 – 2014. Менеджмент рисков. Руководство по надлежащей практике менеджмента рисков проектов [текст]; введ. 26.11.2014 – Москва: Стандартинформ, 2014. – 22 с.
4. Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / Ред. И.И.Нестеров. Масштаб 1:2 500 000. -Мин-во геологии СССР, Мин-во геологии РСФСР, Главтюменьгеология, ЗапСибНИГНИ, Тюмень, 1975. 1 л.
5. СП 30.13330.2016 Внутренний водопровод и канализация зданий. М.: 2016, -96 с.
6. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая [Электронный ресурс]: от 13.07.2015 № 214-ФЗ, №232-ФЗ (ред. от 10.10.2016) // Консультант Плюс. - Режим доступа: <http://www.consultant.ru/>.
7. Шишлова Л.М., Петрофизические методы исследования кернового материала. Учебно-методическое пособие по петрофизике. Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, 2010. Интернет ресурс - <https://studfiles.net/preview/2181991/>.
8. Хабибуллин Р.А., Хасанов М.М., Мусабилов Т.Р., Соколов С.В., Краснов В.А., Метод экспертной оценки целевого забойного давления механизированных нефтяных скважин, SPE 171303, 2014.
9. Иктисанов В.А., Бобб И.Ф., Халимов Р.Х., Ганиев Б.Г., Повышение эффективности управления разработкой путём оптимизации забойных давлений по скважинам месторождения, SPE 187789, 2017.

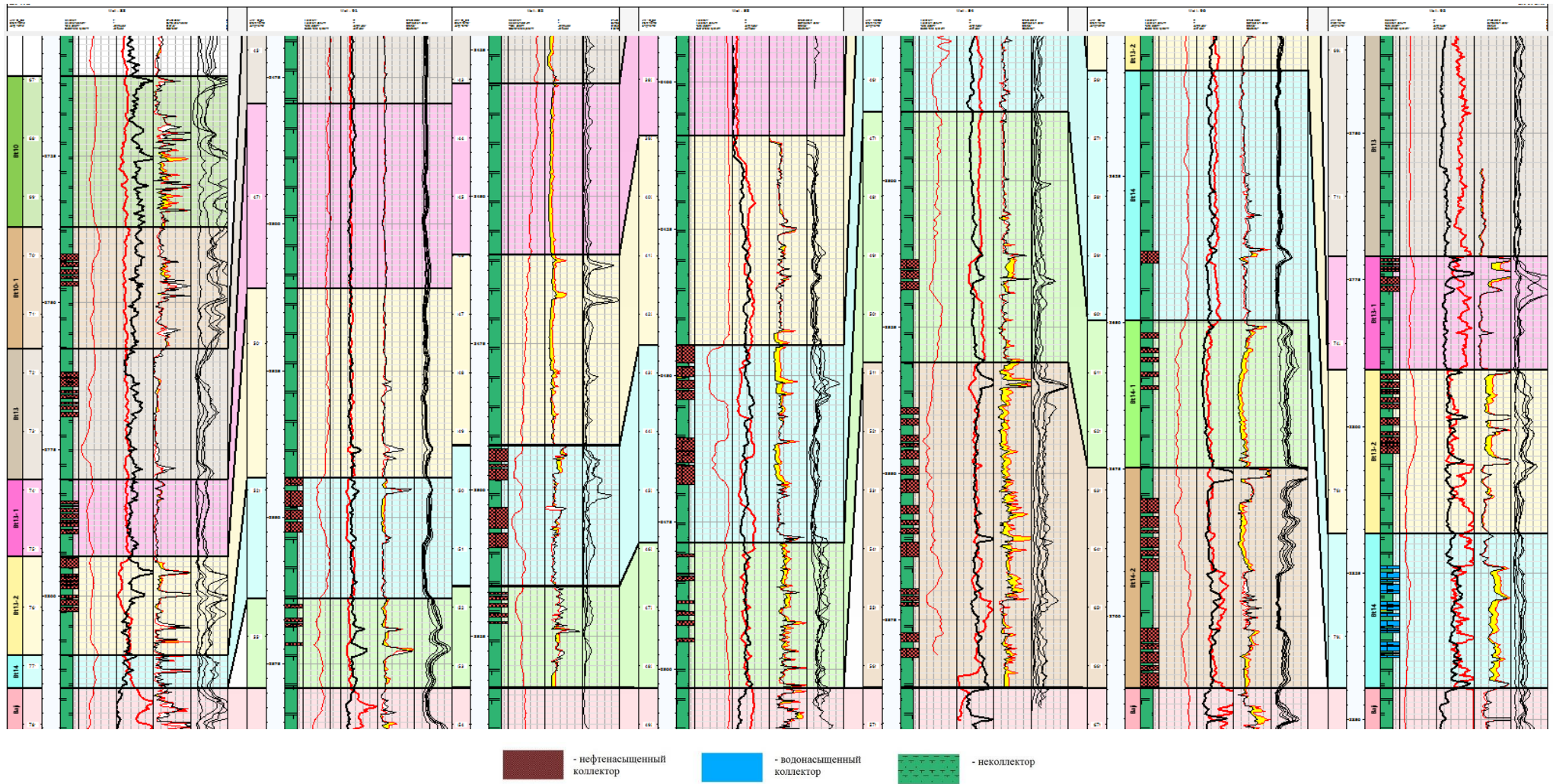
10. Сафаров А.Ф., Подсчет запасов на геологической модели вероятностным и детерминированным методом с помощью линейки методов фирмы Roxar, 2015.
11. Аблаев А.Р., Зайченко Д.З., Тютиков С.В., Инюшина А.А., Конченко А.Н., Технологии для заканчивания и многостадийного ГРП для сложных горизонтальных скважин с АВПД Ачимовских залежей Уренгойского месторождения, SPE 171277, 2014.
12. Доброхлеб П.Ю., Аблаев А.Р., Четвериков Д.М., Опыт строительства субгоризонтальных скважин с большим отходом от вертикали с применением новейших технологий на Ачимовские отложения Уренгойского НГКМ, SPE 171265, 2014.
13. Кириллов А., Кирьянова Т., Секторное моделирование для Ачимовских отложений // Oil & Gas Journal Russia. – 2015.
14. Жарков А.М., Особенности геологического строения и прогноз распространения залежей углеводородов в Ачимовской толще Западной Сибири. – Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2016.
15. Можчиль А.Ф., Третьяков С.В., Дмитриев Д.Е., Гильмутдинова Н.З., Есипов С.В., Карачев А.А., Техничко-экономическая оптимизация кустования скважин при интегрированном концептуальном проектировании // Нефтяное хозяйство. – 2016. - № 4. – С. 126-129.
16. Группа компаний «Газпром нефть». Методические указания по анализу и оценке рисков ПЭБ, ОТ и ГЗ с использованием метода HAZID/ENVID // Методический документ. – Санкт-Петербург, 2016 г. – 45 с.
17. Белозеров Б.В., Буторин А.В., Герасименко П.Н. и др. Практические советы по 3D геологическому моделированию. – Санкт-Петербург: ООО «Газпромнефть НТЦ», 2015. 354 с.
18. В. А. Белкина, С. Р. Бембель, А. А. Забоева, Н. В. Санькова., Основы геологического моделирования (часть 1): учебное пособие. – Тюмень: – ТюмГНГУ, 2015. – 168 с.
19. Группа компаний «Газпром нефть». Руководство по управлению крупными проектами. // Методический документ. – Санкт-Петербург, 2015.

20. Смирнов А.П., Атлас эффективных технологий капитального строительства. – Санкт-Петербург, 2018. – 42 с.
21. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. - Л.: Недра, 1984.– 260 с.
22. The properties of petroleum fluids. Front Cover. William D. McCain. Petroleum Pub. Co., 1990 - Technology & Engineering - 548 p.
23. ROXAR, RMS 2013.1.4 documentation / Roxar.:2013.
24. Rock Flow Dynamics, Техническое описание tNavigator / Rock Flow Dynamics. : Январь 2018. – 2498 с.
25. Rock Flow Dynamics, Дизайнер Геологии и Моделей tNavigator / Rock Flow Dynamics. : Январь 2018. – 254 с.
26. Rock Flow Dynamics, Руководство по PVT Дизайнеру tNavigator / Rock Flow Dynamics. : Январь 2018. – 102 с.
27. Rock Flow Dynamics, Руководство по VFP Дизайнеру tNavigator / Rock Flow Dynamics. : Январь 2018. – 125 с.

# ПРИЛОЖЕНИЯ








## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Результаты выделения коллекторов и определение их характера насыщения



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

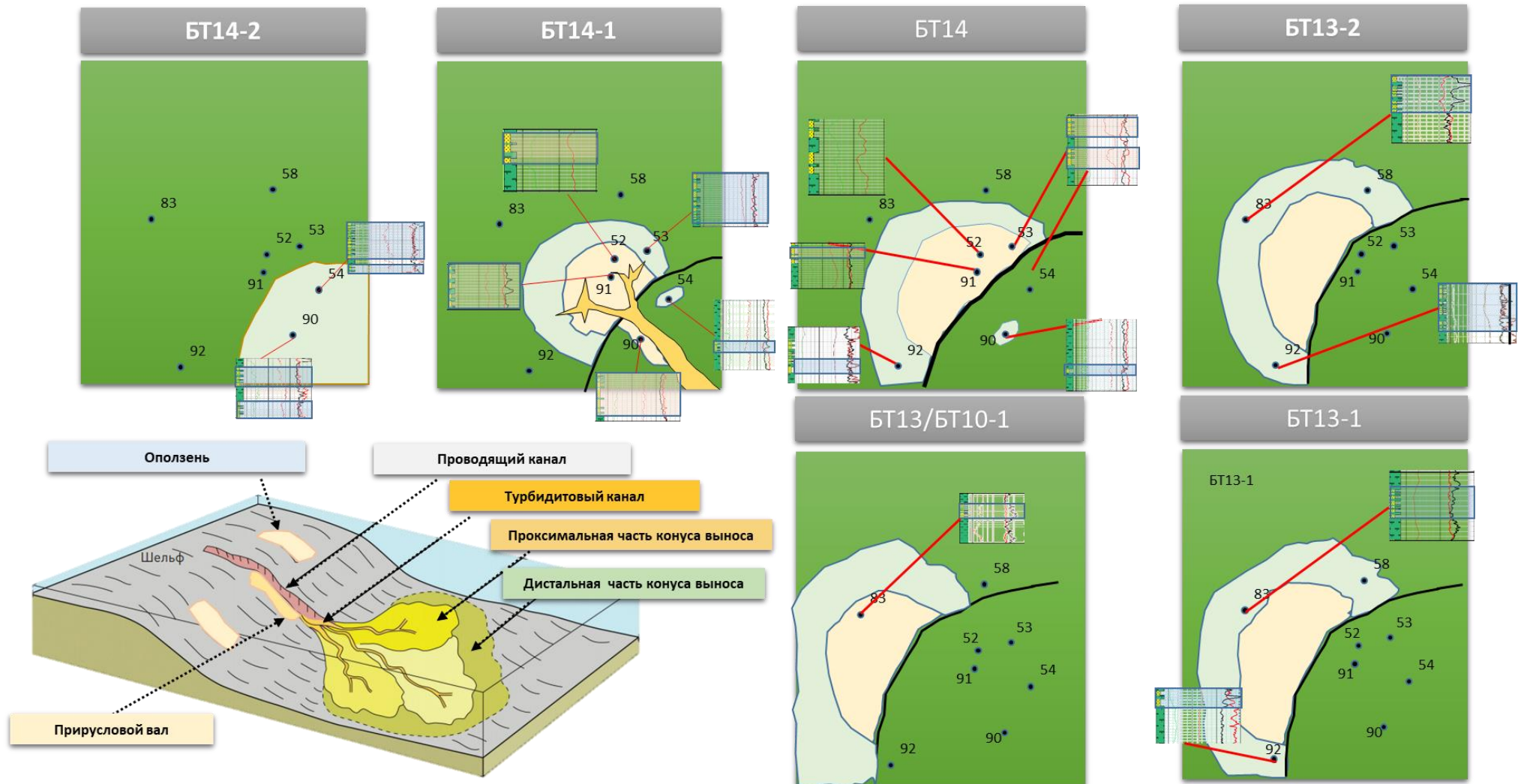
## Полный комплекс фаций с описанием характерных литологических особенностей по керну

Обстановка осадконакопления	Комплек с фаций	Группа фаций		Электрометрич еская модель	Наименование фации (по В.С.Муромцеву)	Описание керна	Интерпретация литотипа	Разрез турбидита по Bouma
Морская	Глубоководно-морской	Турбидитных погоков	Канал		Каньон/ турбидитовый канал	Песчаники средне- и мелко-зернистые до алевролитов однородные, плотные, массивные. В керне отмечаются редкие прослои тонких волнистослоистых аргиллитов и алевролитов. Встречаются включения углефицированного детрита и гальки.	Литотип 1	Та
			Лопасть		Проксимальная часть лопасти	Горизонтальнослоистые песчаники мелкозернистые слюдистые, иногда встречаются редкие прослои аргиллитов.	Литотип 2	Тб
				Средняя часть лопасти				
				Дистальная часть лопасти	Мелкокосослойчатые песчаники слюдистые. Слоистость параллельно-слабоволнистая, волнистая, пологоволнистая, перпендикулярная оси керна обусловлена глинисто-углистыми примазками. Аргиллиты темно-серые алевритистые тонкослоистые.			
		Дна бассейна			Дно бассейна	Бестекстурная, массивная и неясно градационная илистая порода. Аргиллиты с редкими прослоями алевролитов или мелкозернистых песчаников, местами с остатками растительного детрита. Аргиллиты темно-серые тонкослоистые, легко раскалываются на плитки, плотные, могут присут-ствовать следы биотурбации.	Литотип 6-7	Тд
		Склоновый	Склона		Оползни	Переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты темно-серые тонковолнисто-слоистые. Алевролиты серые, темно-серые глинистые волнисто-слоистые плотные, крупнозернистые, песчаные. Отмечаются нарушения, завихрения глинистых слоев, связанные с взмучиванием осадка. Отмечаются тонкие намывы мелкого углефицированного растительного детрита.	Литотип 5	Тд-Те
				Прирусловой вал	Переслаивание песчаников и аргиллитов с преобладанием песчаника или с приблизительно равным соотношением пород. Слоистость горизонтальная, параллельная, параллельно-слабоволнистая, прослоями – косослоистая, подчеркиваемая наклонными илистыми слоями.	Литотип 4	Тб-Тд	



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

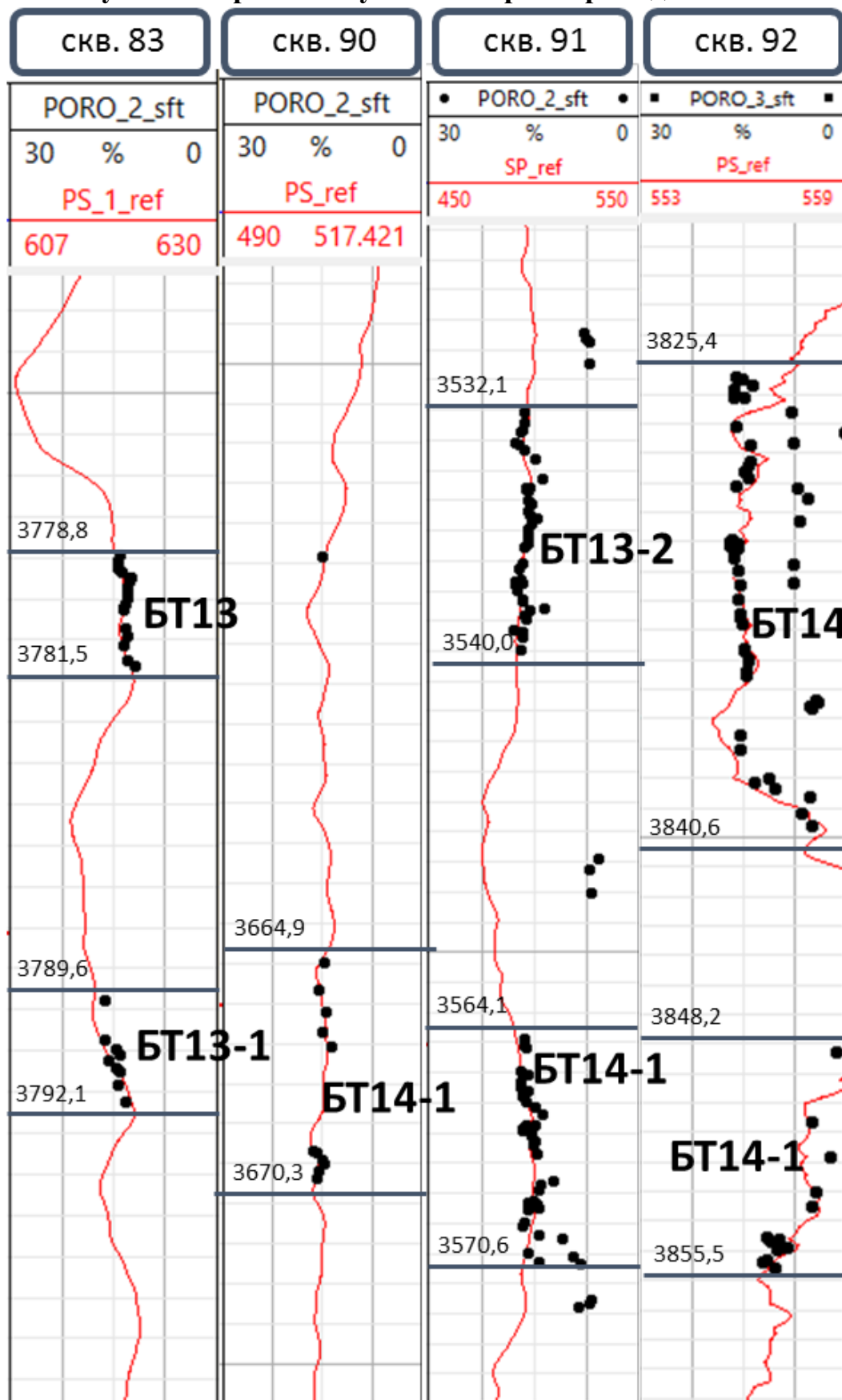
## Концептуальная модель Тазовского месторождения





## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Результаты увязки керна по глубине отбора и принадлежности к пластам



## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

## Компонентный состав

Компонент Component	MM г/моль	масс % wt%	моль % mole%	
CO2	44.01	0.284	0.419	
H2S	34.08	0.000	0.000	
N2	28.01	0.066	0.153	
C1	16.04	12.961	52.382	
C2	30.07	3.780	8.151	
C3	44.10	4.545	6.683	
i-C4	58.12	0.765	0.854	
n-C4	58.12	3.025	3.375	
i-C5	72.15	1.066	0.958	
n-C5	72.15	1.860	1.672	
C6	84.00	2.641	2.038	
Mcyclo-C5	Метилциклопентан	84.16	0.777	0.599
Benzene	Бензол	78.11	0.162	0.135
Cyclo-C6	Циклогексан	84.16	0.765	0.590
C7	100.21	2.960	1.915	
Mcyclo-C6	Метилциклогексан	98.19	1.423	0.940
Toluene	Толуол	92.14	0.492	0.346
C8	114.23	3.574	2.029	
C2-Benzene	C2-Бензол	106.17	0.219	0.134
m&p-Xylene	м,п-Ксилол	106.17	0.554	0.338
o-Xylene	о-Ксилол	106.17	0.209	0.127
C9	128.26	3.069	1.552	
C10	134.00	3.885	1.880	
C11	147.00	3.308	1.459	
C12	161.00	3.107	1.251	
C13	175.00	3.244	1.202	
C14	190.00	2.879	0.982	
C15	206.00	2.967	0.934	
C16	222.00	2.524	0.737	
C17	237.00	2.357	0.645	
C18	251.00	2.366	0.611	
C19	263.00	2.216	0.546	
C20	275.00	1.944	0.458	
C21	291.00	1.874	0.418	
C22	305.00	1.719	0.365	
C23	318.00	1.606	0.327	
C24	331.00	1.506	0.295	
C25	345.00	1.401	0.263	
C26	359.00	1.348	0.243	
C27	374.00	1.276	0.221	
C28	388.00	1.179	0.197	
C29	402.00	1.173	0.189	
C30	416.00	1.075	0.168	
C31	430.00	1.028	0.155	
C32	444.00	0.936	0.137	
C33	458.00	0.889	0.126	
C34	472.00	0.841	0.116	
C35	486.00	0.765	0.102	
C36+	599.22	5.392	0.584	
Молярная масса MW	г/моль		64.8	

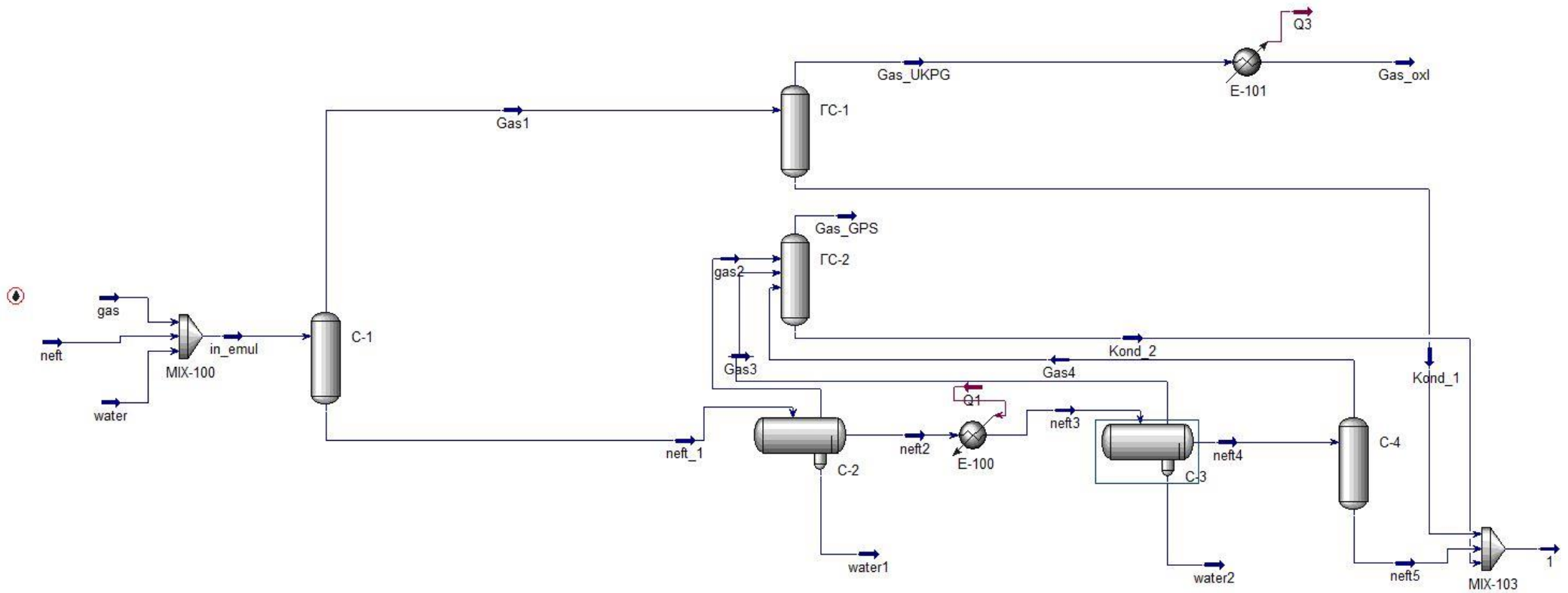
### Результаты контактного разгазирования

№№ шага	Давление	Отн. объем ячейки	Относительный объем нефти, %			Плотность нефти	Удельный объем нефти	Коэффициент сжимаемости
			$(V_o/V_{нас})$	$(V_o/V_{об})$	$(V_o/V_{пл})$			
## step	MPa	Rel. cell volume	Relative liquid volume, %			kg/m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /kg	MPa <sup>-1</sup> * 10 <sup>-4</sup>
			$(V_i/V_o)$	$(V_i/V_{нас})$	$(V_i/V_o)$			
1	58.71	0.931	1.000	0.999	0.932	613.1	0.001631	16.430
2	58.00	0.933	1.000	1.000	0.933	612.2	0.001633	16.760
3	52.50	0.943	1.000	1.011	0.943	605.8	0.001651	19.580
4	46.99	0.954	1.000	1.022	0.954	598.9	0.001670	22.860
5	40.09	0.970	1.000	1.040	0.970	588.8	0.001698	27.650
6	38.71	0.973	1.000	1.044	0.973	586.7	0.001704	28.710
7	37.33	0.978	1.000	1.048	0.978	584.0	0.001712	29.810
8	35.96	0.981	1.000	1.052	0.982	581.8	0.001719	30.940
9	34.56	0.986	1.000	1.057	0.986	579.1	0.001727	32.130
10	33.20	0.990	1.000	1.062	0.990	576.7	0.001734	33.330
11	31.80	0.996	1.000	1.067	0.996	573.5	0.001744	34.590
12	30.45	1.000	1.000	1.072	1.000	571.1	0.001751	35.860
13	29.30	1.009	0.961	1.040	0.970			
14	28.96	1.013	0.950	1.031	0.962			
15	28.62	1.016	0.938	1.022	0.953			
16	27.94	1.022	0.916	1.003	0.936			
17	27.23	1.030	0.893	0.986	0.920			
18	26.20	1.043	0.858	0.959	0.895			
19	25.16	1.058	0.824	0.934	0.872			
20	23.78	1.081	0.783	0.907	0.846			
21	22.41	1.109	0.741	0.881	0.822			
22	20.34	1.162	0.687	0.856	0.798			
23	18.27	1.235	0.628	0.831	0.775			
24	15.51	1.386	0.540	0.803	0.749			
25	12.75	1.610	0.448	0.773	0.721			
26	10.00	2.017	0.344	0.743	0.693			



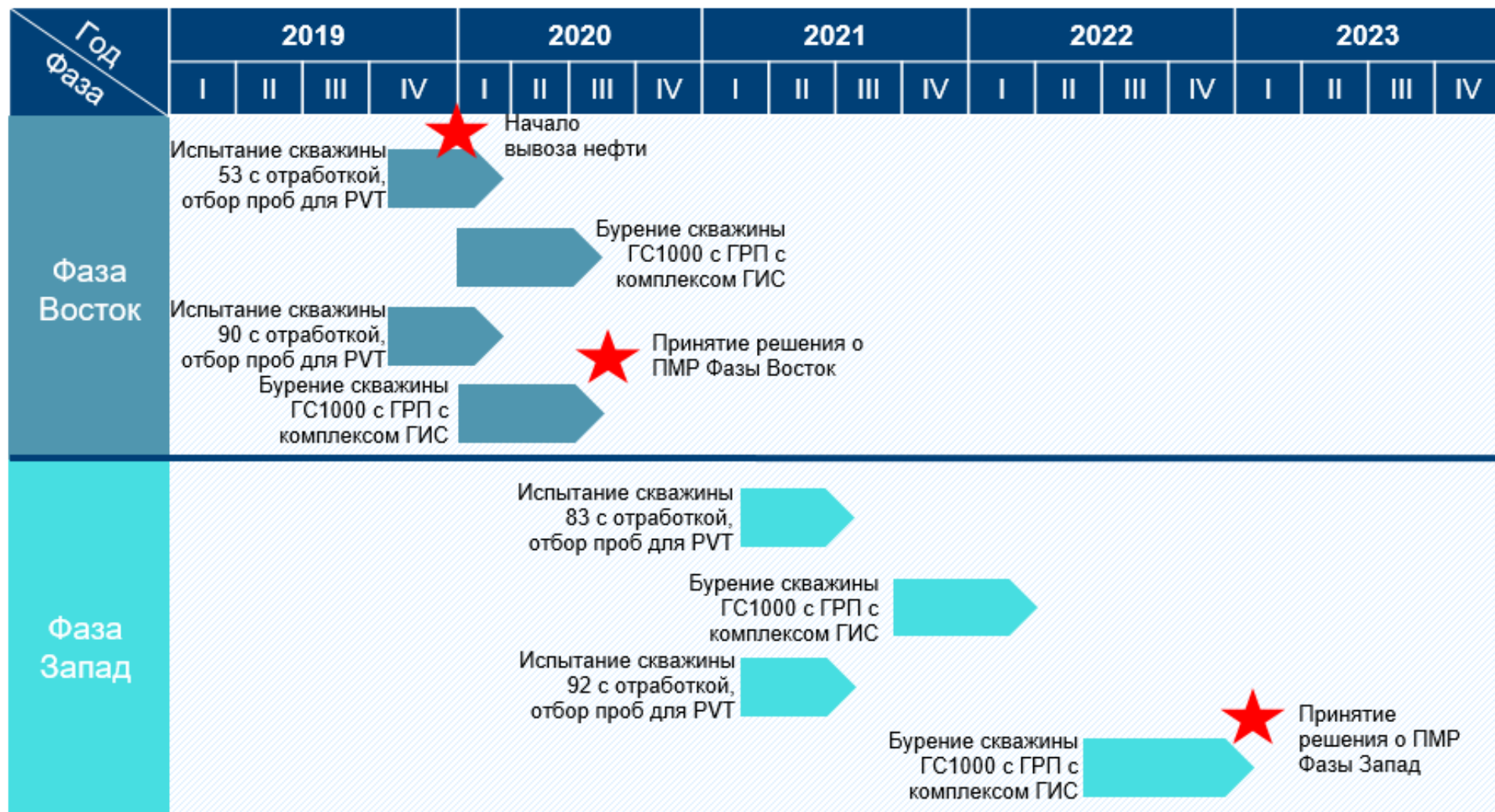
## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

## Технологическая схема подготовки нефти, ПНГ и подтоварной воды



## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

## Дорожная карта ОПР



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Дорожная карта реализации проекта

Фазы	2019					2020					2021					2022					2023					2024																																	
	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя
Подготовительная фаза	Концепт по обустройству																																																										
	Тендер на ПИР																																																										
	ПИР					Тендер на песок					ПИР на добычу песка					Гидронамыв песка																																											
	Тендер на ПИР					Строительство дороги на месторождение					Подтверждение профилей					ИП КП1					Обустройство КП1																																						
Фаза 1						Монтаж					Бурение КП1 БУ1																																																
						ИП КП2					Подтверждение профилей					Монтаж					Бурение КП2 БУ2					ИП КП2					Обустройство КП2																												
						ИП КП3					Монтаж					Бурение КП3 БУ3					Обустройство КП3																																						
						Монтаж					Бурение КП3 БУ3																																																
						Тендер на ГПЭС и УПН					Заказ оборудования и получение конструкторской документации					ПИР																																											
						Тендер на объекты обустройства					ПИР					Начало СМР					ИП УПН					Строительство УПН					Запуск инфраструктуры																												
																ИП ГПЭС					Строительство ГПЭС с ПС																																						
																ИП ПС					Строительство ПС																																						
																Строительство дорог																																											
																					Строительство внешний НН																																						
Фаза 2											ИП КП4					Подтверждение профилей					Обустройство КП4																																						
																Монтаж					Бурение КП4 БУ3																																						
											ИП КП5					Обустройство КП5					Подтверждение профилей					Бурение КП5 БУ2																																	

## ПРИЛОЖЕНИЕ И

## Выявленные риски по итогам проведения сессии HAZID/ENVID

Аспект HAZID	Опасность	Описание риска (опасность – событие – последствие)	Уровень текущего риска	Управляемость риска	Меры по управлению риском (мероприятия по снижению вероятности события и тяжести его последствий)	Уровень остаточного риска
1	2	3	4	5	6	7
Взаимодействие с внешней средой	На территории реализации проекта широко распространены природно-очаговые заболевания	Заболевания	Значительный	Высокая	Запрет контактов с местным населением, вакцинация	Незначительный
	Отсутствие специализированных медицинских учреждений на территории ЛУ	Летальный исход	Значительный	Средняя	Обеспечение круглосуточного нахождения на месторождении медицинского пункта для оказания первой медицинской помощи пострадавшим, организация круглосуточной доставки пострадавших вертолетным и автотранспортом до города Новый Уренгой	Незначительный
	Дикие звери	Укус, летальный исход	Значительный	Высокая	Запрет контактов с животными и их кормления	Незначительный
	Низкие температуры в зимний период работ	Обморожение, летальный исход	Высокий	Высокая	Применение СИЗ, организация перевозки персонала	Незначительный
Эксплуатация оборудования	Механические воздействия (Работа с движущимися деталями, работа с острыми предметами и неровной поверхностью, работа с тяжелыми предметами)	Летальный исход	Высокий	Высокая	Проведение инструктажей и обучений персонала, контроль доступа на объекты работ	Значительный
	Электричество (удар током/ожог)	Летальный исход	Значительный	Средняя	Контроль статического напряжения на объектах, обеспечение допуска к оборудованию только работников определенных классов допуска по электробезопасности, ежедневный контроль состояния проводки объектов, установка защиты от короткого замыкания	Незначительный



	Электричество (пожар/взрыв)	Летальный исход, утрата имущества	Высокий	Высокая		Значительный
	Давление (ущерб в результате высвобождения энергии или разгерметизации)	Утрата имущества, летальный исход	Значительный	Средняя	Применение автоматических и механических систем защиты, проверка оборудования перед проведением работ, обеспечение допуска к оборудованию только работников определенных классов допуска по работе с оборудованием под давлением	Незначительный
	Давление (ущерб объектам)	Утрата имущества, летальный исход	Значительный	Высокая		Незначительный
	Температура (Ожоги, обмороживание)	Происшествие, летальный исход	Значительный	Высокая	Проверка оборудования перед началом работ, применение СИЗ	Незначительный
	Шум	Заболевания	Незначительный	Высокая	Применение СИЗ	Не существенный
	Перегрузка, механическая неисправность, отказ	Происшествие, летальный исход	Высокий	Высокая	Контроль соблюдения норм безопасности и недопущение перегрузок	Значительный
Место производства работ	Спотыкание/подскользывание	Происшествие	Незначительный	Высокая	Недопущение повреждений напольных покрытий, отсутствие волочащихся проводов, разливов масел и воды по полу, установка предупредительных знаков в местах изменения покрытия	Не существенный
	Работы на высоте (падение)	Происшествие, летальный исход	Значительный	Средняя	Применение СИЗ, обеспечение допуска к работам только работников определенных классов допуска по работе на высоте	Незначительный

	Препятствия (столкновение и удар)	Происшествие, летальный исход	Значительный	Средняя	Установка предупредительных знаков в местах возможных происшествий	Незначительный
	Работа над/рядом с жидкостями (утопление, отравление, удушье)	Заболевания, летальный исход	Значительный	Средняя	Применение СИЗ при работе с жидкостями	Незначительный
Условия труда	Свет (увеличивает риск возникновения других опасностей)	Заболевания глаз при воздействии яркого света, ожог	Значительный	Высокая	Применение СИЗ в работе с ярким светом, обеспечение световыми приборами рабочих мест, имеющих плохое освещение	Незначительный
	Асфиксия (удушье)	Летальный исход	Незначительный	Средняя	Применение СИЗ при работах в непроветриваемых помещениях, внутри резервуара	Не существенный
	Поза работы	Профессиональные заболевания	Значительный	Высокая	Организация лечения профессиональных заболеваний работников, вызванных позой работы (сидячая работа, работа с поднятыми руками, работа на уровне пола, работа с дисплеем)	Незначительный
Прочее	Нападение людей	Происшествие, летальный исход	Незначительный	Средняя	Обеспечение охраны на объекте, запрет на употребление алкогольных и наркотических веществ.	Не существенный
	Несоблюдение техники безопасности при проведении буровых работ	Происшествие, летальный исход	Высокий	Высокая	Проведение вводного инструктажа при трудоустройстве, проведение пятиминуток безопасности перед началом работ, проверка исправности оборудования.	Значительный
	Грузоподъемное оборудование (падение груза, обрушение оборудования)	Происшествие, летальный исход	Высокий	Высокая	Проведение вводного инструктажа при трудоустройстве, проведение пятиминуток безопасности перед началом работ, проверка исправности оборудования.	Значительный