

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ПОЛИТЕХНИЧЕСКАЯ ШКОЛА

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК

Директор Политехнической школы

_____ М.О. Писарев
_____ 2020 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
магистра

КОНЦЕПЦИЯ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Т»

03.04.02 Физика

Магистерская программа

«Концептуальный инжиниринг месторождений нефти и газа»

Выполнили работу
(групповой проект)
студенты 2 курса
очной формы обучения

Елесин Артем Викторович
Березовский Артем Константинович
Крючкова Екатерина Витальевна
Дегтярев Дмитрий Сергеевич

Научный руководитель
Доцент, кандидат
геолого-минералогических наук

Забоева Александра Александровна

Рецензент
Руководитель
программ по развитию
семейств
специальностей
Функции «Инжиниринг,
реинжиниринг»
ООО «Газпромнефть - НТЦ»

Шевелёв Тихон Геннадьевич

Тюмень
2020

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	8
1.1. Природно-климатические условия.....	8
1.2. Орография.....	9
1.3. Гидрография.....	9
1.4. Геокриология.....	10
1.5. Инфраструктура.....	10
1.6. Строительные материалы.....	10
ГЛАВА 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	12
2.1. Поисково-разведочное бурение.....	12
2.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	13
2.3. Тектоника.....	13
2.4. Подбор аналогов.....	15
ГЛАВА 3. ПОДГОТОВКА ОСНОВЫ ДЛЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	18
3.1. Данные керновых исследований.....	18
3.2. Данные геофизических исследований скважин, методика и результаты интерпретации.....	20
3.2.1. Выполненный комплекс ГИС и выделение коллекторов.....	20
3.2.2. Определение коэффициентов пористости и проницаемости.....	24
3.2.3. Определение коэффициента нефтенасыщенности.....	27
3.3. Сейсморазведочные данные, детальная стратиграфическая корреляция.....	28
ГЛАВА 4. КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Т».....	31
4.1. Модель формирования глубоководных конусов выноса.....	31
4.2. Описание и интерпретация фаций по фотографиям кернового материала.....	33
4.2.1. Канальные фации.....	36
4.2.2. Лопастные фации.....	36
4.2.3. Глинистые фации.....	36
4.3. Электрофациальный анализ.....	36

4.4. Концептуальная седиментологическая модель пластов БТ 13, БТ 13-1, БТ 13-2, БТ 14 месторождения «Т».....	37
ГЛАВА 5. СОЗДАНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТОВ БТ 13, БТ 13-1, БТ 13-2, БТ 14 МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Т».....	40
5.1. Границы моделирования.....	40
5.2. Создание структурной модели.....	41
5.3. Обоснование параметров трехмерной сетки.....	43
5.4. Создание литофациальной модели.....	44
5.5. Создание петрофизической модели.....	47
5.6. Создание модели насыщения.....	50
5.7. Геологические неопределенности.....	52
5.8. Вероятностная оценка запасов и определение реализаций геологической модели для сценариев P10, P50, P90.	54
5.9. Фазирование проекта.....	58
ГЛАВА 6. СОЗДАНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	60
6.1. Определение относительных фазовых проницаемостей и конечных точек.....	60
6.2. Анализ пластовых давлений и температур.....	64
6.3. Анализ свойств пластовых флюидов.....	66
6.3.1. Создание PVT-модели (E100).....	66
6.4. Настройка композиционного состава на PVT-модель.....	69
6.5. Создание начальных и граничных условий.....	71
6.6. Создание VFP таблиц.....	71
ГЛАВА 7. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ.....	73
7.1. Анализ системы разработки месторождений-аналогов.....	73
7.2. Скрининг МУН.....	74
7.3. Анализ дизайна МГРП по месторождениям-аналогам.....	77
7.4. Создание секторных синтетических моделей.....	80
7.4.1. Модель единичной скважины в рядной системе разработки.....	80
7.4.2. Модель элемента рядной системы разработки.....	81
7.5. Определение оптимальных параметров системы разработки при разработке на режиме истощения.....	82
7.5.1. Определение оптимального забойного давления и способа эксплуатации.....	83

7.5.2.	Определение оптимальной длины горизонтального участка.....	84
7.5.3.	Определение оптимального расстояния между скважинами в ряду. 85	
7.5.4.	Определение оптимального межрядного расстояния и оптимального расстояния между портами ГРП.....	86
7.5.5.	Определение минимальных рентабельных толщин для бурения....	88
7.6.	Определение оптимальных параметров системы разработки при разработке с ППД.....	89
7.6.1.	Определение оптимального межрядного расстояния.....	90
7.6.2.	Определение оптимального времени отработки скважины перед переводом в закачку.....	91
7.6.3.	Определение оптимального агента закачки	91
7.7.	Расположение фонда скважин	93
7.8.	Технологии бурения и конструкции скважин. Кустование.	95
7.8.1.	Обоснование конструкции скважины. Анализ градиентов давления. 95	
7.8.2.	Расчет деформационных нагрузок.....	98
7.8.3.	Обоснование расположения кустов.....	99
7.9.	Расчёт профилей добычи на полномасштабной модели	104
ГЛАВА 8. НАЗЕМНОЕ ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....		106
8.1.	Анализ существующей инфраструктуры.....	106
8.2.	Разработка схемы инфраструктуры.....	109
8.3.	Определение параметров системы сбора.....	111
8.3.1.	Подбор диаметров трубопроводов	111
8.3.2.	Анализ влияния низких температур на работу трубопровода	115
8.4.	Разработка принципиальной схемы УПН, УКПГ.....	117
8.5.	Определение оптимальной схемы подготовки и внешнего транспорта нефти.....	126
8.6.	Определение оптимальной схемы подготовки и внешнего транспорта ПНГ газа.....	128
8.7.	Определение оптимальной схемы электроснабжения.....	130
8.8.	Логистическая схема месторождения, источники песка и воды.....	134
8.9.	Пожарное депо	136
8.10.	Утилизация отходов.....	136
ГЛАВА 9. ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ.....		138

9.1. Программа по снятию неопределенностей	138
9.2. Определение оптимальной стратегии разработки. Дерево исходов.	142
9.2.1. Принятие решения о проведении базовой программы ОПР при разработке на истощение.....	143
9.2.2. Определение оптимальной стратегии разработки с реализацией системы ППД.....	145
9.3. Программа управления рисками	147
9.4. Стейкхолдеры.....	151
9.5. Дорожная карта	153
9.6. Анализ чувствительности.....	153
ГЛАВА 10. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ	155
10.1. Ключевые показатели эффективности проекта для выбора оптимального технико-экономического варианта	155
10.2. Предварительный расчёт EMV	157
10.3. Экономический расчёт для обоснования параметров разработки.	159
10.4. Экономический расчёт вариантов комплексного обустройства ...	160
10.5. Комплексный экономический расчёт проекта.....	162
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	167
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	168
ПРИЛОЖЕНИЕ А – Палетка для определения УЭС пластовой воды.....	172
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Детальная стратиграфическая корреляция по линии скважин 54-53-58.....	173
ПРИЛОЖЕНИЕ В – Детальная стратиграфическая корреляция по линии скважин 54-90-92.....	174
ПРИЛОЖЕНИЕ Г – Характер пространственной анизотропии осадочных тел	175
ПРИЛОЖЕНИЕ Д – Результаты испытаний разведочных скважин на ачимовские отложения.....	176
ПРИЛОЖЕНИЕ Е – Сводные таблицы подсчёта запасов	177
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж – Варианты расчетов на синтетической модели скважины	178
ПРИЛОЖЕНИЕ З – Варианты расчетов на синтетической модели элемента сетки.....	179
ПРИЛОЖЕНИЕ И – Дорожная карта проекта	180
ПРИЛОЖЕНИЕ К – Сроки выполнения ОПР	181

ВВЕДЕНИЕ

Особенностью группы ачимовских пластов являются: сложное строение коллектора, проявляющееся в виде высокой латеральной и вертикальной неоднородностях, аномально высокое пластовое давление (АВПД), низкие фильтрационные свойства, что вносит существенное влияние на величину конечной нефтеотдачи.

Несмотря на осложняющие факторы геологического характера, разработка ачимовского комплекса является привлекательной благодаря уникальным запасам нефти.

Целью работы является выполнение процесса «Концептуальное проектирование» для ачимовских пластов месторождения «Т» на этапе «Оценка».

Задачи работы:

- Выделить геологические особенности и построить геологическую модель актива.
- Исходя из особенностей месторождения определить оптимальную систему разработки.
- Определить оптимальную схему поверхностного обустройства.
- С учётом выявленных неопределённостей определить оптимальную стратегию разработки.

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение «Т» расположено в 525 км северо-восточнее г Салехард в ЯНАО, в регионе с развитой инфраструктурой. На удалении до 70 км от месторождения находятся объекты Заполярного месторождения (УКПГ, объекты обустройство нефтяной оторочки, ПСП), ПСП Арктикгаза.

В пределах участка находятся населенные пункты: поселок Тазовский (районный центр), Газ-Сале, Тибей-Сале. Ближайший крупный населенный пункт – город Новый Уренгой находится на расстоянии в 322 км от поселка Тазовский.

Месторождение находится на территории лицензионного участка «Т». С Севера граничит с Южно-Мессояхским и Пякяхинским месторождениями, с Запада – с Салекаптским, с Юга – с Тазовско-Заполярным, с Востока – с Восточно-Тазовским. Недропользователем является ООО «Газпромнефть-Ямал», основное 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 летнее-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 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. Эти воды пригодны для использования в

качестве хозяйственно-питьевых при условии снижения содержания органических веществ и железа.

1.4. Геокриология

Лицензионный участок «Т» расположен в зоне слитного залегания мощной современной и древней вечной мерзлоты. Толщина многолетнемерзлых пород изменяется от 300 до 400 м. Под руслами рек и крупными озерами развиты несквозные талики.

1.5. Инфраструктура

Отдаленность месторождения предопределила отсутствие постоянной дорожной сети в пределах лицензионной территории. Передвижение 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 месторождения «Т» к поселкам Тазовский и Газ-Сале проведен газопровод местного значения. Ближайшая нитка магистрального газопровода проходит в районе поселка Ямбург.

Снабжение поселков Тазовский и Газ-Сале газом с месторождения «Т» осуществляется с 1969 г.

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. м³.

В среднем течении реки Хадуттэ выявлено Хадуттинское месторождение строительного песка, который используется на месторождении «Т» для отсыпки кустов. Расстояние до месторождения «Т» составляет порядка 170 – 180 км. Запасы строительного песка в долине р. Хадуттэ оцениваются выше 1 млрд. м³.

ГЛАВА 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

2.1. Поисково-разведочное бурение

Открытие месторождения «Т» произошло в 1962г , повлекшее за собой последующие открытия уникальных газовых месторождений. За год до этого опорная скважина №1 была заложена для изучения мезозойско –кайнозойского осадочного чехла с проектной глубиной 4000 м. Случайным образом при бурении интервала на глубине 2644 м произошел мощный газовой выброс, положивший начало открытия сеноманской залежи.

Нефтегазоносность ачимовских отложений установлена только в 2007 году. На территории лицензионного участка ачимовская толща вскрыта 10 скважинами, 8 из которых испытаны в 12 интервалах. По результатам испытаний в 70 % случаев продукт (газ+нефть). Средний дебит скважин составляет 10 м³/сут.

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.

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

2.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

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

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

На основе геохронологической шкалы времени было установлено, что ачимовские отложения относятся к мезозойской эре (MZ), периоду нижнего мела K1, берриасскому K1b и валанжинскому K1v веку.

Ачимовские отложения на месторождении представлены переслаиванием пачек аргиллитов и алевролитов, среди которых выделяются песчано-алевритовые тела. Характер песчаных тел, залегающих в основании мегионской 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 карте мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы 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.

Согласно рисунку 2.1, ЛУ расположен на локальном поднятии – структуре III порядка, которая, в свою очередь, осложняет сводовую часть Тазовского куполовидного поднятия – структуры II порядка [26].

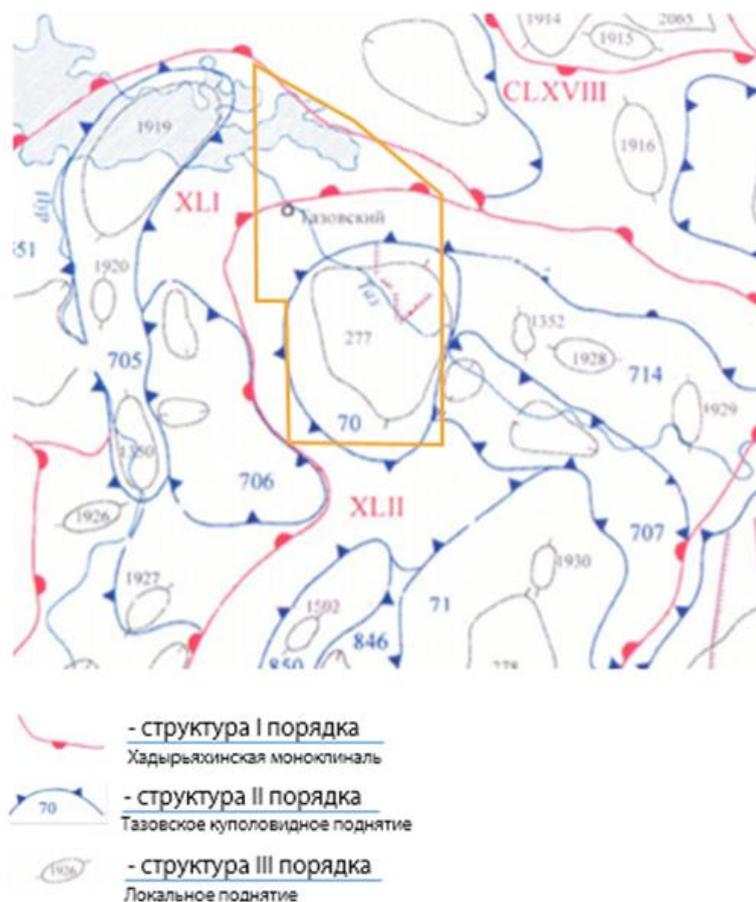


Рис. 2.1 Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (под редакцией И.И. Нестерова)

2.4. Подбор аналогов

При сформированном геолого-геофизическом описании характеристик месторождения, необходимо определить месторождения-аналоги, для понимания уникальности отложений, отличительных и схожих критериев относительно района залегания, а также формирования стратегии разработки.

Анализ проводился на основе сравнения геологических показателей, свойств PVT, а также рассматривались их показатели разработки для учета при формировании собственной стратегии разработки месторождения «Т».

Группа основных геологических показателей для сравнения и выявления месторождений-аналогов включает в себя принадлежности отложений к единой области нефтегазоносности, схожести условий осадконакопления, глубине залегания, ФЕС, тип коллектора. Результаты сопоставления приведены в таблице 2.1.

При сравнении свойств PVT месторождений рассматривались характеристики пластовых флюидов – плотность, вязкость, содержание серы, парафина, смол и асфальтенов, а также термобарические характеристики. Результаты приведены в таблице 2.2.

В таблице 2.2 приведены данные по основным аналогам, выбранным на основе таблицы 2.1.

Также, для выявления особенностей месторождения, проведен анализ средних параметров относительно территориальной области залегания. Ачимовский комплекс имеет широкое площадное распространение, что объясняет анизотропию свойств коллектора и содержащегося флюида. Несмотря на территориальную приуроченность месторождения «Т» к Ямало-Ненецкому автономному округу, отмечаются повышенные значения эффективных нефтенасыщенных толщин и пониженные значения проницаемости. Результаты представлены в таблице 2.3.

Основные геологические показатели аналогов

Параметры Месторождения	Пласт Ач	Гбина кровли	Год открытия	Эффективная нефтен. толщина	Открытая пористость	Нефтенасыщенность	Проницаемость	Тип коллектора	Предприятие
Ед. изм.	-	м	год	м	д.ед.	д.ед.	мД	-	
Т	Ач	3650	2007		0,15		0,43	т	
П	5		2012	2.25	0.13	0.47	-	т	
	7		2004	7.8	0.15	0.6	-	т	
С	3	2620		10.52	0.13	0.64	0.1-1	т	АО "Арктикгаз"
	3-4	3600		1.78	0.13	0.47	0.1-1	т	
	4	3600		1.78	0.12	0.64	0.1-1	т	
	5	3700		9.26	0.15	0.37	0.1-1	т	
	6	3831		10.95	0.13	0.49	0.4	т	
С-С	3	4011	2006	1.3	0.13	0.48		т	ПАО "ГПН"
Е-Я	6	3620		16.56	0.14	0.55		т	АО "Арктикгаз"
У	6/1	3750		5.81	0.145	0.53		т	АО "Арктикгаз"
З-У	1/3	3660	2004	5.98	0.13	0.63		т	ООО "НОВАТЭК-ЮНГ"
В-У	6-1	3620	2010	5.02	0.14	0.56		т	АО "Роспаг Инг-л"
Я	3	3671	2000	8.76	0.14	0.58	0,15- 0,6	т	ООО "Газпром добыча Ямбург"
	4	3696	1999	13	0.14	0.57		т	
	5	3957	2002	11.4	0.14	0.5		т	
	14	3540	2014	20.2	0.14	0.64		т	
	16	3825	2010	33	0.14	0.63		т	
	19	4050	2010	9.3	0.13	0.41		т	

Основные PVT показатели аналогов

Параметры									
Месторождения	Пласт Ач	Плотность	Вязкость в пл усл	Содержание серы	Содержание парафина	Содержание смол и асфальтенов	Р пл нач	Т пл	Т застывания нефти
Ед. изм.		г/см ³	мПа*с	%	%	%	МПа	°С	°С
С	3	0.814	0.3	0.12	0.79	2.4	60.8	106	-10
	5	0.814	0.55	0.11	2.94	1.7	60.6	106	-13
	6	0.814	-	0.05	4.7	1.63	61.52	110	-4
Я	18	0.831			1-3		60	102	-22

Таблица 2.3

Анализ средних показателей месторождения в сопоставлении с ЯНАО

Показатели	ЯНАО	«Т»
Средняя глубина залегания, м	3 630	3 800
Тип коллектора	терригенный	терригенный
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	13.2	25
Открытая пористость, %	15	15
Проницаемость, мД	1.6	0.38
Пластовая температура, °С	94	100
Пластовое давление, МПа	55.7	56.3
Динамическая вязкость в пл. у., мПа*с	1.5	0.28

ГЛАВА 3. ПОДГОТОВКА ОСНОВЫ ДЛЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.

3.1. Данные керновых исследований

В качестве исходных данных предоставлены результаты керновых исследований четырёх скважин (83, 90, 91, 92). Объём предоставленных исследований включает в себя результаты определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), результаты определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения (Квыт), результаты изучения капиллярных характеристик (УЦФ), результаты определения относительных фазовых проницаемостей по воде и нефти (ОФП) и результаты исследований электрических свойств пород (УЭС). Количество исследований по скважинам представлено в таблице 3.1.

Таблица 3.1.

Количество предоставленных керновых исследований по скважинам.

Номер скв.	ФЕС	Квыт	УЦФ	ОФП	УЭС
83	45	5	2	2	108
90	20	10	0	0	262
91	163	10	9	1	63
92	140	10	7	0	105
Всего	368	35	18	3	538

В таблице 3.2 представлены медианные значения пористости и проницаемости по скважинам и по пластам.

Таблица 3.2.

Распределение ФЕС по скважинам и по пластам.

Скв.	Количество образцов	Медиана пористости, %	Медиана проницаемости, мД	Пласт	Количество образцов	Медиана пористости, %	Медиана проницаемости, мД
83	45	14.2	0.405	БТ13+БТ13-1	41	15.9	2.273
90	20	15.0	0.247	БТ13-2	50	13.0	0.095
91	163	16.2	0.478	БТ14	277	15.3	0.439
92	140	14.6	0.353	Все пласты	368	15.2	0.430
Все скв.	368	15.2	0.430				

По результатам керновых исследований наблюдается дифференциация значений ФЕС по скважинам и пластам. На рисунке 3.1 представлены гистограммы распределения пористости и проницаемости по скважинам и по пластам.

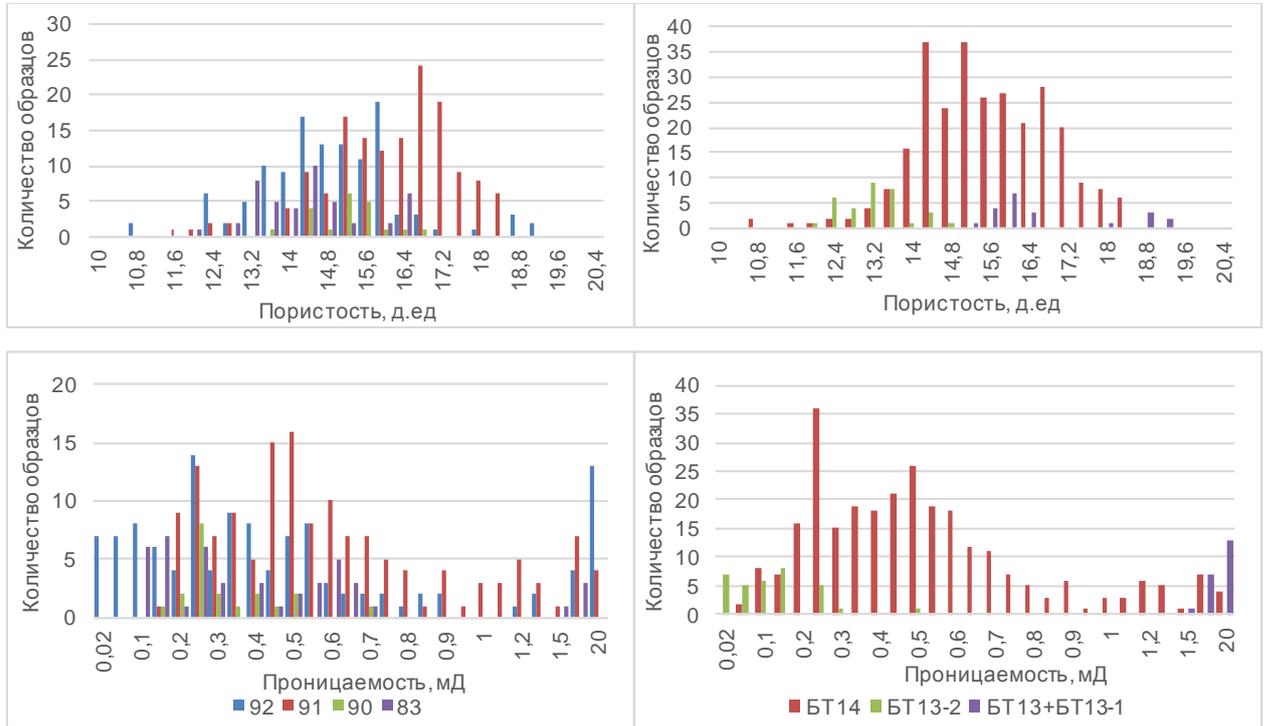


Рис. 3.1 – Гистограммы распределения пористости и проницаемости по скважинам и по пластам.

Несмотря на наличие на наличие дифференциации проницаемости и пористости, подобраны общие для всех образцов петрофизические зависимости, за исключением зависимости пористость-проницаемость.

Исследования Квыт, включающие в себя измерения остаточной водонасыщенности (Кво) и остаточной нефтенасыщенности (Кон), проведены на 35 образцах, при этом в рамках исследования ФЕС измерения Кво проведены дополнительно на 51 образце. Для того, чтобы использовать дополнительные измерения для определения динамической пористости (Кпдин), определена зависимость Кво-Кон. Вид зависимости представлен на рисунке 3.2.

Петрофизические зависимости, использованные для интерпретации ГИС представлены далее, в соответствующих пунктах отчёта .

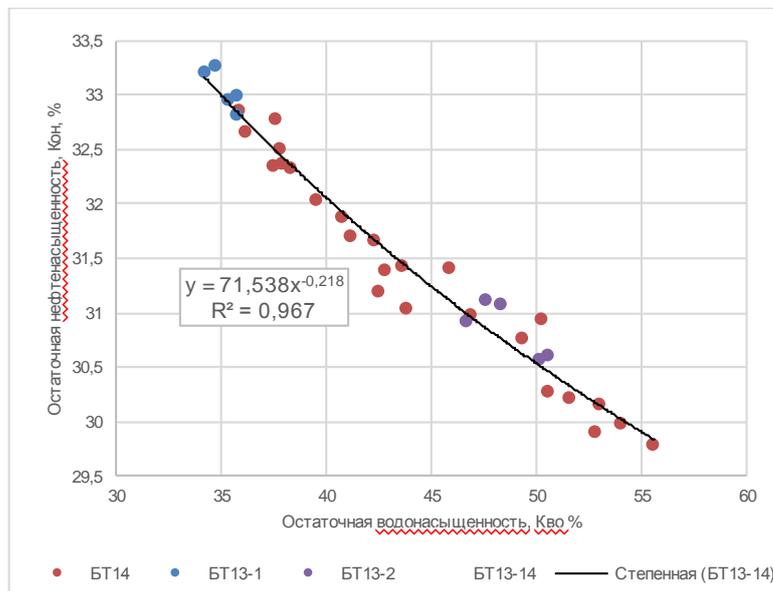


Рис. 3.2 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от остаточной водонасыщенности.

3.2. Данные геофизических исследований скважин, методика и результаты интерпретации

3.2.1. Выполненный комплекс ГИС и выделение коллекторов.

В качестве исходных данных предоставлен набор геофизических исследований для 10 скважин в формате las. Объем исследований для каждой скважины представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3.

Выполненный комплекс ГИС для месторождения «Т».

Методы	29	33	52	53	54	58	83	90	91	92	Доля исследованного фонда
ГК	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	80%
Микрозонды	✗	✓	✗	✓	✓	!	✓	✓	✓	✓	70%
ГГКП	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	50%
АК	✗	✗	!	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✓	40%
БК	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	80%
НКТ	✗	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	80%
ИК	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	80%
КС 1-5	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✗	60%
ГЗ 1-5	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	70%
ИК 1-5	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✗	30%
ПЗ	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	100%
МБК	✗	✗	✗	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓	60%
ГЗ обр.	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓	70%
ПС	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	100%
Каверномер	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓	70%
Микрокаверномер	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	60%

В связи со слоистой структурой коллектора метод ПС оказывается неинформативен в интервале ачимовских отложений. Основными кривыми, используемыми для определения литотипов и нефтенасыщенности являются ГК, микрозонды ГГКП, АК, БК, НКТ, ИК [14]. Для ряда скважин (29, 33, 52, 53, 54) отсутствуют кривые ГК и методы измерения плотности. Наиболее широкий комплекс ГИС, включающий измерения ГГК-п выполнен в скважинах 58, 83, 90, 91, 92. В пределах рассматриваемого интервала выделено три литотипа: песчаник, глинистые отложения и карбонатизированный песчаник. Пример поведения кривых в выделенных литотипах представлен на рисунке 3.3.

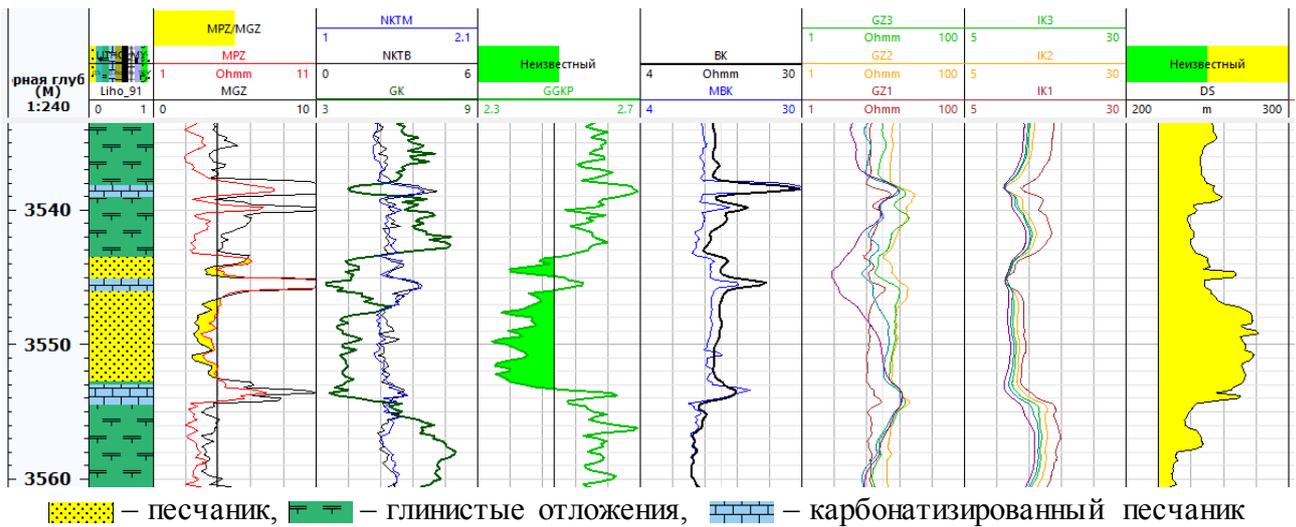


Рис. 3.3 – Поведение кривых ГИС в пределах выделяемых литотипов.

Основные признаки, по которым производилось выделение литотипов, представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4.

Основные признаки выделения литотипов.

Литотип	Песчаник	Глина	Карбонатизированный песчаник
Признаки	Наличие глинистой корки; ΔГК ниже граничного; Плотность ниже граничной (наличие динамической пористости).	Отсутствие глинистой корки; ΔГК выше граничного; Плотность выше граничной (отсутствие динамической пористости).	Минимальные значения ГК; Высокие значения плотности; Рост УЭС и показаний нейтронных методов.

Наличие глинистой корки определялось по превышению показателей микропотенциал зонда над показателями микроградиент зонда.

Для обоснования граничного значения плотности коллектора через наличие динамической пористости применялась зависимость K_p - $K_{pдин}$, представленная на рисунке 3.4 [30]. По выявленной зависимости граничное значение пористости, при котором в коллекторе присутствует подвижная нефть, составляет 12.587% .

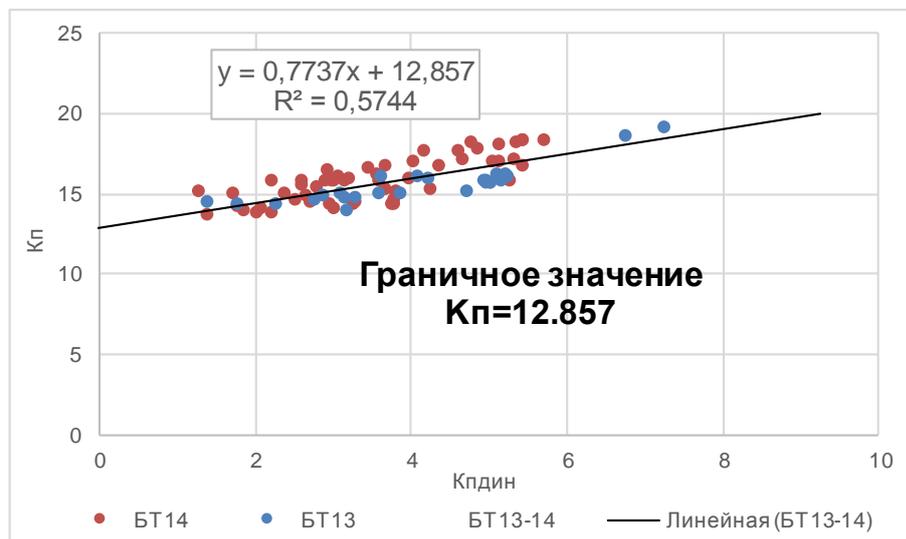


Рис. 3.4 – Зависимость K_p - $K_{pдин}$ по керновым исследованиям.

Наиболее вероятное значение кажущейся минералогической плотности составляет 2.69 г/см³, распределение этого параметра представлено на рисунке 3.5 [30].

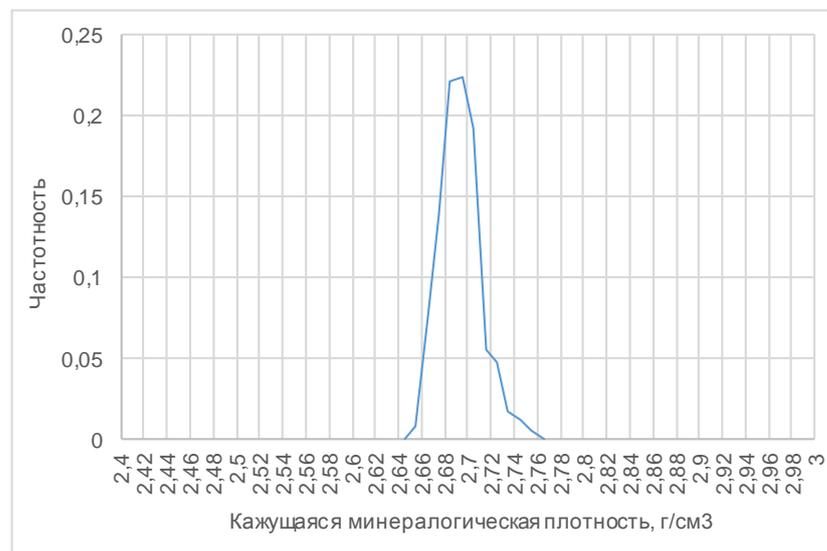


Рис. 3.5 – Распределение кажущейся минералогической плотности.

С учётом этого значения, граничное значение плотности насыщенной породы составит 2.475 г/см³. Плотности насыщенной породы соответствуют показания ГГК-п. Таким образом, наличие коллектора принимается в пропластках, с показаниями ГГК-п ниже 2.475.

Для более точного определения интервалов коллектора производилась увязка керна по глубине отбора путём сопоставления результатов исследования плотности образцов керна с показателями кривой ГГК-п. Результаты увязки представлены на рисунке 3.6.

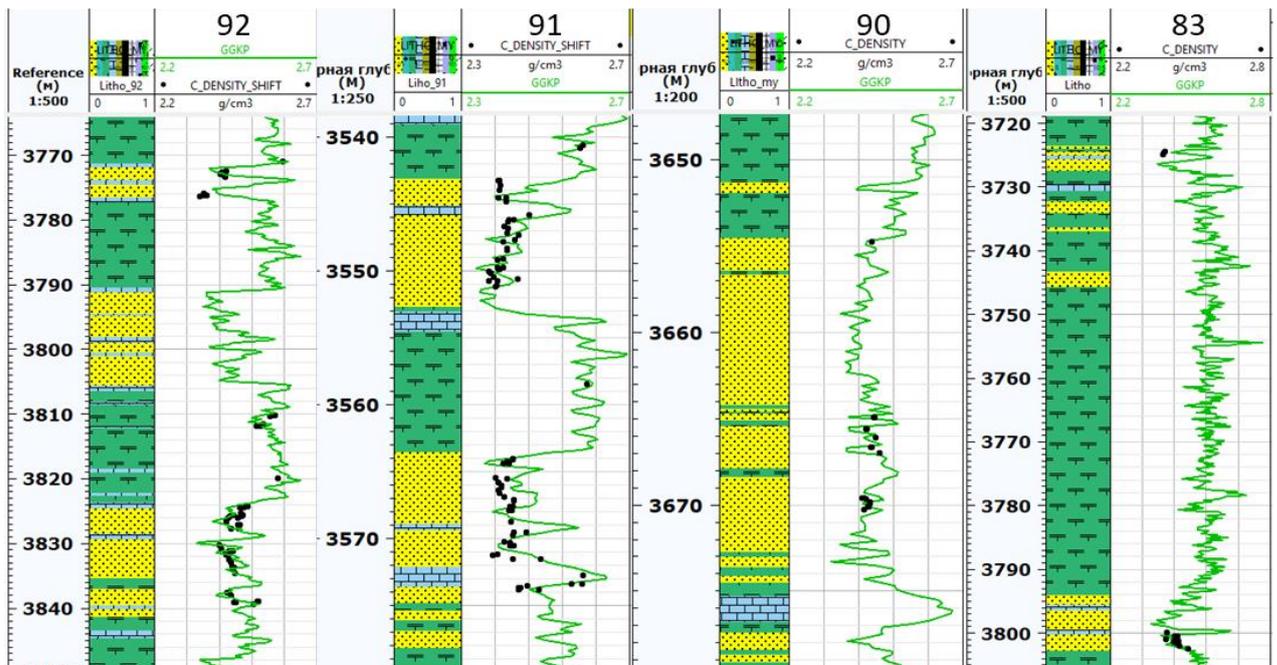


Рис. 3.6 – Результаты увязки керна по глубине отбора, сопоставление плотности образцов керна и ГГК-п.

Для скважин, в которых отсутствуют измерения ГГК-п, для определения коллектора использовался параметр $\Delta J_{гк}$. Граничное значение $\Delta J_{гк}$, полученное на основании сопоставления значений кривой ГК с результатами проведённого седиментологического описания керна скважин 90-92, составляет 0.39. На рисунке 3.7 представлено кумулятивное распределение $\Delta J_{гк}$ в коллекторе и неколекторе для скважин 90-92.

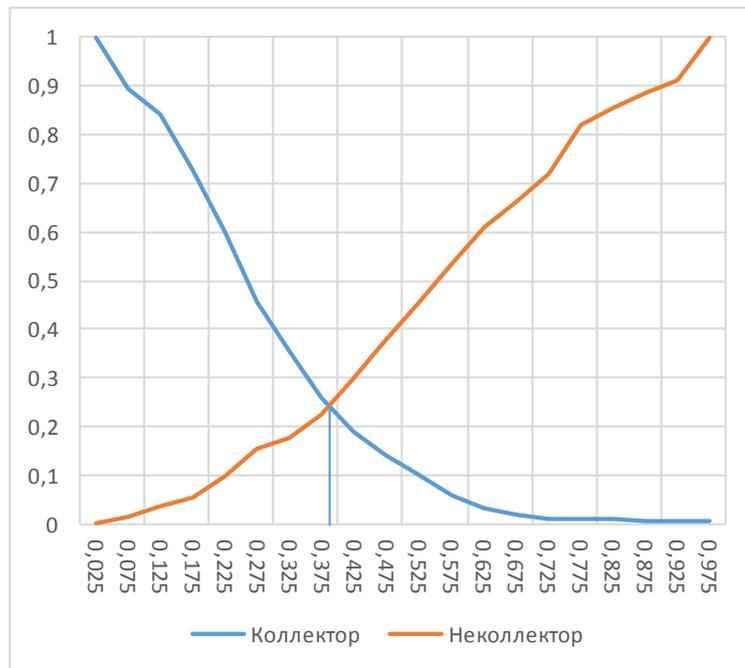


Рис. 3.7 – Кумулятивное распределение $\Delta J_{гк}$ в скважинах 90-92.

3.2.2. Определение коэффициентов пористости и проницаемости.

Для определения коэффициента пористости использовалась общая для всех пластов зависимость плотность-пористость, полученная по керновым исследованиям. Характер зависимости представлен на рисунке 3.8. Пористость определялась только в скважинах, в которых проводилась запись кривой ГГК-п, так как плотность насыщенную породы, как описывалось ранее, определяется по показаниям ГГК-п [30].

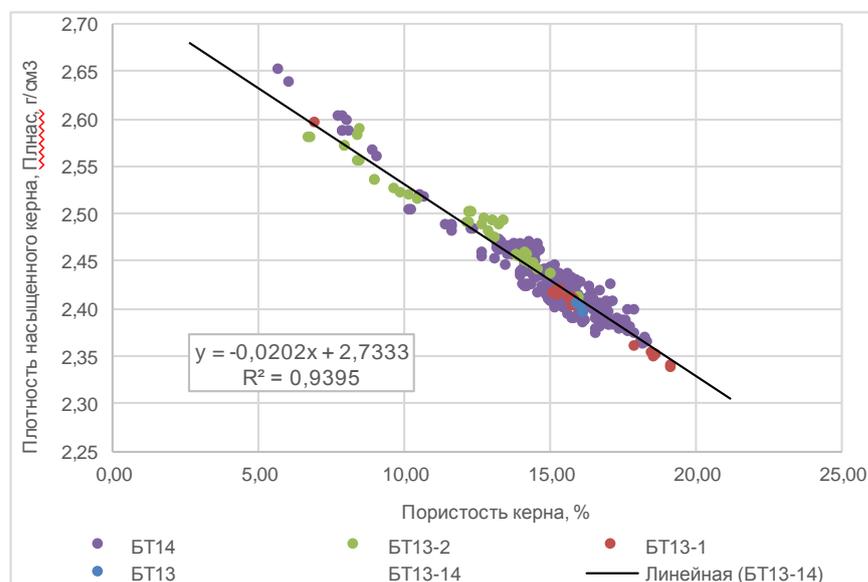


Рис. 3.8 – Зависимость плотность-пористость.

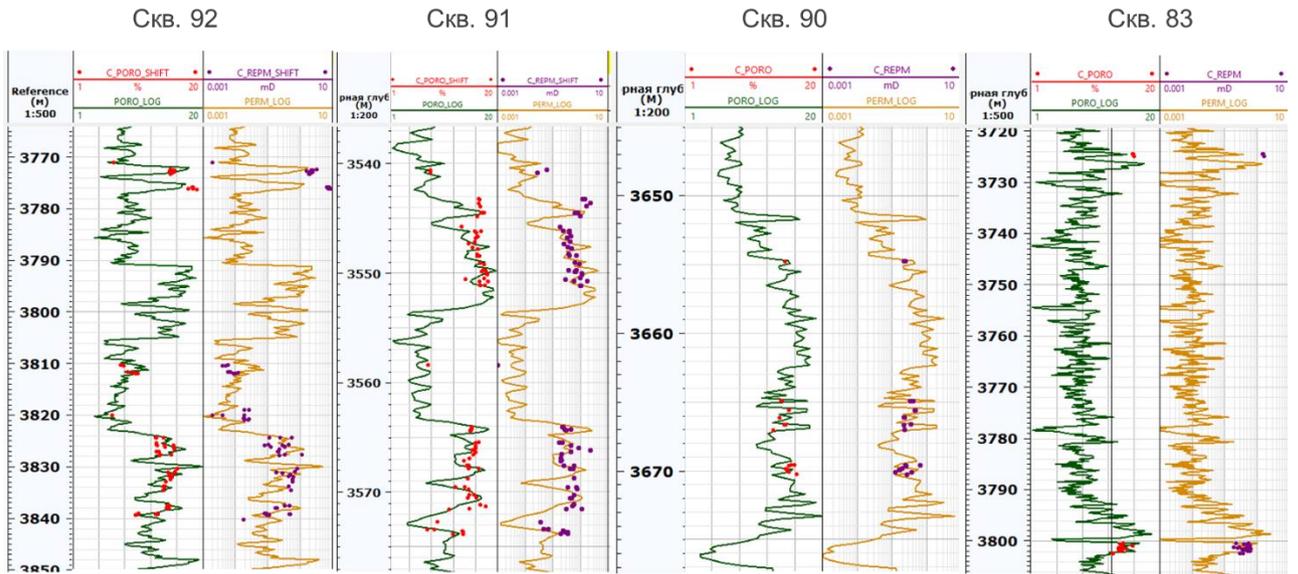


Рис. 3.10 – Сопоставление кривых пористости и проницаемости, полученных по результатам интерпретации, с керновыми исследованиями.

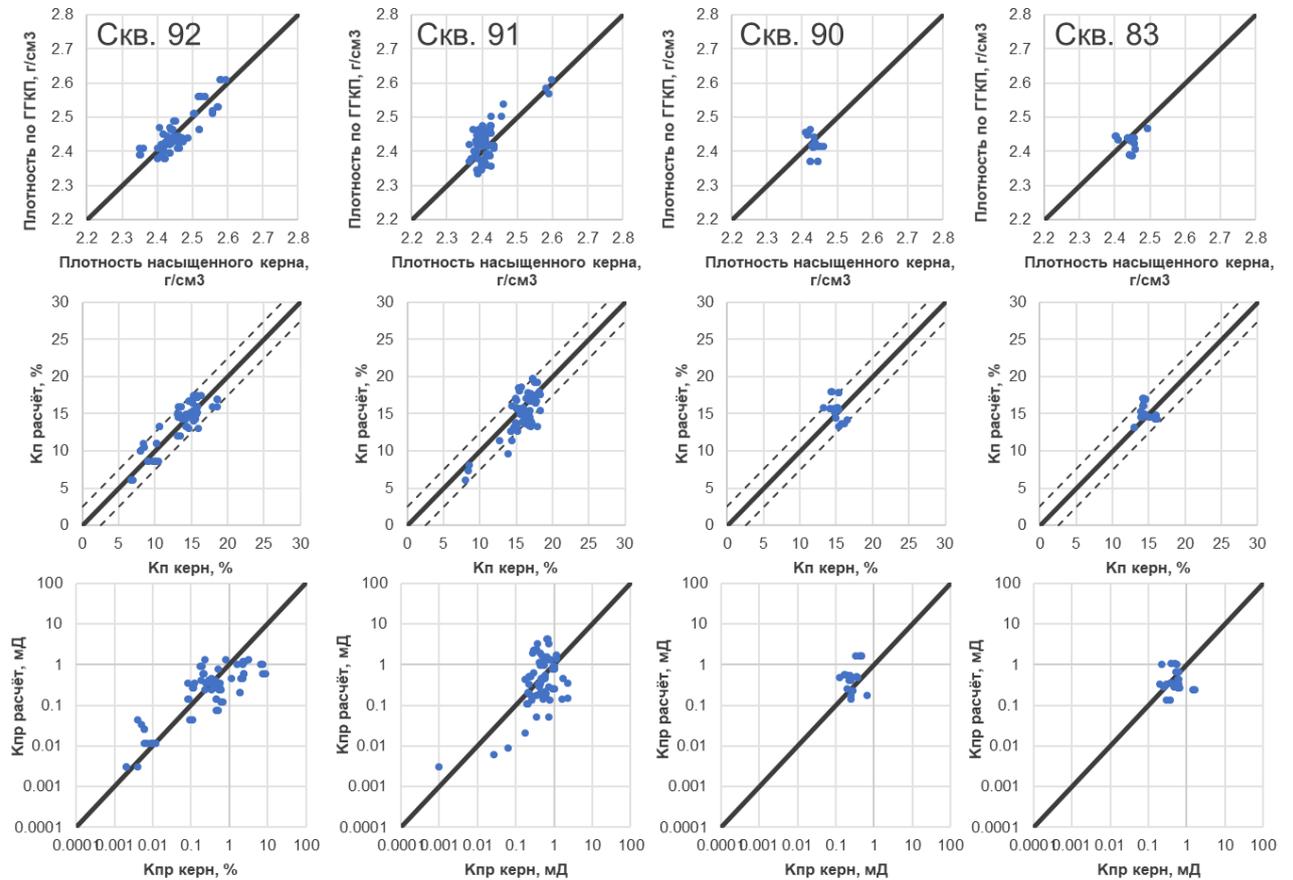


Рис. 3.11 – Кроссплоты с сопоставлением плотности, пористости и проницаемости по результатам интерпретации и по керновым исследованиям.

3.2.3. Определение коэффициента нефтенасыщенности.

Для определения коэффициента нефтенасыщенности применялось уравнение Арчи-Дахнова и зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости, выявленная по керновым исследованиям [30]. Принятая зависимость показана на рисунке 3.12.

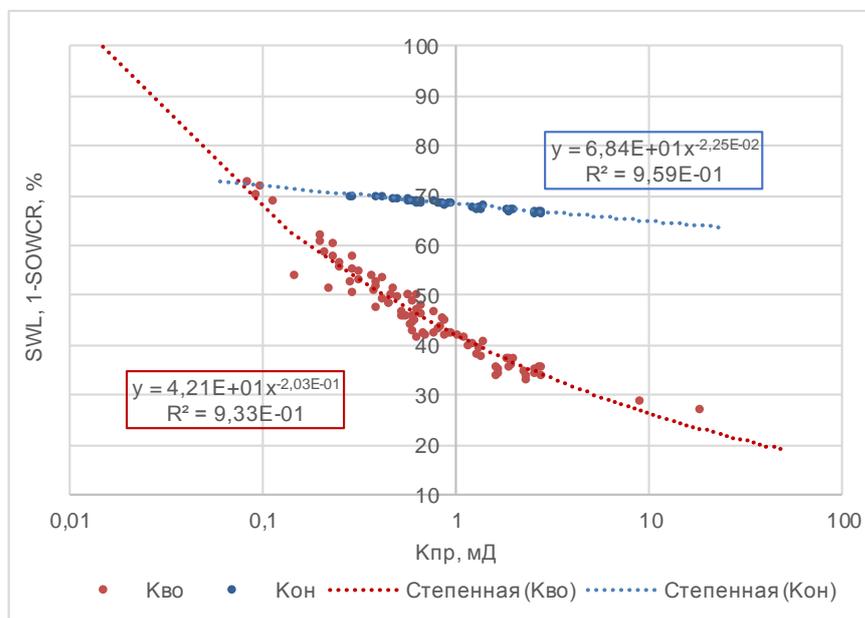


Рис. 3.12 – Зависимости остаточной водонасыщенности и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости.

Уравнение Арчи-Дахнова выглядит следующим образом:

$$K_B = \left(\frac{\rho_{нп}}{c \cdot \rho_B \cdot \alpha \cdot K_{п}^b} \right)^{1/d}, \quad (3.2)$$

где $\rho_{нп}$ – УЭС нефтенасыщенной породы,

ρ_B - УЭС пластовой воды,

α, b, c, d – коэффициенты из уравнений, описывающих зависимость параметра пористости от пористости ($P_{п} = \alpha \cdot K_{п}^b$) и параметра насыщенности от водонасыщенности ($P_{н} = c \cdot K_B^d$).

Уравнения параметров пористости и насыщенности имеют вид:

$$P_{п} = \alpha \cdot K_{п}^b, \quad (3.3)$$

$$P_{н} = c \cdot K_B^d, \quad (3.4)$$

где K_B – водонасыщенность породы.

Значение $\rho_{\text{НП}}$ определяется по показаниям индукционного каротажа (ИК). Для определения $\rho_{\text{в}}$ использована палетка, отражающая зависимость УЭС воды от температуры и минерализации [22]. Палетка представлена в приложении А. Средняя пластовая температура по результатам испытаний скважин составляет 98 °С. Минерализация пробы пластовой воды составляет 7.5 г/л. Для данных условий УЭС пластовой воды составляет 0.275 Ом·м.

На рисунке 3.13 вид зависимостей параметров пористости и насыщенности. Значения параметра пористости и параметра насыщенности образцов керна получены из результатов исследования УЭС. По полученным зависимостям приняты следующие коэффициенты уравнения (3.2):

$$\alpha = 1; b = -1.81; c = 1; d = -1.65.$$

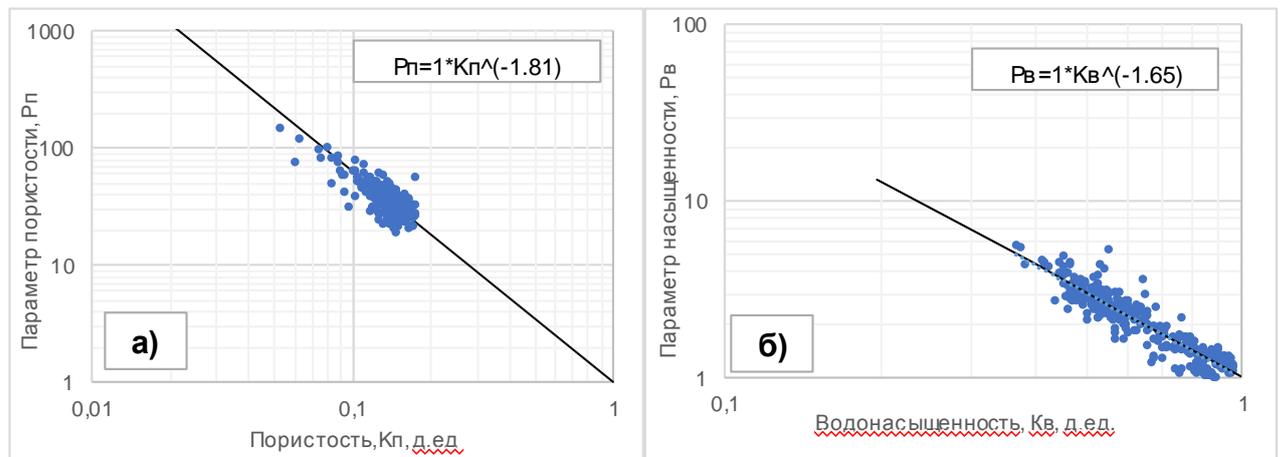


Рис. 3.13 – а) Зависимость параметра пористости от пористости; б) зависимость параметра насыщенности от водонасыщенности.

Для получения значения коэффициента нефтенасыщенности необходимо из значения водонасыщенности, полученного уравнению (3.2), вычесть значение остаточной водонасыщенности, полученной по корреляции, представленной на рисунке 3.12 [30].

$$K_{\text{н}} = K_{\text{в}} - K_{\text{во}}. \quad (3.5)$$

3.3. Сейсморазведочные данные, детальная стратиграфическая корреляция

В качестве исходных данных предоставлены сейсмические разрезы по направлениям развития клиноформного комплекса: линия скважин 54-53-58 и линия скважин 90-92 (рис.3.14, 3.15), которые использовались при детальной

стратиграфической корреляции пластов Ю0, БТ14, БТ13-2, БТ13-1, БТ13, БТ10-1, БТ10, БТ9.

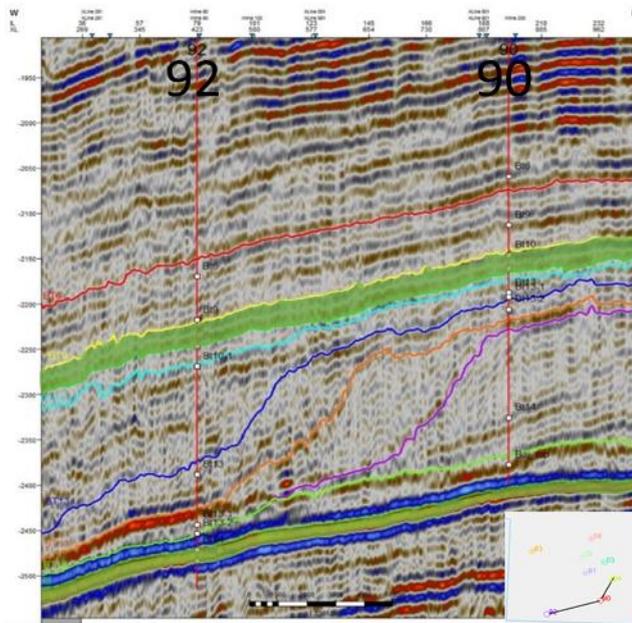


Рис. 3.14 – Сейсмический разрез по линии скважин 90-92

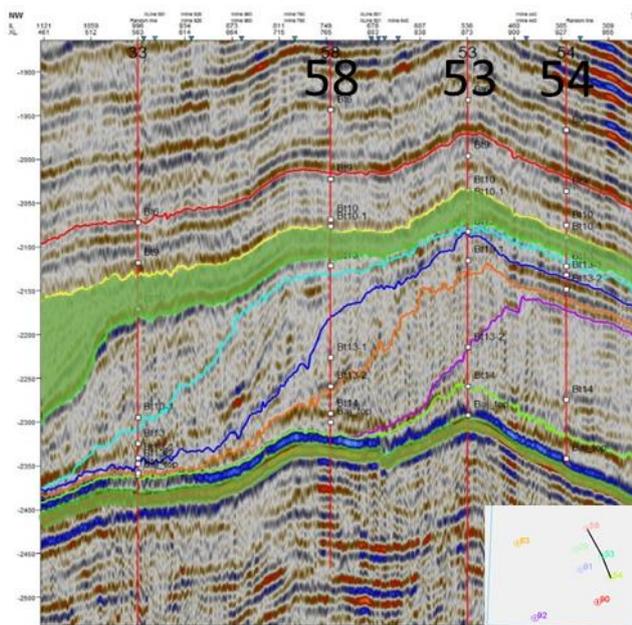


Рис. 3.15 – Сейсмический разрез по линии скважин 54-53-58

Согласно региональной стратиграфической схеме нижнемеловых отложений Западной Сибири [20] в Тазовском районе в рассматриваемом целевом интервале выделяются 2 репера: серые и темно-серые глины

яновстанской свиты, входящей в баженовский горизонт и серые глины верхней части мегионской свиты.

Детальная корреляция пластов проводилась предварительным выделением реперных горизонтов с последующим выделением стратиграфических единиц, опираясь на взаимосвязь времени прохождения и отражения сейсмической волны от глубины точки пластопересечения.

В результате получены отметки пластопересечений по разведочным скважинам, которые представлены в таблице 3.5. Детальная корреляция приведена в приложениях Б, В.

Таблица 3.5

Отметки пластопересечений

Кровля пласта	Скважина							
	53	54	90	92	83	91	58	29
	Отметки пластопересечений, TVDSS, м							
БТ9	2964.71	3035.97	3132.26	3276.49	3284.15	3050.72	3011.36	3036.95
БТ10	3034.92	3104.09	3202.59	3339.99	3376.75	3127.19	3092.47	3123.01
БТ10-1	3060.09	3129.24	3228.77	3383.52	3467.34	3154.71	3107.29	3141.81
БТ13	3120.42	3188.51	3284.74	3616.08	3681.03	3209.21	3191.26	3230.13
БТ13-1	3174.88	3206.1	3298.8	3728.16	3734.66	3319.54	3359.27	3380.08
БТ13-2	3348.96	3233.38	3322.29	3747.35	3752.07	3439.13	3430.47	3453.22
БТ-14	3427.8	3454.94	3582.97	3780.81	3768.6	3523	3481.94	3503.68
Ю0	3485.4	3572.28	3671.96	3802.38	3773.86	3560.05	3499.39	3528.24

ГЛАВА 4. КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Т»

4.1. Модель формирования глубоководных конусов выноса

Впервые отложения ачимовского комплекса были охарактеризованы в разрезе нижнего мела юго-восточных районов Западной Сибирской равнины Ф.Г. Гурари и выделены в ачимовскую пачку. Позднее, по мере поступления нового материала по данным бурения И.И. Нестеровым, Ю.В. Брадучаном ачимовская пачка была возведена в ранг толщи (берриас – нижний валанжин) в пределах всей Западной Сибири [4].

Модель строения и условия седиментации различными исследователями представляется неоднозначно, однако на текущий момент принята большинством исследователем единая концепция образования ачимовской толщи.

Ачимовские отложения сформированы в глубоководных условиях осадконакопления в результате лавинной седиментации (рисунок 4.1). Отличительными особенностями развития ачимовских отложений являются кулисообразное (клиноформное) строение тел, регистрируемое сейсмическими исследованиями [25]. Коллектора в основном приурочены к глубоководным конусам выноса. Значительная часть обломочного материала у подножья палеосклона ачимовской толщи была переотложена посредством мутьевых потоков, наличие которых фиксируется в сейсмическом поле в виде каналных фаций [23].

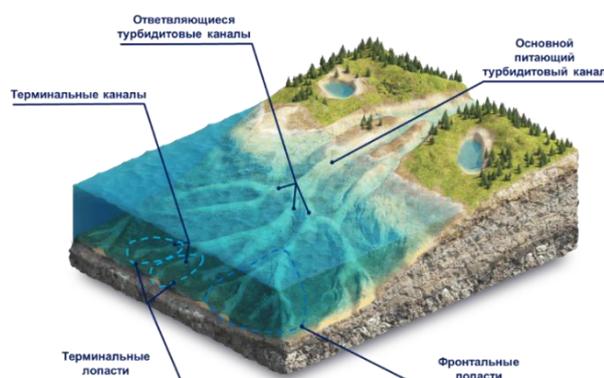


Рис. 4.1 – Концептуальное представление о формировании глубоководных конусов выноса (по данным А.А. Нежданова) [17]

Современные исследователи отмечают, что поступление основной массы песчаных осадков на подводный склон осуществляется двумя способами [36]:

- в случае экстрабассейновых турбидитовых течений, когда происходит непосредственная разгрузка речных систем, которые могут выступать как единичное шельфовое русло во врезанной долине, проникающее в головную часть глубоководных каньонов или совокупность подводных дельтовых каналов на бровке шельфа, питающих склоновый каньон;

- в случае интрабассейновых турбидитовых течений, когда происходит обрушение стенок эрозионных желобов и каньонов на подводном склоне, то есть источником являются осадки, расположенные на шельфовом склоне, поступавшие во время трансгрессии и регрессии моря.

В обоих перечисленных случаях в устье каньонов формируются крупные подводные конусы выноса с повышенными значениями песчаности. Отличие интрабассейновых и экстрабассейновых турбидитовых течений представлена на рисунке 4.2.

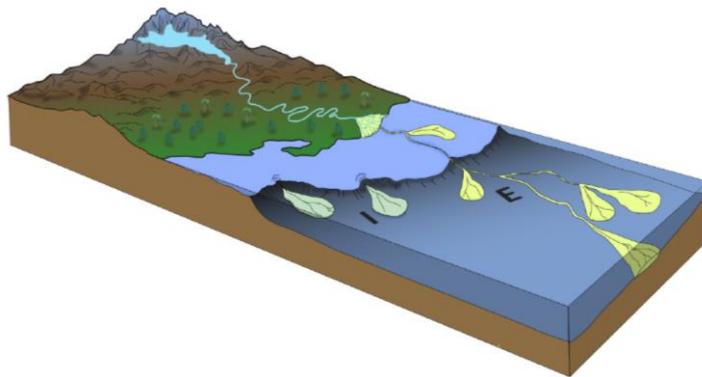


Рис. 4.2 – Блок-диаграмма, показывающая распространение интрабассейновых и экстрабассейновых турбидитовых течений в глубоководных условиях

С позиции распределения образуемых осадочных тел можно выделить три зоны: зона А, которая характеризуется отложениями крупных питающих турбидитовых каналов, имеющих ограниченное распространение по площади, в следствие чего коллектор имеет низкую связность; зона В, характеризующаяся лопастными отложениями и прорезающими их каналами при последующих циклах транспортировки осадочного материала, что обеспечивает хорошую

связность коллектора как по латерали, так и по вертикали. Но несмотря на это, также могут выделяться непротяженные линзообразные тела, не связанные с основной частью осадочного тела; зона С, которая характеризуется преимущественным распространением лопастных отложений, развитых на широкой площади, но имеющих низкую вертикальную связность коллектора. Морфологические элементы турбидитового потока представлены на рисунке 4.3. Подробные особенности анизотропии осадочных тел в зависимости от типа питающей системы и зернистости осадков представлены в приложении Г.

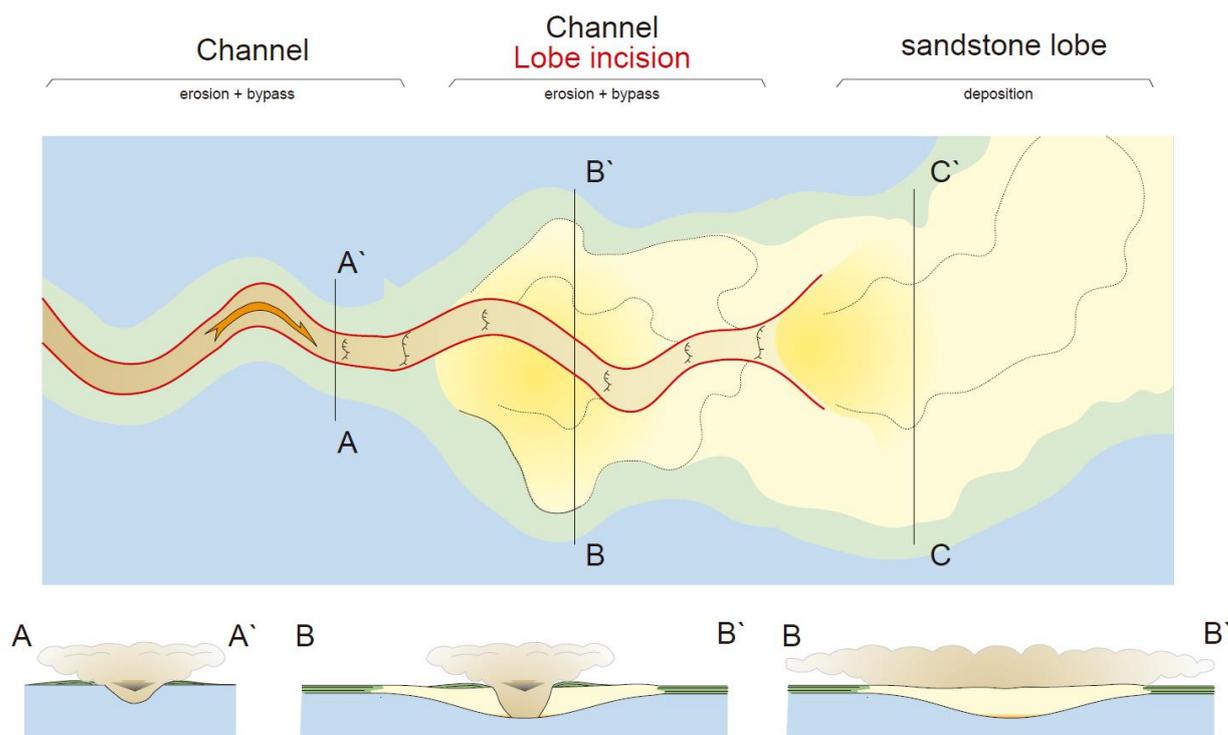


Рис. 4.3 – Морфологические элементы турбидитового потока [31]

4.2. Описание и интерпретация фаций по фотографиям кернового материала

Из 10 разведочных скважин, вскрывших ачимовские отложения на территории месторождения «Т», предоставлены фото кернового материала по 3 разведочным скважинам (90, 91, 92) с общим выносом 174 м (рисунок 4.4).

По разрезу встречаются массивные светло-серые тонкозернистые песчаники с включением плотных разностей (рисунок 4.5 а), переслаивание тонко-мелкозернистых песчаников и темно-серых алевролитов (рисунок 4.5 б), темно-серые алевролиты и глинистые разности (рисунок 4.5 в).

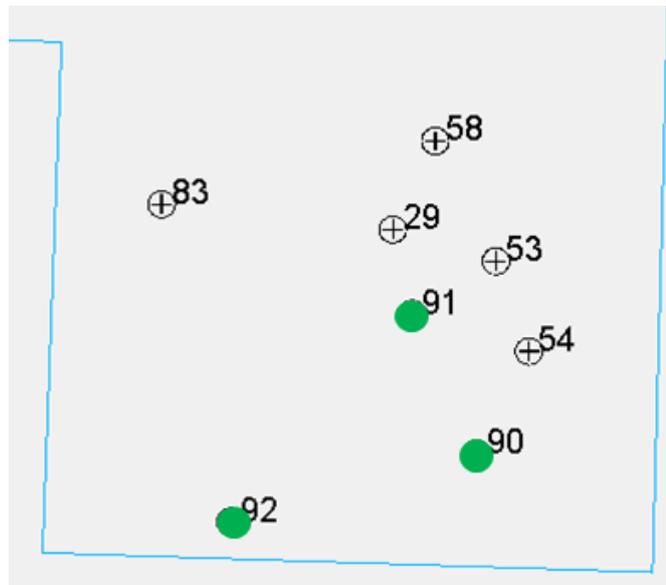


Рис. 4.4 – Расположение фонда разведочных скважин с учетом выноса керна

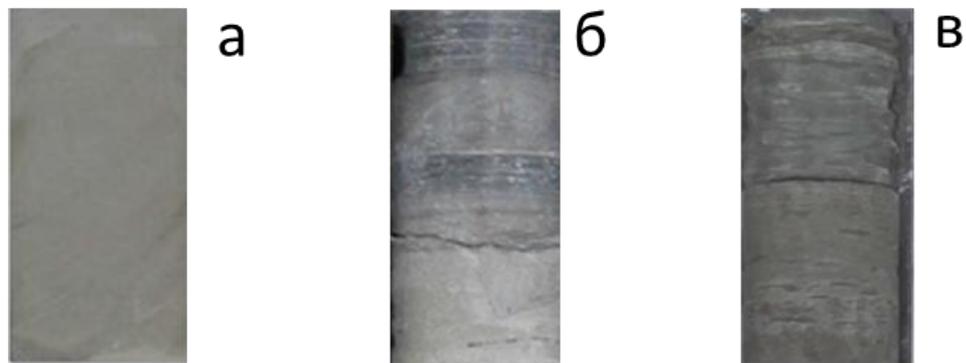


Рис. 4.5 – Основные литотипы, встречаемые в разрезе ачимовских отложений: массивные светло-серые песчаники (а); переслаивание алевролитов и песчаников (б); глинистые и алевролитистые разности (в)

На основании текстурных особенностей, литотипов, характеру взаимоотношения с выше- и нижележащими слоями определены основные образующие фации. Исследователями выделяются до 13 и более фаций, которые возможно выделить по кернавому материалу, но учитывая, что керн представлен не во всех скважинах, то распространение фаций на оставшиеся скважины производится по форме кривых каротажных кривых (ГК), которые в большинстве случаев схожи, что затрудняет выделение фаций. Поэтому изначально при описании кернавого материала 13 фаций сгруппированы в основные и ассоциативные с ними фации: лопастные, каналные и глинистые (таблица 4.1). Результаты описания представлены на рисунке 4.6.

Группирование фаций

Фации, выделяемые исследователями	Принятые фации при описании	Литологическая характеристика
Турбидитовый канал	Канальные отложения	Преимущественно песчаники
Подводный канал промоины		
Проксимальная часть фронтальной зоны лопасти	Лопастные отложения	Переслаивание песчаников и глинистых разностей
Медиальная часть фронтальной зоны лопасти		
Проксимальная часть латеральной зоны лопасти		
Медиальная часть латеральной зоны лопасти		
Дистальная часть фронтальной зоны лопасти	Глинистые отложения	Преимущественно глинистые разности
Дистальная часть латеральной зоны лопасти		
Подводный конус выноса промоины		
Проксимальный прирусловой вал		
Дистальный прирусловой вал		
Отложения межрусловых площадей и межлопастные Межфэновые отложения		

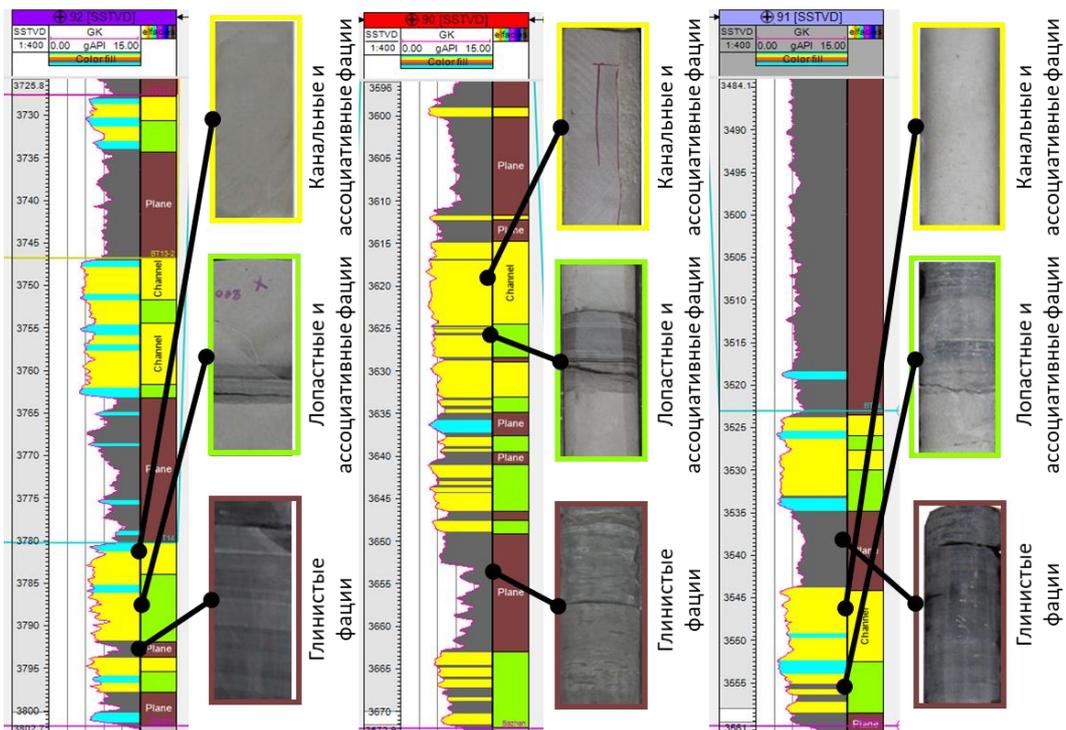


Рис. 4.6 – Выделенные фации по керновому материалу

4.2.1. Канальные фации

Отложения данного генетического типа представлены массивными песчаниками, местами содержащими тонкие прослои градационных горизонтально- и мелкокосослойчатых песчаников. Также могут присутствовать рассеянные глинистые интракласты, которые говорят о высокой скорости потока.

Канальные отложения слагают достаточно мощные песчаные пачки (до 10-20 м), характеризуются резкой эрозионной подошвой и переслаиванием песчаных и алевролитовых разностей в кровле.

4.2.2. Лопастные фации

Образование седиментационных лопастей связано с радиальным растеканием турбидитовых течений из устья турбидитовых каналов. Представлены массивными, горизонтально- и мелкослойчатыми песчаниками.

Лопастные отложения слагают по сравнению с канальными образованиями меньшие песчаные пачки до 3-4 м, но достаточно распространенные по площади. Характеризуются постепенным увеличением зернистости осадков вверх с переслаиванием песчаных и алевритистых отложений на протяжении цикла осадконакопления.

4.2.3. Глинистые фации

Отложения этого генетического типа имеют преимущественно алеврито-глинистый состав. Породы представлены прослоями массивных почти черных тонкоотмученных аргиллитов и темно-серых тонко-мелкозернистых глинистых алевролитов, характеризуются отсутствием песчано-алевритовых интервалов.

4.3. Электрофациальный анализ

По результатам фациального описания керна составлена библиотека электрофаций, на основе которой выделялись фации в скважинах без отбора кернового материала.

Канальные фации характеризуются колоколовидной или блоковой формой кривой гамма-каротажа (рисунок 4.7 а), для лопастных фаций характерен в

основном блоковый тип кривой ГК (рисунок 4.7 б), что вносит затруднения при разделении канальных и лопастных отложений. Глинистые отложения характеризуются слабым изменением кривой гамма-каротажа, что говорит о преимущественном составе глинистых пород (рисунок 4.7 в) [16].

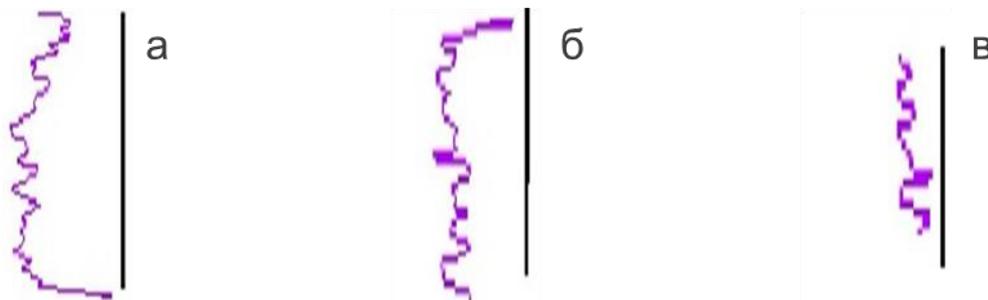


Рис. 4.7 – Форма кривых ГК: канальные отложения (а), лопастные отложения (б), глинистые отложения (в).

4.4. Концептуальная седиментологическая модель пластов БТ13, БТ13-1, БТ13-2, БТ14 месторождения «Т»

На основе полученных результатов электрофациального анализа в пределах каждой стратиграфической единицы построены диаграммы распределения фаций в скважинах, с помощью которых выделены основные буферные зоны преимущественного распространения лопастных и канальных фаций.

Вспомогательной характеристикой служили карты накопленных общих толщин (карты палеорельефа), построенные для каждого пласта, начиная от кровли баженовского горизонта. Сгущение изолиний характеризует склоновую часть, в которой преимущественно развиваются турбидитовые каналы, разрежение изолиний означает выполаживание морского дна, то есть место разгрузки осадочного материала (лопастные отложения). Результаты фациального районирования представлены на рисунке 4.8.

В пределах выделенных границ производится самостоятельная настройка алгоритмов моделирования с учетом размеров образуемых осадочных тел согласно концептуальным представлениям о геологическом строении объекта (таблица 4.2) [25,28].

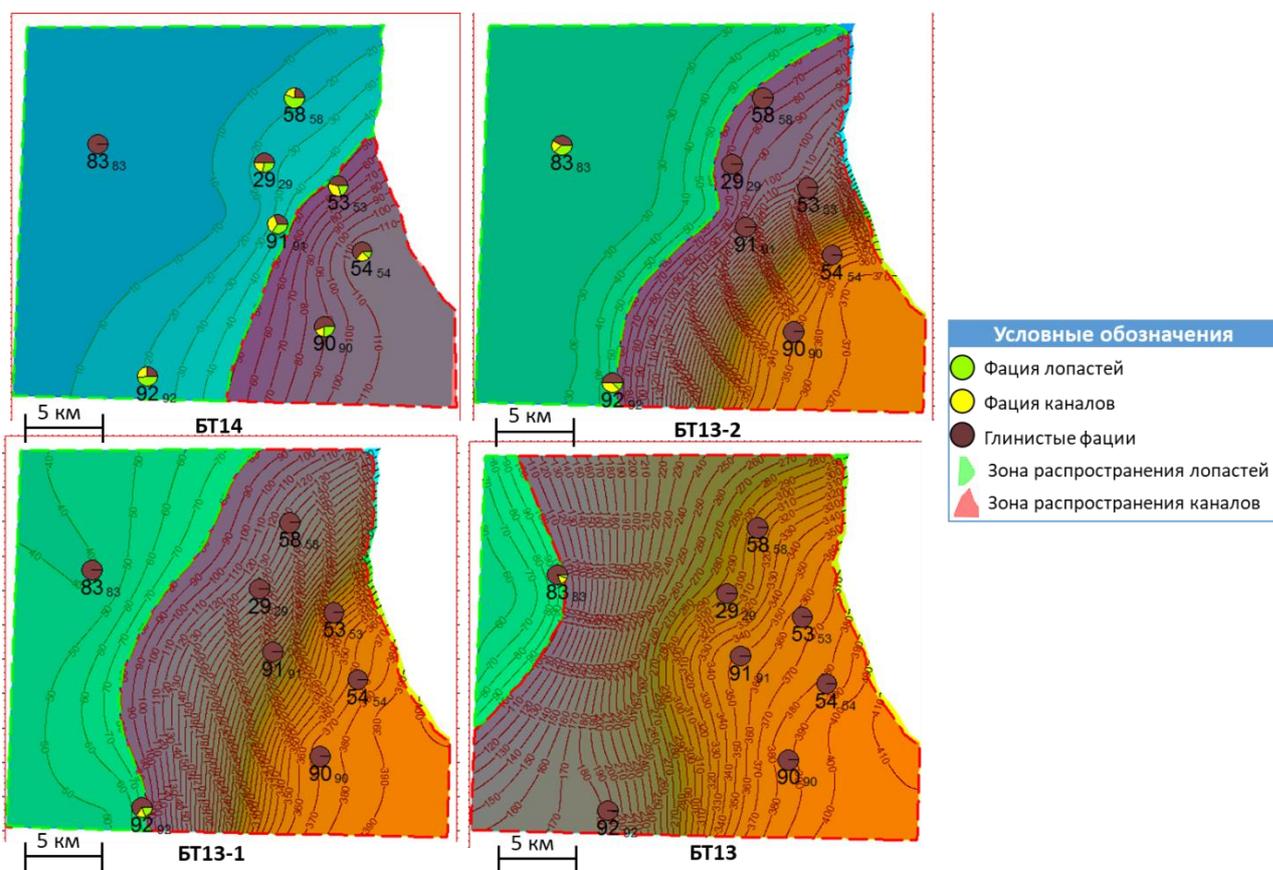


Рис. 4.8 – Фациальное районирование

Таблица 4.2

Возможные размеры осадочных тел согласно концептуальным представлениям.

Параметр	P10	P50	P90
Ширина каналов, м	600	450	300
Длина лопасти, м	27 000	20 000	13 000
Ширина лопасти, м	10 000	7 500	5 000

По скважинным данным и принятым размерам осадочных тел получены методом интерполяции результирующие прогнозные карты эффективных толщин (рисунок 4.9), которые послужат как трендовые карты при распространении трехмерной модели литологии. Отмечаются повышенные толщины в районе канальных фаций (таблица 4.3), однако исходя из ранее описанных особенностей, лопастные фации имеют лучшую связность коллектора по площади. Поэтому с позиции размещения эксплуатационного фонда скважин лопастные отложения, по предварительной оценке, являются первоочередной зоной для бурения. Но также учитывая высокую плотность каналов в пласте БТ14 по их наличию в разведочных скважинах и технические

возможности приобщения расчлененных осадочных тел по площади с помощью многостадийного ГРП, зона развития каналов является перспективной для размещения эксплуатационного фонда скважин.

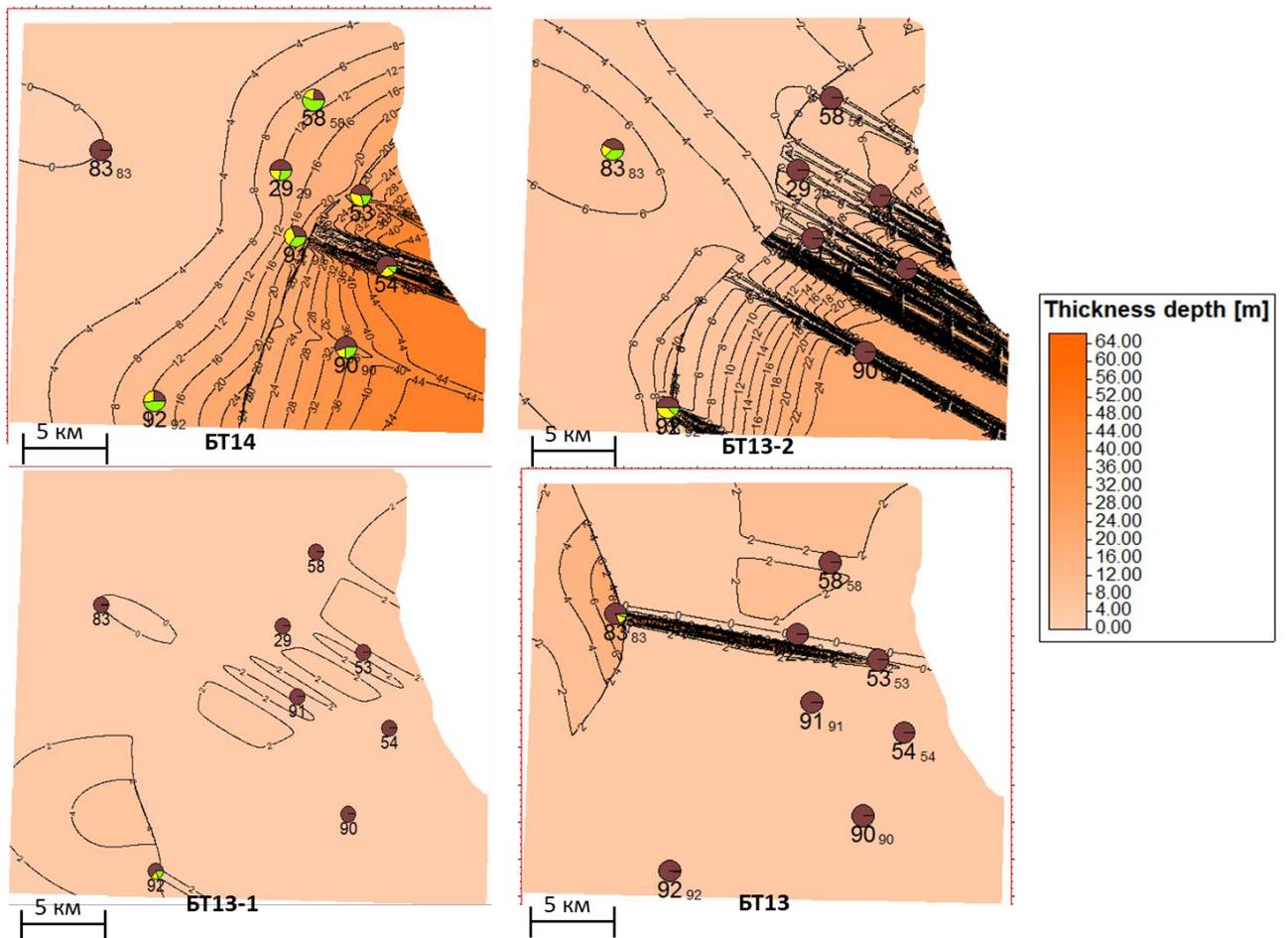


Рис. 4.9 – Прогнозные карты эффективных толщин

Таблица 4.3

Значения эффективных толщин в пределах границ моделирования

Пласт	max		mean	
	lobe	channel	lobe	channel
БТ14	27,2	66,3	6,33	36,2
БТ13-2	12,7	71,6	5,0	14,1
БТ13-1	4,7	3,72	1,2	1,1
БТ13	8,7	20,1	3,4	1,2

ГЛАВА 5. СОЗДАНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТОВ БТ13, БТ13-1, БТ13-2, БТ14 МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Т»

5.1. Границы моделирования

Границы объекта моделирования определялись расположением разведочных скважин на юге ЛУ, при этом восточная граница проходит по полигону разлома. Так как одним из допущений является, что граница разлома является непроницаемой, по причине отсутствия разведочных скважин по другую зону разлома (рисунок 5.1). Площадь участка моделирования составляет 509,5 км².

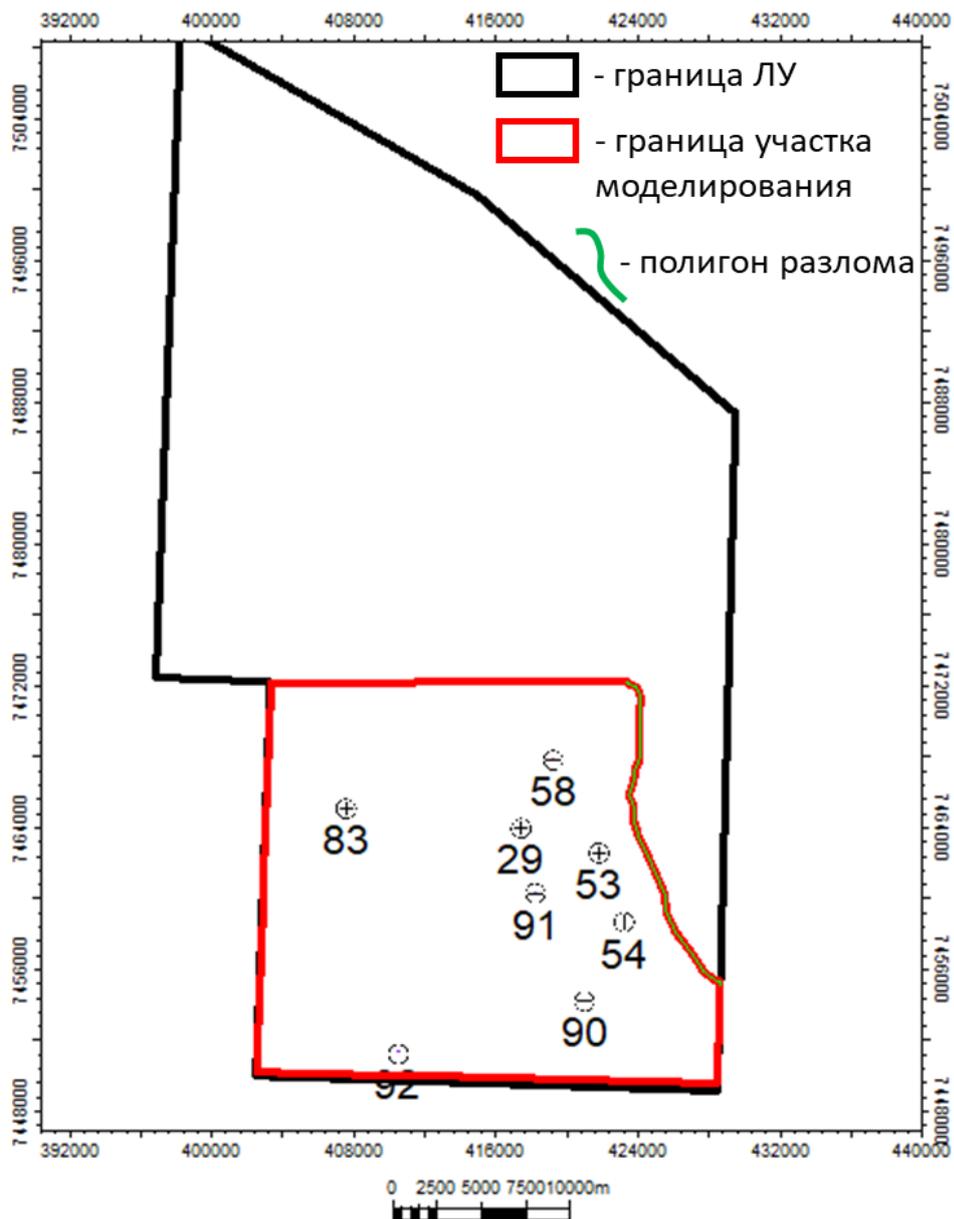


Рис. 5.1 – Границы объекта моделирования

5.2. Создание структурной модели

В качестве основы для структурных построений использовалась структурная карта сейсмического отражающего горизонта «Б» (баженовский горизонт) с подсаживанием на отметки пластопересечения, при этом величина невязок не превышала 0,5 м. В результате отклонения значений структурной поверхности ОГ «Б» от значений скважинных отбивок равняются нулю (рисунок 5.2.).

Следующие построения вышележащих структурных поверхностей производились методом схождения, путем сложения карт общих толщин по каждой стратиграфической единице с нижележащей структурной поверхностью. Карты общих толщин строились методом интерполяции по скважинным данным [2,8,9]. В итоге получены 7 структурных поверхностей: кровли пластов БТ14, БТ13-2, БТ13-1, БТ13, БТ10-1, БТ10, БТ9.

Результаты структурных построений представлены на рисунках 5.3-5.5.

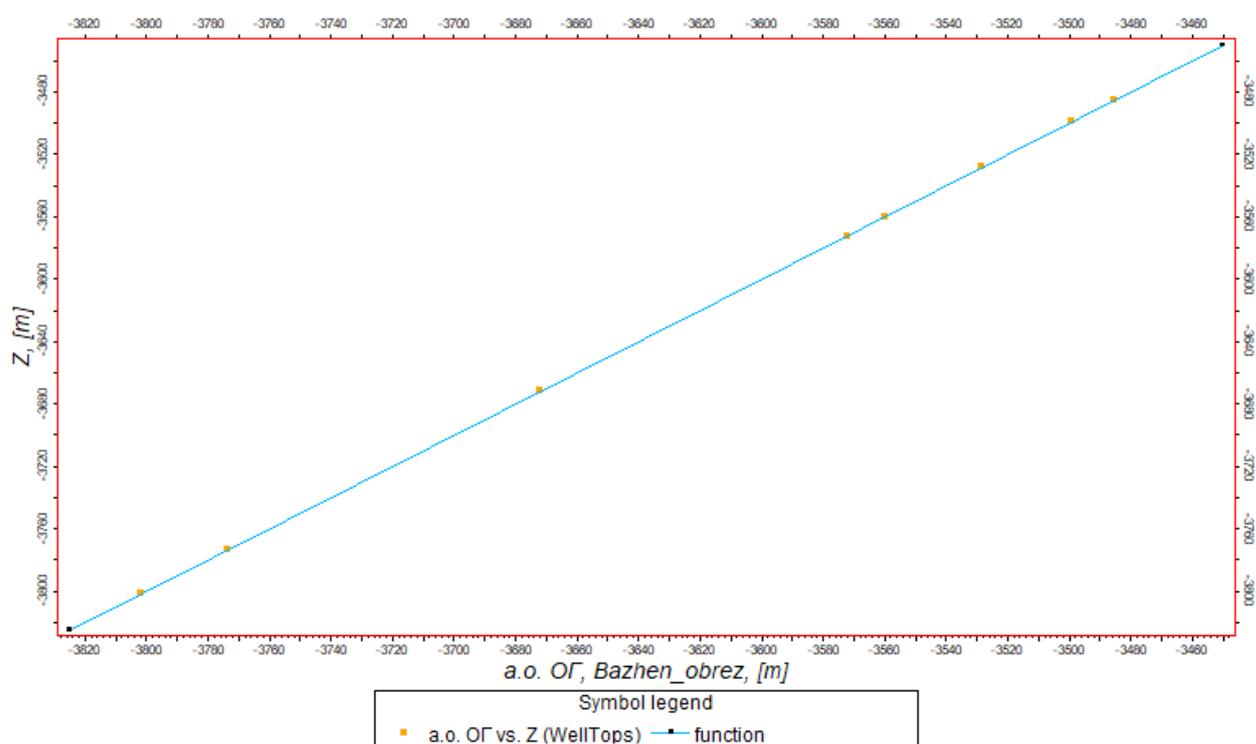


Рис. 5.2 – Корреляция значений глубин по скважинным отметкам и по структурной поверхности ОГ «Б»

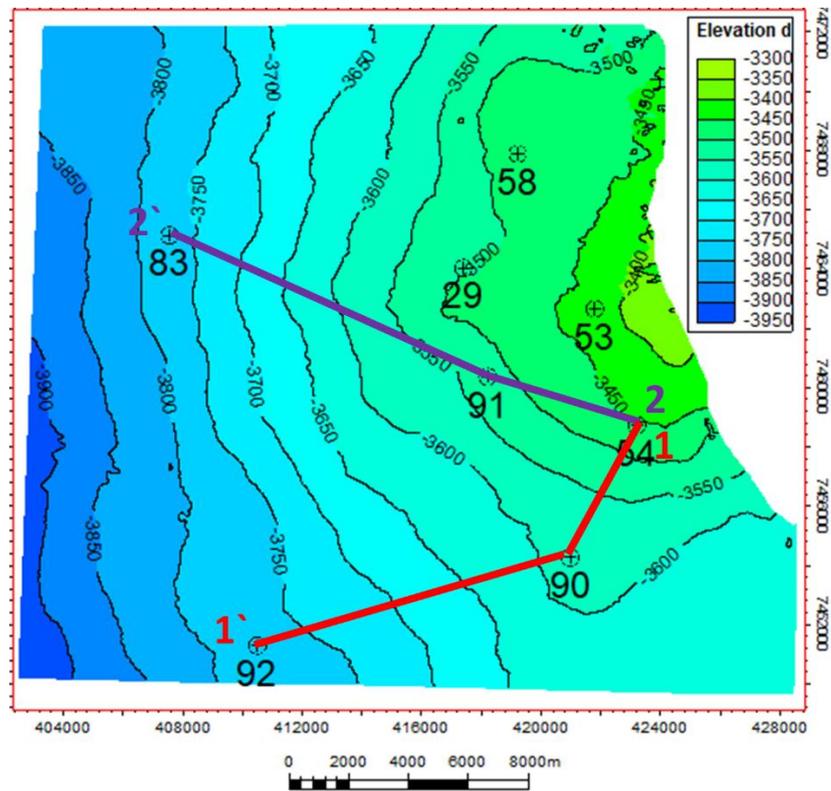


Рис. 5.3 – Структурная карта по кровле пласта БТ14

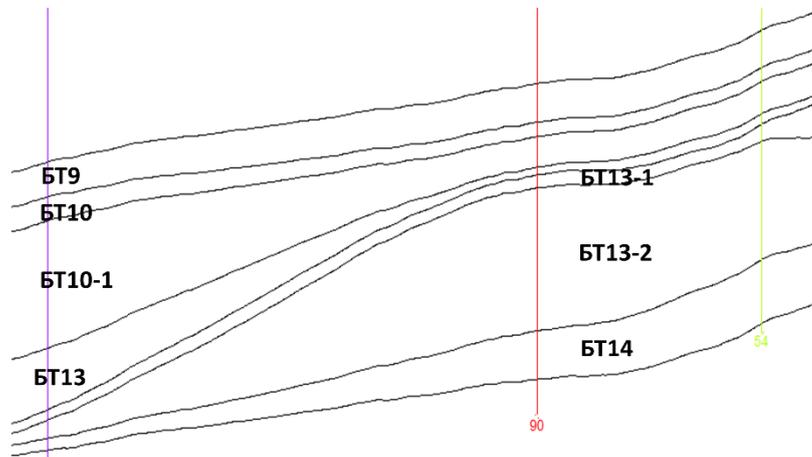


Рис. 5.4 – Геологический разрез 1-1' по линии скважин 54-90-92



Рис. 5.5 – Геологический разрез 2-2' по линии скважин 54-91-83

5.3. Обоснование параметров трехмерной сетки

Горизонтальное разрешение трехмерной сетки с параметрами 100x100 выбрано из условий нахождения не менее 3 ячеек между ближайшими скважинами, а также кратности минимальным размерам осадочных тел, определенных на этапе создания концептуальной модели. В данном случае, минимальное значение составляет 300 м (ширина канала), что обеспечивает сохранение геологического строения.

Вертикальное разрешение трехмерной сетки подбиралось в ходе анализа, чтобы избежать необоснованного увеличения количества ячеек и при этом сохранить геологическое строение моделируемого объекта.

Суть анализа заключается в сопоставлении толщин коллекторов и неколлекторов по данным РИГИС и ячейкам вдоль траектории скважин при разных средних значениях вертикального размера ячейки [2,8,9]. В итоге оптимальным размером является 0,6 м, так как при этом значении достигается наибольший коэффициент корреляции (рисунок 5.6). Также учитывая генезис отложений, тип нарезки принят пропорциональный. Получившиеся гистограммы распределения литотипов и пористости представлены на рисунке 5.7, основные параметры ячеек по пластам указаны в таблице 5.1.

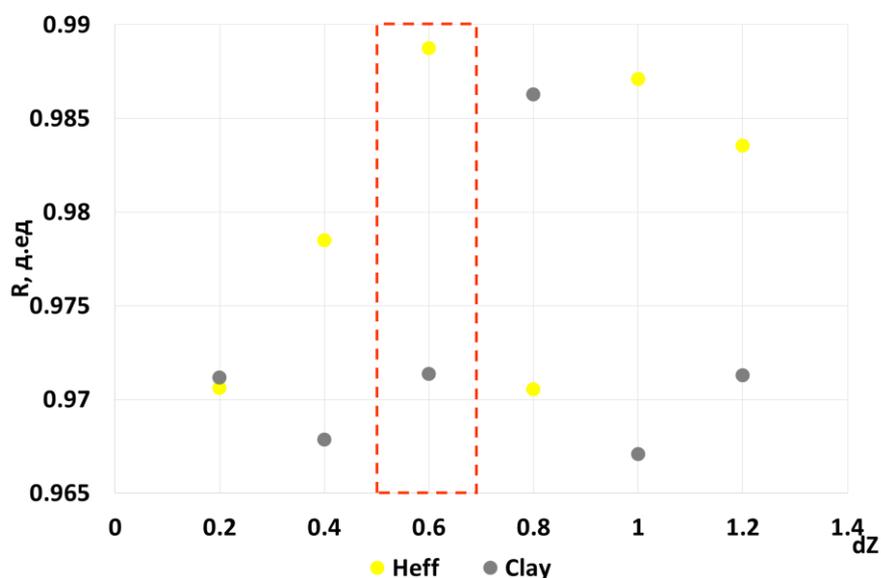


Рис. 5.6 – График зависимости коэффициента корреляции вертикального разрешения

Основные параметры ячеек трехмерной сетки

Пласт	Количество ячеек			Общее количество ячеек	Тип нарезки
	x	y	z		
БТ13	259	225	143	8 333 325	Пропорциональный
БТ13-1	259	225	82	4 778 550	
БТ13-2	259	225	141	8 216 775	
БТ14	259	225	57	3 321 675	

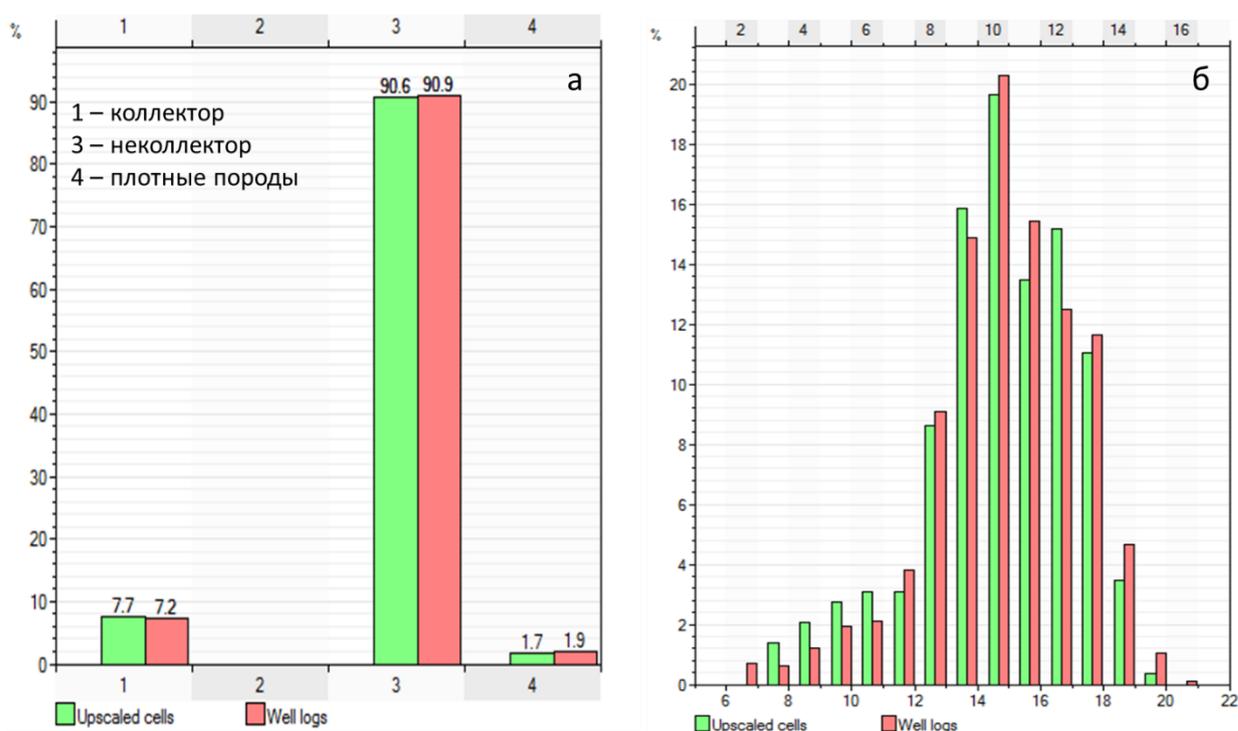


Рис. 5.7 – Гистограммы распределения литотипов (а), пористости(б) по скважинным данным и ячейкам вдоль траектории скважин

5.4. Создание литофациальной модели

Для создания фациальной модели использованы ранее выделенные зоны распространения фаций, которые восполнены в 3D объеме. Результаты создания модели фациальных зон представлены на рисунке 5.8.

Дальнейшим этапом стало распространение коллектора в трехмерном пространстве с привлечением 2D тренда (прогнозные карты эффективных толщин), 1D тренда (геолого-статистического разреза) по каждому пласту. В пределах каждой зоны задавались собственные алгоритмы моделирования,

отвечавшие размерам осадочных тел согласно концептуальной модели. В результате получены стохастическим способом 21 реализация литологии по каждому пласту, которые подвергались осреднению с получением детерминистической модели [2,3,8,9].

Приведена оценка качества модели по основному пласту БТ 14 на рисунках 5.9-5.10, итоговые геологические разрезы по кубу литологии представлены на рисунках 5.11-5.12., значения эффективных толщин приведены в таблице 5.2

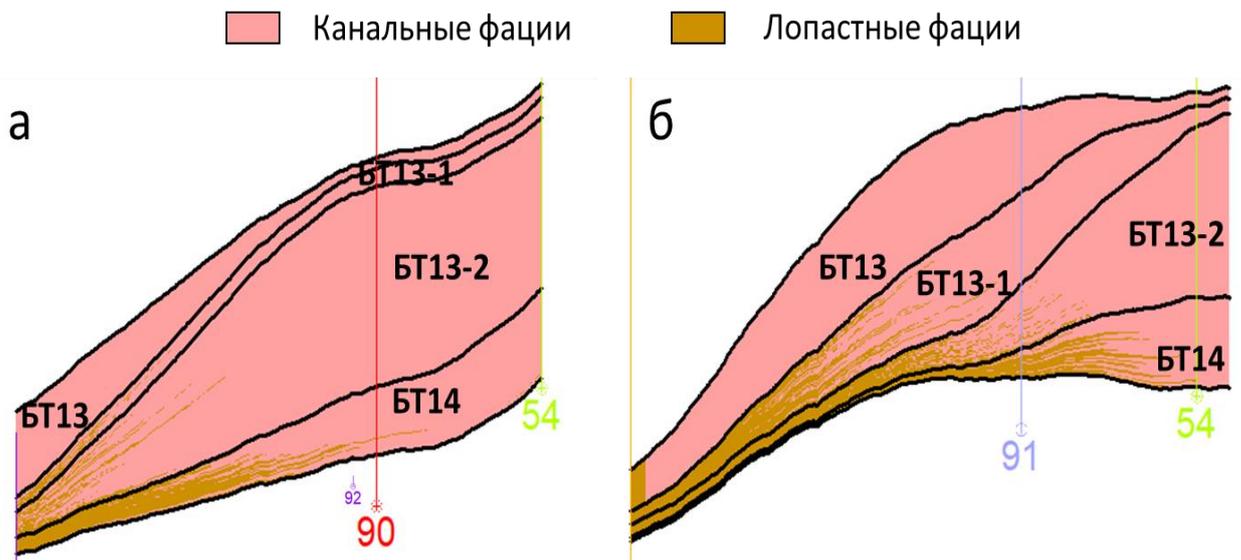


Рис. 5.8 – Геологические разрезы куба фаций:
по линии скважин 54-90-92 (а); по линии скважин 54-91-83 (б)

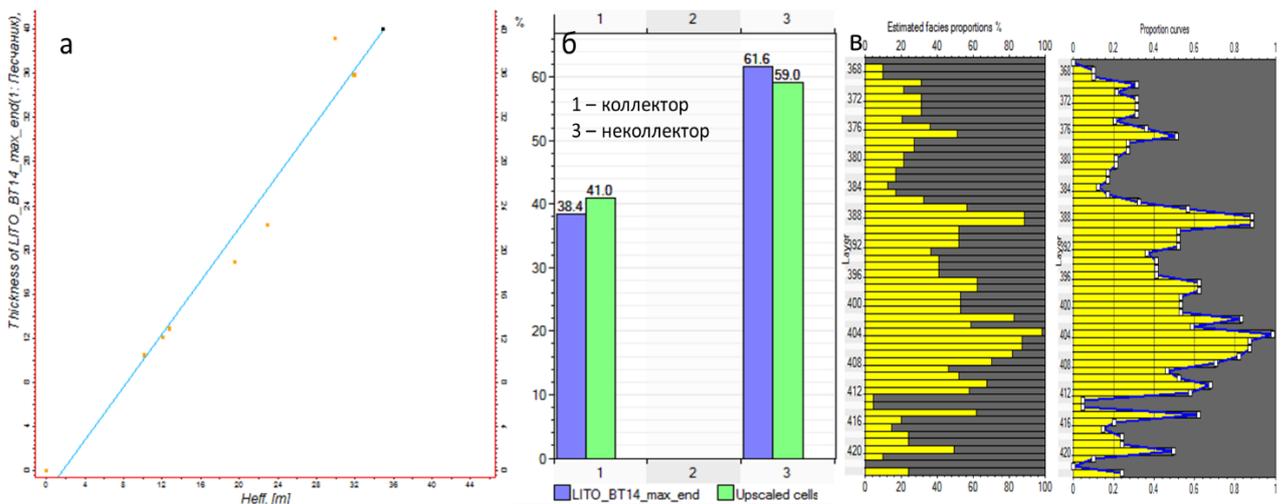


Рис. 5.9 – сопоставление эффективных толщин по модели и РИГИС, пласт БТ14 (а); гистограмма распределения литотипов по модели и скважинным данным, пласт БТ14 (б); геолого-статистический разрез, пласт БТ14 (в)

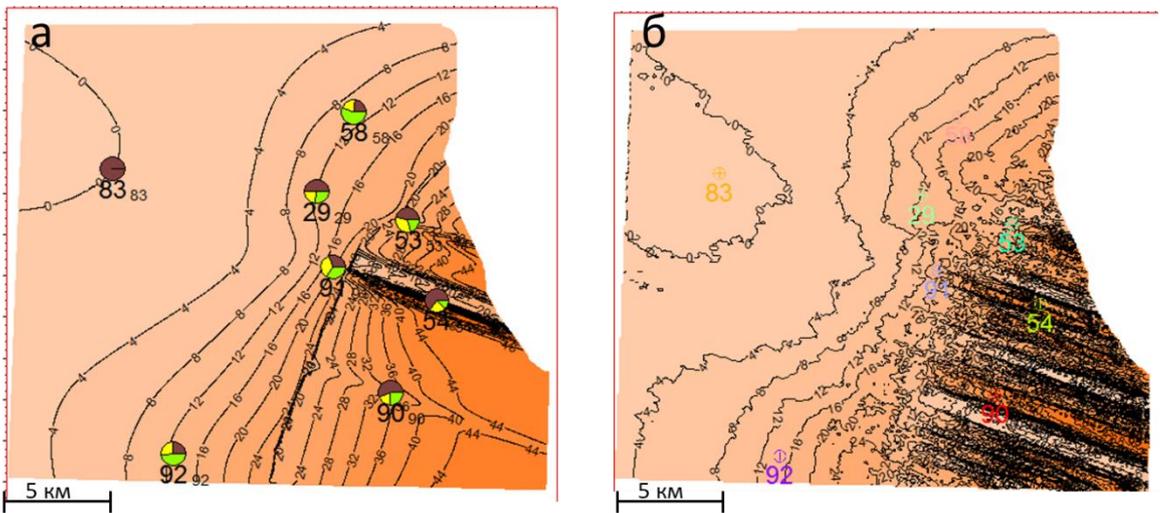


Рис. 5.10 – Карты эффективных толщин, пласт БТ14: трендовая карта, полученная при интерполяции (а); карта, полученная при 3D моделировании (б)

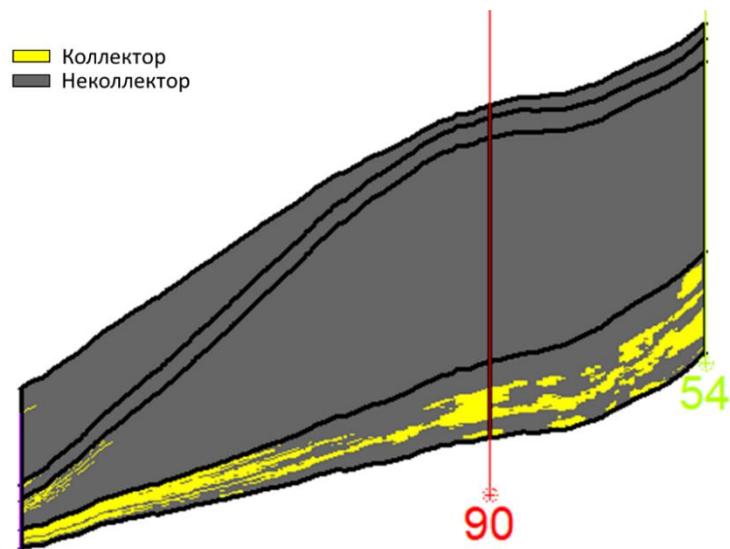


Рис. 5.11 – Геологический разрез куба литологии по линии скв. 54-90-92

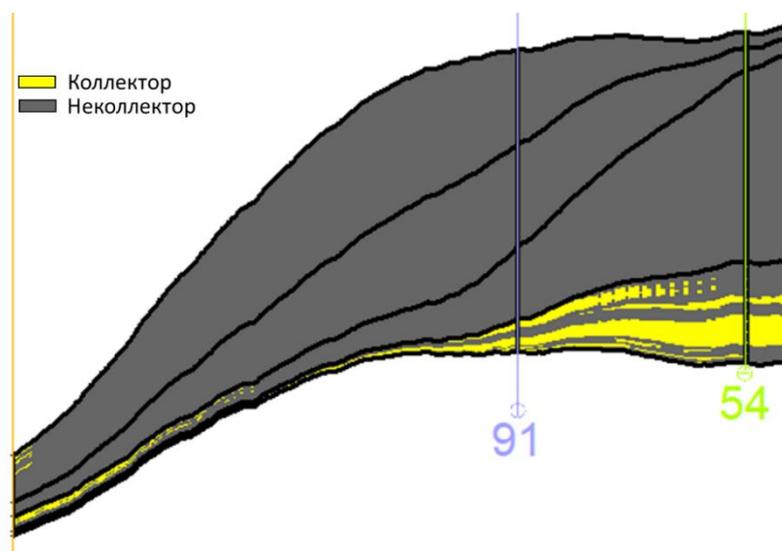


Рис. 5.12 – Геологический разрез куба литологии по линии скв. 54-91-83

Значения эффективных толщин в пределах границ моделирования

	min, м		max, м		Mean, м	
БТ14	0	0	67,9	67,9	11,5	12,5
БТ13-2	0		27,1		0,5	
БТ13-1	0		7,3		0,2	
БТ13	0		9,8		0,4	

5.5. Создание петрофизической модели

Петрофизическое моделирование проводилось в объеме ячеек коллектора. В виду того, что зависимость значений пористости от эффективной толщины отсутствует, 2D тренд не привлекался.

В качестве исходных данных выступали скважинные данные и полученный по ним ГСР пористости. Моделирование проводилось также отдельно для каждой фациальной зоны с заданием граничных значений, взятых из РИГИС и привлечением изменения параметра в пределах размеров осадочных тел. В результате рассчитана 21 стохастическая реализация для каждого пласта с последующим осреднением и получением детерминистической модели пористости [2,3,8,9]. Оценка качества представлена по основному пласту БТ14 на рисунке 5.13, итоговые геологические разрезы по кубу пористости показаны на рисунках 5.14-5.15, сравнение интегральных значений пористости приведены в таблице 5.3.

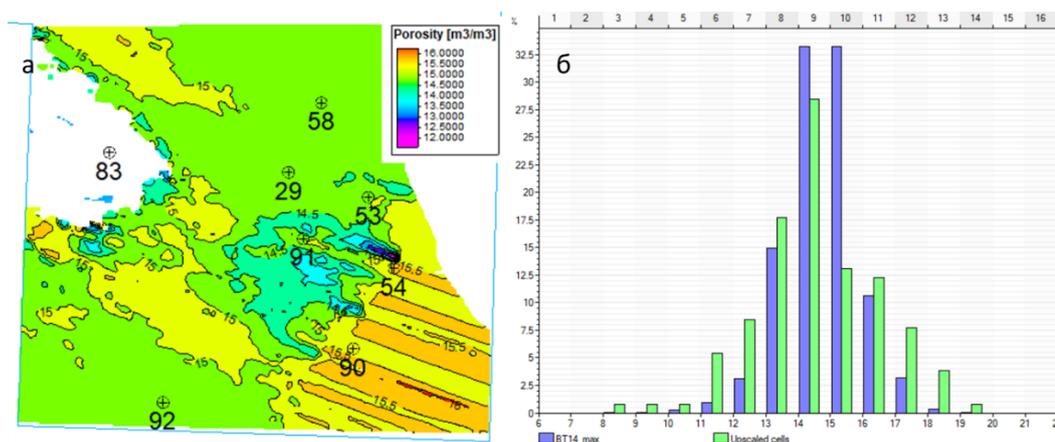


Рис. 5.13 – Средневзвешенные значения пористости, пласт БТ14 (а); гистограмма распределения пористости по модели и скважинным данным (б)

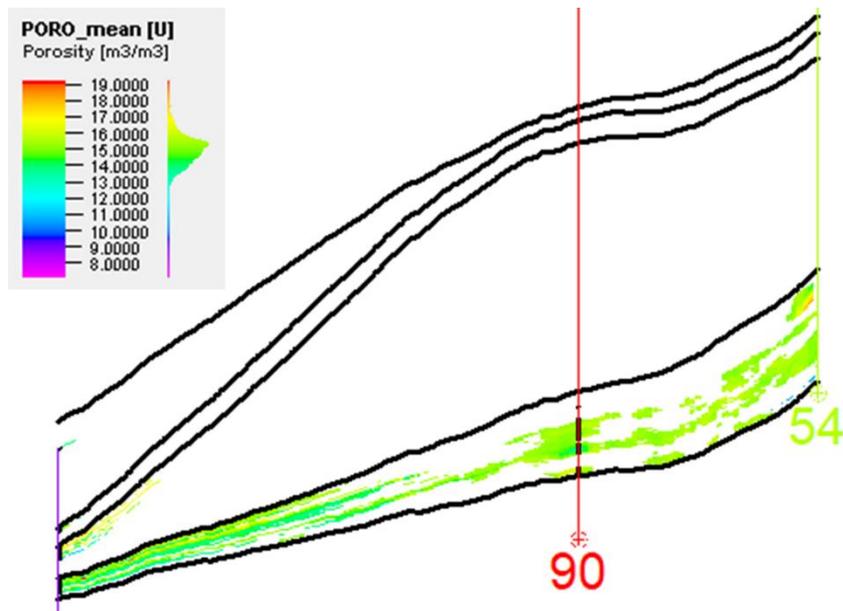


Рис. 5.14 – Геологический разрез куба пористости по линии скв. 54-90-92

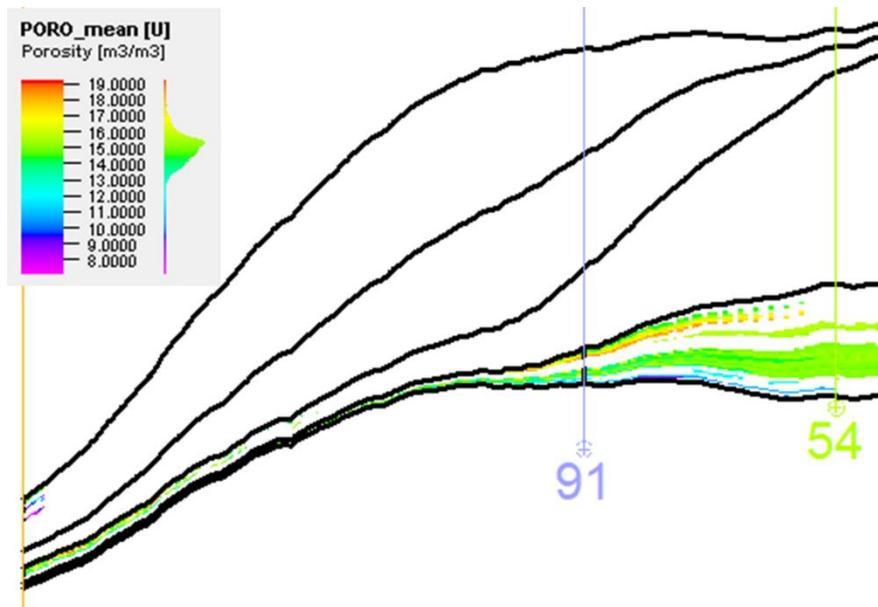


Рис. 5.15 – Геологический разрез куба пористости по линии скв. 54-91-83

Таблица 5.3

Сравнение интегральных значений пористости по скважинным данным и модели

	min		max		mean	
	well	model	well	model	well	model
БТ14	8,6	8,6	19,3	19,3	14,6	14,9
БТ13-2	9,7	9,7	18,6	18,6	15,1	15,0
БТ13-1	10,5	10,5	17,8	17,8	15,5	16,3
БТ13	7,1	7,1	17,1	17,1	10,8	11,1

Модель проницаемости рассчитывалась по ранее выявленным зависимостям:

$$\text{для пластов БТ 13: } \text{perm}_x = 9.6142 \cdot 10^{-6} \cdot \exp(0.73267 \cdot \text{poro}) \quad (5.1)$$

$$\text{для пластов БТ 14: } \text{perm}_x = 1.2285 \cdot 10^{-3} \cdot \exp(0.37596 \cdot \text{poro}) \quad (5.2)$$

Итоговые разрезы куба проницаемости показаны на рисунках 5.16, 5.17.

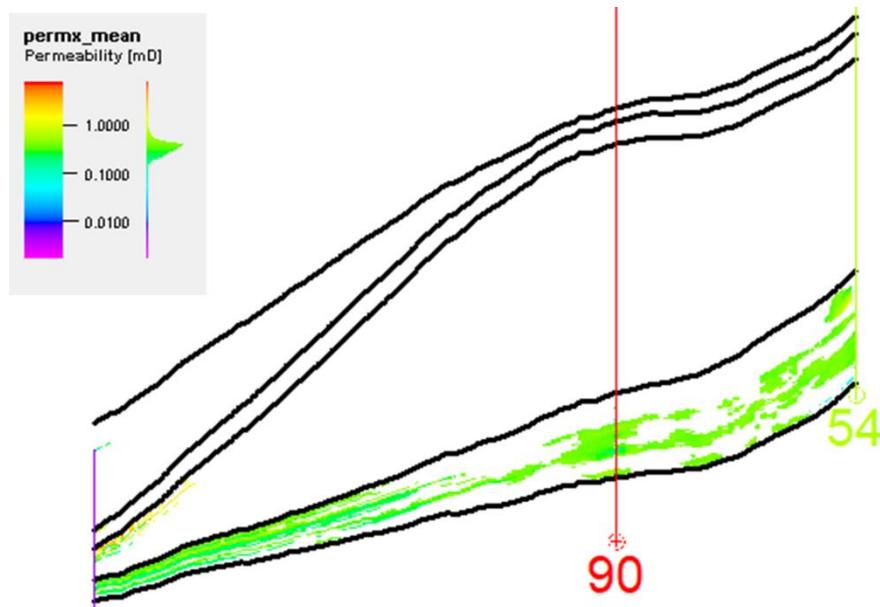


Рис. 5.16 – Геологический разрез куба проницаемости по линии скв.54-90-92

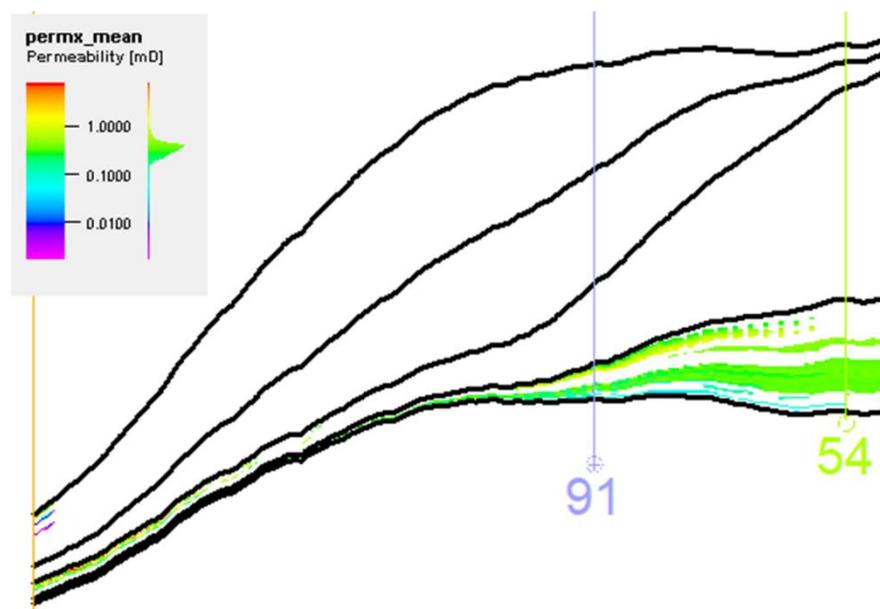


Рис. 5.17 – Геологический разрез куба проницаемости по линии скв.54-90-92

5.6. Создание модели насыщения

Перед построением модели насыщения были проанализированы результаты испытаний, по которым определить границы флюидоразделов не представляется возможным. Это объясняется тем, что насыщение не контролируется положением структурных особенностей геологического объекта, в пределах литологически экранированной залежи имеются самостоятельные линзообразные тела с дифференциальным насыщением. Результаты испытаний представлены в приложении Д.

Так как по результатам испытаний в составе притока присутствует вода, то залежь не является предельно насыщенной, и в ней содержится свободная вода. Поэтому моделирование насыщенности производится от уровня зеркала чистой воды (ЗЧВ).

Предварительно выявлена зависимость капиллярной характеристики от водонасыщенности с нормировкой капиллярных кривых в J-функцию (рис.5.18). Затем итерационным путем для каждого региона насыщенности были подобраны уровни ЗЧВ, удовлетворяющие электрической модели. (рис.5.19) [2,3,8,9]. Средневзвешенные значения коэффициента нефтенасыщенности по основному пласту БТ 14 и геологические разрезы по кубу нефтенасыщенности представлены на рисунках 5.20-5.22

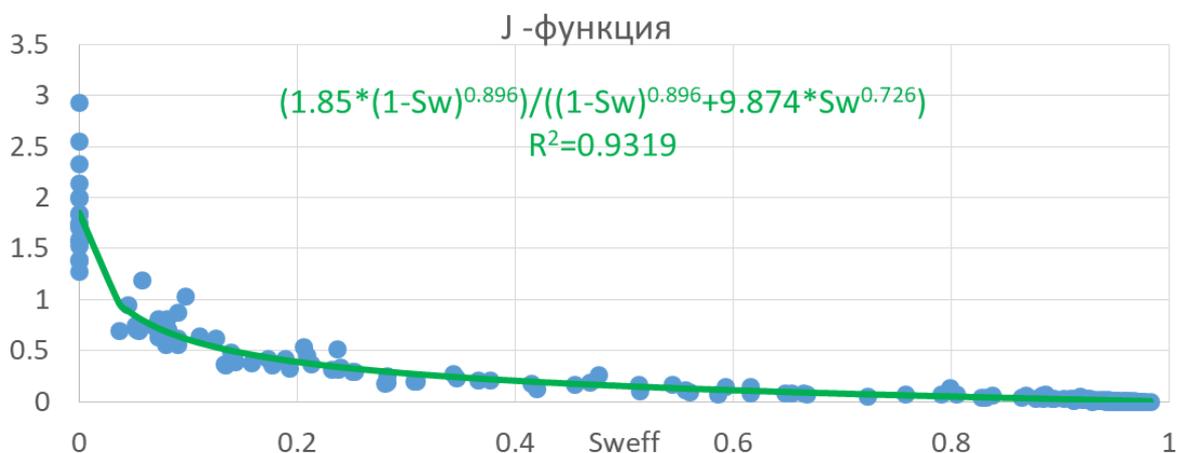


Рис. 5.18 – Зависимость J-функции от эффективной водонасыщенности

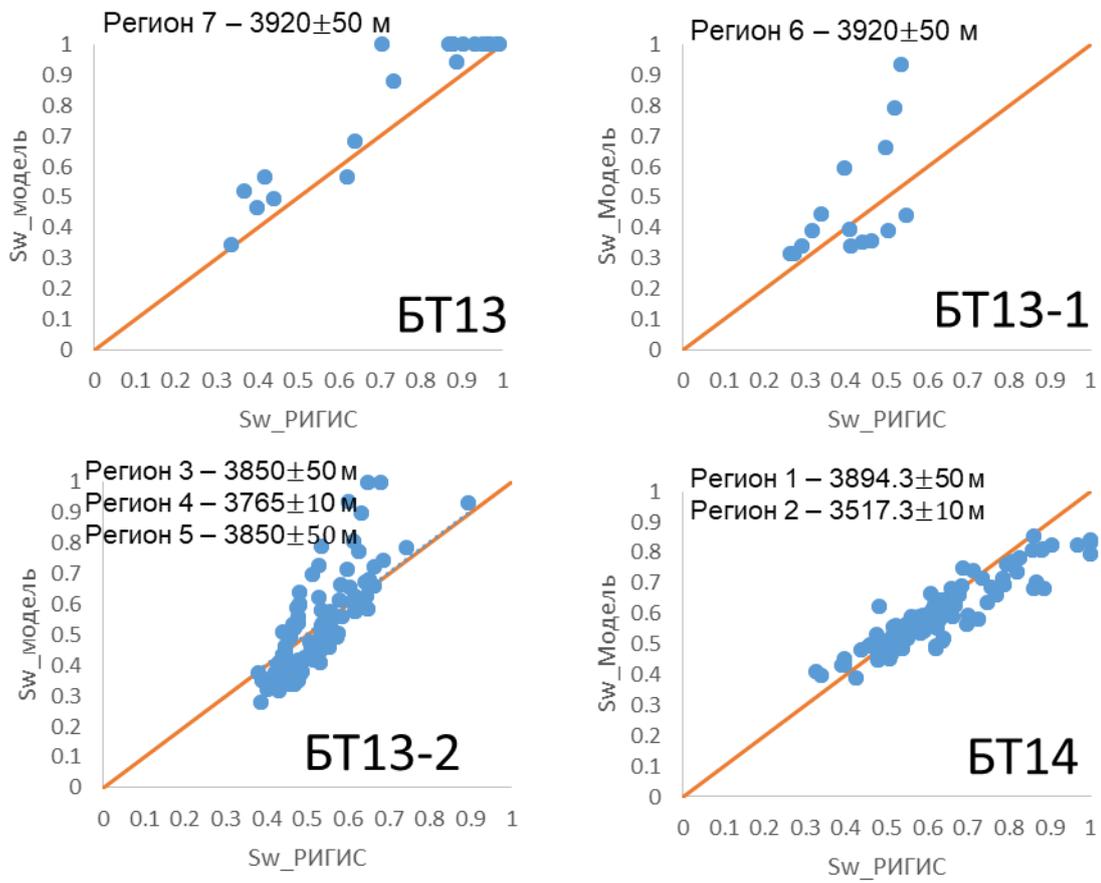


Рис. 5.19 – Сопоставление капиллярной и электрической модели по пластам

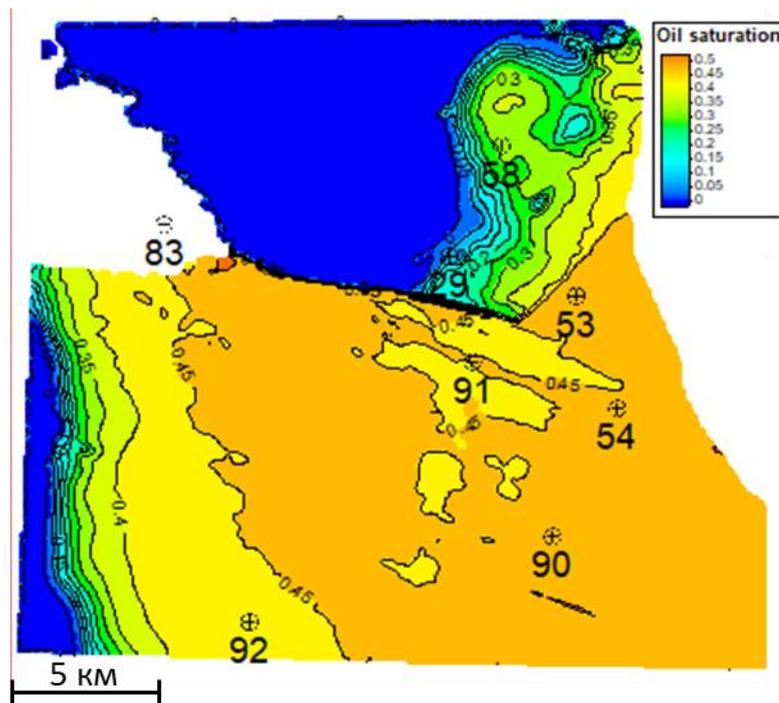


Рис. 5.20 – Средневзвешенные значения коэффициента нефтенасыщенности, пласт БТ14.

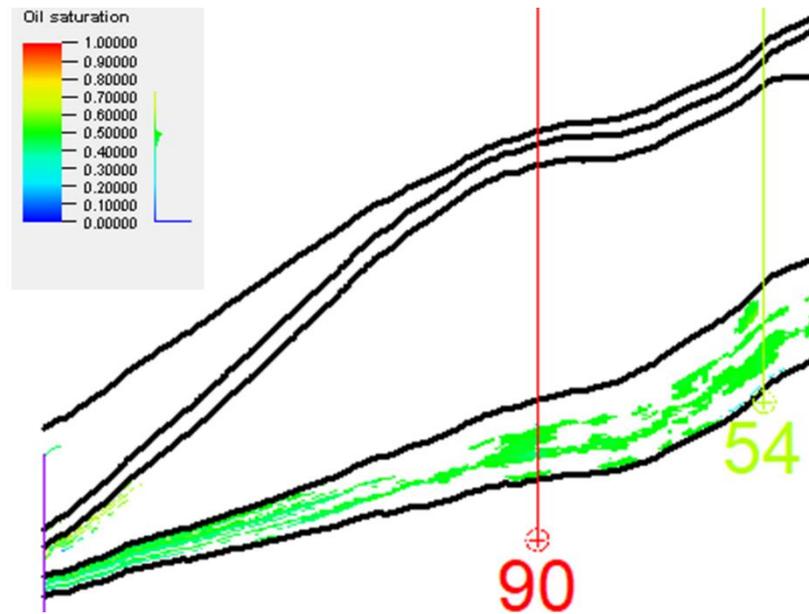


Рис. 5.21 – Геологический разрез куба нефтенасыщенности по линии скважин
54-90-92

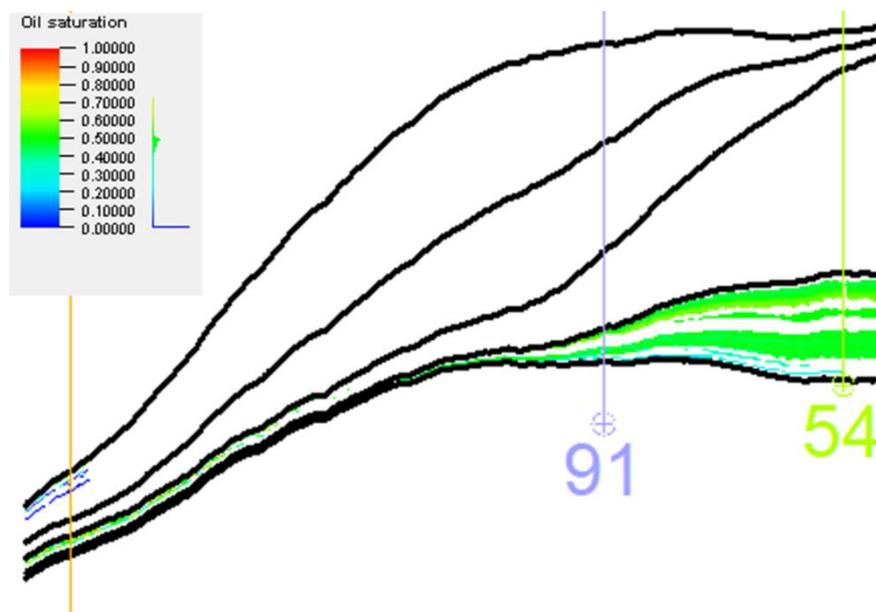


Рис. 5.22 – Геологический разрез куба нефтенасыщенности по линии скважин
54-91-83

5.7. Геологические неопределенности

В ходе построения трехмерной геологической модели был выявлен ряд неопределенностей, которые влияют на содержание начальных геологических запасов и, как следствие, на промышленную разработку.

1) Распространение канальных фаций – в виду отсутствия интерпретации сейсмических данных картирование каналов не представляется

возможным. При наихудшем сценарии существует вероятность отсутствия коллектора в неуверенных зонах распространения каналов (рисунок 5.23)

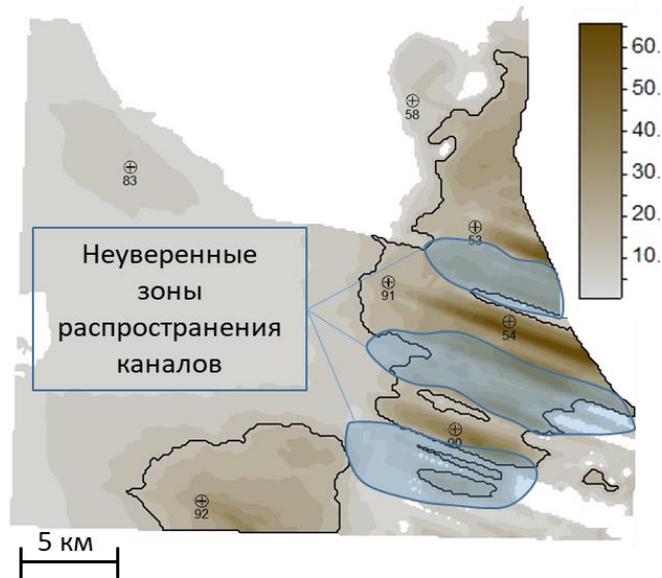


Рис. 5.23 – Неуверенные зоны распространения каналов

2) Насыщение канальных фаций в районе 90 скважины – данные РИГИС противоречат испытаниям скважины. По результатам опробования отмечается приток нефтеводной смеси с высокой степенью обводненности 79%. В связи с этим существует риск получения воды при бурении эксплуатационных скважин в данной зоне

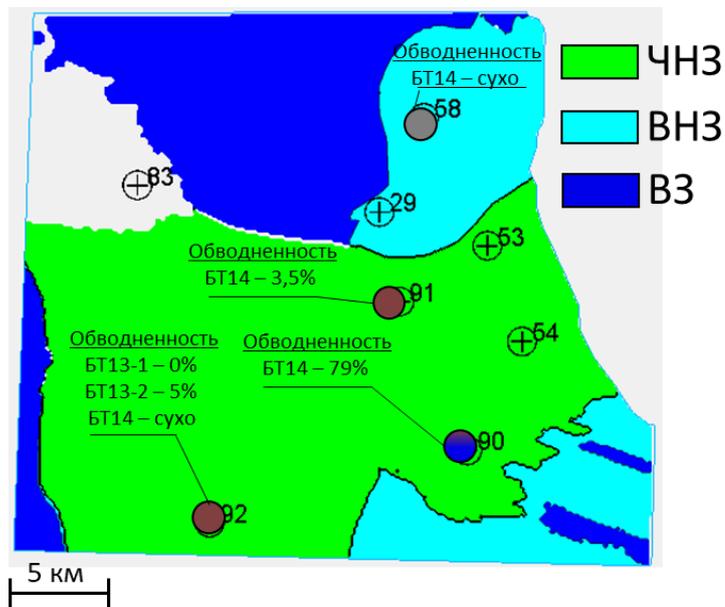


Рис. 5.24 – Зоны насыщения с учетом риска получения воды

3) PVT-исследования свойств пластового флюида – собственные исследования отсутствуют, что вносит существенное влияние на величину начальных геологических запасов углеводородного сырья и на процесс их извлечения. Свойства пластового флюида определяются по данным месторождений-аналогов.

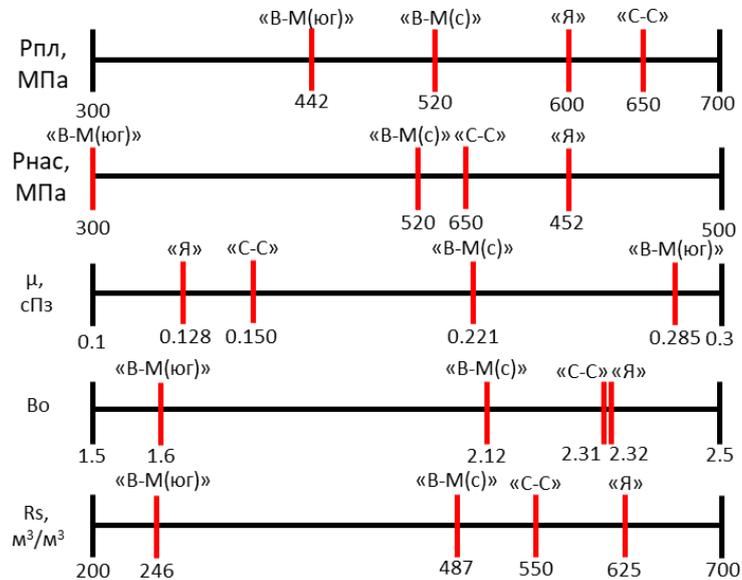


Рис. 5.25 – Интервалы изменения параметров пластового флюида по данным месторождений-аналогов

5.8. Вероятностная оценка запасов и определение реализаций геологической модели для сценариев P10, P50, P90.

С целью снижения рисков при принятии инвестиционных решений по проекту произведено многовариантное моделирование с учётом выявленных неопределённостей, которое позволит произвести вероятностную оценку запасов и выбрать реализации геологической модели для сценариев P10, P50, P90.

Многовариантное моделирование производилось в ПО Petrel. Основой для моделирования является базовый вариант геологической модели, процесс построения которой описан в предыдущей главе. Для получения дополнительных реализаций производилось повторное построение модели, при котором менялись следующие параметры:

- Трендовые карты эффективных толщин, построенные для различных размеров осадочных тел
- Значение граничной отсечки при осреднении куба литологии
- Среднее значение коэффициента пористости
- Уровни ВНК в регионах насыщения
- Объёмный коэффициент нефти
- Плотность нефти

В таблице 5.4 представлены диапазоны варьируемых параметров.

Таблица 5.4.

Диапазоны варьируемых параметров при многовариантном моделировании

Параметр	Min	Mean	Max	Тип распределения	Комментарий
Кп, %	13	15	17	Треугольное	Граничные значения приняты по месторождениям-аналогам
Во, м ³ /м ³	1.4	1.8	2.5	Треугольное	
Плотность нефти, кг/м ³	811	-	831	Равномерное	
Уровни контактов, м	-50 (-10)	0	+50 (+10)	Треугольное	На основании сопоставления РИГИС и J-функции

Для каждой дополнительной реализации производилось последовательное построение кубов литологии, пористости и насыщения, после чего производился подсчёт начальных геологических запасов с учётом различных значений объёмного коэффициента и плотности нефти. В результате работы алгоритма получено 1692 значений начальных геологических запасов с возможностью получить реализацию геологической модели для каждого значения. На рисунках 5.26-5.27 представлено распределение величины начальных геологических запасов по вариантам.

На основании полученного распределения начальных геологических запасов определены значения P10, P50, P90 и соответствующие подсчётные параметры, определены реализации геологической модели, на основании которых будут строиться полномасштабные гидродинамические модели P10, P50, P90. Итоговые значения запасов, подсчётных параметров и

уровней контактов представлены в таблицах 5.5-5.6. В приложении Е представлена детальная таблица подсчёта запасов.

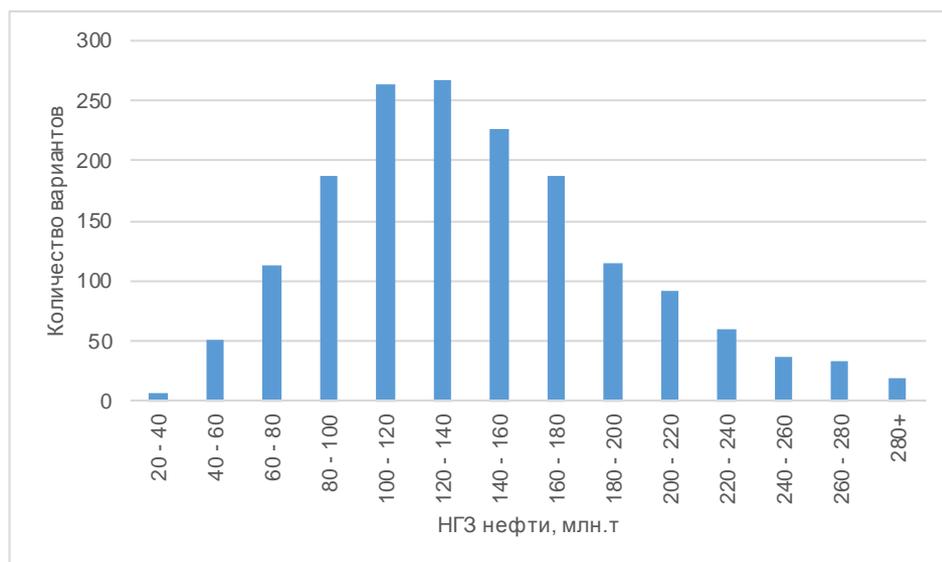


Рис. 5.26 – Гистограмма распределения НГЗ по результатам моделирования.

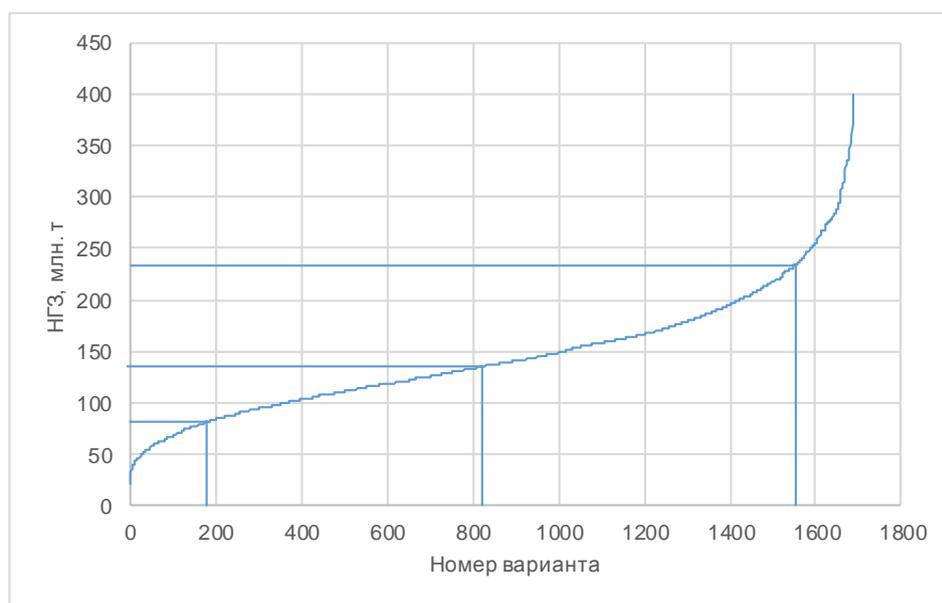


Рис. 5.27 – Распределение НГЗ по вариантам и определение значений P10, P50, P90.

Таблица 5.5.

Результаты подсчёта запасов и принятые значения по вариантам

Вариант	Нэфф, м	Кц, %	Кн, д.ед.	Плотность нефти, кг/м ³	Во, м ³ /м ³	НГЗ, млн. т.
P10	17.12	15.4	46.9	828	1.563	235.6
P50	13.96	15.0	44.3	819	1.854	133.5
P90	11.22	14.5	41.4	812	2.028	79.6

Уровни контактов по вариантам

Пласт	Регион	P10	P50	P90
БТ13	1	3941	3920	3904
БТ13-1	1	3941	3920	3904
БТ13-2	1	3867	3850	3837
	2	3769	3765	3761
	3	3867	3850	3837
БТ14	1	3918	3894.3	3882
	2	3520	3517	3513
	3	3718	3688	3658

Произведён анализ чувствительности величины начальных геологических запасов по основным переменным, результаты которого представлены на рисунке 5.28. Наибольшее влияние на НГЗ оказывает доля коллектора, также большое влияние на величину НГЗ оказывают объёмный коэффициент нефти и пористость коллектора.

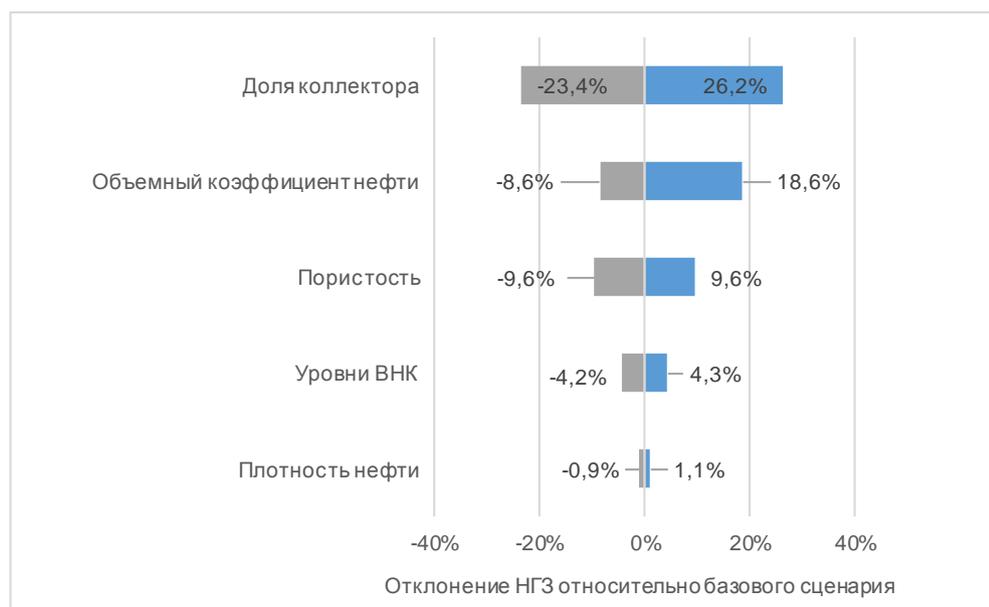


Рис. 5.28 – Анализ чувствительности НГЗ.

5.9. Фазирование проекта

На основании выявленных геологических особенностей и неопределённостей произведено разделение проекта на фазы. На рисунке 5.29 представлено расположение выделенных фаз.

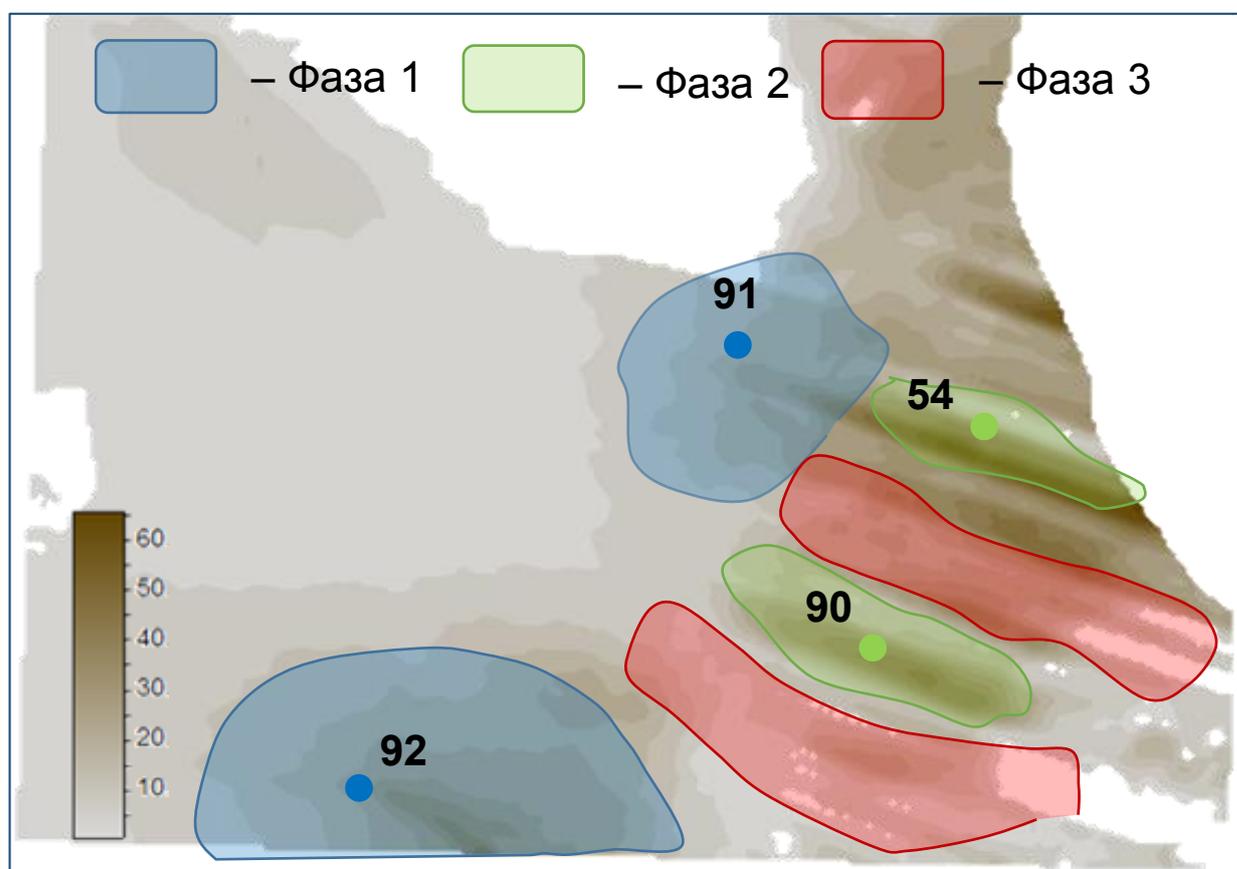


Рис. 5.29 – Расположение выделенных фаз на карте эффективных нефтенасыщенных толщин

В фазу 1 выделены зоны лопастных фаций в районе скважин 91 и 92. Наличие запасов в этих подтверждено притоком нефти, а лопастные фации являются предпочтительной зоной для разработки, так как коллектор в них обладает лучшей связностью по площади в сравнении с коллектором канальных фаций.

В фазу 2 выделены зоны канальных фаций в районе скважин 54 и 90. Насыщенность нефтью в этих зонах определена по ГИС, для подтверждения запасов необходимы переиспытания скважин и получение притока нефти. В зоне скважины 90 высок риск получения высокой обводнённости. Помимо этого,

зоны канальных фаций обладают меньшей связностью, а их распространение по площади хуже прогнозируются. Несмотря на риски, высокие значения нефтенасыщенных толщин и хорошие ФЕС, определённые по ГИС, позволяют прогнозировать высокие дебиты нефти в случае успешных переиспытаний.

В фазу 3 выделены зоны канальных фаций, не подтверждённые разведочным бурением и определённые в ходе стохастического моделирования. Наименее уверенные запасы. Для определения плотности каналов и характера насыщения необходимо бурение дополнительных разведочных скважин.

Разделение на фазы и переход от более изученных зон к менее изученным позволит снизить риски при реализации проекта.

В таблице 5.7 представлены значения начальных геологических запасов нефти в пределах рентабельных толщин с разделением на фазы. С ростом неопределённостей от фазы к фазе растёт разница между запасами вариантов P10 и P90.

Таблица 5.7.

Начальные геологические запасы нефти в зоне рентабельного бурения по фазам

НГЗ, млн.т			
	P10	P50	P90
Фаза 1	37.5	25.7	14.1
Фаза 2	21.7	12.5	5.7
Фаза 3	51.2	21.4	4.1

ГЛАВА 6. СОЗДАНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

6.1. Определение относительных фазовых проницаемостей и конечных точек

Для моделирования относительных фазовых проницаемостей используется 3-х точечное масштабирование. Данный подход предполагает отдельное задание формы кривой ОФП и конечных точек. Принцип подхода на примере задания ОФП в системе вода-нефть представлен на рисунке 6.1. Для активации данного способа масштабирования в симуляторе RFD tNavigator используются ключевые слова ENDSCALE и SCALECRS.

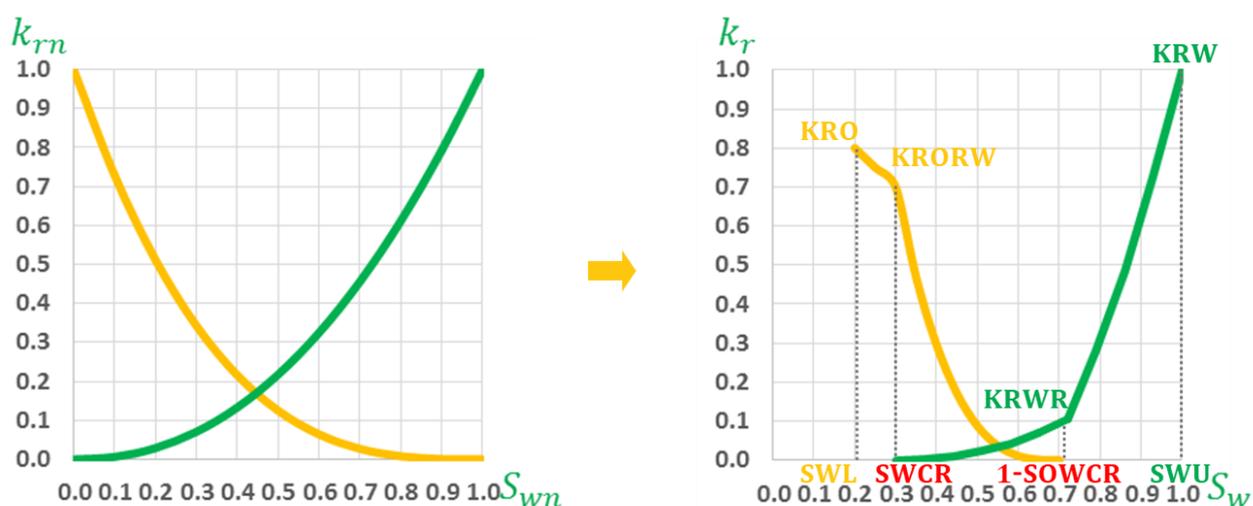


Рис. 6.1 – Принцип 3-х точечного масштабирования ОФП.

Ниже представлен список и определение используемых конечных точек:

- KRO – относительная фазовая проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности (SWL);
- $KRORW$ – относительная фазовая проницаемость по нефти при критической водонасыщенности ($SWCR$);
- $KRWR$ – относительная фазовая проницаемость по воде при критической нефтенасыщенности ($SOWCR$);
- KRW – относительная фазовая проницаемость по воде при предельной водонасыщенности (SWU);
- SWL – остаточная водонасыщенность;
- $SWCR$ – критическая водонасыщенность, значение водонасыщенности, при которой становится подвижной вода;

- SOWCR – критическая нефтенасыщенность, значение нефтенасыщенности, при которой теряет подвижность нефть;
- SWU – предельная водонасыщенность.

Для определения конечных точек использованы результаты исследований по определению Квыт и исследований по определению ОФП. Значения KRO, KRWR, KRORW определены в виде зависимостей от проницаемости. Для KRW не удалось установить зависимость от какого-либо петрофизического параметра, принято медианное значение. Вид зависимостей представлен на рисунке 6.2. Концевые точки SWL и SOWCR определяются петрофизическими зависимостями, представленными на рисунке 3.12. Предельное насыщение SWU принято равным единице. Критическая водонасыщенность SWCR определена в виде зависимости от SLW. Характер зависимости представлен на рисунке 6.3.

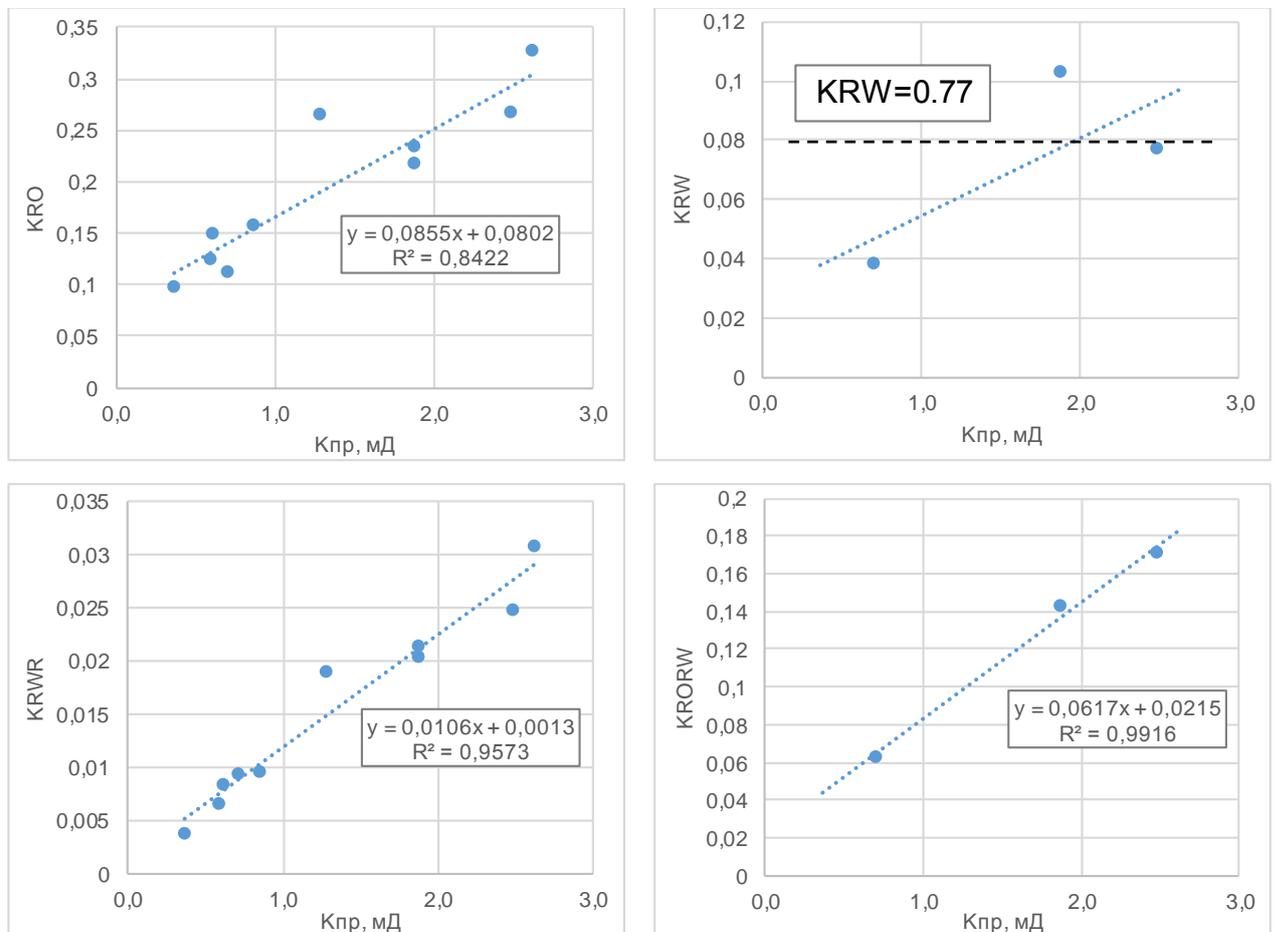


Рис. 6.2 – Определение конечных точек KRO, KRW, KRWR, KRORW.

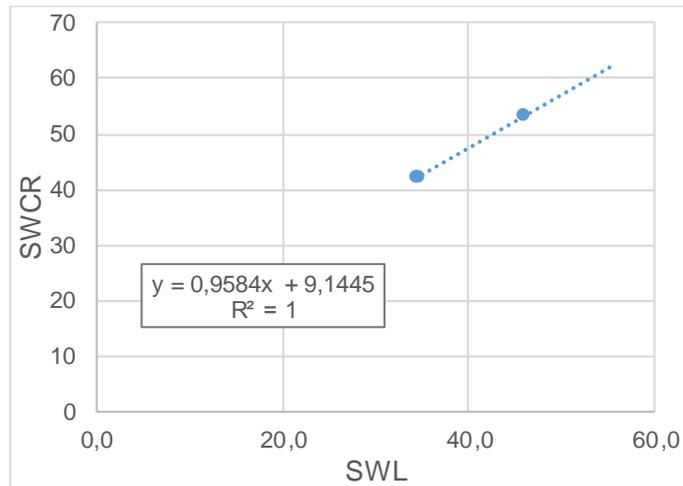


Рис. 6.3 – Определение концевой точки SWCR.

Определение вида кривой ОФП произведено на основании результатов керновых исследований. Для этого произведено масштабирование полученных в результате эксперимента кривых ОФП. Кривая ОФП нефти масштабирована по точкам $SWCR-KRORW$ и $(1-SOWCR)-0$, кривая ОФП воды масштабирована по точкам $(1-SOWCR)-KRWR$ и $SWCR-0$. Вид кривых ОФП после масштабирования представлен на рисунке 6.4. Наиболее точное описание экспериментальных точек получено при использовании корреляции LET. Коэффициенты LET представлены в таблице 6.1

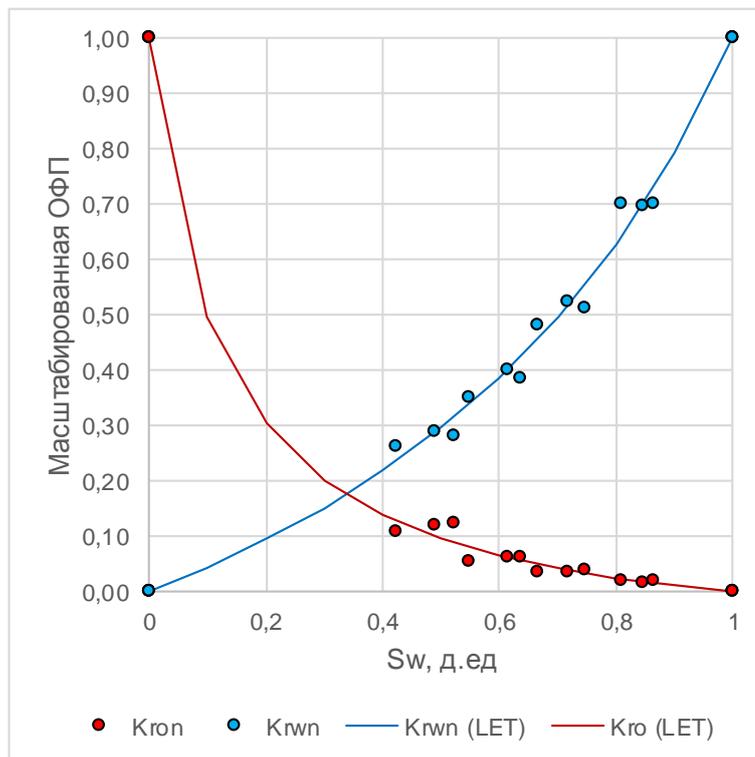


Рис. 6.4 – Масштабированные ОФП в системе вода-нефть.

Коэффициенты LET.

No	Eo	To	Nw	Ew	Tw
1.068	8.925	0.994	0.995	2.402	1.009

Так как собственные исследования ОФП в системе газ-нефть отсутствуют, в модели используются ОФП с месторождения-аналога – месторождения Я. Вид кривых ОФП в системе газ-нефть представлен на рисунке 6.5. Значения конечных точек представлены в таблице 6.2.

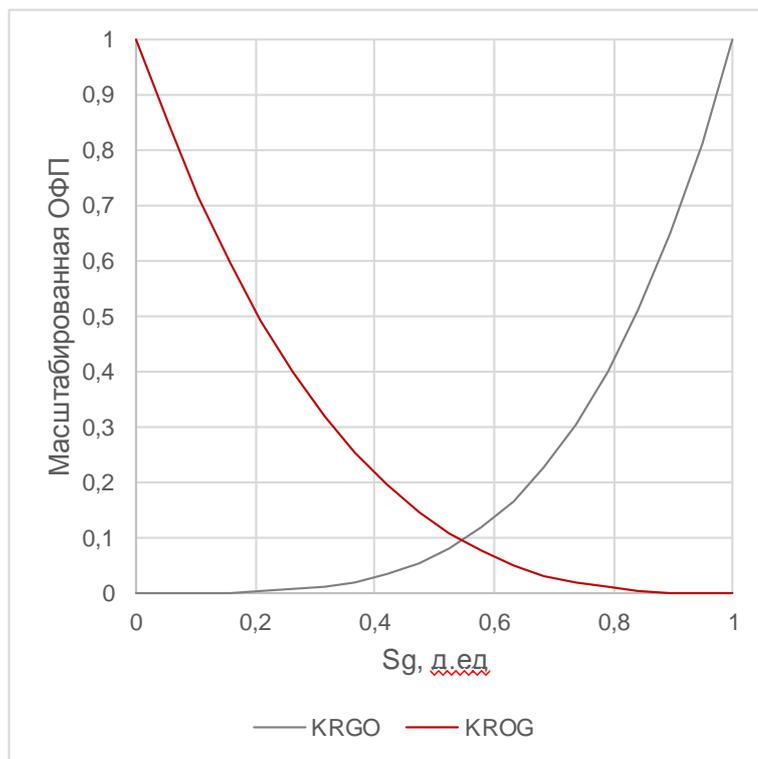


Рис. 6.5 – Масштабированные ОФП в системе газ-нефть (аналог – месторождение Я).

Концевые точки в системе газ-нефть (аналог – месторождение Я).

SGCR	0.075
SOGCR	0.26
SGU	1-SWL
KRGR	0.175
KRG	0.304
KRORG	0.8201*KRO-0.0004

6.2. Анализ пластовых давлений и температур

В процессе определения пластовых температур и давлений в ачимовских отложениях на рассматриваемом объекте использовались результаты испытаний разведочных скважин. Из 15 опробований интервалов в 5 случаях указаны замеры пластового давления и температуры.

Также имеется информация по режиму работы скважины 92 во время опробования интервалов: 3771-3777 (MD), 3791-3805 (MD). При построении индикаторной диаграммы экстраполяцией получены значения пластовых давлений (рис. 6.6.). Общая информация представлена в таблице 6.3.

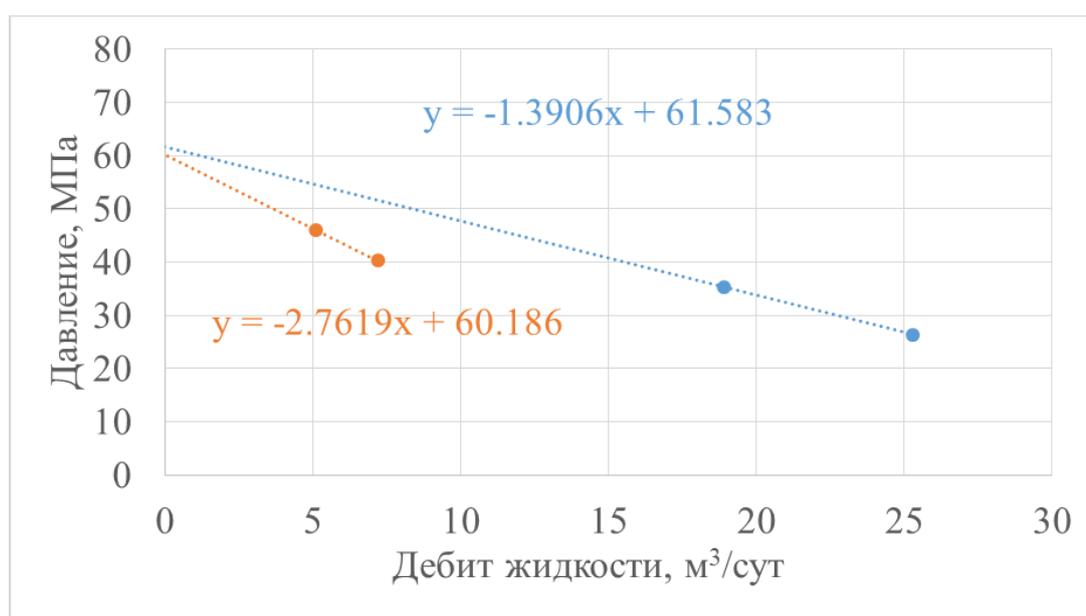


Рис. 6.6 – Индикаторная диаграмма.

Таблица 6.3

Данные испытаний разведочных скважин

Скв	Пласт	Середина интервала испытания или глубина спуска прибора, м (абс)	T, °C	1/T, °C ⁻¹	Рпл, МПа	Ка	Комментарии
52	БТ14-Ю3	3506	105	0.030	52.1	1.515	Испытания
90	БТ14	3619.4			45.2	1.273	Испытания
91	БТ14	3528.3	95.92	0.027	53.12	1.535	Испытания
92	БТ13-1	3726	97	0.026	57.38	1.570	Испытания
92	БТ13-2	3744	98.3	0.026	50.68	1.380	Испытания
92	БТ13-1	3726			60.19	1.647	Экстраполяция
92	БТ13-2	3744			61.58	1.677	Экстраполяция

Отмечается, что присутствуют замеры пластового давления, отличающиеся минимальным K_a по сравнению с другими, в следствие недовосстановления забойного давления до пластового. Значения пластового давления по индикаторным диаграммам, полученные экстраполяцией имеют завышенные значения K_a .

Допуская, что в интервале ачимовских отложений градиент температуры и коэффициент аномальности не изменяется по причине формирования залежей сравнительно в одно геологическое время и в одинаковых термобарических условиях, определены сценарии P10, P50 и P90 с соответствующими значениями K_a и градиента температуры, а также указаны средние глубины залегания коллектора по пластам исходя из данных 3 вариантов геологической модели (таблица 6.4).

Следующим шагом стало построение гистограмм распределения пластового давления и температуры, учитывающие интервал изменения глубин коллектора, значений K_a и градиенты температур согласно сценариям P10, P50, P90 (рисунок 6.7 и таблица 6.5). В итоге получены значения пластового давления и температуры по сценариям P10, P50 и P90

Таблица 6.4.

Значения K_a , градиента температуры, средних глубин залегания коллектора по сценариям P10, P50, P90

Параметр	P10	P50	P90
K_a	1.647	1.540	1.380
Градиент температуры	0.030	0.027	0.026
Глубина коллектора по модели, м			
БТ13	3768.8	3768.8	3768.08
БТ13-1	3773.45	3771.17	3767.89
БТ13-2	3768.3	3768.88	3769.17
БТ14	3655.46	3651.03	3645.44

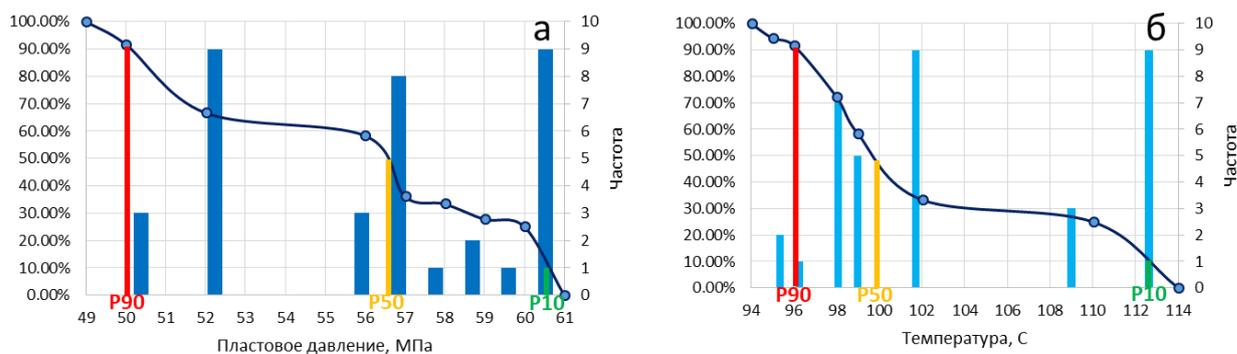


Рис. 6.7 – Гистограммы распределения: пластового давления (а), температуры (б)

Таблица 6.5

Значения пластовых температур и давлений

	P10		P50		P90	
	Рпл, МПа	Т, С	Рпл, МПа	Т, С	Рпл, МПа	Т, С
БТ13	60,89	113,1	56,93	101,8	51,02	98,0
БТ13-1	60,93	113,3	56,97	101,8	51,05	98,0
БТ13-2	60,89	113,1	56,94	101,8	51,02	98,0
БТ14	58,98	109,5	55,15	98,6	49,42	94,9
Ач	60,60	112,4	56,38	100	50,13	96,2

6.3. Анализ свойств пластовых флюидов

6.3.1. Создание PVT-модели (E100)

Лабораторные исследования свойств пластового флюида отсутствуют, в связи с чем существует высокая неопределенность по составу УВС.

Поэтому на первом этапе ставилась задача оценить интервал вероятных значений давления насыщения. Для этого была найдена зависимость давления насыщения от термобарического коэффициента по месторождениям-аналогам, который косвенно связан со степенью зрелости УВС (рисунок 6.8) [18]. Данная зависимость использовалась для сценария P50, для сценариев P10 и P90 использовались минимальные и максимальные значения по приведенным месторождениям (таблица 6.6)

Вероятностная оценка значений для таких параметров как: плотность нефти, плотность газа, пластовые температура и давление проводились на предыдущих этапах. С учетом возможных значений давлений насыщения нефти газом информация обобщена и сведена в таблицу 6.7.

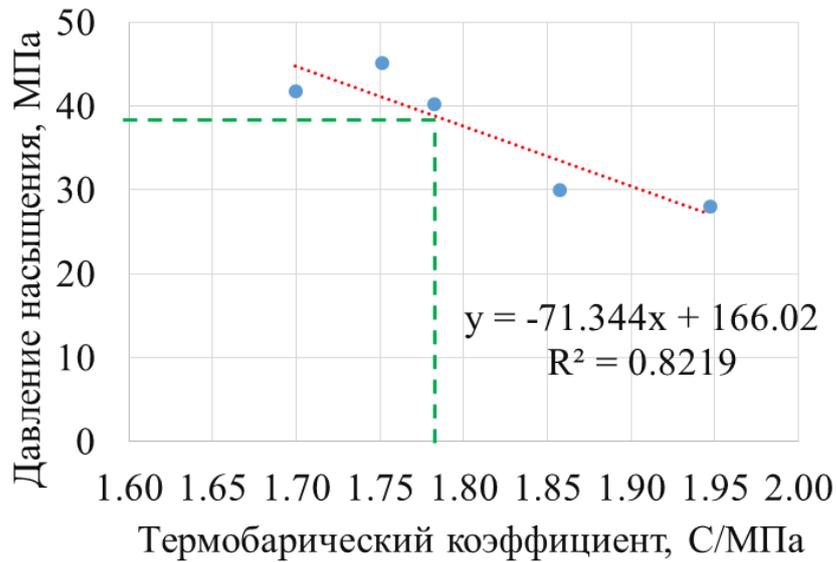


Рис. 6.8 – Зависимость давления насыщения от термобарического коэффициента

Таблица 6.6

Значения давления насыщения, термобарического коэффициента по месторождениям-аналогам

Месторождение	$P_{пл}$	$P_{нас}$	t	t/P
С (Ач5)	56.5	28	110	1.947
В.М, юг	44.2	30	82.1	1.857
В.М, север	52	40.3	92.7	1.783
С-С	65.9	41.8	112	1.700
Я	62.8	45.2	110	1.752
«Т»	56.38	39.47	100	1.774

Таблица 6.7

Сводная таблица параметров залежи и флюида по сценариям P10, P50, P90

	P10	P50	P90
$P_{нас}$, МПа	28	39,47	45,20
$P_{пл}$, МПа	60,60	56,38	50,13
T , С	112,40	100	96,17
ρ_H , кг/м ³	828	819	812
ρ_G , кг/м ³	0,914	0,951	1,009

Следующим этапом послужили многовариантные построения корреляций с помощью ПО «Petrel» с вариативностью параметров (плотность нефти, плотность газа, давление насыщения, температура пласта). В итоге получена 81 корреляция объемного коэффициента нефти, газосодержания нефти, вязкости нефти в пластовых условиях с последующим построением гистограмм распределения. По данным гистограммам распределения определены 3 модели PVT (рис.6.9-6.10, табл.6.8).

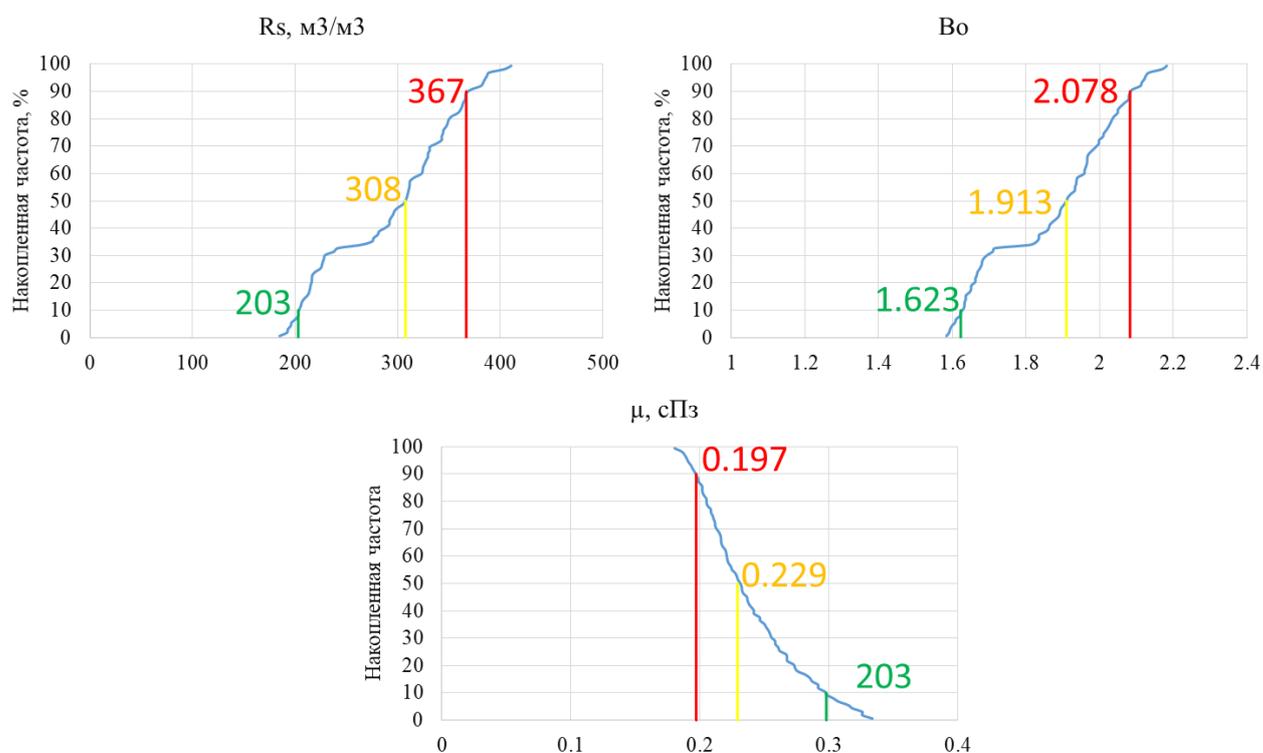


Рис. 6.9 – Гистограммы распределения газосодержания, объемного коэффициента, вязкости нефти при давлении насыщения

Таблица 6.8

Сводная таблица со значениями объемного коэффициента нефти, газосодержания и вязкости при пластовых условиях

Параметр	P10	P50	P90
Bo (Pr)	1.563	1.854	2.028
Rs (Pr), м ³ /м ³	203	308	367
μ (Pr), сПз	0.359	0.279	0.223

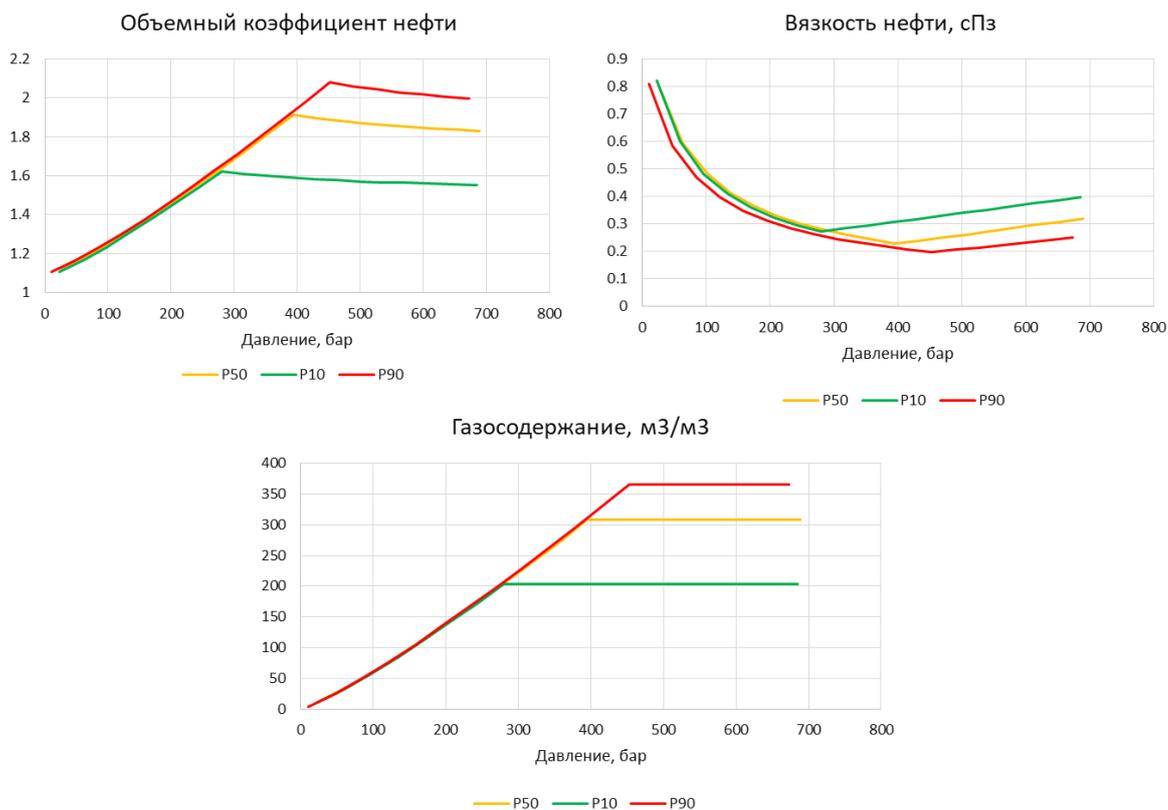


Рис. 6.10 – PVT-модели (E100) по сценариям P10, P50, P90

6.4. Настройка композиционного состава на PVT-модель

С целью воспроизведения процессов массообмена между газовой и нефтяной фазами необходимо создать композиционную модель пластового флюида.

Время расчета композиционной модели сильно зависит от количества компонентов, поэтому для оптимизации времени расчетов состав представлен 7 компонентами, который был взят с месторождения Я.

Несмотря на то, что компонентный состав взят из месторождения-аналога, с помощью инструмента автоадаптации ПО «tNavigator» настроена PVT-модель путем подбора молярной концентрации компонентов [33]. В частности, величина давления насыщения нефти газом настраивалась путем подбора значения коэффициента парного взаимодействия метана с тяжелой углеводородной группой C12+, величина объемного коэффициента пластовой нефти настраивалась путем подбора значения «шифт»-параметра для метана, величина динамической вязкости пластовой нефти настраивалась путем подбора

соответствующего значения критического мольного объема тяжелой углеводородной группы C12+ и коэффициентов корреляции Лоренца-Брея-Кларка.

Итоговый композиционный состав представлен в таблице 6.9, результат адаптации композиционной модели (E300) на модель «черной нефти» (E100) показан на рисунке 6.11.

Таблица 6.9

Итоговый композиционный состав нефти по сценариям P10, P50, P90

Компоненты	Молекулярная масса, кг/кг-моль	Молярная концентрация, д.ед		
		P10	P50	P90
C1N2	16.07	0.384	0.571	0.561
C2CO	30.85	0.099	0.101	0.105
C3	44.10	0.038	0.057	0.098
C4	58.12	0.092	0.006	0.004
C5	72.151	0.024	0.003	0.006
C6+	111.49	0.321	0.151	0.134
C12+	284	0.042	0.111	0.092

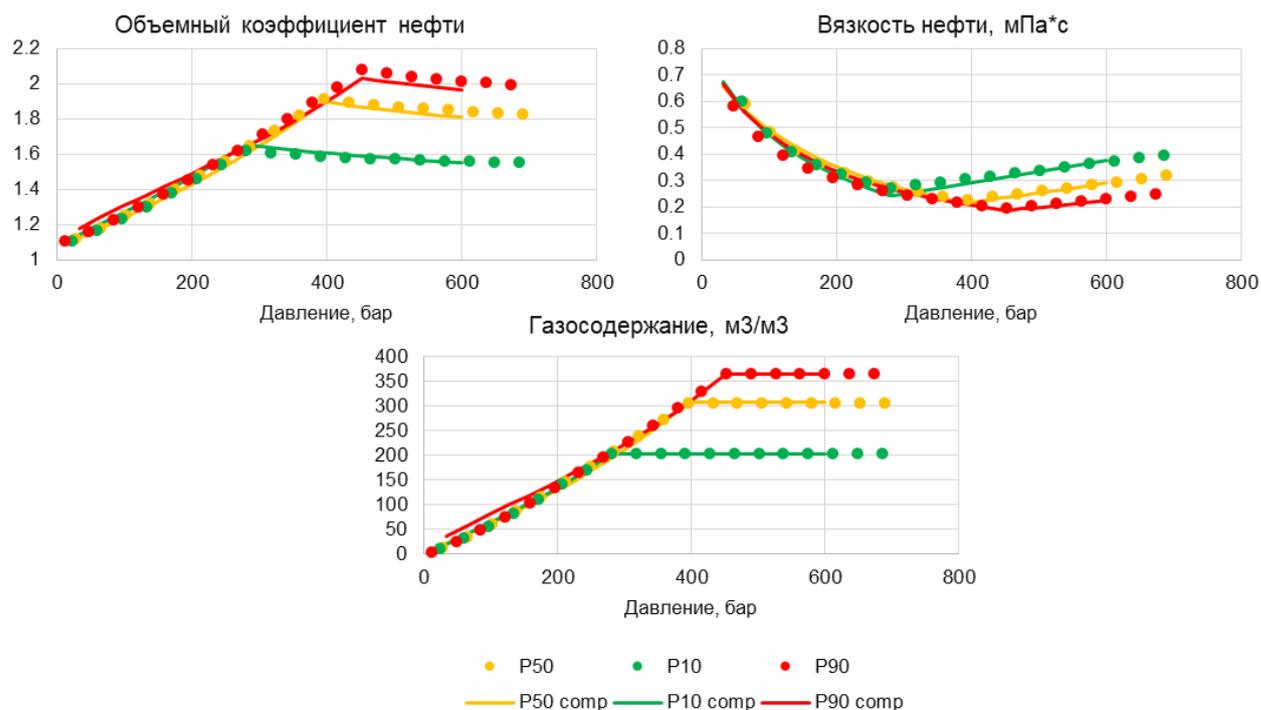


Рис. 6.11 – Результаты адаптации композиционной модели (E300) на модель «черной нефти» (E100)

6.5. Создание начальных и граничных условий

Существует 3 варианта задания начального распределения давления и насыщенности в модели: явное неравновесное, равновесное, явное равновесное.

Учитывая, что в трехмерной геологической модели распределение насыщенности произведено равновесно с применением J-функции, и при переходе к фильтрационной модели процесс апскейлинга не производился, то задание насыщенности и распределение давления производятся также с учетом равновесия капиллярной и гравитационной составляющей.

Принимая во внимание генезис отложений, в частности: залежь является литологически экранированной, то приток из законтурной области невозможен, и в роли граничных условий выступает условие непроницаемой границы.

6.6. Создание VFP таблиц

Перед этапом создания VFP таблиц главной задачей является определение области работы скважин на фонтанном и механизированном режимах добычи.

Для определения области работы средней скважины построена матрица применимости с учетом достижения устьевого давления $P_u=20$ атм, PVT свойств пластового флюида и конструкции скважины при помощи программного кода VBA (рисунок 6.12).

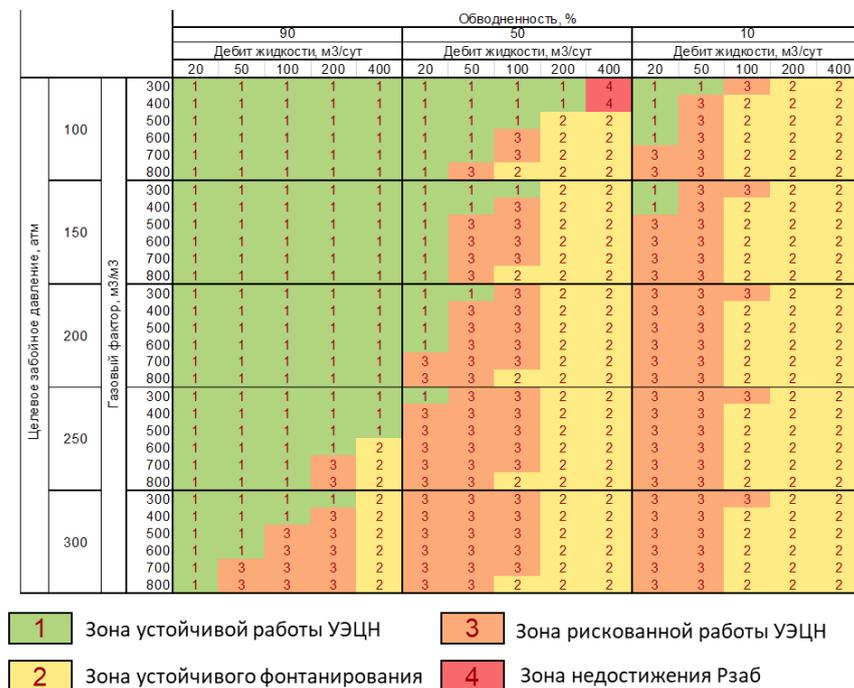


Рис. 6.12 – Матрица применимости УЭЦН

Из матрицы следует, что УЭЦН применим при высокой степени обводненности продукции и при низких целевых забойных давлениях, фонтанный режим устойчив при больших дебитах и высоких значениях ГФ (более 500 м³/м³). Стоит отметить, что при низкой обводненности низкие целевые давления достигаются на фонтанном режиме. Это объясняется тем, что нефть относится к типу легких с высоким газовым фактором, что вносит существенное влияние на давление, создаваемое столбом жидкостью в стволе скважине.

Также с помощью программного кода VBA созданы гибридные VFP таблицы, объединяющие в себе режимы эксплуатации на фонтанном режиме и механизированным способом с помощью УЭЦН.

ГЛАВА 7. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

7.1. Анализ системы разработки месторождений-аналогов

Для определения и формирования системы разработки месторождения, необходимо знать способы разработки месторождений-аналогов, которые были определенных на первых этапах. (пункт 2.5)

В таблице 7.1 приведены результаты анализа систем разработки ачимовских отложений таких аналогов, как ЛУ С-С и ЛУ Я. Сравнение основных показателей разработки формирует список применяемых технологий на месторождениях аналогов, определяет потенциальную конструкцию скважин и систему разработки, возможность и необходимость использования системы ППД и стартовые дебиты.

Все ачимовские отложения аналогов, приведенные в таблице 7.1, разрабатываются горизонтальными скважинами с многостадийным ГРП, что подтверждается для месторождения «Т» расчетами, результаты которых приведены в таблице 7.2, имеют рядную систему расположения скважин. Кроме того, на данный момент, ни на одном месторождении не реализована система ППД, однако недропользователями активно прорабатывается возможность закачки газа, особенно в режиме смешивающегося вытеснения, что приводит к необходимости рассмотрения подходящих для реализации на месторождении «Т» МУН.

Основные показатели разработки аналогов

Параметры	Ед. изм.	С-С	Я	«Т»		
				ННС+ГРП	ГС	ГС+МГРП
Эфф. ННТ	м	35	47	25		
Пористость	%	15	13	15		
Проницаемость	мД	0.65	0.25	0.38		
Вязкость нефти в пл. усл.	сПз	0.199	0.29	0.27		
Плотность нефти в ст. усл.	г/см ³	0.812	0.82	0.828		
Rнас	атм	407	320	395		
Система разработки	-	Рядная, истощение	Рядная, истощение	Рядная, истощение	Рядная, истощение	Рядная, истощение
Конструкция скважин	-	ГС(1000) МГРП(7)	ГС(1800) МГРП(18)	ННС+ГРП	ГС (1600м)	ГС(2000) МГРП(16)
ПСС	Га/скв	98	140	64	176	138
Расстояние м/у портами	м	150	100	-	-	125
Расстояние м/у рядами скважин	м	700	570	800	800	600
Дебит нефти	т/сут	312	727	25	90	500
Депрессия	атм	100	310	186	180	184
Темп падения нефти за 1 год	%	70	84	60	64	81

Таблица 7.2

Экономическая оценка типов скважины

Параметры	Тазовское		
	ННС+ГРП	ГС	ГС+МГРП
NPV	-52.48	76.69	322.62

7.2. Скрининг МУН

Исходя из геолого-геофизическом характеристик залежи месторождения «Т» проведен скрининг всех имеющихся третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [1,13,24]. В скрининге участвовали:

Термические методы, подразделяющиеся на:

1. Воздействие паром на пласт. Методика заключается в непрерывном нагнетании горячего пара в пласт, для прогрева породы и флюида, содержащегося в порах, при этом происходит влияние на остаточную нефтенасыщенность.

2. Закачка горячей воды в пласт. Метод направлен на прогрев пласта, до отмыв зоны проникновения горячей воды, снижение остаточной нефтенасыщенности, уменьшение вязкости нефти при повышении подвижности.
3. Внутрислое горение. Создается зона экзотермических реакций, позволяющая до извлечь нефть за счет сжигания ее части, которая приводит к прогреву пласта и флюида.

Физико-химические методы:

1. Заводнение поверхностно активными веществами (ПАВ). При положительном влиянии адсорбции ПАВ происходит изменение фазовой проницаемости месторождения, что приводит к снижению поверхностного натяжения на границах фаз. Это приводит к увеличению подвижности нефти.
2. Заводнение полимерами. Основная задача при закачке – выравнивание профиля заводнения на месторождении за счет снижения вязкостной разницы между нефтью и водным раствором полимера. Позволяет снизить приемистость высокопроводящих каналов и перенаправить фронт заводнения в неохваченные зоны для до отмыва и получения дополнительной добычи нефти.
3. Щелочное заводнение. При щелочном заводнении происходят химические реакции между щелочью и органическими кислотами, содержащимися в пласте, что приводит к образованию ПАВ. Позволяет уменьшить контактный угол смачивания между породой и водой, приводит к гидрофилизации породы и повышению эффективности вытеснения нефти.

Газовые методы:

1. Воздействие углекислым газом (CO_2). Благодаря способности CO_2 хорошо растворяться в воде, имеет высокую эффективность при закачке. Однако способность растворяться в углеводородах

значительно выше (в 4-5раз), что позволяет до отмывать пленочную нефть, сопровождается снижением вязкости нефти.

2. Воздействие азотом (N_2) на пласт. Обладает малой способностью смешения с пластовыми флюидами. Используется для повышения пластового давления. При нагнетании под высоким давлением, может повлиять на уровень остаточной нефтенасыщенности.
3. Закачка углеводородных (УВ) газов. Подразделяется на смешиваемое и несмешиваемое вытеснение. При несмешиваемом вытеснении влияет на пластовое давление, однако при реализации режима смешения, имеет высокой проникающей способностью в пластовые УВ флюиды, обогащает пластовую нефть легкими УВ фракциями снижая ее вязкость и повышая подвижность, приводит к эффекту до отмыва [35].

Кроме того, рассмотрены комбинированные методы – водогазовое воздействие (ВГВ) и заводнение ПАВ+щелочь+полимер.

Мировая практика добычи нефти за счет МУН приведена на рисунке 7.1.

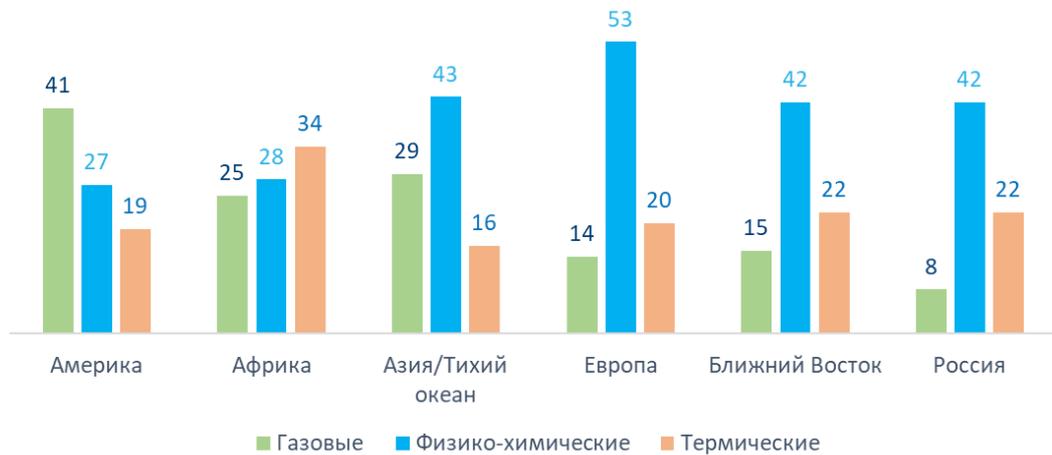
По результатам скрининга выделена группа наиболее перспективных для эффективного применения методов [19,21,27]. Положительный результат был получен для группы газовых методов. Эффективность газовых методов обосновывается в таблице 7.3. Кроме того, ачимовские отложения обладают низкой проницаемостью, меньше 2мД, что представляет невозможным реализацию системы поддержания пластового давления с помощью водных агентов, так как невозможно их закачать в пласт, в то время как газ может быть использован в таких целях. С течением разработки растет газовый фактор на месторождении, что неизбежно приводит к увеличению объемов добываемого газа, при использовании добываемого газа в качестве агента под закачку не возникает проблем с его транспортировкой и сбытом, а также согласно постановлению правительства РФ от 8 ноября 2012 г №7 с нефтедобывающих компаний взимаются штрафы за выбросы загрязняющих окружающую атмосферу веществ, которые образуются при сжигании на факельных установках попутного нефтяного газа, что обуславливает поиск нового пути реализации

больших объемов ПНГ. Одним из перспективных путей решения метода реализации ПНГ является газовое воздействие на пласт.

Таблица 7.3

Скрининг применимости МУН на месторождении «Т»

	Газовые			Физико-химические			Термические			Комбинированные							
	УВ	CO ₂	N ₂	Несм	ПАВ	Полимер	Щелочь	Пар	Гор. вода	Внутрипл. горение	ВГВ	ASP					
Важные критерии																	
Р, МПа	>42,3 (56,7)	>42,6 (56,7)	>50,7 (56,7)	ρ, кг/м ³	<980 (819)	Т, °С	<120 (100)	<70 (100)	<70 (100)	d _л , м	<1400 (3700)	<1500 (3700)	150-1800 (3700)	к _{пр} , мД	>100 (0,15)	Т, °С	<70 (100)
d _л , м	>1200 (3700)	>600 (3700)	>1800 (3700)	μ, сПз	<600 (0,28)	μ, сПз	<5 (0,28)	<150 (0,28)	<100 (0,28)	к _{пр} , мД	>200 (0,28)	>1000 (0,28)	>50 (0,28)	d _л , м	>1800 (3700)	μ, сПз	<100 (0,28)
ρ, кг/м ³	<850 (819)	<920 (819)	<850 (819)	d _л , м	>200 (3700)	ρ, кг/м ³	<900 (819)	<980 (819)	<900 (819)	h, м	>6 (25)	>6 (25)	30-50 (25)	μ, сПз	<25 (0,28)	ρ, кг/м ³	<900 (819)
μ, сПз	<5 (0,28)	<10 (0,28)	<2 (0,28)	к _{пр} , д.ед	>0,5 (0,51)	к _{пр} , мД	>20 (0,28)	>50 (0,28)	>50 (0,28)	μ, сПз	4700-200000 (0,28)	1000-10000 (0,28)	12-5000 (0,28)	к _{пр} , д.ед	>0,35 (0,44)	к _{пр} , мД	>50 (0,28)
Второстепенные критерии																	
h, м	<10 (25)	<25 (25)	<25 (25)	h, м	<25 (25)	к _{пр} , д.ед	>0,35 (0,44)	>0,5 (0,44)	>0,4 (0,44)	ρ, кг/м ³	<1015 (819)	<1015 (819)	<1000 (819)	h, м	<20 (25)	к _{пр} , д.ед	>0,4 (0,44)
к _{пр} , д.ед	>0,3 (0,44)	>0,2 (0,44)	>0,35 (0,44)	к _{пр} , мД	н/к	h, м	<20 (47)	<70 (47)	<70 (47)	к _{пр} , д.ед	>0,4 (0,44)	>0,5 (0,44)	>0,5 (0,44)	Р, МПа	>18 (56,7)	h, м	<70 (47)
Т, °С	30-165 (100)	30-125 (100)	30-125 (100)	Т, °С	н/к	Р, МПа	н/к (56,7)	н/к (56,7)	н/к (56,7)	Р, МПа	н/к (56,7)	н/к (56,7)	н/к (56,7)	Т, °С	>50 (100)	Р, МПа	н/к (56,7)
к _{пр} , мД	н/к (0,28)	н/к (0,28)	н/к (0,28)	Р, МПа	н/к	d _л , м	н/к (3700)	н/к (3700)	н/к (3700)	Т, °С	н/к (100)	н/к (100)	н/к (100)	Р, кг/м ³	н/к (819)	d _л , м	н/к (3700)



Обзор составлен НИК ПЕТРОС 2010

Рис. 7.1 – Мировая практика добычи нефти за счет МУН, %

7.3. Анализ дизайна МГРП по месторождениям-аналогам

Для определения оптимального дизайна МГРП проанализирован опыт проведения технологии на месторождениях со схожими геолого-геофизическими характеристиками.

В ходе оценки обнаружена корреляционная связь между тоннажом на 1 стадию и значениями нефтенасыщенных толщин. Согласно данной зависимости

в условиях месторождения «Т» со средними нефтенасыщенными толщинами 25 м в районе зоны рентабельности, масса проппанта, закачиваемого в 1 порт должна составлять не менее 150 т (рисунок 7.2).

При исследовании опыта проведения ГРП на Приобском месторождении выявлена эмпирическая логарифмическая зависимость полудлины трещины от массы проппанта. При закачивании 150 т проппанта образуется трещина со значением полудлины в размере 150 м (рисунок 7.3). Аналитические расчеты, проведенные по методике Mukherjee and Economides подтверждают данное значение (рисунок 7.4.) [32].

Учитывая, что несоответствие работающей трещины ГРП и планируемой по дизайну составляет 50%, в модели полудлина принята 75 м (рисунок 7.5).

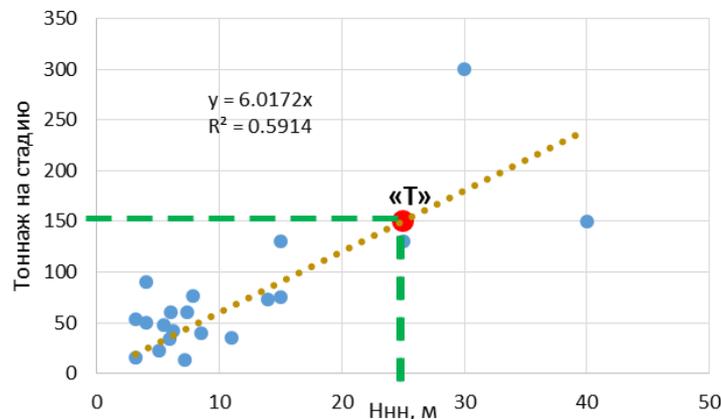


Рис. 7.2 – Эмпирическая зависимость массы проппанта на стадию от значений нефтенасыщенных толщин

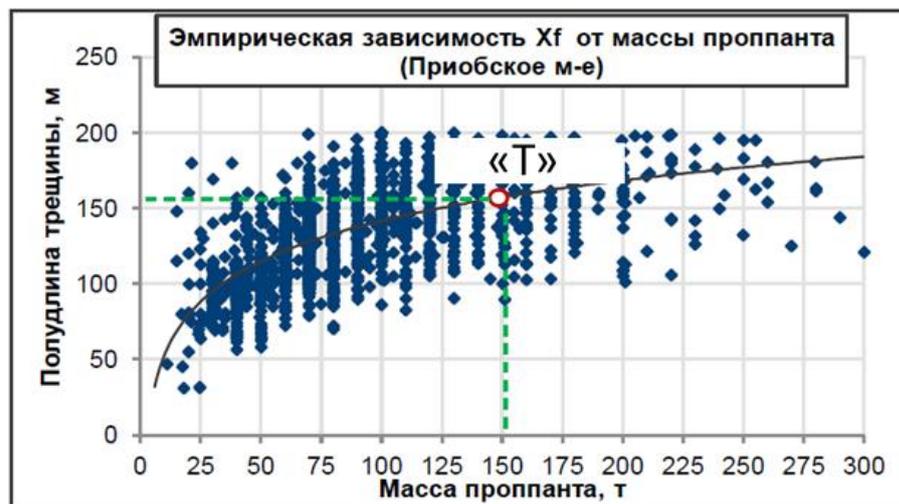


Рис. 7.3 – Эмпирическая зависимость полудлины трещины от массы проппанта

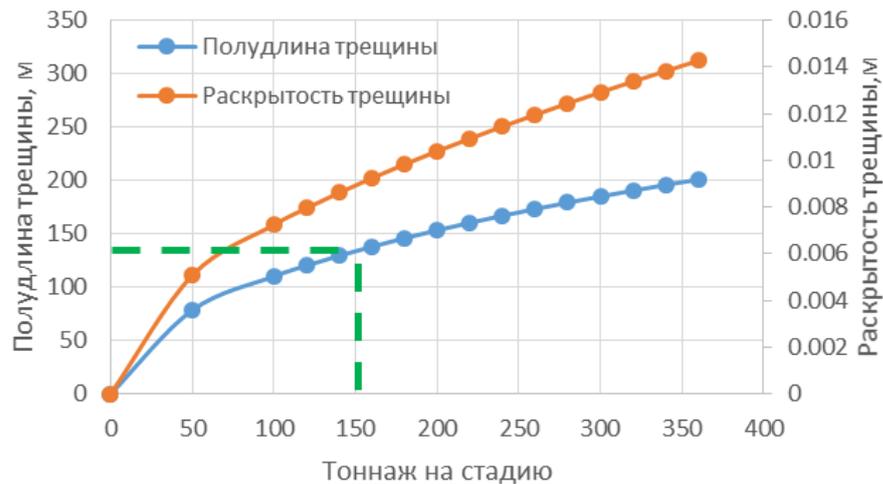


Рис. 7.4 – Аналитическая зависимость полудлины и раскрытости трещины от массы проппанта

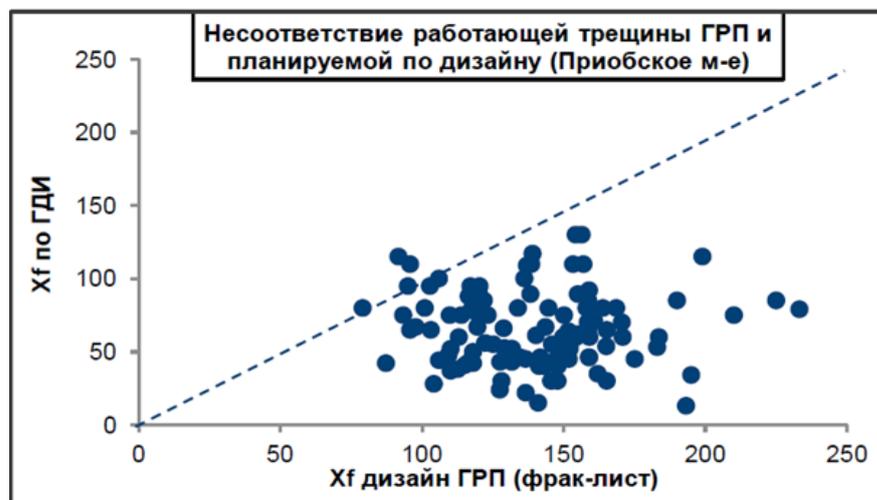


Рис. 7.5 – График, характеризующий несоответствие работающей полудлины трещины ГРП и планируемой по дизайну

Одной из наиболее главных характеристик является направление региональных горизонтальных напряжений, при несоблюдении ориентации которой возникают осложнения при бурении, проведении ГРП, в частности: повышенные значения давлений инициации трещины, получение остановок во время операции. По причине отсутствия собственных исследований по определению регионального стресса, были вовлечены данные соседних месторождений-аналогов. В результате анализа, азимут регионального стресса равен 170° (рисунок 7.6).

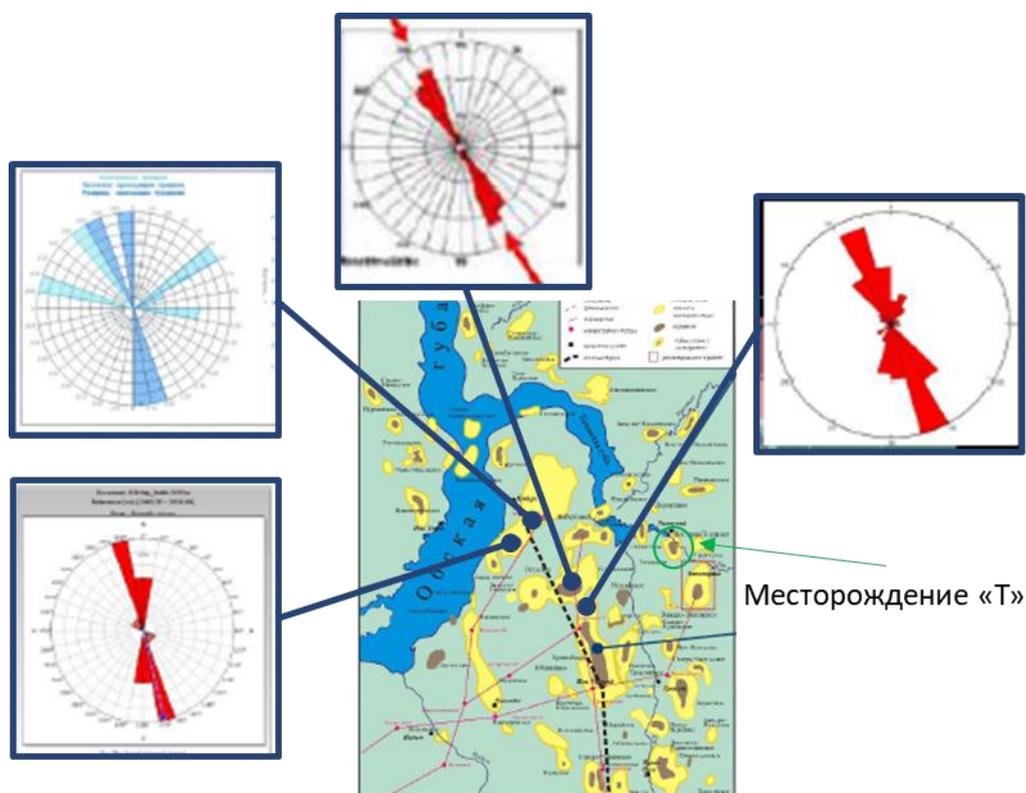


Рис. 7.6 – Направление региональных горизонтальных напряжений в районе месторождения «Т»

7.4. Создание секторных синтетических моделей

7.4.1. Модель единичной скважины в рядной системе разработки

Для определения оптимальной длины ствола, количества портов ГРП, расстояния между ними и необходимым тоннажем на 1 стадию ГРП, а также межрядного расстояния вдоль и перпендикулярно направлению траектории скважины было принято решение моделирование синтетического сектора (рисунок 7.7). Исследуемый диапазон параметров приведен в таблице 7.5.2.

Данный сектор был наполнен всеми средними параметрами месторождения «Т», приведенных выше, в пунктах 6.2-6.6.

Расчеты проводились в соответствии с ФЕС вариантов:

Таблица 7.4

ФЕС вариантов разработки P10, P50, P90

Параметры	P10	P50	P90
Пористость	0.1549	0.15138	0.1457
Проницаемость	0.4404	0.38068	0.3107

Исследуемый диапазон параметров

Параметры	MIN	MAX
Длина ГС, м	1200	2000
Кол-во портов ГРП, шт	6	26
Расстояние между портами ГРП, м	75	200
Тоннаж ГРП, тонн	100	150
Межрядное расстояние вдоль траектории скважины, м	300	600
Межрядное расстояние перпендикулярно траектории скважины, м	400	800

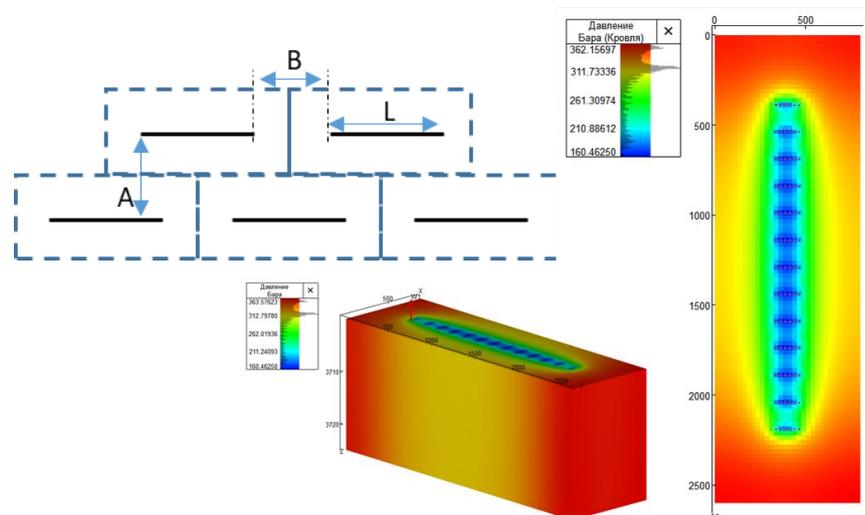


Рис. 7.7 – Вид синтетической модели скважины

В приложении Ж приведен пример вариативности расчетов для определения наиболее оптимальной конструкции скважины.

7.4.2. Модель элемента рядной системы разработки

Для оценки взаимовлияния скважин при введении системы ППД на месторождении «Г» принято решение о расширении синтетического сектора для охвата большей территории и большего количества скважин (рисунок 7.8). Сектор сформирован как абсолютно симметричный элемент сетки скважин, это значит, что при добавлении такого же единичного сектора к любой из четырех

сторон имеющегося, не изменит результат обработки скважин. Вид сектора представлен на рисунке ниже.

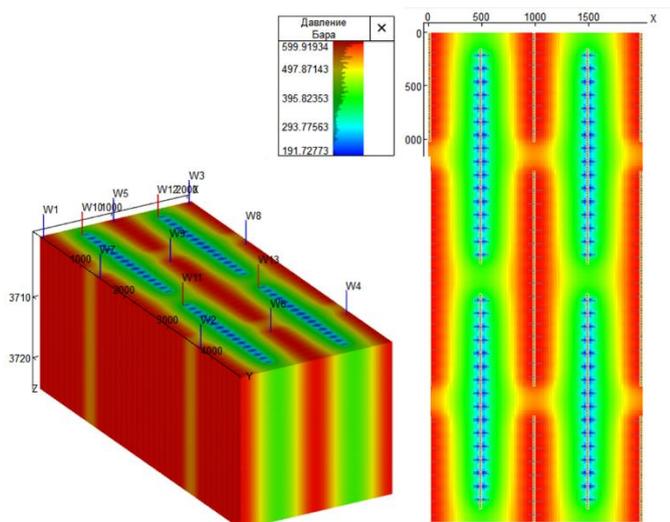


Рис. 7.8 – Вид синтетического сектора

Проведены расчёты для определения оптимального межрядного расстояния и времени отработки перед началом закачки газа. Пример вариативности и получаемых результатов приведен в приложении 3.

Основными варьируемыми параметрами являются межрядное расстояние, время отработки скважины на истощение. Использование композиционной PVT-модели позволяет учесть эффект доотмыва нефти при снижении остаточной нефтенасыщенности. Данный эффект описывается в пункте 7.2.

7.5. Определение оптимальных параметров системы разработки при разработке на режиме истощения.

Для определения оптимальных вариантов способа заканчивания, параметров разработки и параметров рядной сетки скважин произведена серия расчётов на синтетической секторной модели отдельной скважины. Модель описана ранее (в главе 6). Целью расчётов является поиск оптимальных значений следующих параметров:

- Забойного давления;
- Длины горизонтального участка скважины L ;
- Расстояния между портами ГРП;

- Межрядного (А) и межскважинного (В) расстояния в рядной сетке.

На рисунке 7.9 представлена схема расположения скважин в сетке с основными расстояниями.

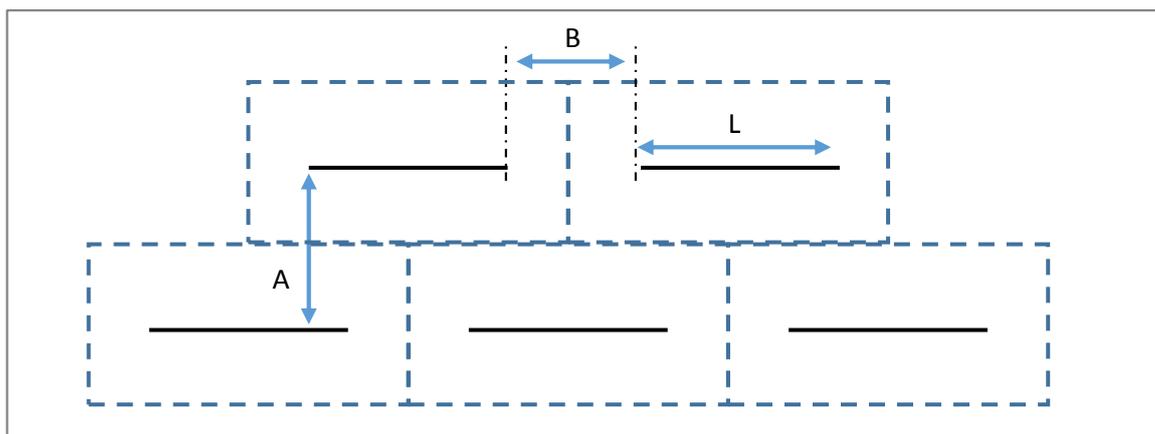


Рис. 7.9 – Схема расположения скважин. А – межрядное расстояние, В – межскважинное расстояние, L – длина горизонтального участка скважины.

Помимо параметров отдельных скважин и рядной сетки необходимо определить минимальные эффективные нефтенасыщенные толщины, обеспечивающие окупаемость бурения. Фонд скважин с выбранными параметрами будет размещён внутри контура рентабельных толщин. В качестве критерия оптимальности принято значение NPV, отнесённое к площади дренирования отдельной скважины NPV/Га. Площадь дренирования скважины в рядной системе определяем по формуле:

$$S_w = (B + L) \cdot A, \quad (7.1)$$

7.5.1. Определение оптимального забойного давления и способа эксплуатации

Для определения оптимального забойного давления произведена серия расчётов с базовой конструкцией скважины (ГС 1600 м, 10 стадий ГРП), принятой по осреднённым параметрам с месторождений-аналогов. Результаты расчёта представлены на рисунке 7.10.

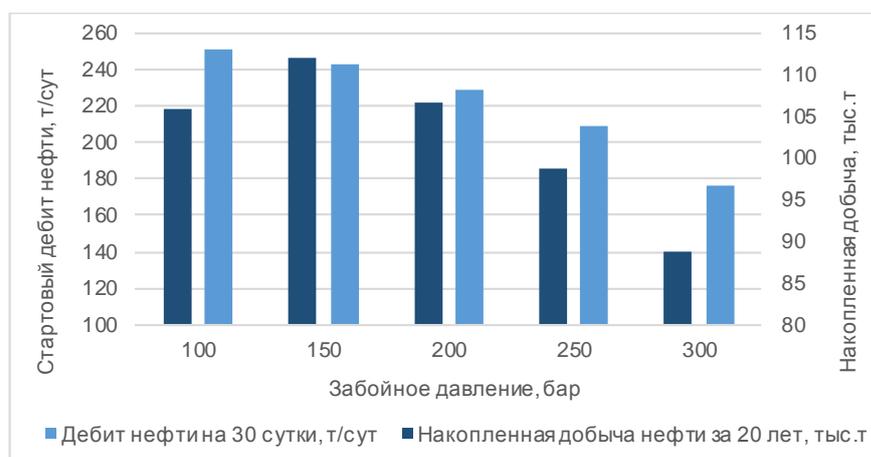


Рис. 7.10 – Результаты расчётов для определения оптимального забойного давления.

Наблюдается повышение стартового дебита при снижении забойного давления скважины, при этом максимальная накопленная добыча за 20 лет обеспечивается при забойном давлении 150 бар. Это значение забойного давления принято для дальнейших расчётов.

По результатам моделирования VFP таблиц (пункт 6.6) можно сделать вывод о достижимости целевого забойного давления при $P_w=20$ атм. Забойное давление достигается на режиме устойчивого фонтанирования, с учётом низкой обводнённости скважинной продукции, при высоких дебитах (более 100 т/сут) на ранних этапах эксплуатации скважины. При снижении дебита скважины для достижения целевого забойного давления и обеспечения стабильной добычи необходимо использование УЭЦН.

7.5.2. Определение оптимальной длины горизонтального участка

Выбирая скважины с горизонтальным окончанием, необходимо определиться также и с длиной горизонтального участка. Для этого была проведена серия расчётов с геологическими и PVT параметрами сценариев P10, P50 и P90 с варьированием параметров: длина ГУ от 1000 до 2000, расстояние между портами ГРП от 100 до 200. Результаты оценки удельного NPV представлены на рисунке 7.11.

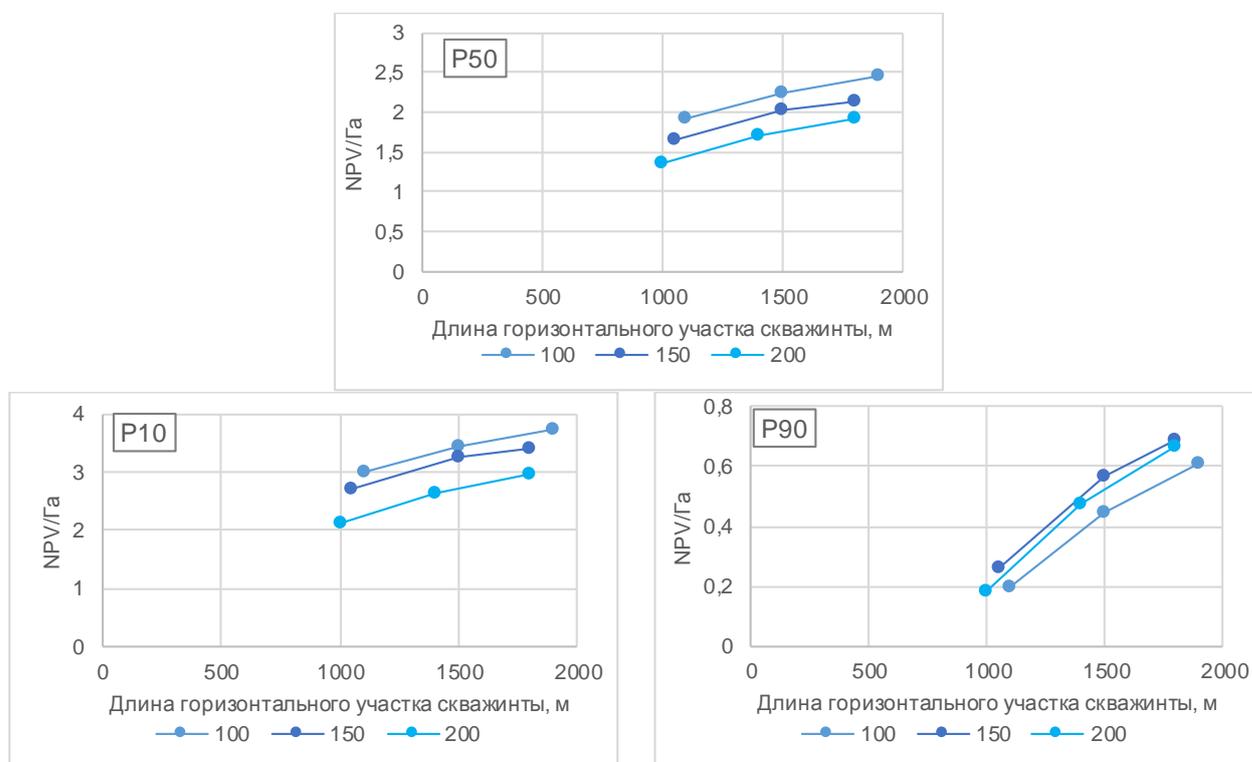


Рис. 7.11 – Определение оптимальной длины ГУ.

По данным графиков, наблюдается повышение удельной рентабельности скважины при увеличении длины горизонтального участка для всех вариантов. Исходя из ограничений по технологии бурения принята длина горизонтального участка, равная 2000 м. Данное значение использовалось для последующих расчётов.

7.5.3. Определение оптимального расстояния между скважинами в ряду.

Как было сказано ранее, в проекте принимается рядная система размещения скважин. Используя такой способ размещения, необходимо определить оптимальное расстояние между рядами скважин (А), и между скважинами в ряду (В).

Для определения расстояния между скважинами в ряду были произведены расчеты для сценариев P10, P50 и P90 с варьированием параметров: расстояние между скважинами в ряду от 300 до 600, расстояние между портами ГРП от 75 до 125. Результаты оценки удельного NPV представлены на рисунке 7.12.

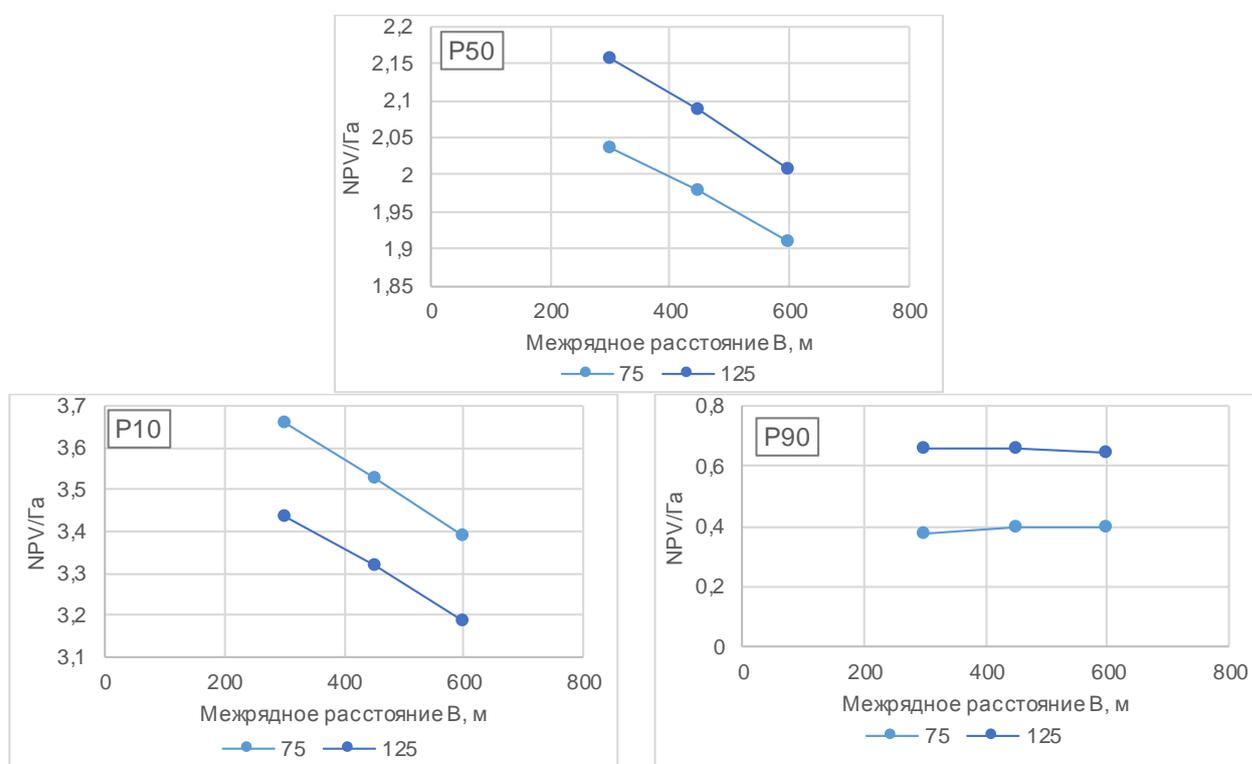


Рис. 7.12 – Определение оптимального расстояния между скважинами в ряду.

По данным расчетов для сценариев P10 и P90 наблюдается рост удельного NPV при уменьшении расстояния между скважинами в ряду, для сценария P90 значение NPV остаётся неизменным. На основании результатов расчётов, расстояние между скважинами в ряду принимается равным 300 м.

7.5.4. Определение оптимального межрядного расстояния и оптимального расстояния между портами ГРП.

Расчёты по определению оптимального межрядного расстояния и оптимального расстояния между портами ГРП проводились совместно, так как эти параметры взаимосвязаны и влияют на оптимальное значение друг друга. Проведена серия расчётов с геологическими и PVT параметрами сценариев P10, P50, P90 в которых варьировались расстояние между рядами в диапазоне от 400 до 800 м, а плотность портов ГРП от 75 до 150. Результаты оценки удельного NPV представлены на рисунке 7.13. Результаты оценки удельного NPV также представлены в виде матрицы, показанной на рисунке 7.14

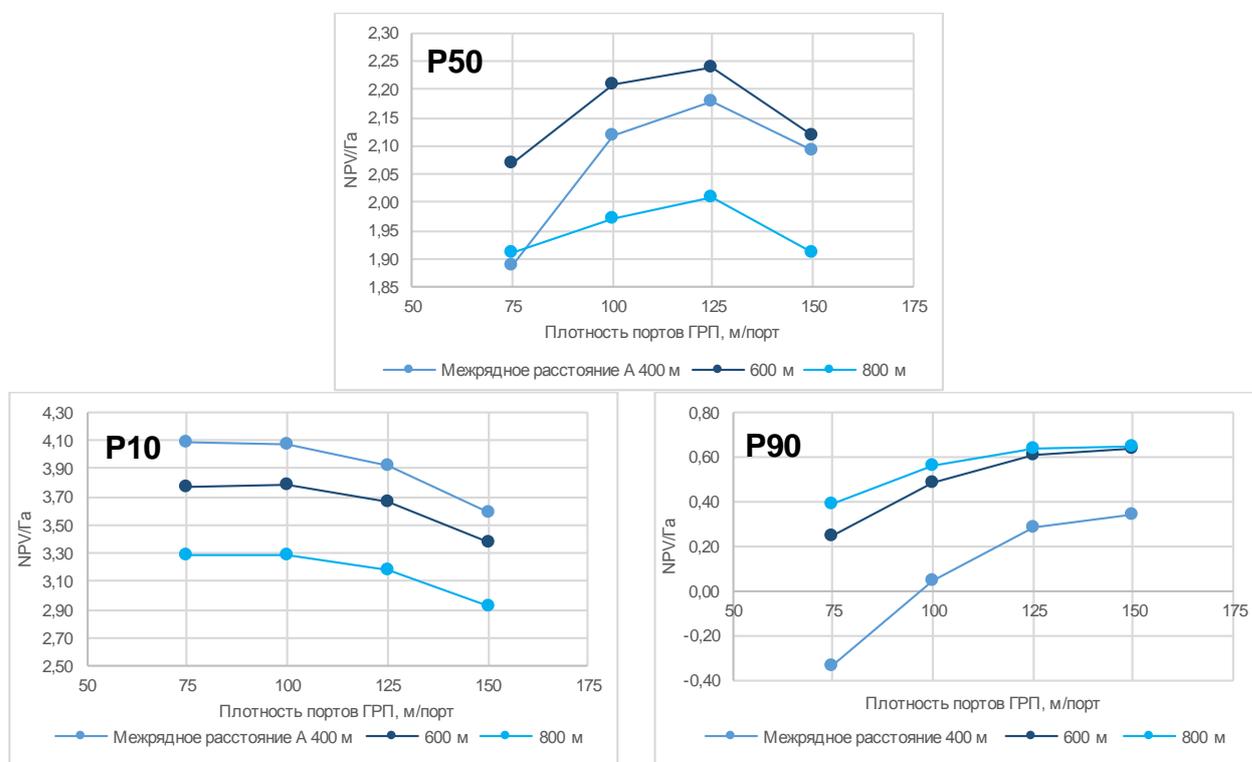


Рис. 7.13 – Определение оптимального расстояния между скважинами в ряду.

NPV/Га, P10				
	75 м/порт	100 м/порт	125 м/порт	150 м/порт
A=400 м	4.09	4.07	3.92	3.59
A=600 м	3.77	3.78	3.67	3.38
A=800 м	3.29	3.29	3.18	2.92

NPV/Га, P50				
	75 м/порт	100 м/порт	125 м/порт	150 м/порт
A=400 м	1.89	2.12	2.18	2.09
A=600 м	2.07	2.21	2.24	2.12
A=800 м	1.91	1.97	2.01	1.91

NPV/Га, P90				
	75 м/порт	100 м/порт	125 м/порт	150 м/порт
A=400 м	-0.34	0.05	0.28	0.34
A=600 м	0.25	0.48	0.61	0.64
A=800 м	0.39	0.56	0.64	0.65

Рис. 7.14 – Матрица для определения оптимального межрядного расстояния и расстояния между портами ГРП.

По результатам расчётов выявляется тенденция к уменьшению межрядного расстояния и расстояния между портами ГРП в сценарии P10 и увеличению этих параметров в сценарии P90. Конфигурация с межрядным расстоянием 600 м и расстоянием между портами ГРП 125 м обладает наивысшим значением удельного NPV при сценарии P50 и наилучшей устойчивостью при изменении параметров пласта и PVT (P10, P90).

На рисунке 7.15 представлен профиль добычи нефти для скважины с оптимальными параметрами.

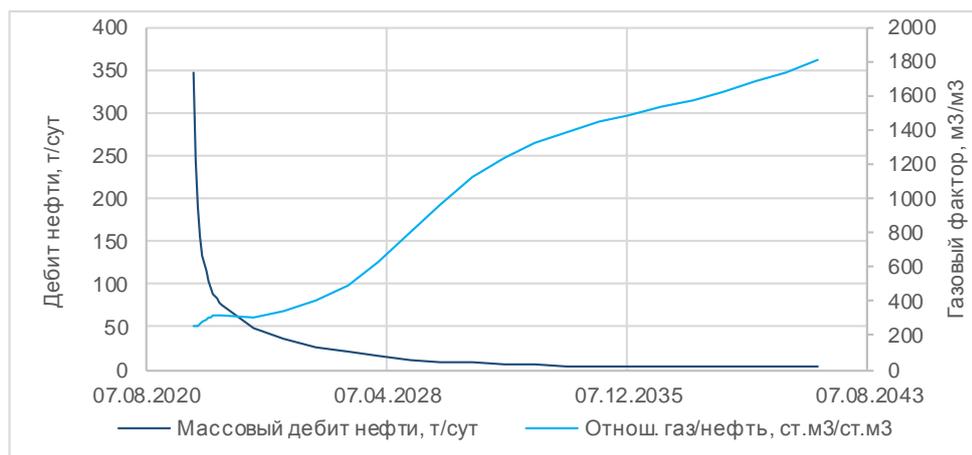


Рис. 7.15 – Профиль добычи скважины с оптимальными параметрами.

7.5.5. Определение минимальных рентабельных толщин для бурения

Следующей задачей является определение минимальных эффективных нефтенасыщенных толщин, которые позволят окупить стоимость бурения отдельной скважины без учёта затрат на инфраструктуру. Для этого проведена серия расчётов на синтетической модели с изменением эффективных толщин в диапазоне от 10 до 25 метров. Результаты расчёта представлены на рисунке 7.16.

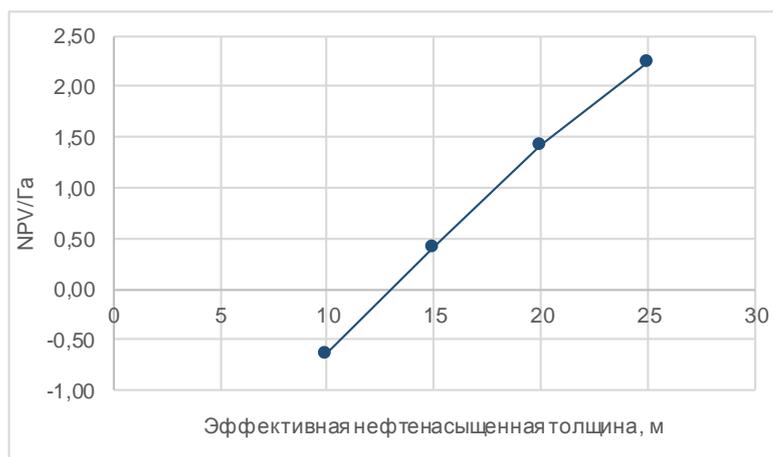


Рис. 7.16 – Определение минимальной рентабельной толщины.

По результатам расчёта принято значение минимальных рентабельных толщин, равное 13 метрам.

Итоговые принятые значения параметров представлены в таблице 7.6

Таблица 7.6.

Принятые параметры скважины и рядной сетки скважин

Параметр	Принятое значение
Система разработки	Рядная
Тип заканчивания	ГС с МГРП
Длина горизонтального участка L	2000 м
Расстояние между портами ГРП	125 м
Межрядное расстояние A	600 м
Межскважинное расстояние B	300 м
Плотность сетки скважин	138 Га/скв
Забойное давление	150 бар
Минимальные рентабельные нефтенасыщенные толщины	13 м

7.6. Определение оптимальных параметров системы разработки при разработке с ППД

На основании анализа геолого-геофизической характеристики залежи месторождения и скрининга МУН принято решение о проведении ряда расчётов для определения возможности реализации МУН на месторождении.

Размещение нагнетательного фонда предполагается только в зоне лопастных фаций (фаза 1), так как только в этой зоне коллектор обладает достаточной связностью. Размещение нагнетательного фонда в зоне канальных фаций (фазы 2-3) не предполагается.

По аналогии с пунктом 7.5, на синтетическом секторе, описанном в пункте 7.4, проведены расчёты для определения оптимальных параметров разработки.

Целью расчётов является поиск оптимальных значений следующих параметров:

- Межрядного расстояние в сетке скважин;
- Времени отработки скважины

На основании скрининга МУН перспективными агентами для закачки являются: ПНГ, метан, N₂, CO₂. Принято решение на раннем этапе отказаться от проработки решений по закачке CO₂ в связи с отсутствием его доступных источников в регионе. В таблице 7.7 представлены значения давлений смесимости для рассматриваемых газов. Результаты для N₂ и ПНГ получены на основании эксперимента Slimtube, проведённого в рамках исследований по

месторождению-аналогу. Результаты для метана получены путём моделирования в PVT-симуляторе.

Таблица 7.7.

Значения давлений смесимости

Газ	Метан	N2	ПНГ
Давление смесимости (МДС), атм.	480	500	417

На основании данных таблицы 7.7 принято значение забойного давления в 600 бар, которое обеспечит смесимость для всех агентов закачки [34]. Данное давление будет использовано для всех последующих расчётов. Базовым агентом закачки для расчётов принят ПНГ, так как этот газ является наиболее доступным и обладает наименьшим давлением смесимости.

Закачка газа в пласт приводит к повышению пластового давления и повышению газового фактора скважинной продукции, что, в сумме с низкой обводнённостью, обеспечивает эксплуатацию добывающих скважин на режиме фонтанирования. Нагнетательные скважины необходимо укомплектовать компрессорами для повышения давления закачиваемого агента.

7.6.1. Определение оптимального межрядного расстояния

Для определения оптимального значения межрядного расстояния на синтетическом секторе проведены расчёты с изменением параметра от 200 до 600 м. Результаты экономической оценки представлены на рисунке 7.17.

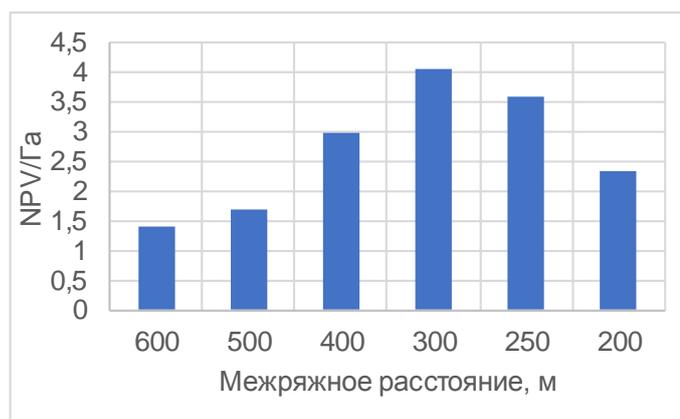


Рис. 7.17 – Определение минимальной рентабельной толщины.

По результатам расчёта наибольшее удельное значение NPV достигается при межрядном расстоянии 300 м. Стоит отметить, что величина оптимального межрядного расстояния для режима ППД составляет 50% межрядного расстояния режима истощения, что позволяет эффективно масштабировать сетку скважин и проводить уплотнительное бурение нагнетательных скважин.

7.6.2. Определение оптимального времени обработки скважины перед переводом в закачку

В ходе серии расчётов выявлено, что для достижения наивысшего удельного NPV необходимо производить перевод скважины в закачку через 12 месяцев после старта добычи. Результаты расчёта представлены на рисунке 7.18.

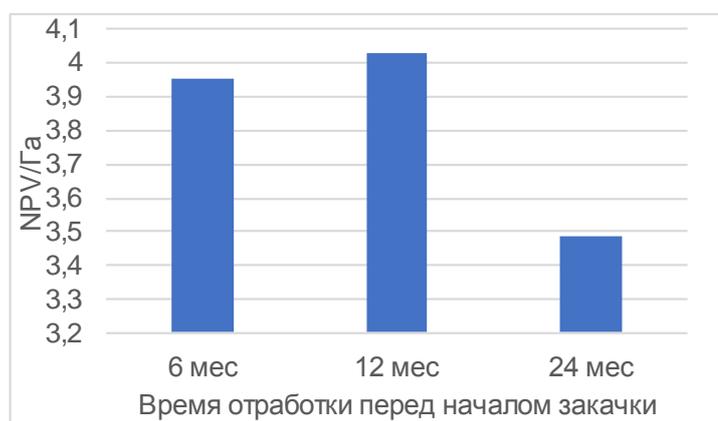


Рис. 7.18 – Определение оптимального времени обработки скважины перед переводом в закачку.

7.6.3. Определение оптимального агента закачки

Для определения оптимального агента закачки проведены расчёты на полномасштабной гидродинамической модели (в пределах фазы 1) в вариантах P10, P50, P90. На рисунке 7.19 представлен скриншот из гидродинамического симулятора с размещённым добывающим и нагнетательным фондом.

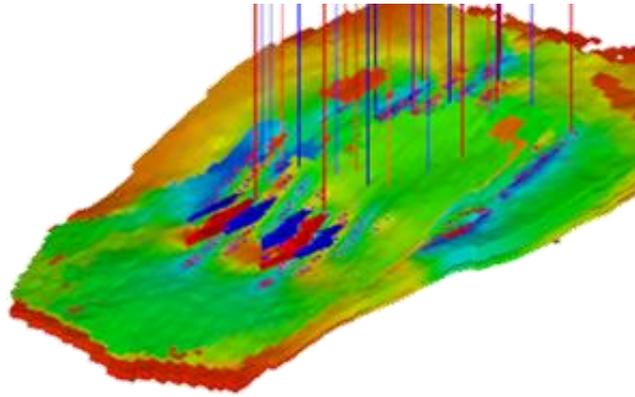


Рис. 7.19 – ГДМ с размещённым добывающим и нагнетательным фондом.

Рассмотрены варианты закачки ПНГ, метана, N₂. Произведена укрупнённая экономическая оценка, учитывающая различные возможности монетизации ПНГ и продуктов его переработки для различных агентов закачки. На рисунках 7.20 и 7.21 представлены результаты расчётов для варианта Р50.

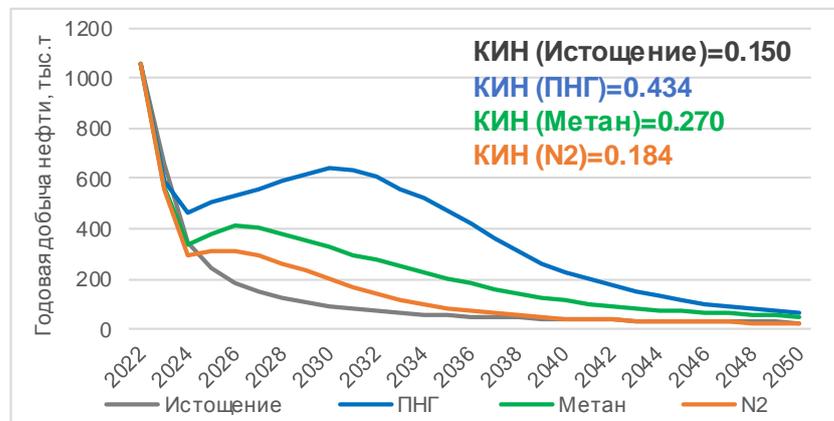


Рис. 7.20 – Профили добычи нефти при использовании различных агентов закачки.

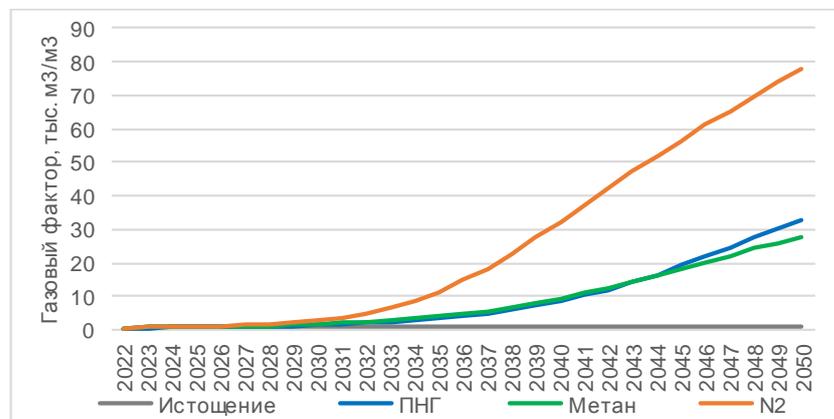


Рис. 7.21 – Динамика роста газового фактора.

Закачка ПНГ обеспечивает наибольший прирост добычи нефти и наибольший КИН. Результаты укрупнённой экономической оценки представлены на рисунке 7.22.

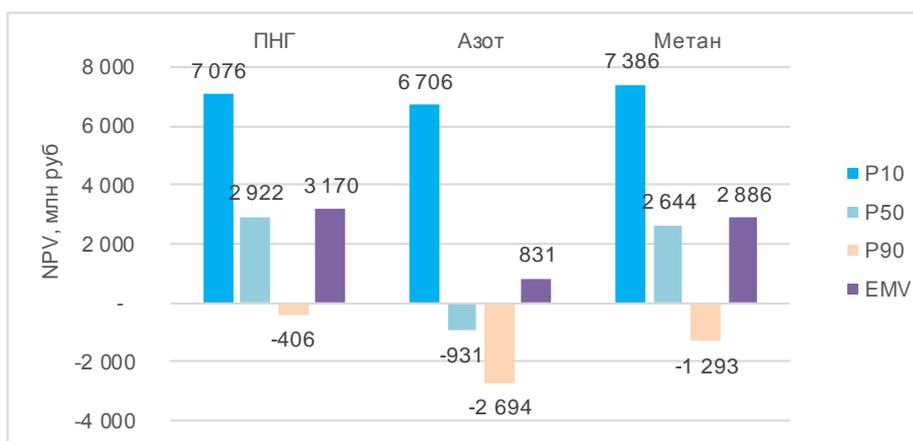


Рис. 7.22 – Результаты экономического расчёта по выбору оптимального газа для закачки.

Закачка ПНГ позволяет достигнуть наибольшее значение NPV при сценарии P50 и наибольшее значение EMV среди рассмотренных вариантов. В совокупности с наибольшим значением КИН это позволяет принять ПНГ оптимальным агентом для закачки.

7.7. Расположение фонда скважин

На основании определённого в пункте 5.8 значения минимальной рентабельной толщины на картах эффективных нефтенасыщенных толщин выделены контуры рентабельного бурения, внутри которых размещён фонд скважин с оптимальными параметрами сетки. На рисунках 7.23-7.25 представлено расположение фонда для вариантов разработки на истощение и с ППД, для сценариев P10, P50, P90.

В таблице 7.8 представлено количество скважин для каждого варианта.

Таблица 7.8.

Принятые параметры скважины и рядной сетки скважин.

Режим разработки	Фонд скважин, шт		
	P10	P50	P90
Истощение	61	46	24
ППД	80	64	37

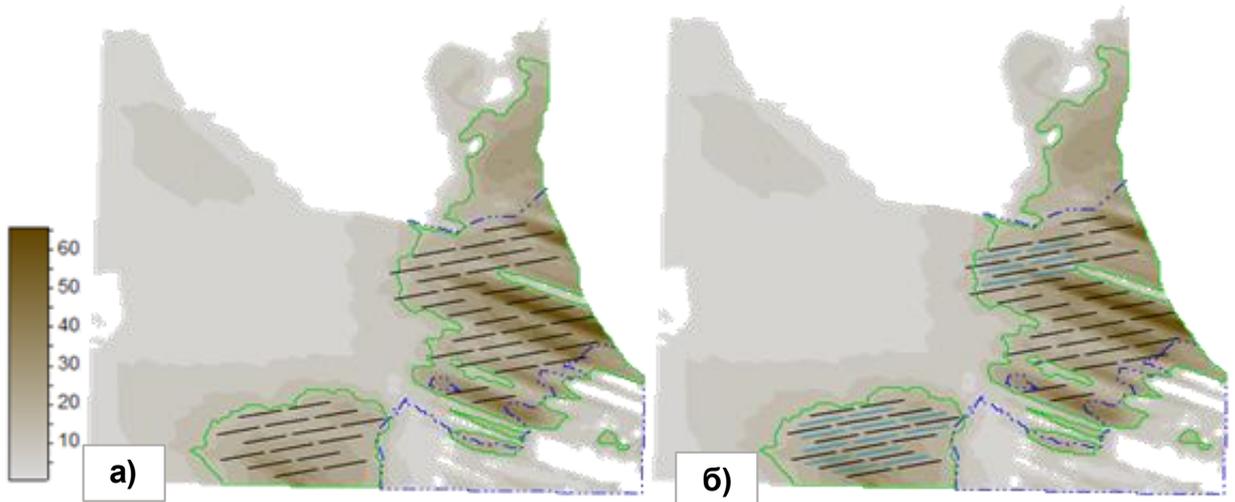


Рис. 7.23 – Карты эффективных нефтенасыщенных толщин с фондом скважин, сценарий P50. а) Разработка на истощение, б) разработка с ППД

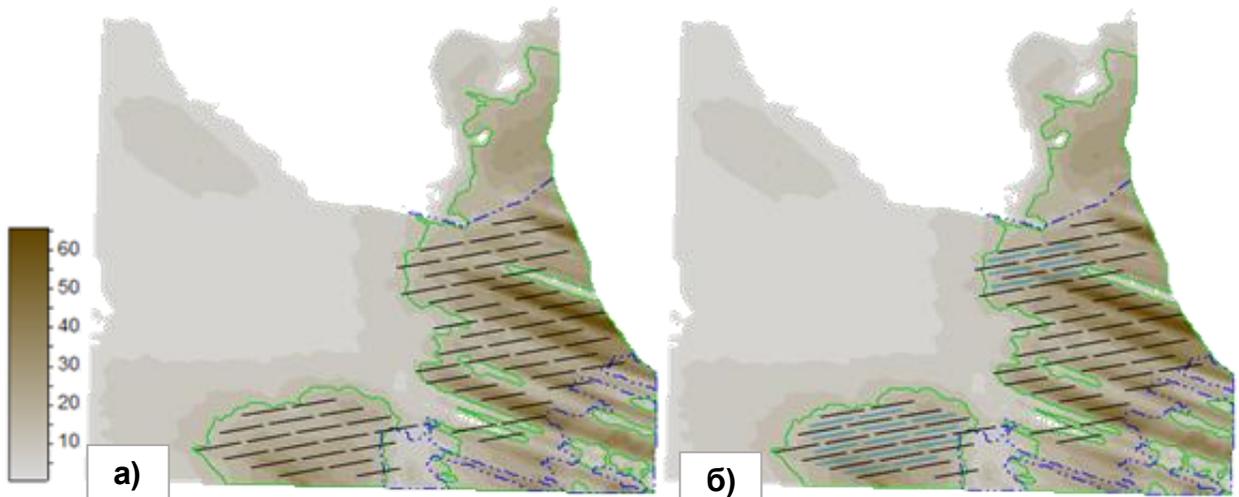


Рис. 7.24 – Карты эффективных нефтенасыщенных толщин с фондом скважин, сценарий P10. а) Разработка на истощение, б) разработка с ППД

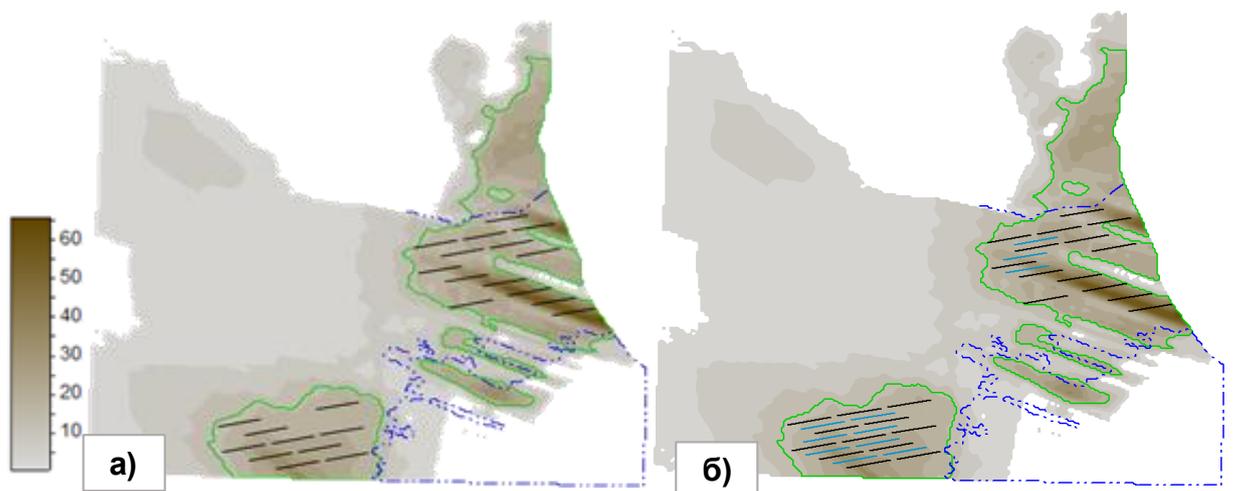


Рис. 7.25 – Карты эффективных нефтенасыщенных толщин с фондом скважин, сценарий P90. а) Разработка на истощение, б) разработка с ППД

7.8. Технологии бурения и конструкции скважин. Кустование.

7.8.1. Обоснование конструкции скважины. Анализ градиентов давления.

Для выбора конструкции скважины и характеристик обсадных колонн необходимо учитывать величины пластового давления и давления ГРП. Это особенно актуально при разработке ачимовских отложений, который обладают повышенным коэффициентом аномальности. Для данной задачи был построен график эквивалентов давлений пластового и ГРП (рисунок 7.26). По данному графику были определены области, несовместимые по условиям бурения. 3800 – 1,6. По геологическим данным, при бурении не ожидается осложнений. Давления имеют постоянный градиент на участке с 0 м до 3400 м. Далее, начиная с кровли ачимовских пластов начинается рост коэффициента аномальности. На участке с 3400 м до 3600 м коэффициент аномальности равняется 1,2, с 3600 до 3700 – 1,42, а с 3700 до 3800 – 1,6.

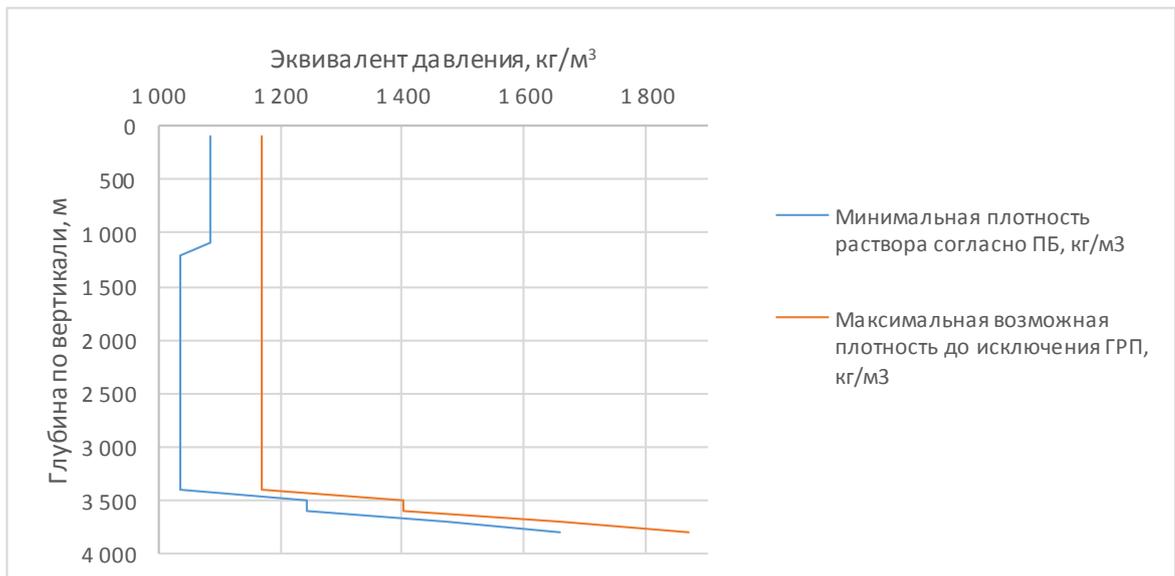


Рис. 7.26 – график эквивалентов давлений пластового и ГРП

Таким образом, для перекрытия всех участков, несовместимых по условиям бурения в проекте была принята 4-секционная конструкция скважины. Ввиду небольшой длины участка с высоким коэффициентом аномальности, считается возможным перекрыть одну из таких зон, используя потайную колонну. Далее будут перечислены колонны, принимаемые в проекте, их характеристики и назначение.

Направление (термокейс) Ø 630 мм рекомендуется спускать на глубину 50 м для укрепления устья скважины в мерзлых породах и обвязки скважины с циркуляционной системой. Рекомендуется бурение на глинистом буровом растворе, плотностью 1100 кг/м³

Кондуктор Ø 425 мм спускается на глубину 500 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 газонасыщенных пластов сеномана при дальнейшем углублении скважины. Рекомендуется бурение с использованием глинистого бурового раствора, плотностью 1100 кг/м³

Техническая колонна Ø 324 мм спускается на глубину 3400 м по вертикали (3774 по стволу) до кровли ачимовских пластов. Участок бурения по инструменту для данной колонны превышает 3 км. В связи с этим, для бурения рекомендуется использования роторно-управляемой системы (РУС) в КНБК (компоновке низа буровой колонны), а также бурение с применением раствора на углеводородной основе (РУО) плотностью 1100 кг/м³.

Потайная колонна Ø 245 мм необходима для перекрытия интервала с 3400 м до 3600 м по вертикали с коэффициентом аномальность 1, 2. Предполагается, что колонна будет подвешена на пакерах в нижней части технической колонны. Бурение данной секции рекомендуется с использованием бурового раствора плотностью 1300 кг/м³.

Эксплуатационная колонна Ø 146 мм проводится через толщу ачимовских отложений с дальнейшим углублением под хвостовик. Таким образом, эксплуатационная колонна изолирует участок с коэффициентом аномальности 1,42. Для бурения данной секции рекомендуется использование бурового раствора плотностью 1660 кг/м³.

Хвостовик Ø 114 мм устанавливается в эксплуатационной колонне горизонтальной скважины на 250 м выше башмака эксплуатационной колонны с

помощью подвески и не цементируется. Длина горизонтального участка равняется 2000 м. С учетом этой длины, для бурения хвостовика рекомендуется использование РУС в КНБК. Хвостовик оснащается компоновкой под МГРП с шаровыми муфтами.

Эксплуатационная колонна \varnothing 146 мм была выбрана, как минимальная среди эксплуатационных колонн. Добыча продукции предполагается через насосно-компрессорные трубы с использованием электроцентробежного насоса (ЭЦН), в связи с чем отсутствует необходимость в использовании большего диаметры эксплуатационной колонны. Для колонны диаметр 146 мм возможно использование ЭЦН типоразмера 5А [12].

Для проведения многостадийного ГРП в горизонтальных и пологих скважинах хвостовик комплектуется набухающими пакерами и шаровыми муфтами (портами). Как было описано ранее, расстояние между портами ГРП принимается равным 125 м, что позволяет проводить 16 стадий ГРП.

После проведения всех стадий ГРП производится нормализация хвостовика с разбуриванием седла и шара каждой муфты ГРП.

Описание предложенного варианта конструкции скважины представлено в таблице 7.9

Таблица 7.9

Конструкция горизонтальных скважин на пласты Ач

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	630	0	50	0	50	0	50
Кондуктор	425	0	500	0	500	0	500
Техническая 1	324	0	3400	0	3774	0	3774
Потайная колонна	245	3400	3600	3774	4196	3774	4196
Эксплуатационная	146	0	3800	0	4500	0	4500
Хвостовик	114	3800	3820	4500	6500	не цементируется	

7.8.2. Расчет деформационных нагрузок

После подбора конструкции скважины необходимо провести расчет деформационных нагрузок и определение параметров обсадных колонн (ОК). К таким параметрам относятся толщина стенки и марка стали ОК.

Для выбора толщины стенки и марки стали ОК необходимо произвести расчеты деформационных нагрузок на ОК [7]. Были построены эпюры для определения максимальных внутреннего и наружного давлений (рисунок 7.27).

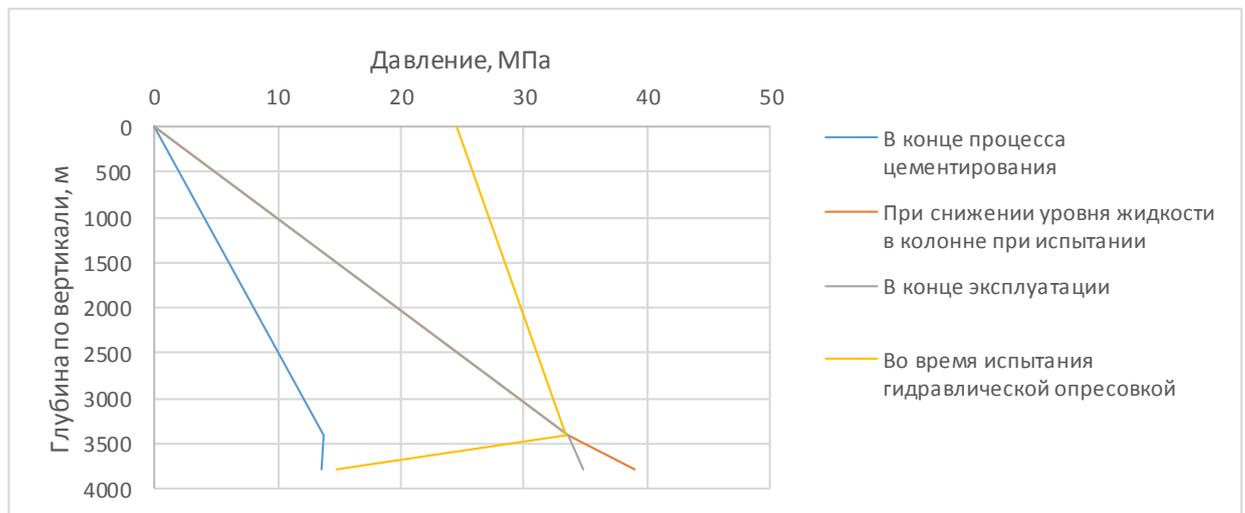


Рис. 7.27– эпюры деформационных нагрузок

Максимальное наружное давление может достигаться в результате трех процессов: в конце процесса цементирования, при снижении уровня жидкости в колонне и в конце эксплуатации. Максимальное внутреннее давление определяется во время испытаний гидравлической опрессовкой. Используя получившиеся результаты давлений, был произведен выбор подходящих ОК. При наличии нескольких ОК, удовлетворяющим внутреннему и наружному давлению, выбор производился на основании экономической оценки. Характеристики ОК представлены таблице 7.10

Таблица 7.10

Характеристики обсадных колонн

Наименование секции	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали	Вес, кг/м	Цена, руб/т	Вес секции, т	Стоимость, млн руб
Направление	630	11,3	Д	182,9			

Кондуктор	426	10	Д	102,7			
Техническая колонна	324	9,5	Е	75,72	68037	41,646	14,191
		11	К	87,46	68021	48,103	15,898
Потайная колонна	245	9,2	Е	55,53	67718	209,57	1,586
		11,1	К	64,73	65081	244,29	1,777
Эксплуатационная колонна	146	7	Е	23,86	65208	107,37	7,001
		7,7	К	26,13	64892	17,585	7,630

Таким образом, для секций были выбраны следующие характеристики обсадных колонн: направление \varnothing 630 мм, с толщиной стенки 11,3 мм, маркой стали Д, кондуктор \varnothing 426 мм, с толщиной стенки 10 мм, маркой стали Д, техническая колонна \varnothing 324 мм с толщиной стенки 9,5 мм, маркой стали Е, потайная колонна \varnothing 245 мм, с толщиной стенки 9,2 мм, маркой стали Е, эксплуатационная колонна \varnothing 146 мм, с толщиной стенки 7 мм, маркой стали Е.

7.8.3. Обоснование расположения кустов

Для разработки продуктивных отложений ачимовских отложений месторождения «Т» по результатам проектирования системы разработки предусматривается строительство горизонтальных скважин с длиной горизонтальной ствола 2000 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 500 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.

Выбранный дизайн скважин предусматривает горизонтальный участок, протяженностью 2000 м. Глубина залегания продуктивного пласта равняется 3800 м. По опыту Компании, максимальная длина скважины для безопасного бурения принимается равной 6500 м. Таким образом, глубина точки Т1 будет равняться 4500 м. Для трех буровых установок были определены максимальные глубины до точки Т1 с учетом принятой конструкции скважины: БУ грузоподъемностью 270 тонн – 4428 м, БУ грузоподъемностью 320 тонн – 5290 м, БУ грузоподъемностью 450 тонн – 7529 м. Таким образом, буровая установка грузоподъемностью 270 тонн не может использоваться в данном проекте.

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 320 представлен в таблице 7.11.

Таблица 7.11

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	Г/п БУ, т
Направление	100	100	630	607,6	182,9	Обсадная колонна	18,29	20,32	320
Кондуктор	500	500	426	406	102,7	Обсадная колонна	51,35	57,05	320
Техническая колонна	3774	3774	324	305	72,72	Обсадная колонна	285,76	317,51	320
Потайная колонна	422	4196	245	226,6	55,53	Обсадная колонна	23,43	26,04	320
Эксплуатационная колонна	4500	4500	146	132	23,86	Обсадная колонна	107,37	119,3	320
Хвостовик	6500	6500	73	60	16,94	Бурильные трубы	110,11	122,34	320
	2000	2000	114	99,2	20,09	Хвостовик	40,18	44,644	320

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 $MD_{ТЗ}$ рассчитывается как сумма $MD_{ЭКТ1}$ и длины горизонтального участка скважины. Порядок расчета максимальной длины скважины для БУ 250 представлен в таблице 7.12.

Таблица 7.12

Расчет максимально возможной длины скважины

Элемент КНБК	Длина, м	Описание компонента	Глубина по стволу, м	Вес, кг/м	Вес секции, тонн
Бурильные трубы	4849,420448	Бурильные трубы	4849,42	34.82	168,85682
КНБК	50	УБТ	4899,42	73.96	3.6
	10	Ясс	4909,42	102.48	1.02
	50	УБТ	4959,42	73.96	3.6
	300	Бурильные трубы	5259,42	34.82	10.4
	10	Немагнитная УБТ	5269,42	143.92	1.4
	11	Телесистема	5280,42	156.38	1.7
	8	РУС	5289,42	119	1,071
	0.4	Долото	5289,82	115	0.04
Максимально возможный вес буровой установки г/п 320 тонн согласно ПБ					192
MDЭКТ1 для 320					5289,820448
MDТЗ для 320					7289,820448

Исходя из рассчитанных значений, представленных в таблицах 7.3 и 7.4 буровая установка 5000/320 обладает достаточной грузоподъемностью для спуска предлагаемой конструкции скважины. Использование буровой установки

грузоподъемностью 450 тонн нецелесообразно, так как предлагаемая длина скважину уже ограничена техническим пределом, и использование более мощной БУ не приведет к увеличению максимального отхода.

Для выполнения кустования, необходимо знать максимальный возможный отход скважины от устья до точки Т1. Расчет максимально возможного отхода скважины согласно ПБ при бурении под эксплуатационную колонну был определен по формуле:

$$A_{max} = \sqrt{(MD_{ТЗ} - KOP - L_{ГС})^2 - (TVD - KOP)^2} = \sqrt{(6500 - 400 - 2000)^2 - (3800 - 400)^2} = 2291,$$

где $MD_{ТЗ}$ - 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.

Первый вариант кустования был получен с помощью информационной системы «ЭРА: ИСКРА». При использовании данной системы были заданы такие параметры, как количество скважин на кустовой площадке, максимальная длина скважины до точки Т1 и максимальный отход от устья, учет риска пересечений, расстояния между скважинами и между группами скважин. Кроме того, расчет кустования в данной информационной системе позволяет произвести наиболее оптимальное слотирование с точки зрения геометрии скважины.

Учитывая высокую неопределенность по сценариям и фазам проекта, решено было создать универсальный вариант кустования, в котором координаты кустовых площадок будут постоянными во всех вариантах [15]. В таблице 7.13 представлены результаты кустования для разработки на истощение.

Таблица 7.13

Параметры кустования скважин по сценариям Р10, Р50, Р90 разработки на истощение

Параметр \ Сценарий	Р10	Р50	Р90
Кол-во кустов, шт.	6	6	4

Кол-во скважин, шт.	81	60	23
---------------------	----	----	----

На рисунке 7.28 приведена принятая схема кустования для вариантов Р10, Р50 и Р90 для разработки на истощение.

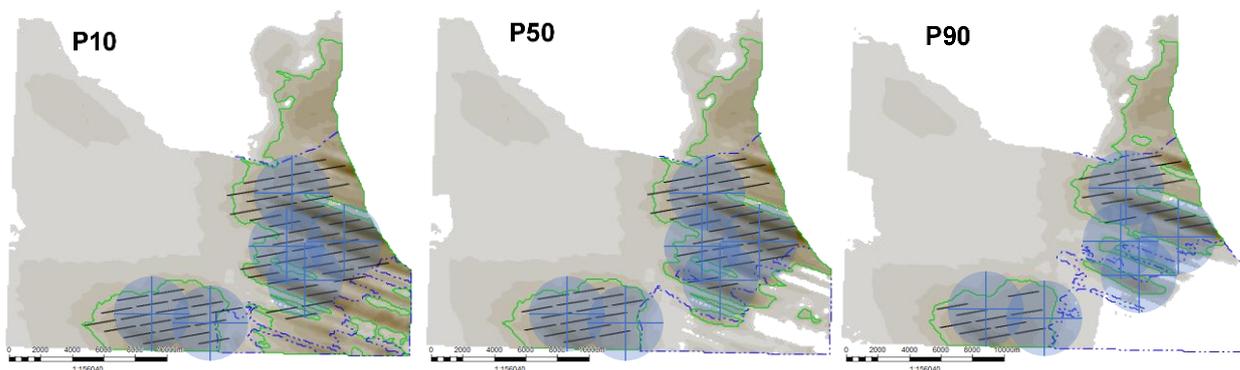


Рис. 7.28 – Схема кустования сценариев Р10, Р50, Р90 для разработки на истощение

После снятия неопределенностей и принятия решений по разработке каждой фазы необходимо произвести досыпку кустовой площадки и продолжить бурение с кустов bis. Такой подход позволяет управлять расходами на кустовые площадки и бурение. Возрастающие расходы на вышкомонтажные работы не превышают стоимость даже одной пробуренной скважины. Время проведения ОПР позволяет принять решение о бурении скважин следующей фазы во время разбуривания предыдущей.

Предложенная схема кустования позволяет также охватить все цели при уплотняющем бурении нагнетательных скважин (рисунок 7.29)

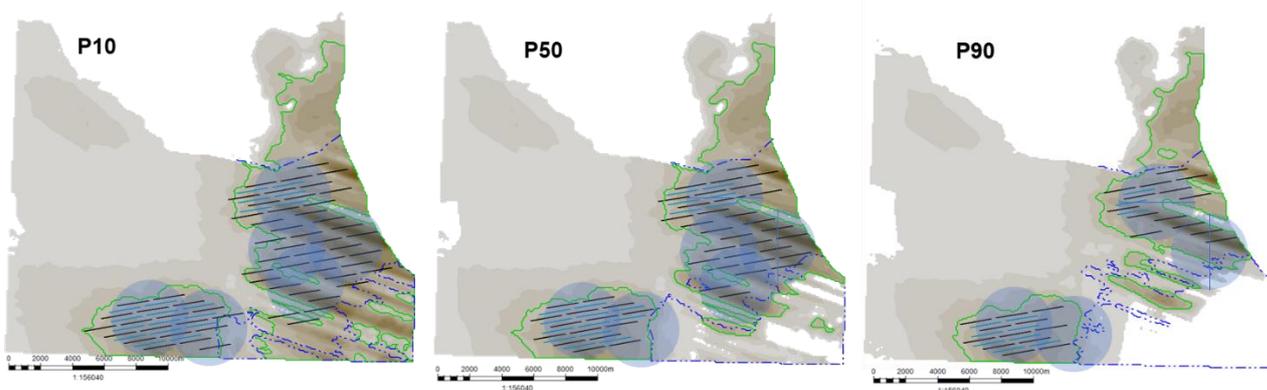


Рис. 7.29 – схема кустования по сценариям Р10, Р50, Р90 для разработки с ППД

7.9. Расчёт профилей добычи на полномасштабной модели

Для сценариев P10, P50, P90 построены профили добычи с учётом графика бурения скважин и разделения проекта на фазы. Полученные профили добычи представлены на рисунках 7.30-7.31. В таблицах 7.14-7.15 представлены основные показатели разработки вариантов.

Таблица 7.14.

Основные показатели при разработке на истощение.

	P10	P50	P90
Накопленная добыча нефти, тыс. т	17038	8662	2864
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	19581	10777	3743
Накопленная добыча ПНГ, млн м ³	7787	4768	2544
Уровень добычи жидкости, тыс. т	1012	665	396
Фонд скважин, шт	61	46	24
Добыча на одну скважину, тыс. т	279	188	119
КИН	0.154	0.145	0.120

Таблица 7.15.

Основные показатели при разработке на истощение.

	P10	P50	P90
Накопленная добыча нефти, тыс. т	23984	15826	6413
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	27571	19653	8425
Накопленная добыча ПНГ, млн м ³	78604	40699	18210
Накопленный излишек ПНГ, млн м ³	7012	2955	1472
Уровень добычи жидкости, тыс. т	1144	909	419
Фонд скважин, шт	80	64	37
Добыча на одну скважину, тыс. т	300	247	173
КИН	0.217	0.266	0.268

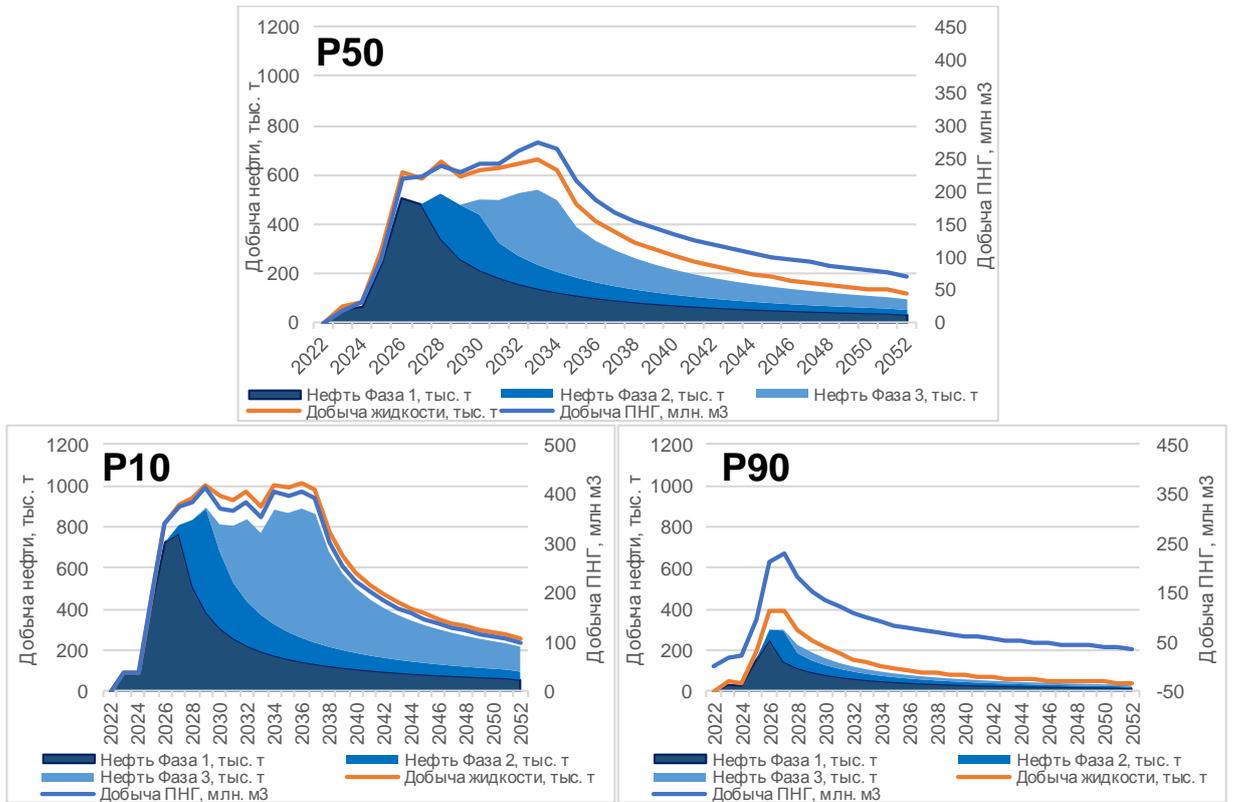


Рис. 7.30 – Профили добычи при разработке на истощение.

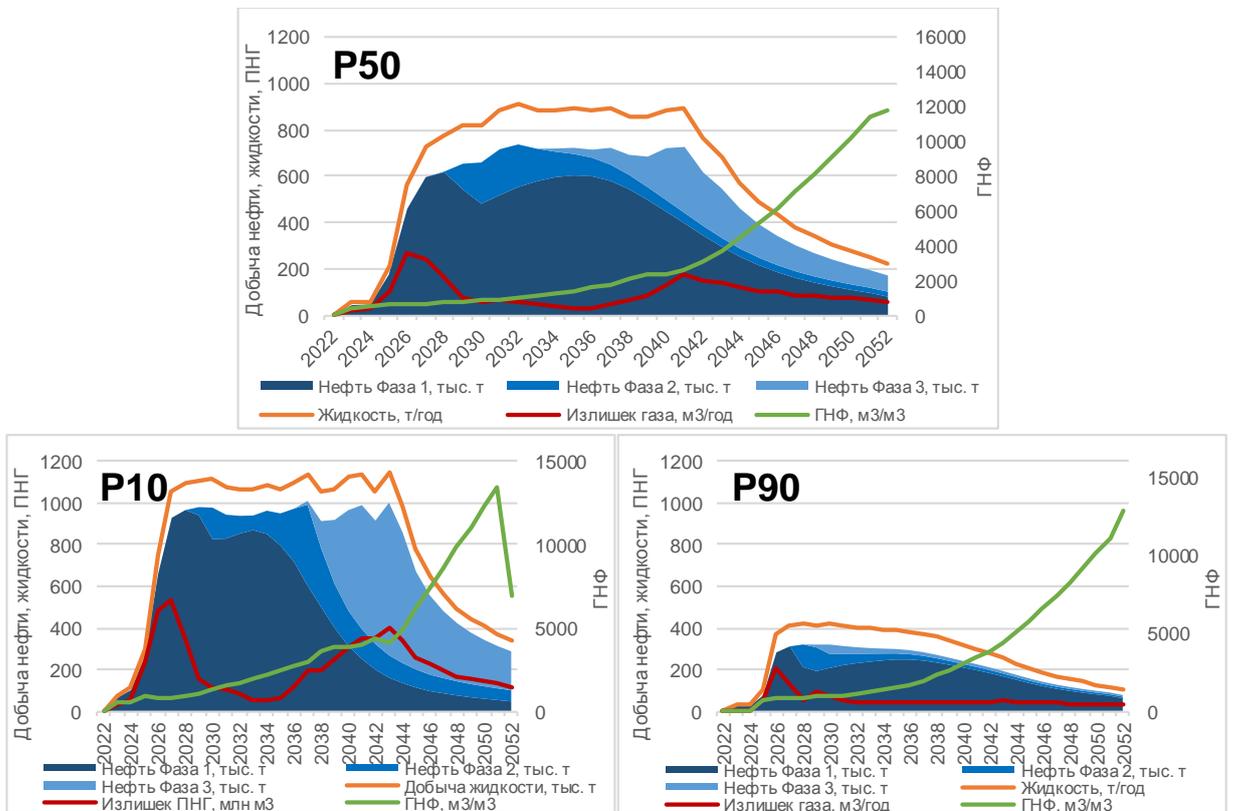


Рис. 7.31 – Профили добычи при разработке с ПНД.

ГЛАВА 8. НАЗЕМНОЕ ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

8.1. Анализ существующей инфраструктуры

Целью данного проекта является разработка Ачимовских пластов. Но на месторождении «Т» нефтегазоносными являются также пласты ПК. На данный момент на месторождении завершается строительство основной инфраструктуры и производится переход к полномасштабной эксплуатации месторождения. В связи с этим, возникает необходимость проанализировать состав площадочных и линейных объектов, спроектированных для разработки пластов ПК и выявить возможности синергии.

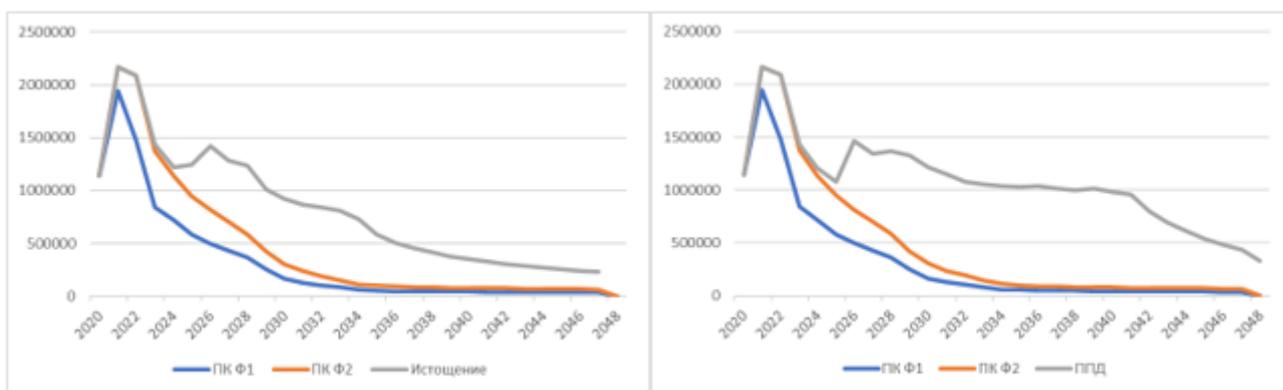


Рис. 8.1 Сумма профилей добычи нефти пластов ПК и Ач для истощения (слева) и ППД (справа)

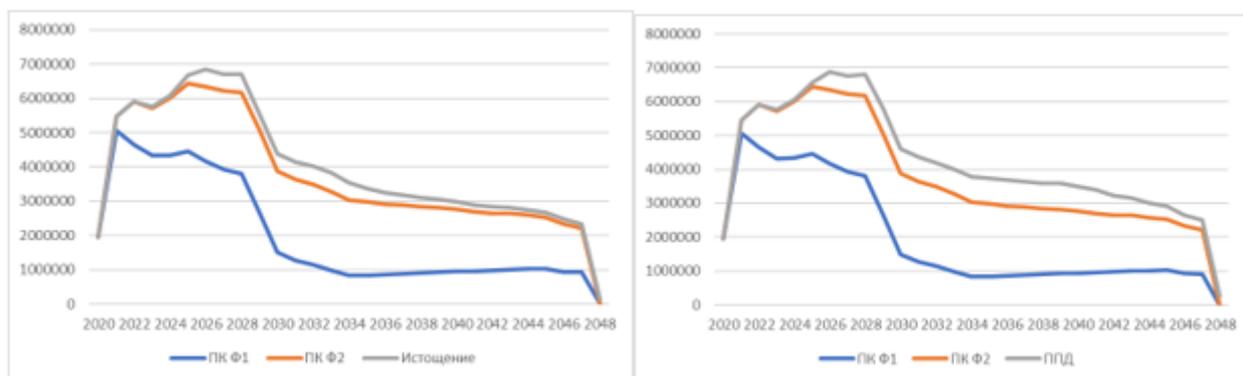


Рис. 8.2 Сумма профилей добычи жидкости пластов ПК и Ач для истощения (слева) и ППД (справа)

В рамках разработки пластов ПК планируется строительство УПНГ. Для оценки возможности совместного использования были построены графики профилей добычи жидкости (рисунок 8.1), нефти (рисунок 8.2) и газа (рисунок 8.3) пластов ПК и Ач.

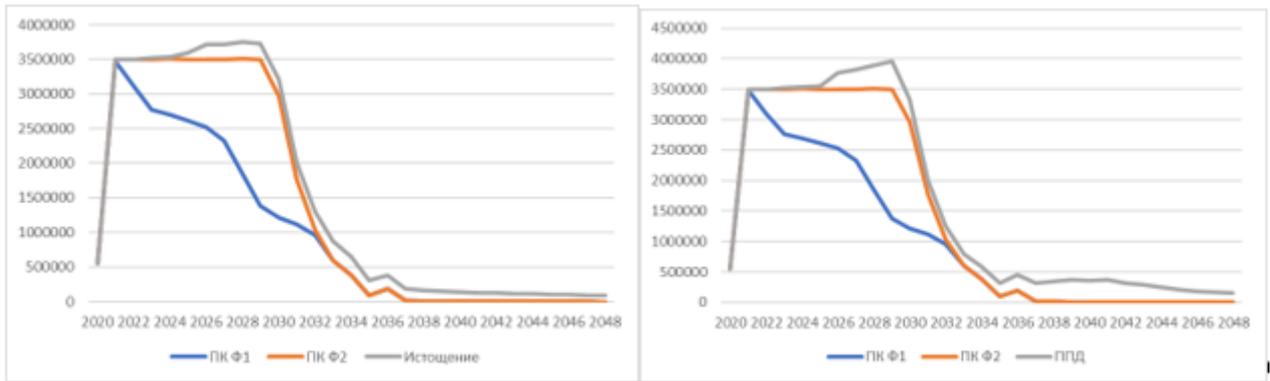


Рис. 8.3 Сумма профилей добычи газа пластов ПК и Ач для истощения (слева) и ПВД (справа)

По представленным данным видно, что объемы нефти для подготовки снижаются, начиная с 2023 года, и имеется большой запас возможности для подготовки нефти. Однако, добыча жидкости превышает проектную пропускную способность УПНГ при соблюдении требований технологических процессов. УПНГ способна подготовить такой объем жидкости при уменьшении времени на некоторые операции. Данные выводы позволяют утверждать, что задействовать существующую инфраструктуру для полной подготовки жидкости с пластов Ач невозможно. По газу существует небольшой запас по мощности УПНГ, порядка 300 млн. м³. Но объемы добычи газа с пластов Ач превысят пропускную способность УПНГ. При этом необходимо учитывать, что состав нефти и ПНГ с разных пластов отличается и для подготовки могут потребоваться разные технологические процессы.

Вблизи месторождения проходит магистральный трубопровод «Заполярье-Пурпе». Для разработки пластов ПК был спроектирован и построен приемо-сдаточный пункт для сдачи подготовленной нефти. Пропускная способность ПСП составляет 3 млн т нефти в год. Суммарный профиль добычи с пластов ПК и Ач не превышает пропускную способность ПСП, что позволяет использовать его совместно. Пропускная способность напорного нефтепровода от УПН месторождения «Т» до ПСП составляет 2,28 млн. т. в год. Для транспортировки нефти с пластов Ач до ПСП необходимо рассмотреть вариант строительства собственного ННП, а также проанализировать взаимовлияние при смешении нефтей пластов Ач и ПК.

Кроме этого, на территории месторождения спроектирована электростанция собственных нужд. Был построен график нагрузок, требуемых для пластов ПК и Ач, а также показаны мощности работающих ГПЭС и ГПЭС в резерве (рисунок 8.4). Мощности существующих генераторов недостаточно для обеспечения электроэнергией суммарных нагрузок для разработки пластов ПК и Ач. В работе требуется рассмотреть возможность расширения существующего энергоцентра, а также подключение к сетям внешнего энергоснабжения и строительство собственного энергоцентра.

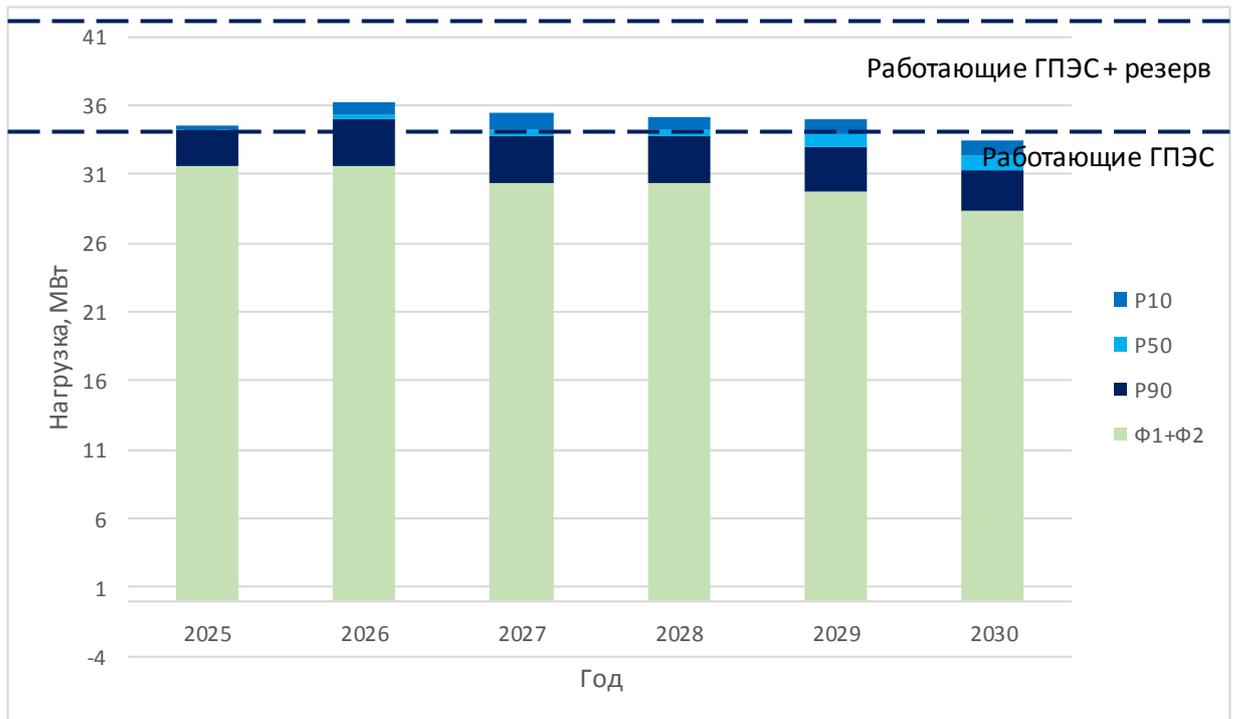


Рис. 8.4 Суммарные нагрузки для разработки пластов Ач и ПК

Принимая во внимание существующую инфраструктуру месторождения, была составлена матрица с основными возможными решениями по концепции наземного обустройства (рисунок 8.5)

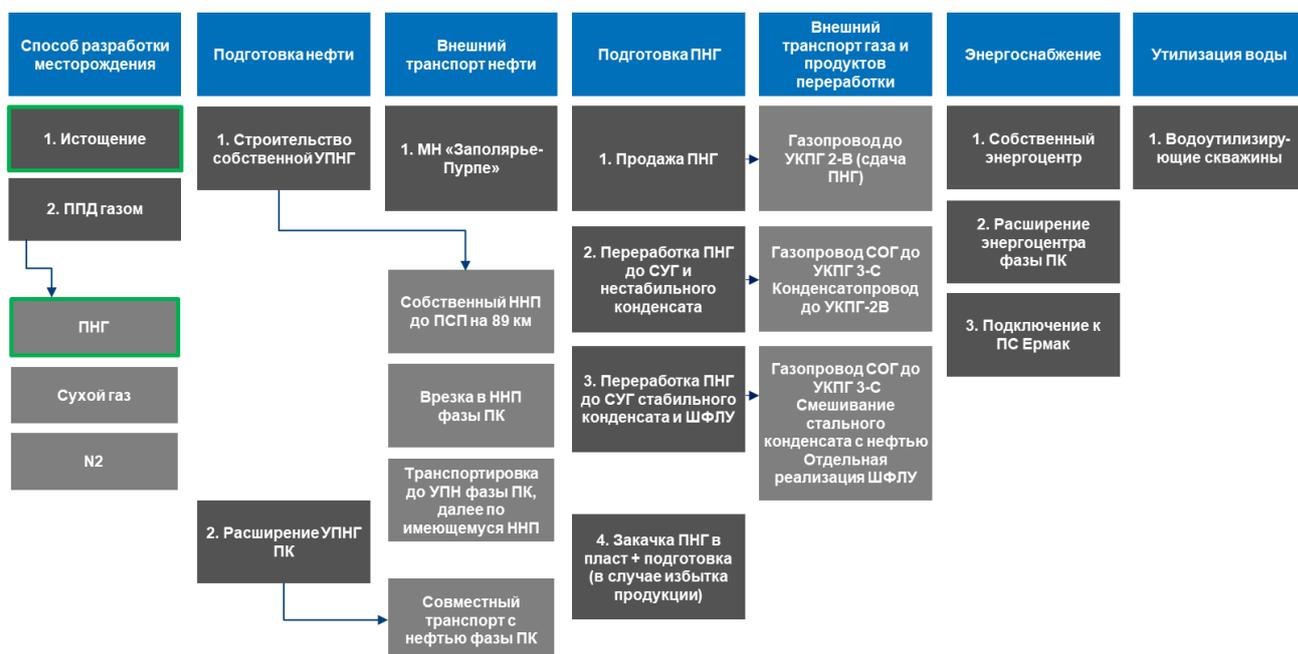


Рис. 8.5 – Матрица вариантов обустройства месторождения.

8.2. Разработка схемы инфраструктуры

При проектировании линейных и площадных объектов была использована карта со спутника, откуда следует, что все проектировалось с учетом рельефа местности. Рядом с месторождением «Т», имеется наземная инфраструктура для подготовки пластовых флюидов пластов ПК. К началу строительства инфраструктуры для эксплуатации ачимовских отложений реализован проект строительства автодороги, благодаря чему отпадает необходимость затрат на строительство 30 км автодороги.

Рассмотрено несколько вариантов строительства. В первом варианте (рисунок 8.6) рассматривалось расширение имеющейся инфраструктуры (УПН, ВЖК, ЭСН). В этом случае были спроектированы нефтесборные сети и ВЛ, проведенные вдоль траектории имеющейся автодороги. К окончанию строительства первых кустовых площадок, объемы добываемой нефтяной продукции проекта разработки пластов ПК уменьшаются, благодаря чему нефтяная продукция ачимовских отложений может смешиваться с их нефтью и подаваться по готовому напорному нефтепроводу до ПСП.

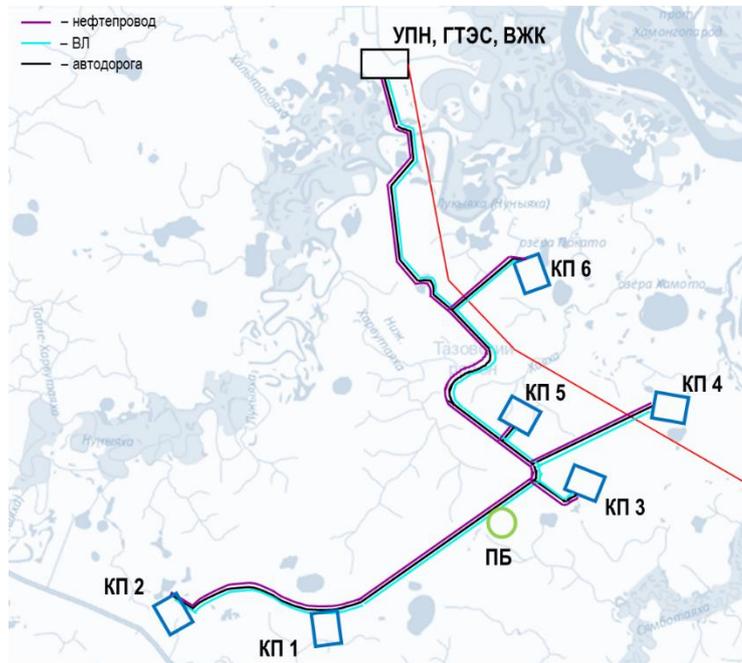


Рис. 8.6 Вариант наземного обустройства при подаче нефтяной продукции по имеющемуся напорному нефтепроводу до ПСП.

Во втором варианте (рисунок 8.7) рассмотрено строительство своих УПН, ВЖК, КОС, ВОС, АБК. Электроэнергия в этом варианте используется с существующего энергоцентра. Необходимо проложить напорный нефтепровод до точки врезки, на котором будет установлен узел учета нефти.

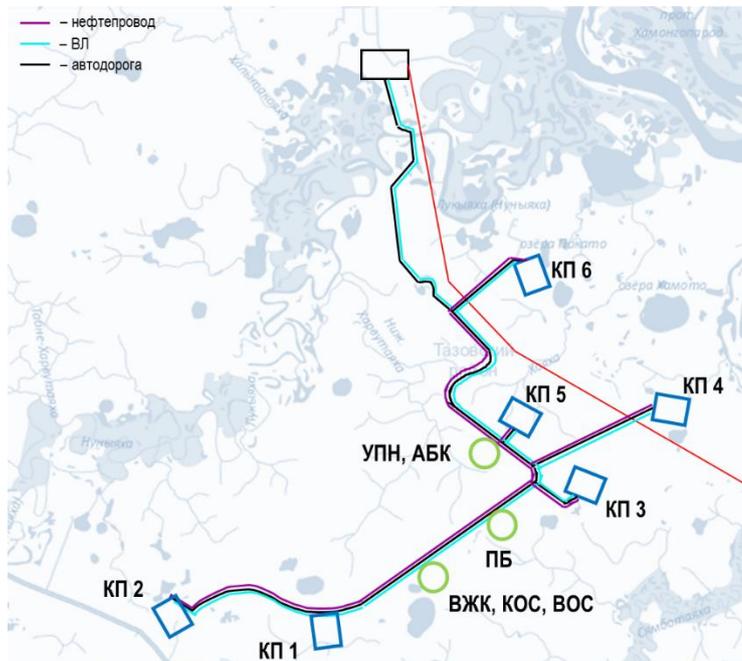


Рис. 8.7 Вариант наземного обустройства при строительстве собственных УПН, ВЖК, КОС, ВОС, АБК

В третьем варианте (рисунок 8.8) рассмотрено дополнительное строительство своей ЭСН относительно предыдущего варианта. Планируется подавать электричество на объекты инфраструктуры со своей ЭСН.

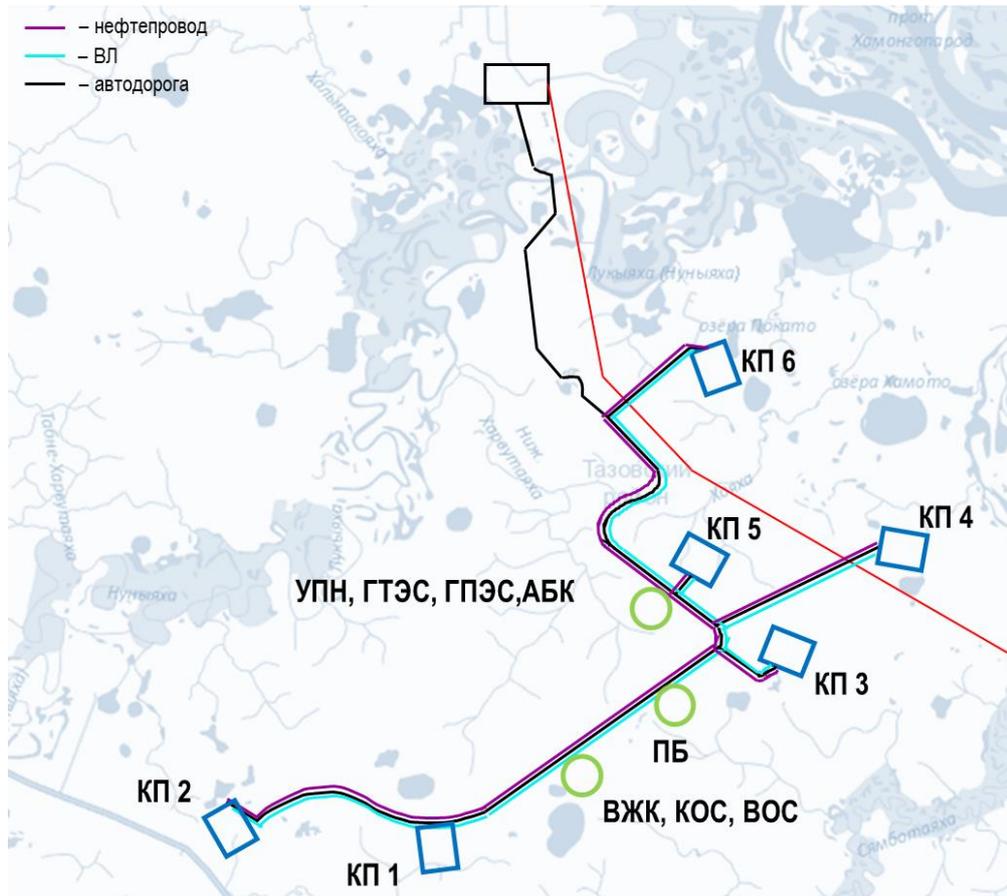


Рис. 8.8 Вариант наземного обустройства при строительстве собственной ЭСН

8.3. Определение параметров системы сбора

8.3.1. Подбор диаметров трубопроводов

Согласно выбранному расположению линейных и площадных объектов, в ПО «Petroleum Experts» создан проект с принципиальным расположением кустов скважин, нефтесборных коллекторов, УПН. В данном ПО существует возможность анализа работы трубопроводов на всем протяжении разработки месторождения с изменением продуктивности скважин, газового фактора, обводненности (рисунок 8.9).

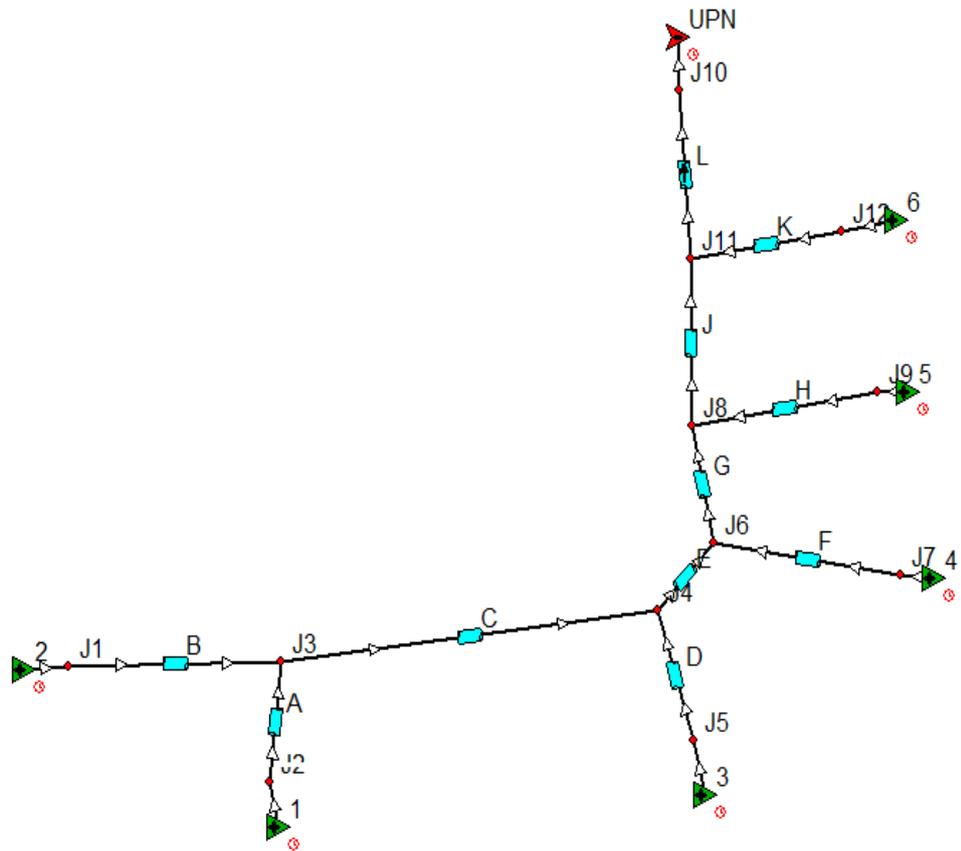


Рис. 8.9 Схема расположения трубопроводов от кустов скважин в ПО «Petroleum Experts»

Следующим этапом стал подбор диаметров трубопроводов в соответствии с требованиями по скорости потока в нефтесборном коллекторе (0,5-3 м/с). Диаметр трубопроводов подбирался исходя из нормативного документа ГОСТ 20295-85 «Трубы стальные сварные для магистральных нефтепроводов»[5].

В результате итерационных расчетов для сценариев добычи УВС P10, P50, P90 в режиме истощения подобраны оптимальные диаметры трубопроводов. Отмечается, что на протяжении разработки месторождения забойное давление снижается ниже давления насыщения, что влечет за собой увеличение газового фактора, который, в свою очередь, положительно влияет на сохранение скорости смеси в нефтесборном коллекторе. Итоговые размеры трубопроводов представлены в таблице 8.1, зависимость скорости газожидкостной смеси со временем показана на рисунке 8.10

Участок НСК	Длина, км	Диаметр внешний, мм		
		P10	P50	P90
A	0.083	219	219	168
B	4.233	273	273	178
C	6.134	377	325	245
D	1.127	245	140	-
E	0.315	377	325	245
F	3.622	325	273	219
G	1.046	426	426	325
H	0.763	273	178	-
J	4.799	426	426	325
K	2.424	273	273	245
L	7.176	530	530	377



Рис. 8.10 Зависимость скорости газожидкостной смеси от времени для режима истощения

При организации режима ППД рассмотрен вариант установки лупинг-секций для сбора продукции, по причине значительного увеличения добычи УВС. Стоит отметить, что кратно повышается газовый фактор, что влечет за собой установку лупинг-секций большого диаметра, чтобы соблюсти требование по скорости смеси в нефтесборном коллекторе. Поэтому рассмотрен следующий вариант с предварительным отбором газа на кустах. При этом жидкость транспортируется по НСК, построенному для режима истощения, а газ отдельно проходит по газопроводу до УПН. В случае данного решения строить дополнительные лупинг-секции не требуется, скорость потока на протяжении разработки месторождения удовлетворяет требованиям. Однако, необходимо строить дополнительный газопровод для транспортировки отделенного газа до УПН, а учитывая, что к нагнетательным кустам подводится отдельный

газопровод для обеспечения нагнетания газа в пласт это приводит дополнительные капиталовложения.

С целью оптимизации принимается решение осуществлять предварительный отбор газа на кустах с помощью УПОГ с дальнейшим прохождением через узел учета газа и закачкой через компрессоры и нагнетательные скважины в пласт, тем самым, избавляясь от необоснованной транспортировки газа и дополнительных капиталовложений на газопровод с сохранением инфраструктуры для режима истощения без существенной ее модификации и усложнения.

Схема расположения при режиме ППД показана на рисунке 8.11. Скорость смеси при организации режима ППД со временем показана на рисунке 8.12

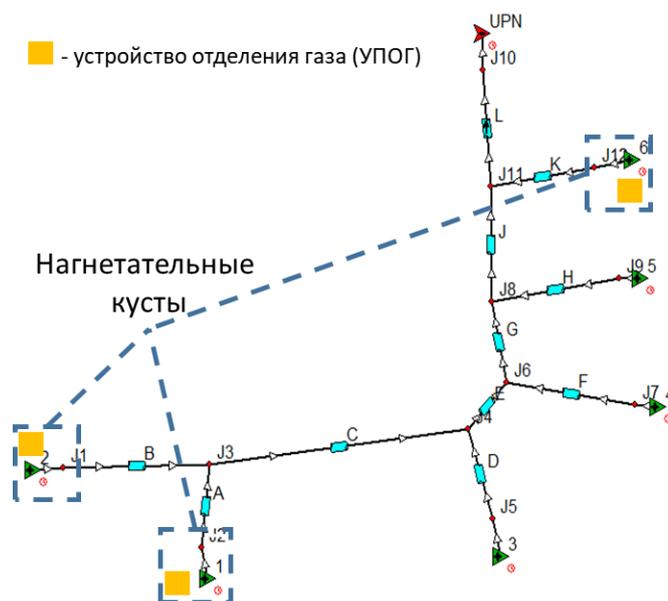


Рис. 8.11 Схема расположения трубопроводов от кустов скважин при ППД

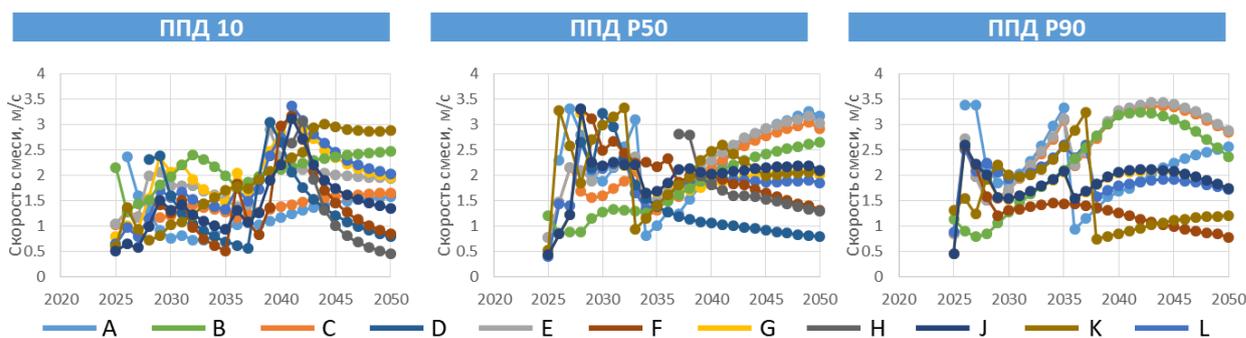


Рис. 8.12 Зависимость скорости газожидкостной смеси от времени для режима ППД

8.3.2. Анализ влияния низких температур на работу трубопровода

Месторождение «Т» расположено в субарктической зоне, где температура опускается до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$. В связи с этим встает вопрос о работоспособности трубопровода в суровых условиях Севера.

Первым этапом стало определение критических перепадов давления на устье скважин и входе в УПН, в следствие увеличения вязкости нефти при снижении температуры, что влечет за собой остановку трубопровода.

В ПО «Petroleum Experts» смоделирована ситуация понижения окружающего воздуха до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$, при этом нефтепровод не обеспечивается нагревом или утеплением (рисунок 8.13). По результатам моделирования максимальный перепад давления не превышает 3 атм (критический – 20 атм). Из этого следует, что риск остановки трубопровода по причине застывания нефти маловероятен.

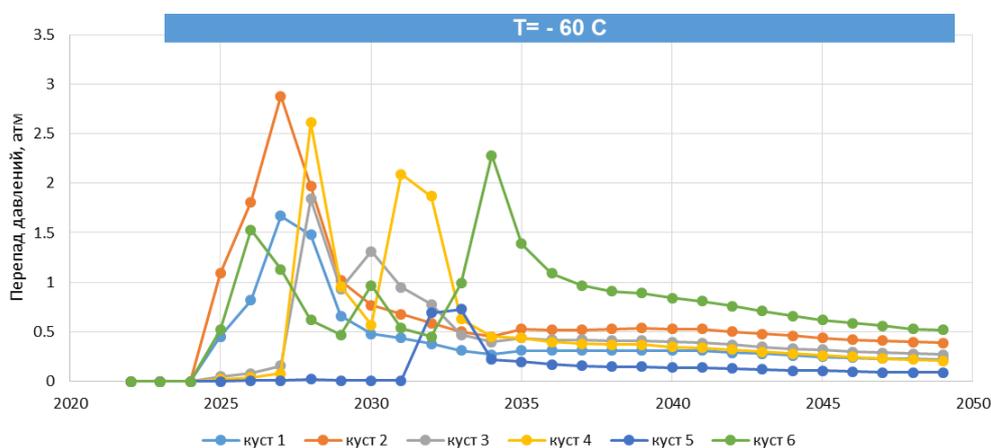


Рис. 8.13 Зависимость перепада давления со временем при температуре окружающего воздуха $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$

Если для легкой нефти не свойственно застывание, то существует другой риск: учитывая, что нефть содержит большое количество газа, возможны образования гидратных пробок, влияющие на работу трубопровода.

Проведен аналитический расчет кривой гидратообразования, результат которого представлен на рисунке 8.14. Учитывая рабочую область трубопровода (показано красным пунктиром), которая находится выше кривой гидратообразования, риск осложнения гидратами при работающем

трубопроводе маловероятен. Однако, в случае снижения температуры в трубопроводе ниже 15 °С происходит образование гидратных пробок.

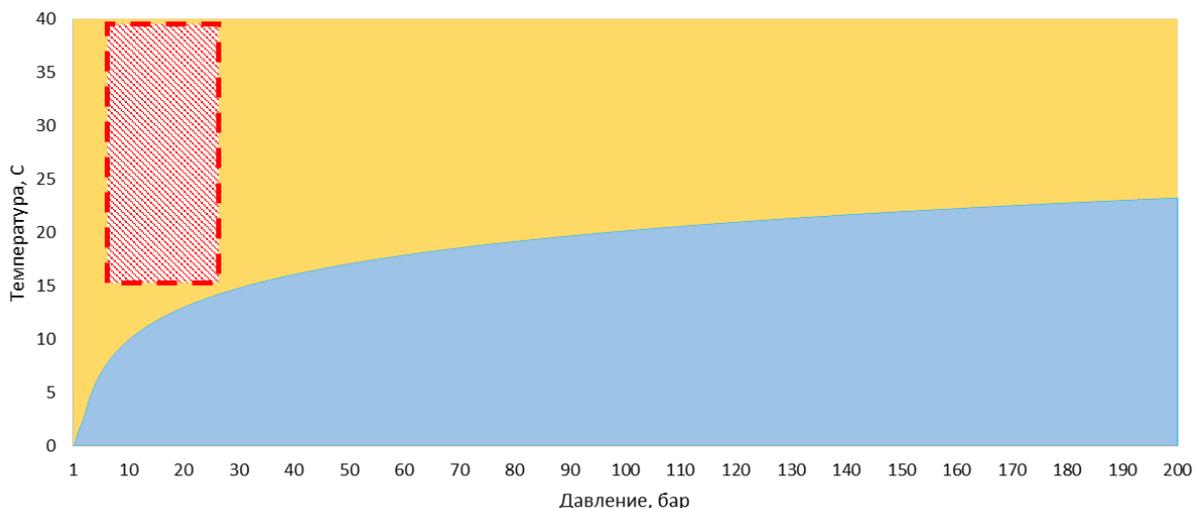


Рис. 8.14 Кривая гидратообразования

Следующим этапом служит определение необходимой толщины изоляции. Для этого проведена серия расчетов с разной толщиной изоляции при экстремально низкой температуре (рисунок 8.15). По результатам следует вывод, что при работающем трубопроводе изоляция толщиной 40-60 мм способна обеспечить сохранение температуры в трубопроводе и не дать снизиться ниже 15 °С.

Дальше была смоделирована ситуация в случае остановки трубопровода при температуре окружающего воздуха -60 °С. Также проведена серия расчетов с разной толщиной изоляции (рисунок 8.16). По итогу определено, что даже изоляция толщиной 200 мм не обеспечивает сохранение температуры более 8 часов. Из этого следует вывод, что в качестве утеплителя следует рассмотреть изоляцию толщиной 40-60 мм с кабельным подогревом трубопровода на случай его остановки, чтобы температура продукции не снизилась ниже 15 °С

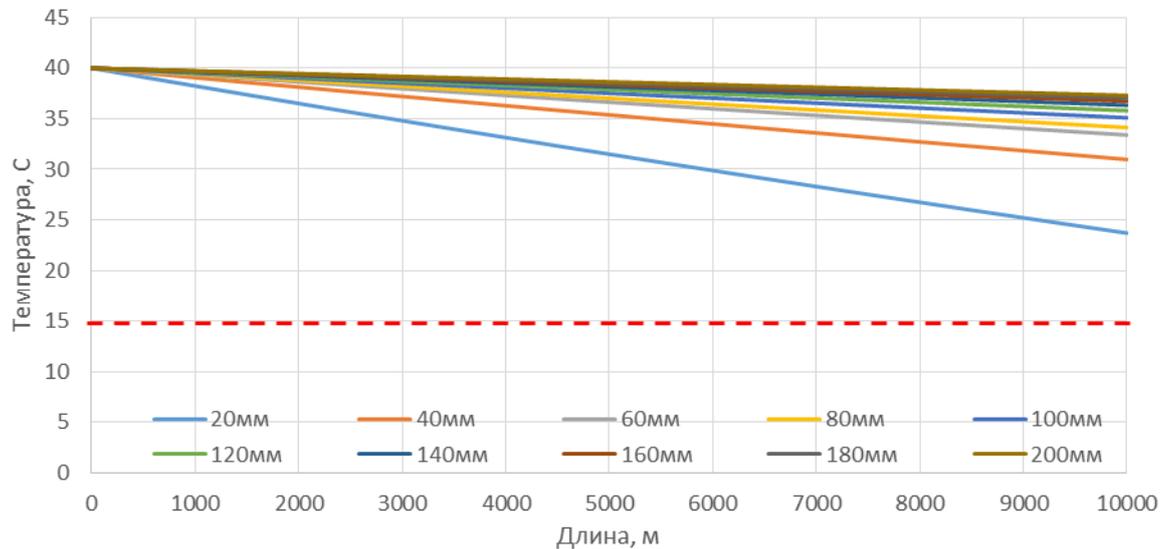


Рис. 8.15. Зависимость температуры от толщины изоляции при работающем трубопроводе

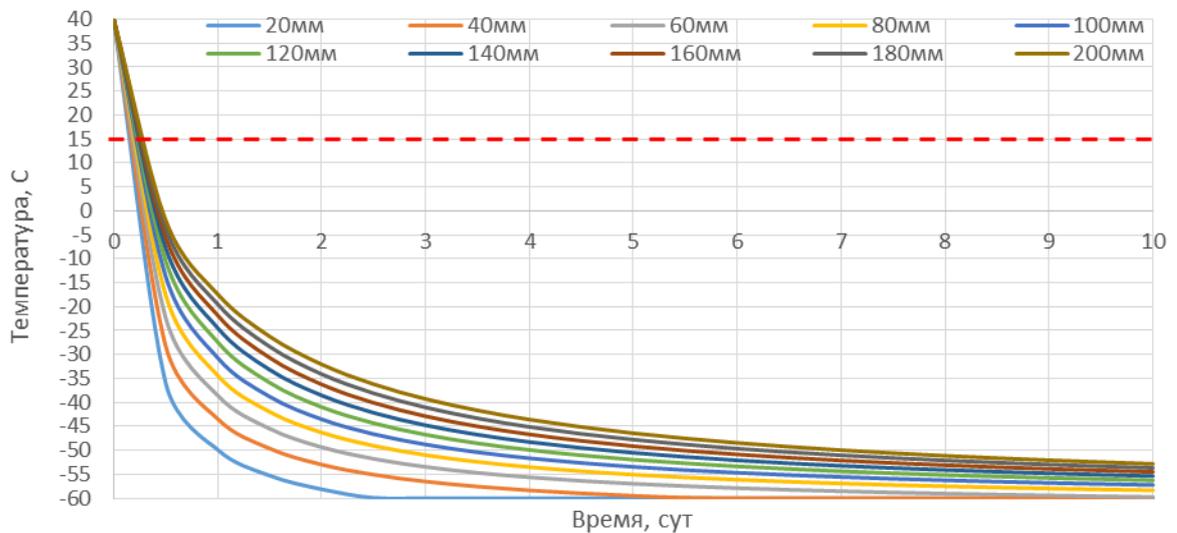


Рис. 8.16. Зависимость температуры от толщины изоляции при остановке трубопровода со временем

8.4. Разработка принципиальной схемы УПН, УКПГ

По системам трубопровода пластовый флюид – газожидкостная смесь (ГЖС), поступает на пункт сбора продукции, где его необходимо обработать и разделить на нефть, газ и воду. Для этого на каждом месторождении строятся системы подготовки флюидов. Установка подготовки нефти (УПН) выполняет функцию приема продукции, поступающих с нефтяных скважин, и предварительного разделения на нефтяной газ, который затем отправляется на

установку комплексной подготовки газа (УКПГ), пластовую воду, которая, в случае нашего месторождения, предполагается под закачку в утилизирующие трубы или использовании на собственные нужды, и нефть, которая доводится до товарного качества в установке.

Пиковая нагрузка по добыче на месторождение «Т» составляет:

Таблица 8.2

Период разработки на истощение:

Вариант разработки	Жидкость, м ³ /сут	Нефть, м ³ /сут	Газ, м ³ /год
P10	3252	2978	225000
P50	2001	1673	200000
P90	1202	928	140000

Таблица 8.3

Период разработки при вводе системы ППД:

Вариант разработки	Жидкость, м ³ /сут	Нефть, м ³ /сут	Газ, м ³ /год
P10	3663	3324	748142
P50	3043	2554	384331
P90	1271	1016	238045

На рисунках 8.17-8.18 показана загрузка УПН с учетом 1-3 фаз разработки и внедрения системы ППД.

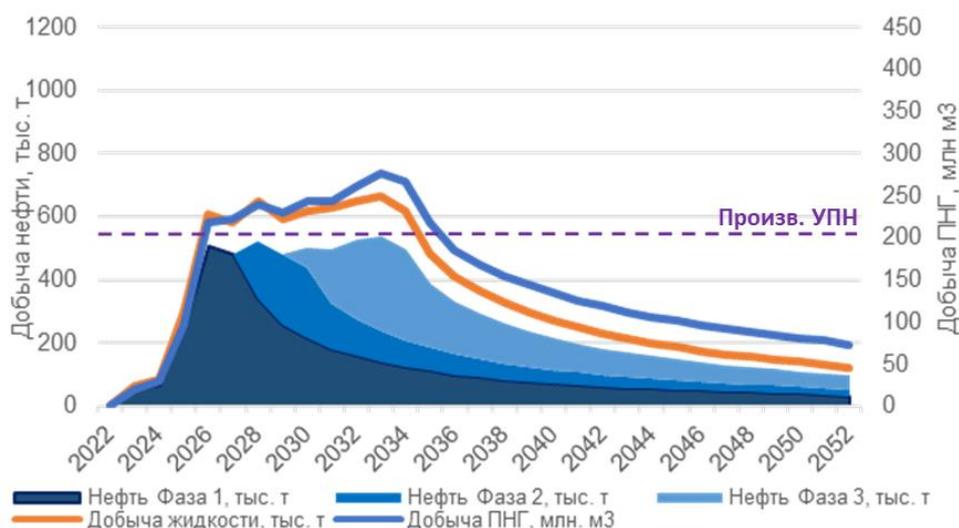


Рис. 8.17 производительность УПН с учетом фаз для разработки на истощение

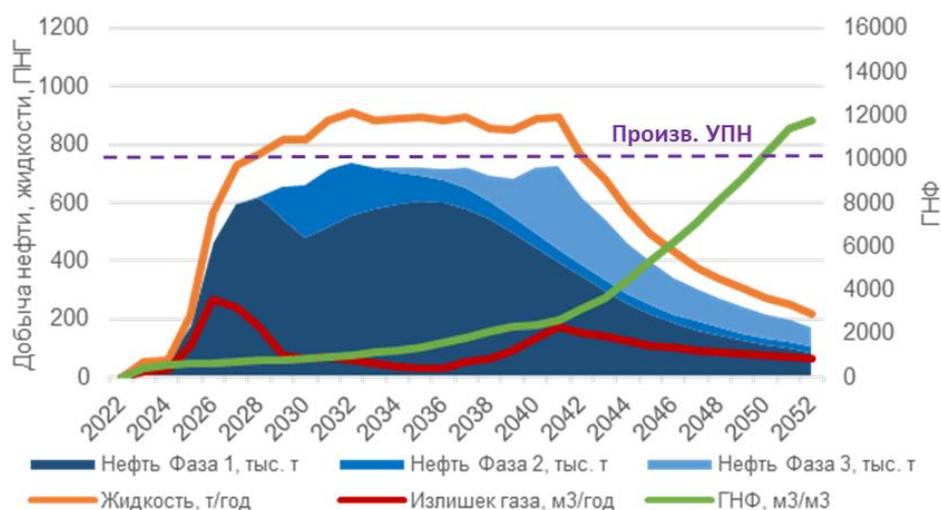


Рис. 8.18 производительность УПН с учетом фаз для разработки с системой ППД

Система подготовки пластового флюида на данном месторождении, с учетом газового фактора и типа нефти, согласно таблице ниже, позволяет предварительно выбрать принципиальную схему установки подготовки легкой и средней нефти, ПНГ и воды для ППД «Д». Плотность нефти – 819 кг/м^3 , Газовый фактор – $327.6 \text{ м}^3/\text{м}^3$ [6].

Таблица 8.4

Выбор технологической схемы УПН

Мощность установки млн. т нефти/год	1.5		2		3		3.0xn								
	≤ 300	≥ 300													
Тип нефти Л-легкая $d < 850 \text{ кг/м}^3$ С-средняя $d = 850 - 890 \text{ кг/м}^3$ Т-тяжелая, высоковязкая, $d > 890 \text{ кг/м}^3$	Л	С	Т	Л	С	Л	С	Т	Л	С	Л	С	Т	Л	С

Тип установки подготовки нефти, Номер технологической схемы	А	А	Б	Б	Д	Д	А	А	Б	Б	Д	Д	А	А	Б	Б	Б	Д	Д
	Г	Б	В	В	Д	Д	Е	Б	В	В	Д	Д	Е	Б	В	В	В	Д	Д
	Е	Г	Г	Г				Е	Е				Е	Е	Е				

Газожидкостная смесь, поступающая в систему подготовки, обладает температурой 40 °С и давлением в 6МПа.

Согласно выбранной технологической схеме «Д», в систему для подготовки нефти до товарного вида входит:

1. установка предварительного отбора газа (УПОГ);
2. нефтегазоводоразделитель (НГСВ);
3. подогреватель нефти (ПНК)
4. концевая сепарационная установка (КСУ);
5. резервуар вертикальный стальной (РВС);
6. насосная внутренней перекачки (НВП);
7. насосная станция внешней откачки нефти (НВО);
8. система измерения количества и качества нефти (СИКН).

Необходимо определить входные мощности для установки предварительного отбора газа (УПОГ), работа которой основана на принципах предварительной стабилизации входного потока до сепарационного процесса и создания режима расслоения потока. На выходе получается газ, подающийся на газосепаратор, и газонасыщенная нефтяная эмульсия. При скрининге имеющихся установок, удовлетворяющих требованиям продукции месторождения «Т», подобран УПОГ-700-1.0 (рисунок 8.19).

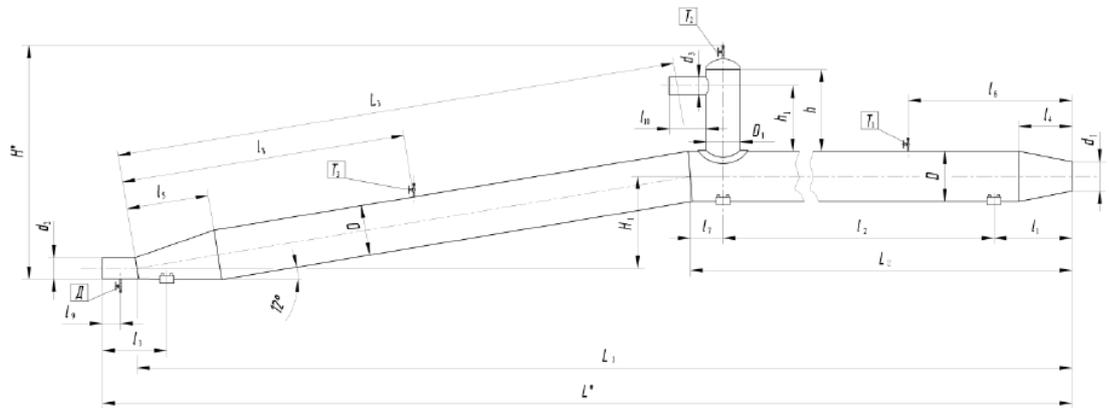


Рис. 8.19 Принципиальная схема конструкции УПОГ.

На следующей стадии эмульсия попадает в первый трехфазный нефтегазосепаратор НГСВ-1 (рисунок 8.20). Установка, имеющая горизонтальное расположение, снабженная технологическими штуцерами, пеногасящей секцией, переливной перегородкой, струйными каплеотбойниками, очищающими газ. Кроме того, можно выделить четыре секции установки, через которые проходит эмульсия – основная сепарационная секция (основное разделение на газ и жидкость), осадительная секция (дополнительное выделение газа за счет плавного стекания нефти по дефлекторам), секция сбора жидкости (сбор жидкости при температуре и давлении сепаратора), влагоуловительная секция (улавливаются частицы жидкости, увлекаемые потоком газа). Время удержания нефти в НГСВ должно быть не менее 22,5 минут для легких нефтей, для нашего месторождения достаточно 35 минут для первой трехфазной сепарации, для второй – 55 минут. Для лучшей сепарации, перед НГСВ-2 нефть подогревается в печи. В НГСВ-2 нефть доводится до требований ГОСТ Р 51858-2002. Однако нефть, обводненность которой порядка 0.5%, необходимо дегазировать, поэтому она поступает в КСУ, после подается на продажу [10].

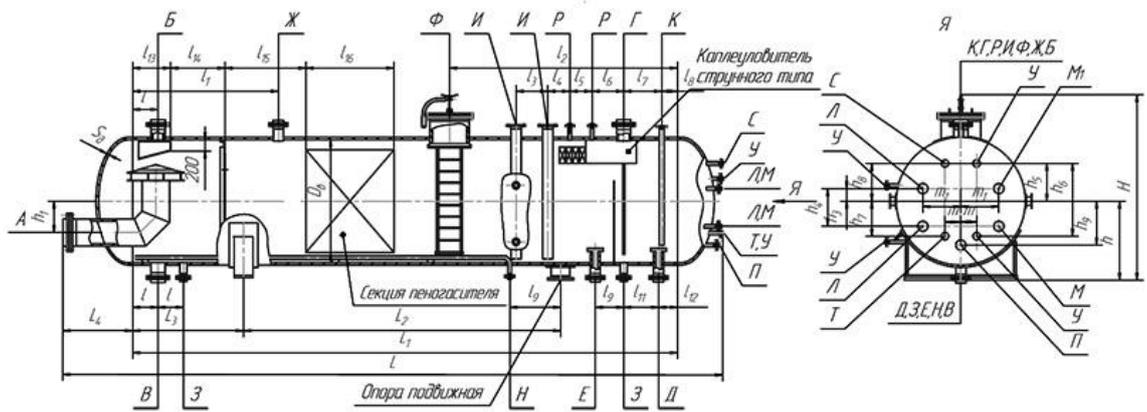


Рис. 8.20 Принципиальная схема конструкции НГСВ.

А-вход нефтегазовой смеси, Б-вход газа, В-вход воды, Г-выход газа, Д-выход нефти, Е-выход воды, Ж-для предохранительного клапана, З-для дренажа, И-для датчиков уровня, К-для датчиков уровня, Л-для регулятора уровня, М-для сигнализатора уровня, Н-для пропарки, П-для ртутного термометра, Р-для дифманометра, С-для манометра, Т-для термометра сопротивления, У-для указателя уровня, Ф-люк-лаз.

Покидая КСУ, нефть направляется в резервуарный парк для хранения (рисунок 8.21). Необходимый объем рассчитывался на объем производительности по УПН трех суток. Предусмотрена резервная единица, для предотвращения катастроф при аварийной ситуации. Товарная нефть месторождения «Т» обладает долей воды 0.485%, массовая доля механических примесей 0.05%, концентрация хлористых солей не более 100 мг/дм³, давление насыщенных паров не превышает 66.7кПа, составляет 61.8кПа.

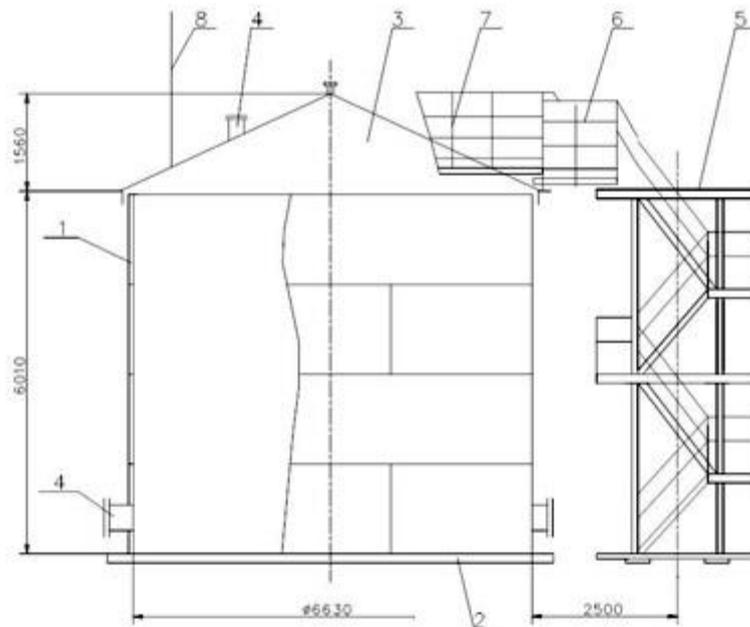


Рис. 8.21 Принципиальная схема конструкции РВС.

1-стенка, 2-днище, 3-крыша, 4-люки и патрубки в стенке и крыше, 5-шахтная лестница, 6-переход с шахтной лестницы, 7-площадки и ограждения на крыше, 8-конструкции молниезащиты.

Технологическая система подготовки газа основана на методе последующей его утилизации. На месторождении «Г» рассматривается три возможных варианта системы на месторождении:

1. отсутствие подготовки с последующей продажей попутного нефтяного газа;
2. подготовка сухого отбензиненного газа (СОГ) и нестабильного конденсата;
3. подготовка сухого отбензиненного газа (СОГ), стабильного конденсата и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ);

При рассмотрении максимальной компоновки системы для получения СОГ+стабильный конденсат+ШФЛУ охватывается весь спектр необходимых агрегатов для подготовки СОГ+нестабильный конденсат.

Минимальные требования к качеству газа предъявляются в случаях его использования в качестве топлива для выработки электроэнергии и при

сжигании на факелах, во всех остальных – газ должен быть доведен до товарного качества, требует специальной подготовки.

После получения газовой фазы на УПОГ она попадает в газосепаратор, предусмотренный для улавливания жидкости. Жидкая фаза, попадая в блок подготовки топливного газа обрабатывается и подается, в качестве топлива, на печь. Оставшийся обогащённый газовый поток направляется в установку подготовки газа. При последующей низкотемпературной сепарации из потока газа отделяются сконденсированные углеводороды в жидкой фазе и СОГ, готовый к продаже. Жидкая фаза углеводородов, оставшаяся после сепарации, представляет из себя конденсат, направляемый на установку стабилизации конденсата (УСК) при внешнем искусственном охлаждении при постоянном давлении в системе, что позволяет поддерживать точку россы в стабильном состоянии. Для получения высокой точности при разделении УВ газов и добиваться глубокого извлечения тяжелых УВ используется ректификационная колонна. Низкотемпературные режимы позволяют получать ШФЛУ и стабильный конденсат высокого качества, увеличивая получаемый объемы жидкой фазы и уменьшая объемы газовой продукции, как правило, подающейся на факел.

Вся вода, получаемая в системе, подается в отстойник воды, РВС, с последующей ее ликвидацией путем нагнетания в скважины утилизации.

На рисунке 8.22 приведена общая схема, включающая все необходимые установки.

8.5. Определение оптимальной схемы подготовки и внешнего транспорта нефти.

Реализация подготовленной продукции предусматривает отдельный сбыт нефти и газа. Система УПН имеет два основных возможных пути реализации – строительство собственной и использование имеющейся УПН для пластов ПК (рисунок 8.24).

При строительстве своей УПН имеется три варианта точек сдачи продукции, основные отличия которых заключаются в закладываемых на строительство затратах CAPEX и OPEX, затраты на строительство самих установок подготовки нефти от варианта к варианту остаются неизменными:

1. строительство нефтяного трубопровода от УПН до пункта сдачи продукции (ПСП), протяженность которого составляет 89 км, способ прокладки надземный. Товарная нефть, после ПСП, сдается в магистральный нефтепровод «Заполярье-Пурпе». Основные затраты – на строительство нефтепровода от УПН до ПНП.
2. поднятие давления до необходимого уровня с врезкой в нефтяной трубопровод, имеющийся на лицензионном участке для транспорта нефти ПК пластов. Основные затраты – строительство НВО и НВП, нефтепровода то точки врезки.
3. Подача продукции через нефтепровод до УПГН ПК, затем продукция подается через нефтепровод ПК до ПНП, затем в магистральный нефтепровод «Заполярье-Пурпе». Основные затраты – на строительство нефтепровода от нашей УПН до УПГН ПК.

Альтернативный вариант включает в себя синергию с УПГН ПК, основные затраты – строительство сети сбора до УПГН ПК. Данный вариант является наиболее перспективным.

Результаты проведенной оценки приведены в таблице 8.5.

Вариативность реализации нефтяной продукции

Подготовка нефти	Точки сдачи нефти	CAPEX+OPEX, млн руб.
Строительство собственной УПН	Строительство трубопровода до ПНП 89 км	8 567
	Врезка в трубопровод ПК с предварительным поднятием давления	7 363
	Трубопровод до УПН ПК	6 832
Синергия с УПНГ ПК на «Т» ЛУ	Сеть сбора до ПК	4 386

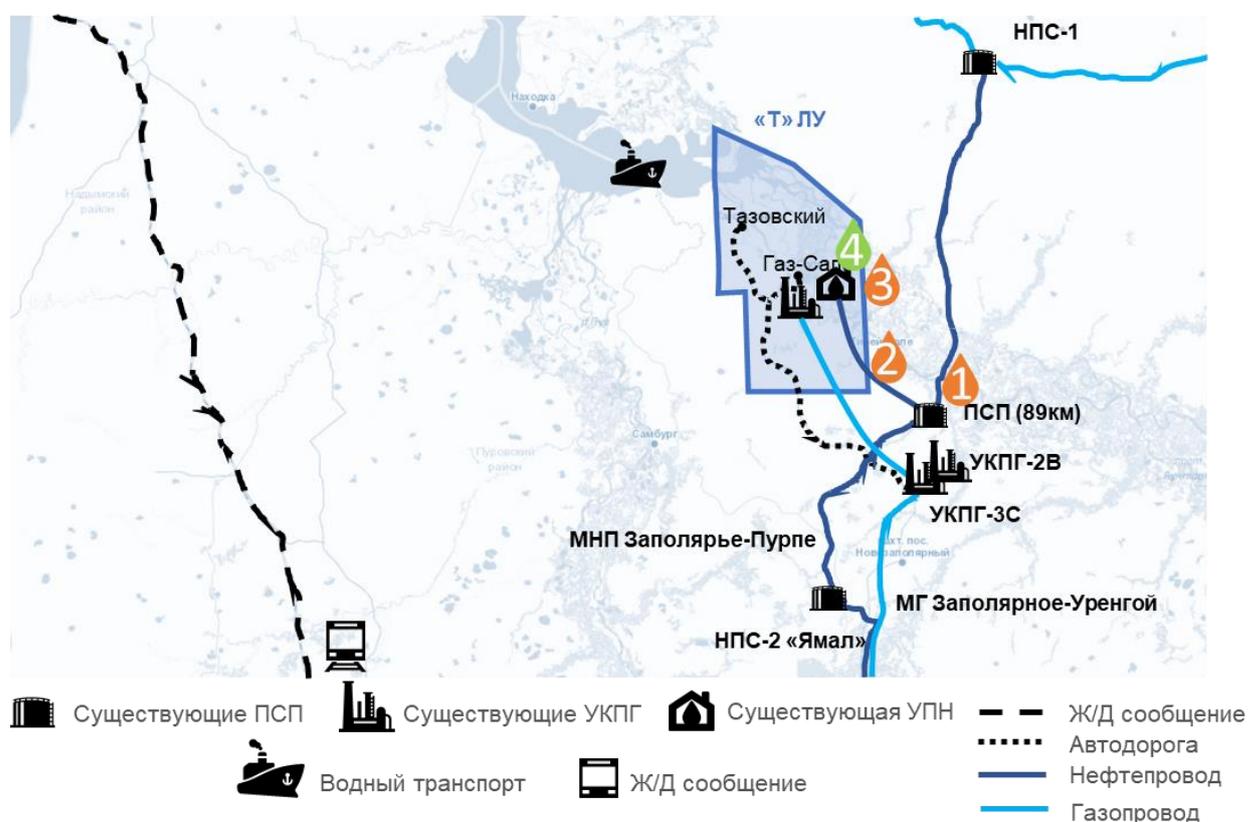


Рис. 8.24 Вариативность реализации нефтяной продукции

8.6. Определение оптимальной схемы подготовки и внешнего транспорта ПНГ газа.

Система УКПГ имеет три основных возможных пути реализации – отсутствие подготовки газа, подготовка СОГ и нестабильного конденсата, подготовка СОГ, стабильного конденсата и ШФЛУ. УКПГ ПК отсутствует, в связи с составом ПНГ ПК, который не подразумевает комплексной подготовки, поступает на продажу проходя лишь газовый сепаратор, где происходит разделение на газ, подающийся в газопровод внешнего транспорта (ГВТ) и жидкую фазу, подающуюся на блок подготовки топливного газа. Исходя из этого, при реализации вариантов, учитывающих реализацию товарной продукции кроме ПНГ, необходимо строительство собственной УКПГ.

При реализации варианта сдачи ПНГ, отсутствует потребность в строительстве инфраструктуры, основные затраты – строительство трубы до УКПГ-2В. Реализация продукции ПНГ не возможна в УКПГ-3С, так как ПНГ представляет из себя газ, высоко обогащённый тяжелыми углеводородами.

При строительстве своей УКПГ имеется три варианта точек сдачи продукции:

1. при подготовке сухого отбензиненного газа (СОГ) и нестабильного конденсата, предусматривается строительство трубы для подачи продукции СОГ в трубопровод от УПГН ПК в УКПГ-3С, а так же строительство трубопровода до УКПГ-2В для подачи нестабильного конденсата. Основные затраты – строительство газопровода;
2. при подготовке сухого отбензиненного газа (СОГ), стабильного конденсата и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) предусматривается строительство трубы для подачи продукции СОГ в трубопровод от УПГН ПК в УКПГ-3С, кроме того, стабильный конденсат предполагается смешивать с нефтью и перед подачей на продажу. Однако, имеется два варианта точек сдачи ШФЛУ:

1. строительство трубопровода от УКПГ до УКПГ-2В для осуществления транспортировки. Основные затраты – строительство газопровода;
2. сдача продукции используя железнодорожную сеть, с доставкой ШФЛУ до Ж/Д развязки автотранспортом по имеющимся автодорогам. Основные затраты – строительство газопровода, закуп автоцистерн для перевозки продуктов, а также вагон-цистерн;

Результаты проведенной оценки сравнения вариантов сдачи продукции приведены в таблице 8.6. Наиболее перспективными являются варианты сдачи ПНГ до УКПГ-2В и строительство трубопроводов до СОГ+нестабильный конденсат в УКПГ-2В и УКПГ-3С (рисунок 8.25).

Таблица 8.6

Вариативность реализации газовой продукции

Подготовка газа		Точки сдачи газа		delta NPV, млн руб.	
Без подготовки		Сдача ПНГ по трубопроводу до УКПГ-2В		438	
Строительство своей УКПГ	СОГ + нестабильный конденсат	Продукция СОГ подается через существующий трубопровод ПК в УКПГ -3С	Строительство трубопровода для сдачи нестабильного конденсата в УКПГ-2В	424	
	СОГ + стабильный конденсат + ШФЛУ		Стабильный конденсат подается в нефть перед продажей	Строительство трубопровода для сдачи ШФЛУ в УКПГ-2В	-205
			Сбыт ШФЛУ авто- и Ж/Д транспортом	53	

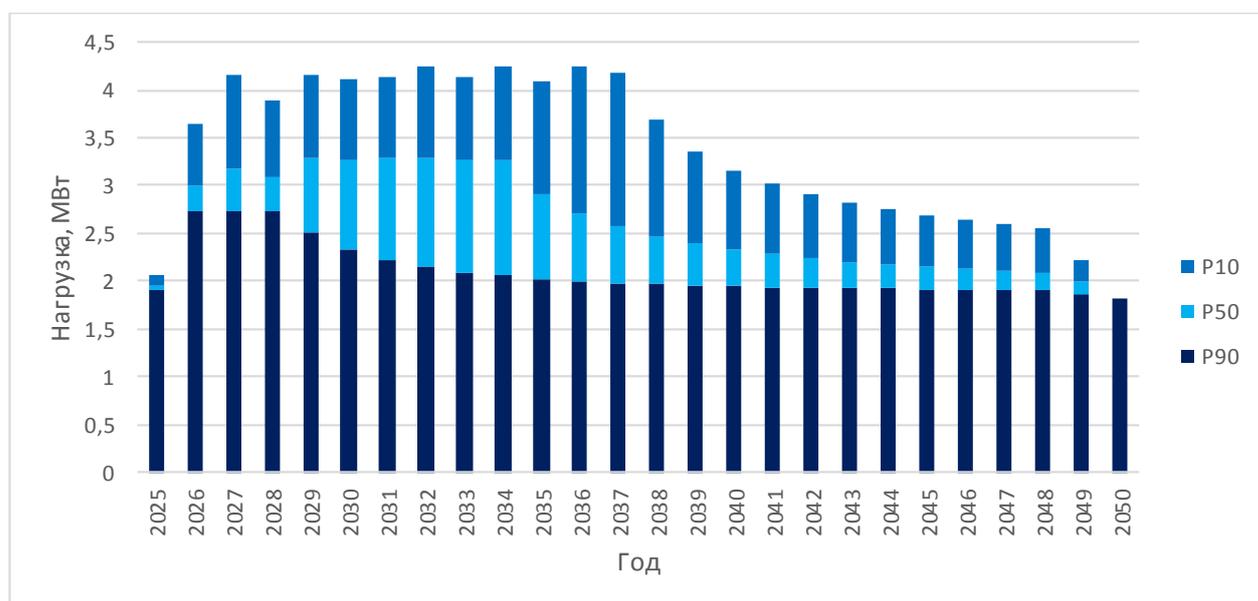


Рис. 8.26 Профиль нагрузок при разработке на истощение

По рассчитанным данным нагрузок был составлен профиль нагрузок при разработке на истощение (рисунок 8.26). Пиковая нагрузка достигается в период с 2027 по 2036 года и равняется 4,16 МВт для сценария P10, 3,29 МВт для сценария P50 и 2,74 МВт для сценария P90.

Аналогичным образом был составлен график нагрузок при разработке с ППД (рисунок 8.27). В данной ситуации становится выше постоянная нагрузка, не зависящая от добычи. Пик для сценария P90 приходится на 2026 года – 3,53 МВт, для сценария P50 на 2027 – 3,77 МВт, для сценария P10 на 2042 – 4,12 МВт.

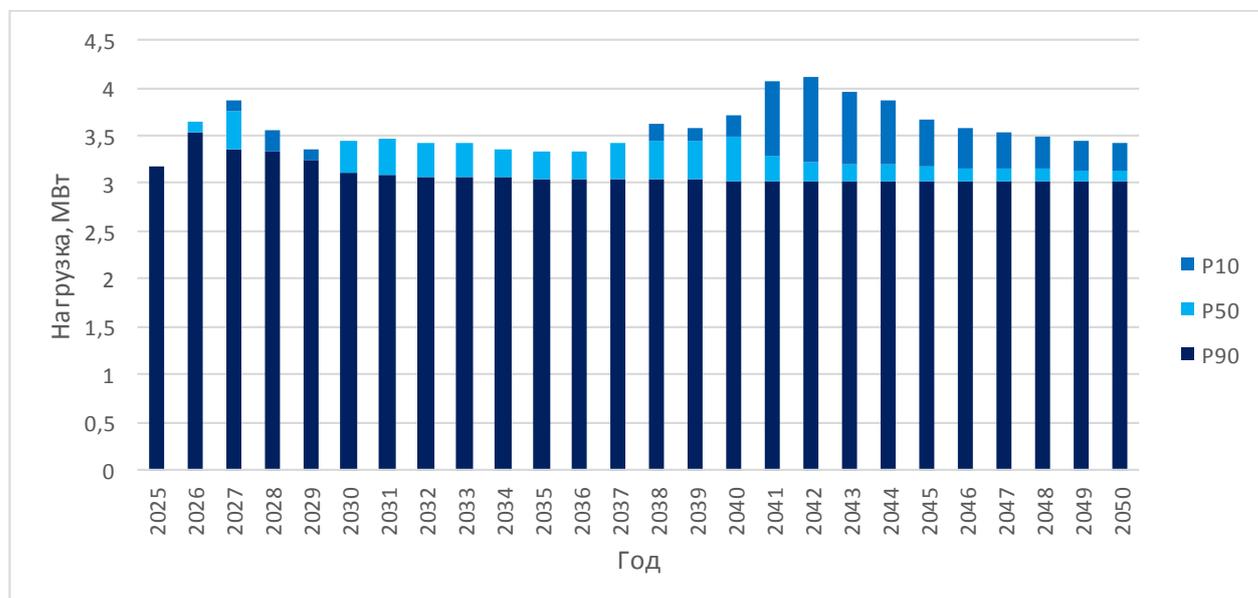


Рис. 8.27 Профиль нагрузок при разработке с ППД

При анализе возможности подключения месторождения «Т» к сети энергоснабжения была рассмотрена существующая инфраструктура региона (рисунок 8.28).

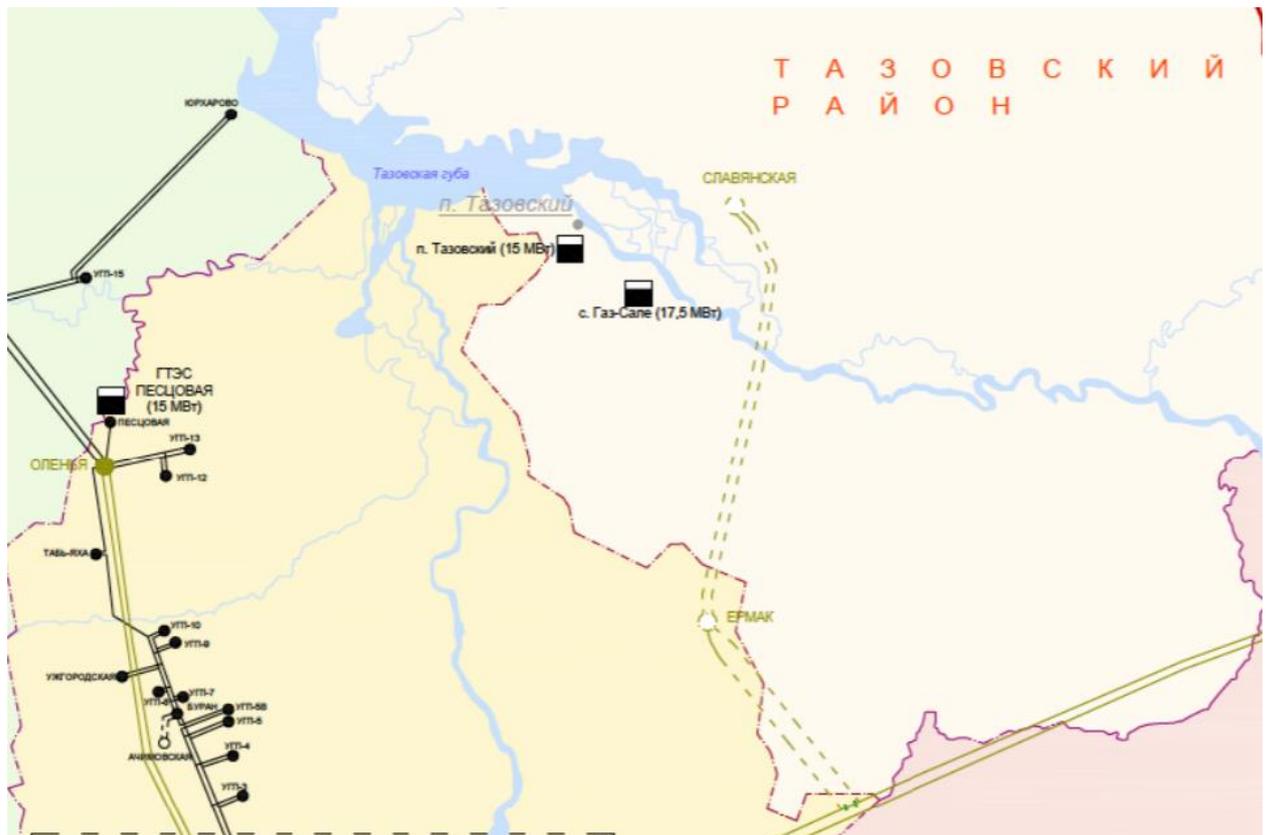


Рис. 8.28 Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО

Для подключения к внешнему источнику энергоснабжения были рассмотрены ПС «Ермак» и ПС «Славянская». ПС «Славянская» расположена ближе к месторождению «Т», однако прокладка воздушных линий (ВЛ) требует прохождения водных преград. Также, по имеющейся информации, данная подстанция обеспечивает порядка 50 МВА и призвана обеспечить электроэнергией более удаленные месторождения ЯНАО. ПС «Ермак» расположена в 110 км от месторождения «Т» и обладает мощностью более 200 МВА.

В связи с этим, оптимальным вариантом для внешнего подключения была выбрана ПС «Ермак». Преимуществами является низкая стоимость электроэнергии, а недостатками отсутствие контроля за ростом тарифа; необходимость согласования подключения с ФСК «ЕЭС»; необходимость строительства ВЛ и понижающего трансформатора.

Для подключения к ПС «Ермак» необходимо произвести строительство ВЛ 110 кВ протяженностью 110 км и ПС 110/10. Капитальные вложения составляют 1 983 млн руб.

Преимуществом собственной генерации является низкая стоимость электроэнергии, а недостатками строительство собственной ЭСН и необходимость реализации незагруженного оборудования при падении добычи. Учитывая имеющуюся инфраструктуру месторождения «Т», в данном проекте были рассмотрены варианты строительства собственного и расширения существующего энергоцентра.

Существующий энергоцентр состоит из газопоршневых электростанций (ГПЭС), общая рабочая мощность которых составляет 34 МВт, а общая с резервом – 41 МВт (рисунок 8.29). Для обеспечения необходимой мощности при расширении существующего энергоцентра были выбраны ГПЭС единичной мощностью 0,5 МВт. Потребуется строительство 5 ГПЭС для сценария P10, и 3 ГПЭС для P50 и P90. Преимуществом данного варианта является отсутствие необходимости в строительстве резервных генераторов, а также наличие свободных мощностей в существующем энергоцентре.

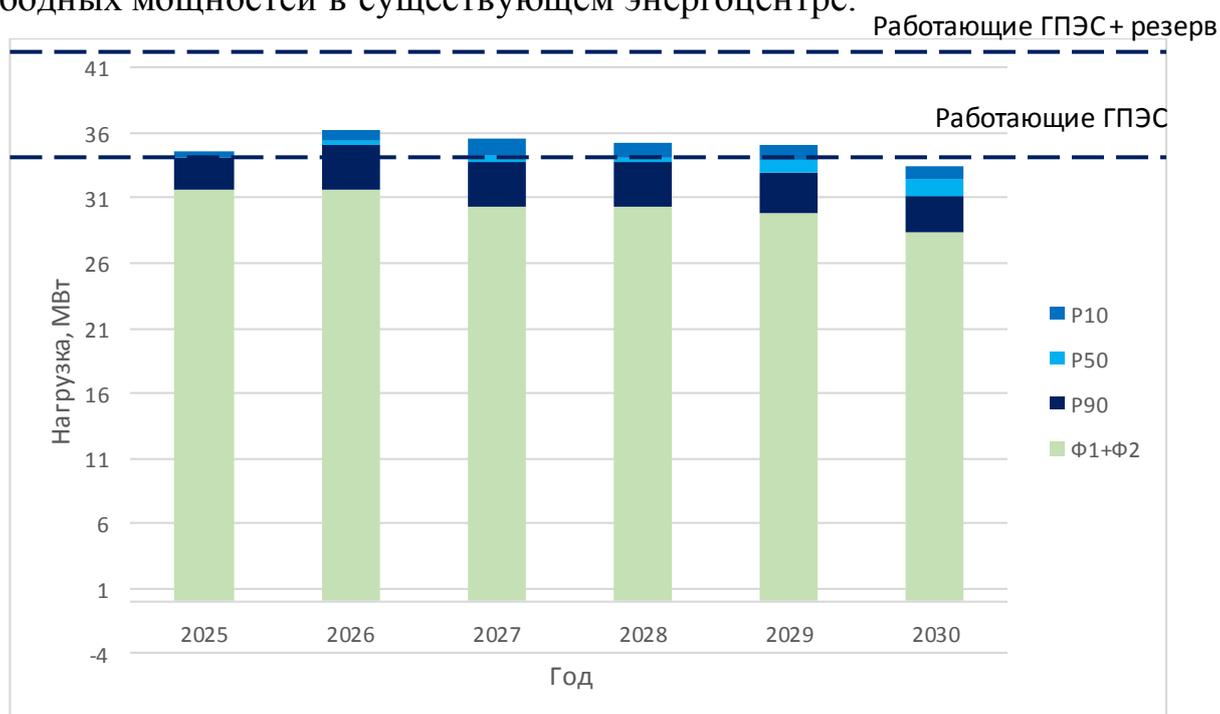


Рис. 8.29 профиль нагрузок существующего энергоцентра

Для строительства собственного энергоцентра были выбраны ГПЭС единичной мощностью 1 МВт. Для обеспечения необходимой мощности потребуются строительство 6 ГПЭС для сценария P10 и P50, и 5 ГПЭС для сценария P90.

Таблица 8.7

Сравнение капитальных вложений вариантов энергоснабжения

	P10 стоимость, млн руб	P50 стоимость, млн руб	P90 стоимость, млн руб
Расширение	670 063,36	534 521,32	534 521,32
Собственная генерация	955 265,59	838 353,41	763 589,82
Подключение к ПС «Ермак»	1 983 918,91	1 983 918,91	1 983 918,91

В таблице 8.7 представлен сравнительный анализ капитальных вложений на строительство системы энергоснабжения, включающий затраты на строительство генераторов, воздушных линий и понижающих подстанций. В результате, вариант с расширением существующего энергоцентра оказался наиболее экономически привлекательным.

8.8. Логистическая схема месторождения, источники песка и воды

Месторождение «Т» находится на востоке ЯНАО у истока Тазовской губы. В пределах участка находятся населенные пункты: поселок Тазовский (районный центр), Газ-Сале, Тибей-Сале.

При анализе выбрано два основных направления доставки материально-технических ресурсов (МТР) на месторождение – «Северная база комплектации» и база «Полярная». (рисунок 8.30)

Расстояние от «Северная база комплектации» до месторождения «Т» составляет 225 км. Ограничение в использовании объекта в качестве склада первичной приемки осуществляется дважды в год, в моменты закрытия переправы через реку Пур – 15-30 мая (летний период) и 15-90 ноября (зимний период). Связь с базой осуществляется по существующим автодорогам.

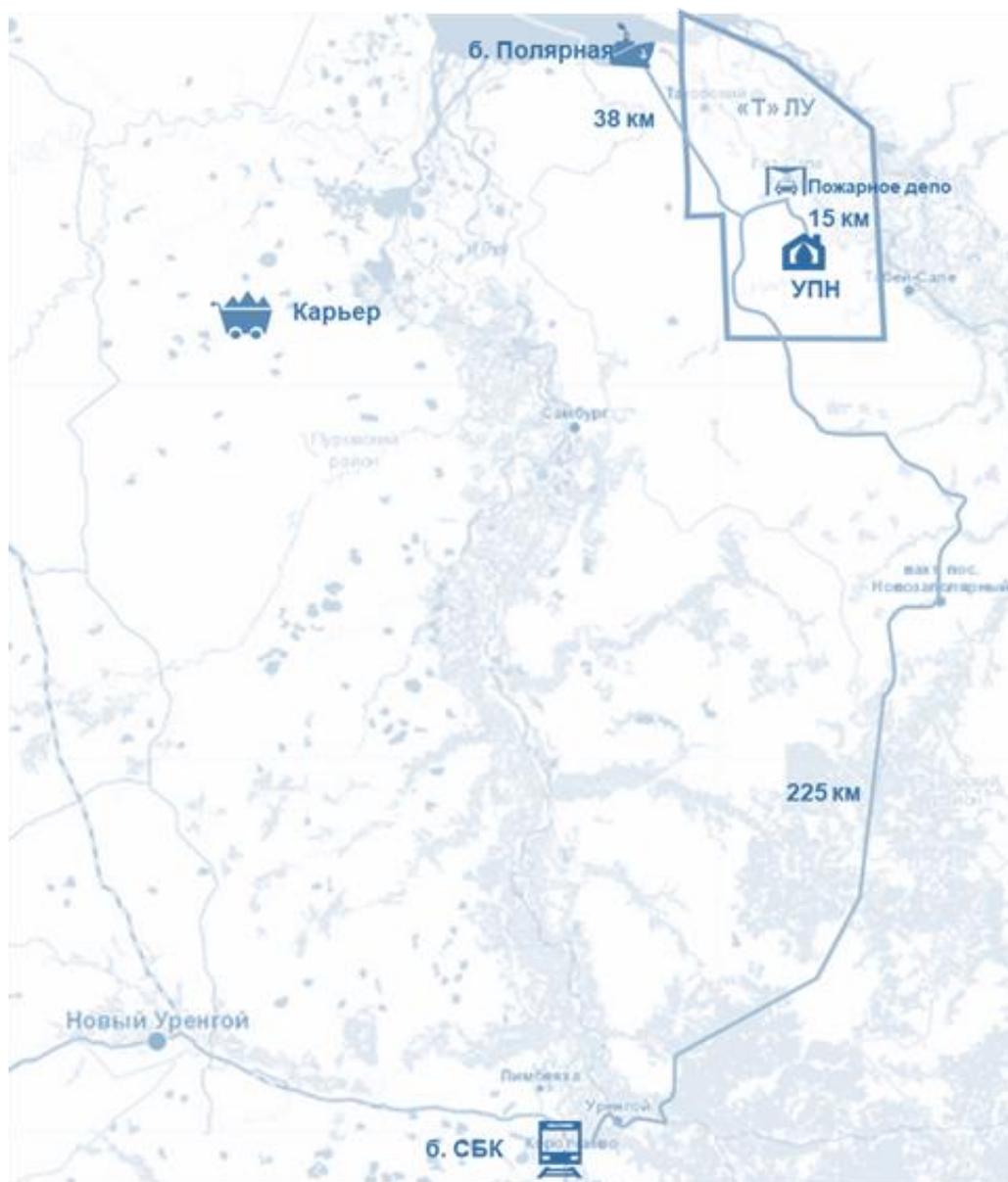


Рис. 8.30 Карта с вариантами доставки МТР

База «Полярная» расположена на берегу Тазовской губы, используется преимущественно для приемки и хранения сыпучих материалов и ЖБИ. Поставки осуществляются водным транспортом в навигационный период – 5 июля-1 октября. Основное преимущество – расстояние от «Полярной» до месторождения «Т» составляет 38 км.

Основным вариантом снабжения песком выявлено Хадуттинское месторождение строительного песка, которое располагается на расстоянии 170-180 км. Запасы песка составляют объем выше 1 млрд.м³. Средняя цена за 1 куб песка 250 руб. Месторождение расположено слишком далеко, поэтому затраты по доставке песка будут достаточно большими – цена повысится на 480 руб/м³.

Альтернативным решением является заключением ЕРС-контракт с подрядчиком, согласно которому, подрядчиком будет выполнен полный цикл работ. Закуп одного куба песка обойдется примерно в 350 рублей. Добычу песка данный подрядчик будет вести в районе лицензионного участка «Т», что обеспечивает быструю доставку на объекты.

Источником водоснабжения месторождения «Т» является плавучий водозабор на понтоне. Насосная станция располагается в водном пространстве реки Таз, подача воды на берег происходит по трубам с подвижными стыками и затем по трубопроводу подается на объекты инфраструктуры.

Доставка персонала на месторождение осуществляется авиа-, авто- и Ж/Д-транспортом. Связь с населенными пунктами осуществляется с помощью воздушных путей (имеется вертолетная площадка в поселке Газ-Сале) и речных (используется река ТАЗ и Тазовская губа в летние периоды).

8.9. Пожарное депо

Пожарная часть по охране п. Газ-Сале отряда ГПС №30 располагается в поселке Газ-Сале, расстояние от пожарной части до УПН составляет 20 км. Штатная численность пожарной части – 50 человек, 10 из них всегда находятся в состоянии готовности, имеется 7 единиц пожарной техники.

Для тушения пожара на площадке УПН необходимо 2 единицы пожарной техники, АЦ-40. Воды для тушения и защиты соседних резервуаров понадобится 1250 м³, необходимо строительство резервуара объемом 2000 м³. Время реагирования – 20 минут, что дает нам право использовать пожарную часть в Газ-Сале [29].

Понадобятся 3 генератора пены средней кратности ГПС 600. Которые покрывают расходы пены для тушения пожара.

8.10. Утилизация отходов

Для утилизации отходов предполагается строительство технологической линии для термической утилизации жидких, нефтехимических, опасных

биологических отходов, а также различное оборудование, служащее для утилизации твердых промышленных отходов и мусора.

Установки термического отжига отходов планируется разместить рядом с основными объектами, установка не занимает большой объем площади. Также в ней могут располагаться фильтры, благодаря чему отсутствует негативное влияние на окружающую среду.

ГЛАВА 9. ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

9.1. Программа по снятию неопределенностей

На текущий момент выделяются ключевые неопределенности, которые можно разделить на две большие группы: геологические и технологические.

К геологическим неопределенностям относятся:

1. Характер насыщения – линзовидное строение ачимовских отложений не позволяет уверенно прогнозировать насыщение без вскрытия этой зоны целевой скважиной;

2. Распространение коллектора в зоне канальных фаций – Отсутствие интерпретации сейсморазведочных исследований не позволяет выделить распространение турбидитовых каналов, возможность нахождения коллектора основывается на стохастической модели литологии;

3. PVT свойства пластового флюида (объемный коэффициент, плотность, вязкость, газосодержание) – Отсутствуют собственные исследования пластового флюида, оценка НГЗ и профилей добычи производится на основании месторождений-аналогов;

4. ОФП в системе газ-нефть – Отсутствуют собственные потоковые исследования, поведение кривых фазовых проницаемостей взято из месторождений-аналогов.

К технологическим неопределенностям относятся:

1. Эффективность технологии бурения протяженных скважин – Относительно малый опыт бурения скважин с длиной горизонтального окончания 2000 м на ачимовские отложения;

2. Эффективность технологии многостадийного ГРП – Подтверждение оптимального дизайна ГРП;

3. Эффективность технологии вытеснения нефти газом – Подтверждение параметров смесимости, снижения остаточной нефтенасыщенности.

С учетом выявленных неопределенностей составлена исследовательская программа работ по их снятию. Программа учитывает фазирование проекта с постепенным снятием неопределенностей (рисунок 9.1.).

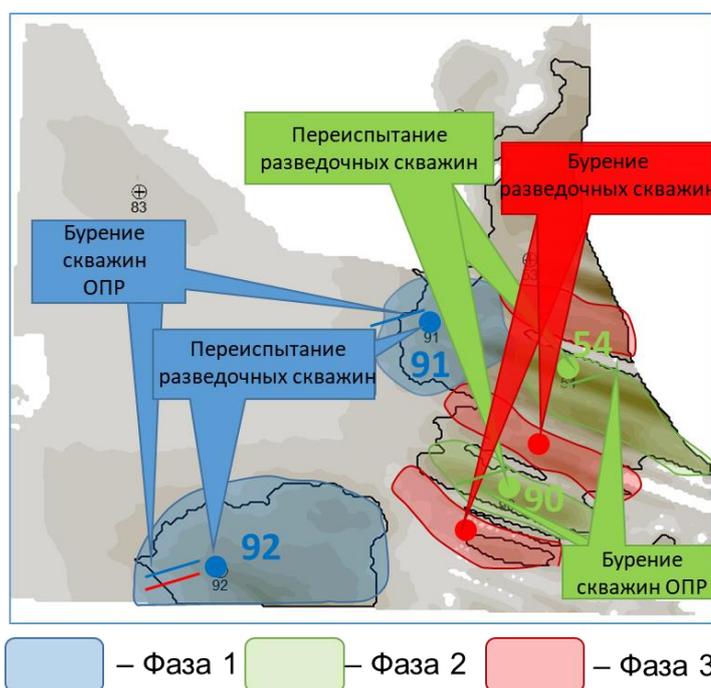


Рис 9.1 Расположение скважин исследовательской программы с учетом фазирования

Опытно-промышленные работы 1 фазы включают в себя:

1. Переиспытание 91 и 92 скважины с проведением большеобъемного ГРП
 - a. Проведение акустического каротажа (АКШ-кроссдипольный, ИННК) с целью подтверждения высоты закрепленной трещины
 - b. Проведение ГРП с закачкой меченного проппанта (300 т) с целью уточнения геомеханических параметров (коэффициент Пуассона, модуль Юнга, модуль сдвига и т.п.)
 - c. Краткосрочный КВД с целью определения и уточнения начального пластового давления
 - d. Отбор проб с целью уточнения PVT – модели
 - e. Отработка скважины с целью определения и уточнения запусчного дебита и темпа падения
 - f. Проведение ПГИ с целью определения профиля притока для комплексного уточнения высоты трещины
 - g. Длительное КВД с целью определения длины трещины
2. Керновая программа исследования

- a. Седиментологические и биостратиграфические исследования с целью уточнения седиментологической характеристики – границы фациальных зон
- b. Комплексные исследования с целью увеличения степени изученности, настройки петрофизических моделей по зависимости керн-расширенный ГИС, определения ОФПн-в, Квытн-в, построения геомеханической модели. дизайна ГРП
- c. Специальные исследования с целью определения ОФПн-г, Квытн-г

3. Бурение 2 скважин ОПР

- a. Расширенный комплекс ГИС в пилоте (РК, СИК, ГТКп, Кв, АКШ, ЯМК, ЭМИ, диэлектрический сканер, триаксиальный ИК) с целью настройки на керновые исследования, уточнения ФЕС, характера насыщения, геомеханических параметров, выделения тонкослоистых коллекторов, определения естественной трещиноватости, горизонтальных напряжений
- b. Отбор керна (пилот) с целью настройки на результаты исследований с помощью расширенного ГИС
- c. МСГРП с варьированием тоннажа (150/250 т), количества стадий (16/20) с целью подтверждения дизайна ГРП
- d. Микросейсмический мониторинг (92 скважина) с целью подтверждения высоты трещины в скважине ОПР
- e. Отработка скважин с целью подтверждения запускного дебита и темпа падения
- f. Отбор проб с целью подтверждения PVT-модели
- g. Проведение ПГИ с целью определения профиля притока и эффективности работы портов
- h. КСД с целью подтверждения длины трещины

4. Бурение 1 скважины ОПР (опционально)

- a. Лабораторные исследования «Slimtube» с целью определения Квыт, минимального давления смесимости нефти и газа

- b. Стандартный комплекс ГИС с целью уточнения ФЕС, характера насыщения, интервала коллектора
- c. МСГРП с целью подтверждения дизайна ГРП
- d. Отработка скважины с целью подтверждения запускного дебита и темпа падения
- e. ПГИ с целью определения профиля притока и эффективности работы портов
- f. Закачка газа с целью уточнения Квыт

Программа ОПР 1 фазы имеет вариативность проведения в зависимости от выбранной стратегии, стоимости которых приведены в таблице 9.1, график выполнения приведен в приложении К:

- 1) подтверждение параметров только для режима истощения;
- 2) подтверждение параметров для режима истощения с проведением лабораторных исследований на определение смесимости пластового нефти и газа
- 3) Подтверждение параметров для режима истощения с проведением лабораторных и полевых исследований на определение эффективности технологии смешивающегося вытеснения

Таблица 9.1

Стоимость программы ОПР 1 фаза в зависимости от выбранного комплекса исследований

№ п/п	Мероприятия	Стоимость, тыс.руб
1	Переиспытание существующих разведочных скважин (91,92) с проведением доп. исследований	242 954
2	Исследование исторического и собственного керна	16 968
3	Бурение 2 ГС+пилот+МСГРП	1 757 335
	Всего (п.п. 1-3)	2 017 257
4	Лабораторные исследования «Slimtube»	5 332
	Всего (п.п. 1-4)	2 022 589
5	Бурение 1ГС+МГРП+закачка газа (2 очередь)	1 397 106
	Всего (п.п. 1-5)	3 414 363

Опытно-промышленные работы 2 фазы включают в себя:

1. Переиспытание 90 и 54 скважины с проведением большеобъемного ГРП

2. Керновая программа исследования
3. Бурение 2 скважин ОПР

Окончательная стоимость исследовательской программы 2 фазы приведена в таблице 9.2.

Таблица 9.2

Стоимость программы ОПР 2 фаза

№ п/п	Мероприятия	Стоимость, тыс.руб
1	Переиспытание существующих разведочных скважин (90,54) с проведением доп. исследований	242 954
2	Исследование собственного керна	5 656
3	Бурение 2 ГС+пилот+МСГРП	1 752 058
	Всего (п.п. 1-3)	2 000 668

Геолого-разведочные работы 3 фазы включают в себя:

1. Керновая программа
2. Бурение 2 разведочных скважин
 - a. Расширенный комплекс ГИС
 - b. Отбор керна
 - c. ГРП (10-30) в целях интенсификации по причине низкой проницаемости
 - d. Отработка скважин
 - e. Отбор проб
 - f. ПГИ
 - g. КВД

Окончательная стоимость геолого-разведочной программы 3 фазы приведена в таблице 9.3.

Таблица 9.3

Стоимость программы ГРП 3 фаза

№ п/п	Мероприятия	Стоимость, тыс.руб
1	Бурение 2 разведочных скважин	639 194
2	Исследование собственного керна	5 656
	Всего (п.п. 1-2)	644 850

9.2. Определение оптимальной стратегии разработки. Дерево исходов.

Из-за наличия неопределённостей и предложенной программы ОПР возникает несколько вариантов разработки месторождения. Важной задачей

является определение оптимальной стратегии разработки, которая позволит минимизировать риски и получить наибольшую потенциальную прибыль. Для решения этой задачи построены деревья исходов для различных сценариев и произведена экономическая оценка каждого из исходов.

9.2.1. Принятие решения о проведении базовой программы ОПР при разработке на истощение

Первым рассматриваемым решением является реализация или отказ от реализации программы ОПР при старте разработки месторождения на истощение. Проведение программы ОПР позволит снизить геологические и технологические риски, более точно определить проектный профиль добычи, оптимизировать фонд скважин и построить инфраструктуру, которая будет наиболее эффективно обеспечивать сбор, подготовку и сбыт получаемой добычи. Также проведение программы ОПР позволяет с меньшими потерями выйти из проекта до вложения основного объёма инвестиций в случае неподтверждения запасов или добычи. С другой стороны, программа ОПР требует дополнительных вложений и предполагает более поздний старт добычи, что снижает ценность проекта из-за влияния дисконтирования.

Альтернативным подходом является строительство инфраструктуры и старт эксплуатации до снятия неопределённости. Такой подход позволяет избежать дополнительных вложений и раньше начать добычу нефти, но существуют риск того, что построенная инфраструктура окажется недостаточной для объёмов добычи месторождения, либо, наоборот, проектный профиль добычи не подтвердится и добыча не сможет окупить инвестиции.

Таким образом возникает три возможных решения:

- 1) Проведение программы ОПР и принятие инвестиционного решения по её итогам
- 2) Отказ от проведения ОПР и строительство инфраструктуры для базового проектного профиля добычи P50
- 3) Отказ от проведения ОПР и строительство минимальной инфраструктуры для пессимистичного профиля добычи P90

Дерево исходов для данных решений представлено на рисунке 9.2.

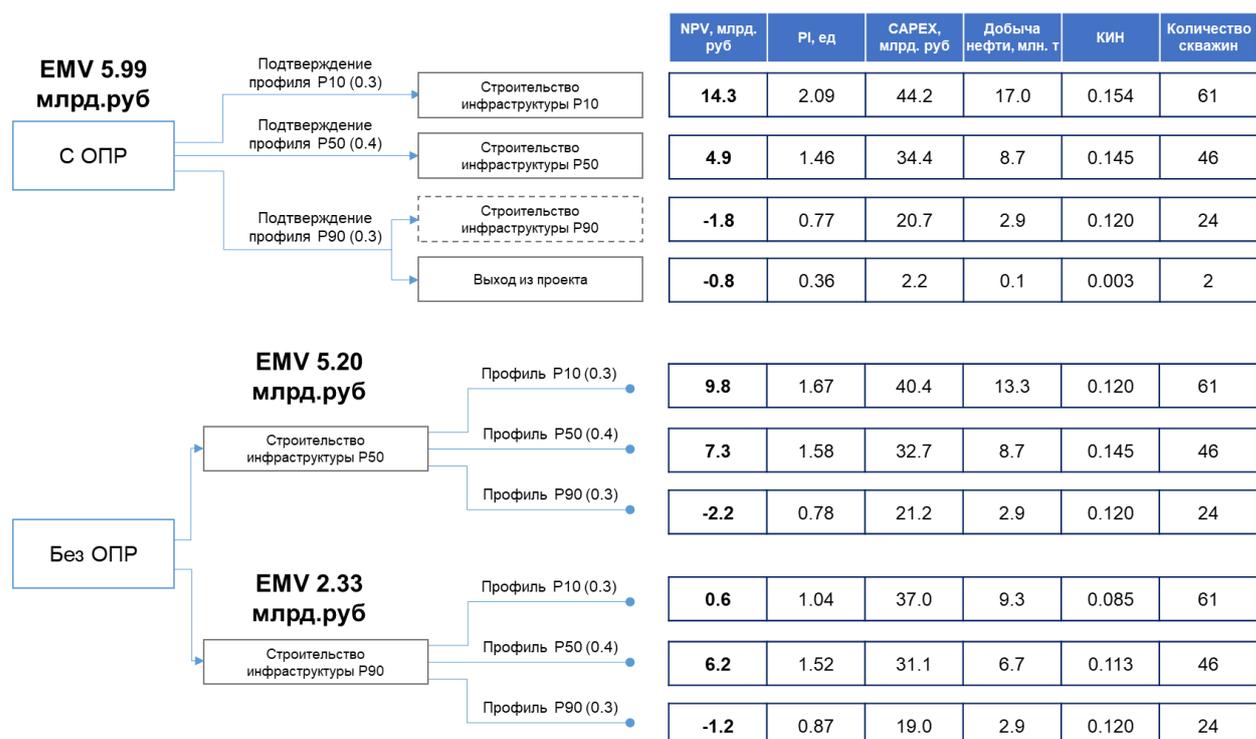


Рис 9.2 – Дерево исходов для принятия решений по проведению программы ОПР.

По результатам детального экономического расчёта выявлено, что при подтверждении по результатам ОПР профиля Р90 правильным решением является выход из проекта. Даже строительство минимальной инфраструктуры не позволяет сделать сценарий Р90 рентабельным. Стратегия разработки с проведением программы ОПР обладает наименьшим рисковым капиталом и наибольшим значением EMV среди рассмотренных вариантов. Строительство инфраструктуры Р50 без проведения ОПР позволяет получить наибольшее значение NPV при подтверждении сценария Р50, но приводит к большим потерям при реализации сценария Р90 и не позволяет получить дополнительную выгоду при реализации сценария Р10 из-за ограничения добычи.

На основании вышесказанного рекомендуемой является стратегия разработки с проведением программы ОПР.

9.2.2. Определение оптимальной стратегии разработки с реализацией системы ППД

В ходе определения оптимальной системы разработки в главе 7 была подтверждена перспективность варианта с организацией системы ППД с закачкой ПНГ и реализацией смешивающегося вытеснения. Для подтверждения эффективности вытеснения необходимо проведение дополнительных исследований, лабораторных или полевых. Данные варианты подтверждения эффективности вытеснения нефти при закачке ПНГ рассмотрены в виде различных вариантов реализации программы ОПР.

С учётом разработанных программ ОПР, при принятии решения по реализации системы ППД существуют следующие варианты:

- 1) Отказ от реализации ППД и старт разработки на истощение – соответствует принятой по предыдущему дереву исходов стратегии.
- 2) Проведение лабораторных исследований смесимости и старт разработки с реализацией системы ППД при подтверждении смесимости – данный вариант подразумевает дополнительные исходы с эффективной и неэффективной закачкой. Для моделирования неэффективной закачки проводился дополнительный гидродинамический расчёт с повышенным значением коэффициента остаточной нефтенасыщенности, что приводит к снижению добычи нефти.
- 3) Старт разработки на истощение, проведение лабораторных исследований смесимости и проведение дополнительной программы ОПР с бурением нагнетательной скважинами и полевыми исследованиями эффективности закачки. Данный подход позволяет отказаться от реализации системы ППД в случае подтверждения неэффективности закачки.

На рисунке 9.3 представлено дерево исходов для данных решений, с учётом исходов базовой программы ОПР (P10, P50, P90).

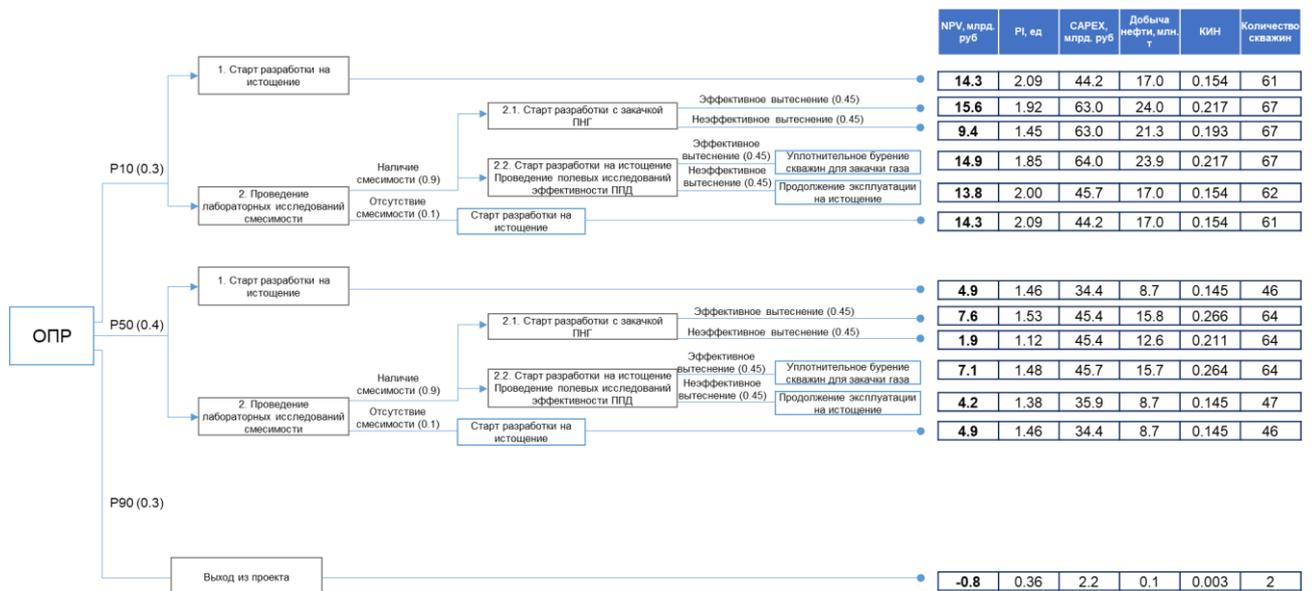


Рис 9.3 – Дерево исходов для принятия решения по выбору стратегии разработки с ППД.

На основании дерева исходов, представленного на рисунке 9.1 при подтверждении реализации сценария Р90 всегда рекомендуется выход из проекта. При реализации системы ППД в случае неэффективной закачки прирост добычи не позволяет компенсировать дополнительные затраты и NPV проекта снижается, в сравнении с базовым вариантом разработки на истощении. При эффективной закачке реализация системы ППД позволяет получить дополнительную выгоду, для обоих вариантов программы ОПР. Для определения оптимальной стратегии разработки проведём расчёт EMV, с учётом всех возможных исходов, для каждой из стратегий.

Значения EMV представлены на рисунке 9.4. Реализация системы ППД без предварительного проведения полевых исследований приводит к снижению EMV относительно базовой стратегии из-за высоких рисков неэффективной закачки. Наибольшим значением EMV обладает вариант с проведением дополнительной программы ОПР для проверки эффективности закачки. Этот вариант позволяет получить дополнительную прибыль в случае подтверждения эффективности закачки и снизить потери, путём отказа от реализации системы ППД, в случае неподтверждения эффективности закачки.

Рекомендуемым является вариант 3.

1. Истощение		
Исход	NPV, млн. руб	EMV, млн. руб
P10	14 278	5 990
P50	4 865	
P90	- 798	
2. ППД по итогам лабораторных исследований		
Исход	NPV, млн. руб	EMV, млн. руб
P10	11 744	4 931
P50	4 117	
P90	- 798	
3. ППД по итогам лабораторных и полевых исследований		
Исход	NPV, млн. руб	EMV, млн. руб
P10	14 330	6 289
P50	5 573	
P90	- 798	

Рис 9.4 – Расчёт EMV по дереву исходов.

9.3. Программа управления рисками

Для успешного планирования проекта необходимо составить список угроз проекта, способных повлиять на успешность реализации проекта. В рамках проекта была проведена риск-сессия для идентификации угроз и определения их вероятности возникновения, тяжести последствий и возможности управления. Всего было определено 16 рисков, сгруппированных в 7 категорий:

1. геологические;
2. технологические;
3. политические;
4. экономические;
5. экологические;
6. социальные;
7. юридические.

Оценка рисков проекта проводилась в 3 этапа: идентификация, анализ и сравнительная оценка.

Для идентификации возможных рисков была проведена сессия в формате мозгового штурма. Изначально, проектной командой предлагались любые риски, так или иначе, связанные с проектом. После определения первичного набора рисков, была проведена их группировка.

В ходе анализа риска проводится оценка вероятности его возникновения и определяется тяжесть его последствий. Оценки выставлялись по шкале от 0 до 10, где 0 – невозможность наступления события или отсутствие последствий и 10 – гарантированное наступление события или последствия, влекущие за собой отмену проекта. Данные характеристики выставляются на основании экспертных оценок участников группы.

После оценки вероятности возникновения и тяжести последствия риска, производится оценка возможности управления риском. Аналогично, оценка выставлялась от 0 до 10, где 0 – отсутствие возможности влияния на вероятность или последствия риска и 10 – гарантия возможности влияния на вероятность или последствия риска. Для каждого из рисков был предложен план управления, направленный на минимизацию вероятности наступления риска или подготовку к его последствиям.

В таблице 9.4 представлены результаты проведения оценки рисков, а также план управления по каждому идентифицированному риску.

Таблица 9.4

Оценка рисков и план управления

Факторы риска	Виды риска	Вероятность возникновения	Тяжесть последствий	Мера управления	План управления
Геологические	Неподтверждение параметров пласта	6	8	1	Доизучение пласта. Проведение программы ОПР.
	Неподтверждение РVT	8	7	1	Отбор глубинных проб. Прогр. ОПР.
	Дизайн ГРП	7	6	7	Прогр. ОПР. FMI.

Технологические	Бурение	3	3	8	Учет специфик месторождения в ТЗ.
	Растепление ММП	2	3	6	Термоизоляция
	Гидратообразование	3	5	9	Контроль за трубным оборудованием.
Политические	Политическая нестабильность	3	3	2	Контроль ситуации в стране. Заключение договоров, ведение переговоров.
Экономические	Изменение экономических параметров	5	6	2	Мониторинг экономической ситуации.
Экологические	Экологические бедствия	1	4	3	Мониторинг экологической ситуации.
	Техногенные катастрофы	2	6	1	Контроль оборудования. Закуп необходимой ликвидационной техники.
Социальные	Конфликты с местным населением	2	2	9	Программа урегулирования.
Юридические	Нарушение графиков поставок и строительства	3	6	4	Тщательное контрактование. Санкции.
	Невозможность сдачи продукции в МНП	2	5	5	Перенаправление продукции в другой пункт приема.
	Сокращение программы ОПР и ГРР	4	6	3	Программа доисследования на имеющемся фонде
	Увеличение сроков согласования проекта	3	4	2	Учет доверительной дельты по времени при создании проекта. Контроль сроков. Поощрение исполнителей.
	Невозможность закупки необходимого объема газа для закачки	4	5	7	Разработка альтернативных вариантов эксплуатации месторождения

Для визуализации результата была составлена тепловая карта рисков (рисунок 9.5). По оси X отложена тяжесть последствия риска, по оси Y –

вероятность возникновения. Самые опасные для проекта риски имеют максимальное значение обеих координат. К таким рискам относятся «Неподтверждение параметров пласта», «Неподтверждение РVT» и «Дизайн ГРП» - геологические риски. Данные риски являются главными неопределенностями проекта и в качестве управления выступает проведение программы ОПР. Данная программа позволит снять неопределенности как можно раньше и принять решение о дальнейшей разработке месторождения в соответствии с деревом решений.

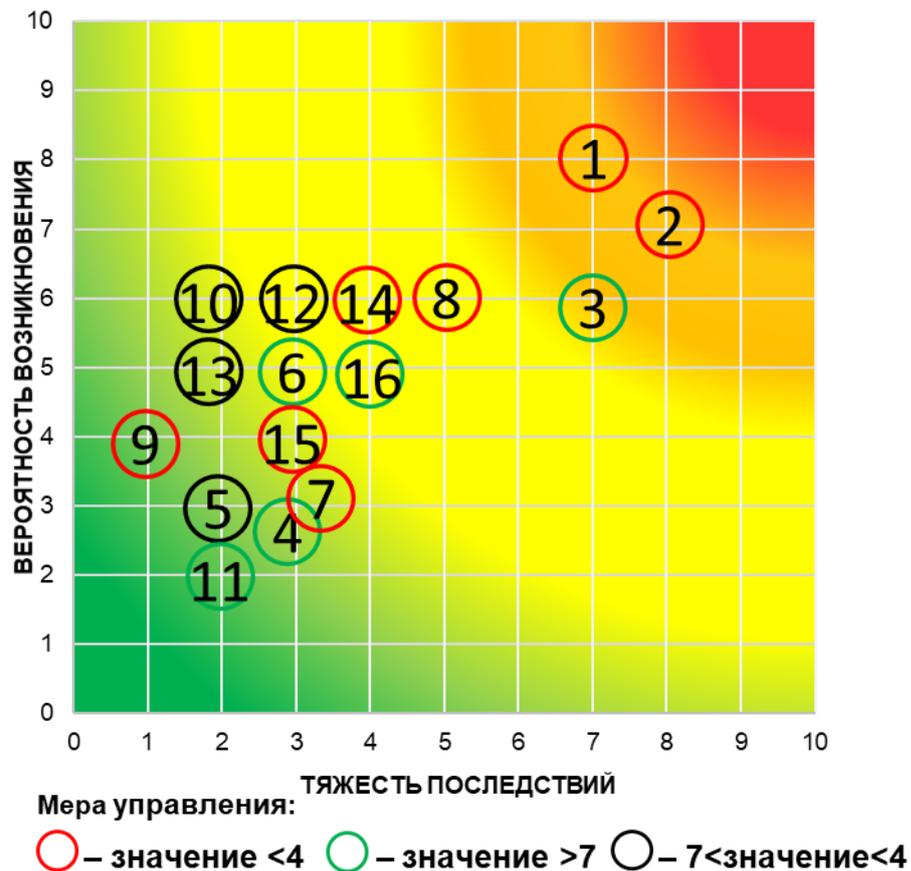


Рис 9.5 - тепловая карта рисков

В рамках оценки рисков проекта был проведен SWOT анализ, направленный на выявление сильных и слабых сторон, возможностей и угроз проекта (рисунок 9.6)



Рис 9.6 - SWOT-анализ проекта

Так, сильной стороной проекта является расположение в районе с развитой инфраструктурой и высокая возможность синергии. Слабой стороной проекта является недостаток входной информации. Возможности – использование новых технологий, апробация методов ППД газом. Главные угрозы – неподтверждение параметров пласта и PVT свойств флюида, снижение цены продукции и дальнейшее усугубление эпидемиологической обстановки

9.4. Стейкхолдеры

Любой проект реализуется в постоянно изменяющихся условия, в тесной связи с внутренними и внешними заинтересованными лицами. Реализация проекта может зависеть от требований тех или иных участников проекта. Для достижения максимальной эффективности при реализации проекта, необходимо обеспечивать своевременный обмен информацией, уведомлять стейкхолдеров об изменениях, а также обеспечивать регулярную передачу соответствующей отчетности. Кроме этого, необходимо учитывать, положительное или отрицательное влияние могут оказывать участники проекта.

Таблица 9.5

Анализ стейкхолдеров

№	Заинтересованные стороны	Область влияния	Степень влияния	Мероприятия по вовлечению в проект	Степень приоритета
1	Руководство компании	Реализация проекта	5	Прибыль, успешная реализация проекта	5
2	Работники предприятия	Сроки и качество реализации проекта	3	Предоставление соцпакета, безопасные условия труда, премирование	3
3	Поставщики материалов и оборудования	Сроки реализации проекта	3	Долгосрочное сотрудничество, прибыль от контрактов	3
4	Губернатор ЯНАО	Законодательство, предоставление территории	3	Прибыль от налогов	3
5	ПАО «Транснефть»	Качество конечного продукта (товарной нефти), стоимость проекта	3	Предоставление нефти товарного качества	2
6	Страховые компании	Страхование проекта	1	Прибыль от контракта	2
7	Надзорные органы	Соответствие требованиям	3	Использование передовых технологий по соблюдению безопасности	3
8	Другие компании	Реализация проекта	2	Обмен информацией по применяемым технологиям	1
9	Банк	Финансирование проекта	3	Продолжительное сотрудничество, выгода от процентов по кредиту и комиссий от банковских операций	2
10	Местные жители	Контроль территории, сроки реализации проекта	2	Привлечение местных жителей на рабочие места, создание инфраструктуры	1
11	СМИ	Информационное поле, репутация компании	1	Предоставление материала для журналистов	2

Для успешной работы и коммуникации в рамках данного проекта был определен список стейкхолдеров, область их заинтересованности, степень их влияния, мероприятия по вовлечению в проект и степень приоритета (Таблица 9.5). Степень влияния и степень приоритета были определены на основании экспертных оценок участников рабочей группы.

В результате анализа было выделено 11 ключевых заинтересованных лиц проекта. Основным, несомненно, является руководство компании, которое максимально заинтересовано в успешности проекта. Важными внешними стейкхолдерами являются, например власти ЯНАО и надзорные органы, которые могут принимать решения, способные привести к закрытию проекта.

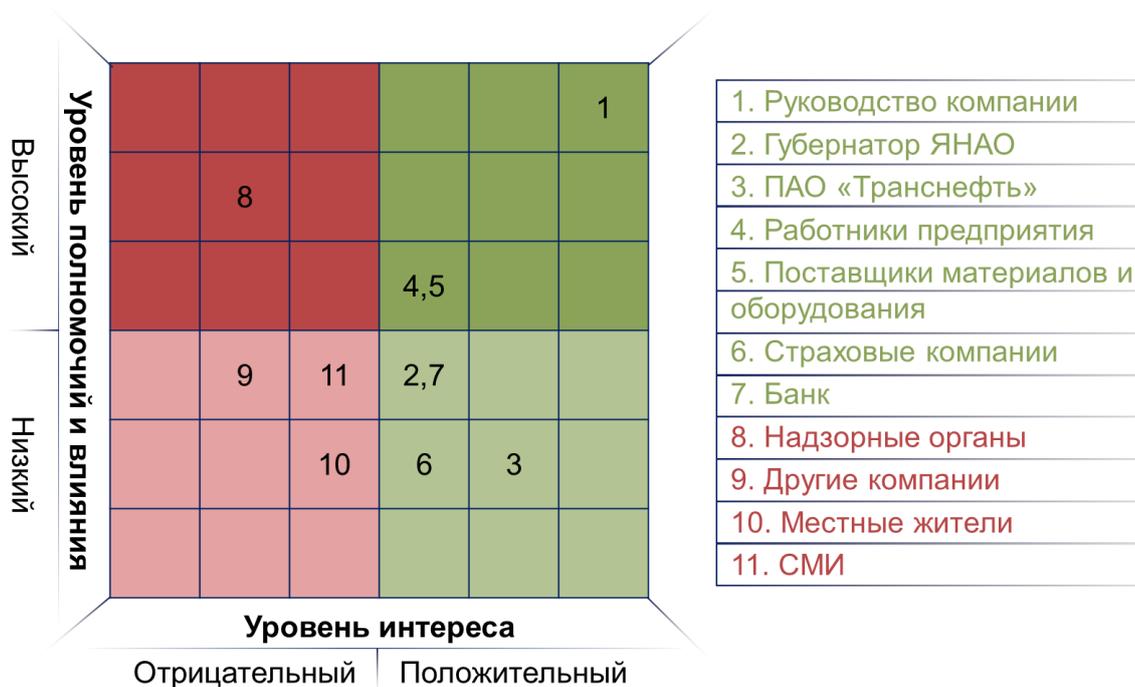


Рис 9.7 Матрица анализа стейкхолдеров

Также, на основании получившегося списка стейкхолдеров и параметров степени влияния и степени приоритета, была составлена матрица анализа стейкхолдеров. В I четверти координатной плоскости отображены заинтересованные лица, имеющие положительный интерес к проекту и обладающие высоким уровнем влияния. К ним относятся руководство компании, работники предприятия и поставщики материалов и оборудования. Во II четверти находятся также заинтересованные лица, имеющие положительный интерес к проекту, но обладающие низким уровнем влияния: губернатор ЯНАО, банковские структуры, ПАО «Транснефть» и страховые компании. В III четверти определены заинтересованные лица, имеющие отрицательный уровень интереса и низкий уровень влияния: другие компании, местные жители и СМИ. В IV четверти находится единственный стейкхолдер – надзорные органы, обладающие отрицательным уровнем интереса и большим уровнем влияния (рисунок 9.7)

9.5. Дорожная карта

В рамках работы над проектом была составлена дорожная карта проекта (приложение И). На дорожной карте отражены длительности выполнения операций, разбивка по фазам, а также основные вехи.

9.6. Анализ чувствительности

В рамках данного проекта была произведена экономическая оценка базовых вариантов проекта при разработке на истощение и с ППД по сценариям P10, P50 и P90. Расчет нескольких сценариев позволяет предусмотреть различные исходы после снятия геологических неопределенностей. Однако, стоит помнить, что при выполнении расчетов, были приняты некоторые допущения, которые нельзя уточнить на данном этапе проекта. Для оценки устойчивости предложенных вариантов проекта был выполнен анализ чувствительности (рисунок 9.8)

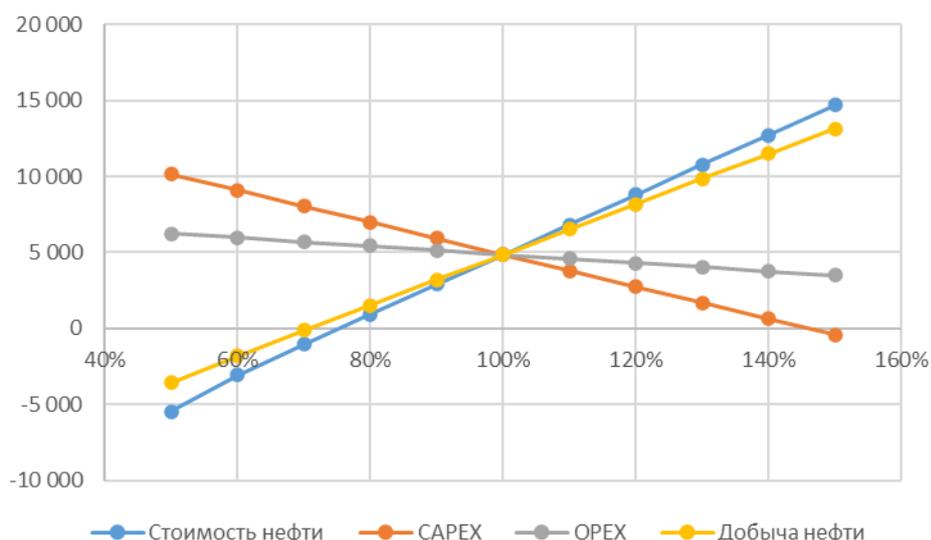


Рис 9.8 Анализ чувствительности экономики проекта

Анализ чувствительности выполнялся на основании базового варианта разработки на истощение (P50). В качестве изменяемых параметров приняты стоимость нефти, капитальные затраты, эксплуатационные затраты и добыча нефти. Оцениваемый параметр – NPV. Наиболее сильное влияние на проект оказывает уровень добычи и стоимость нефти, которые выводят проект в отрицательную зону при отклонении в 30%. Размер капитальных затрат приводит проект к отрицательным величинам только при увеличении на 50%, а размер операционных затрат не оказывает существенного влияния на экономический результат проекта.

ГЛАВА 10. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Данная глава включает в себя описание расчетов для каждого этапа выполнения группового проекта с последовательным уточнением оценки затрат и накопленного денежного потока за весь период разработки месторождения.

В главе будут описаны 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

10.1. 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, газа, ПНГ, конденсата и пр;
- Недисконтированные показатели эффективности: объем инвестиций в проект (CAPEX), срок окупаемости (PP), накопленная выручка, положительный денежный поток в динамике;
- Дисконтированные показатели эффективности: чистый дисконтированный доход (NPV), индекс доходности (PI), внутренняя норма рентабельности (IRR), дисконтированный срок окупаемости (DPP).

Оценка и принятие решений по вариантам должно производиться на основании совокупности приведенных выше показателей. Для их расчета была разработана финансово-экономическая модель (ФЭМ), позволяющая учесть капитальные и операционные затраты проекта, налоги, макропараметры, добычу

и выручку от реализации и производить расчеты дисконтированных показателей эффективности.

Для расчета выручки по проекту, в ФЭМ необходимо внести следующие параметры:

- добыча нефти, ПНГ и продуктов подготовки газа (нестабильный и стабильный конденсат, сухой отбензиненный газ и ШФЛУ);
- цена net back на нефть, газ и продукты подготовки газа;
- макропараметры, такие как курс доллара, коэффициент баррелизации,

Для расчета затрат в ФЭМ необходимо внести показатели по категориям CAPEX, OPEX и налоги.

При расчете CAPEX используются следующие показатели затрат:

- количество и тип скважины для учета ВМР по годам;
- количество площадочных объектов и протяженность линейной инфраструктуры по годам.

Расчет как: эксплуатационных затрат производился с использованием утвержденного инструмента, на основании данных по проекту. Результатами данного расчета являются такие показатели OPEX,

- удельные затраты на подъем жидкости;
- 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 скважину.

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

Для расчетов использовались макропараметры, приведенные в таблице 10.1

Макропараметры для проведения экономических расчетов

Показатели	Единица измерения	Значения
Макропараметры		
Курс доллара реальный	долл/барр	70
Ставка дисконтирования по Группе компаний ГПН	%	14
Цена нефти марки Brent	долл/барр	40
Цена нефти марки Urals	долл/барр	30
Коэффициент перевода тонн в баррели для пошлины	барр/т	7,3
Цена реализации		
Цена реализации нефти (netback)	руб./т	19520
Цена реализации ПНГ	руб./тыс. м ³	2284
Цена реализации нестабильного конденсата	руб./т	20000
Цена реализации стабильного конденсата	руб./т	22000
Цена реализации СОГ	руб./тыс. м ³	2510
Цена реализации ШФЛУ	руб./т	4500
Налоги и платежи		
Базовая ставка НДС на нефть	руб/т.	559
Базовая ставка НДС на нефть (маневр)	руб/т.	919
НДС на нефть	руб/т.	2 248,9
НДС на нефть (маневр)	руб/т.	1 876,3
НДС на газовый конденсат	руб/т.	6 053
НДС на природный газ	руб/тыс.м ³	620
НДС	%	18%
Налог на имущество	%	2,2%
Налог на прибыль	%	20%

10.2. Предварительный расчёт EMV

На первом этапе был произведен расчет некоторых основных показателей и определены месторождения-аналоги на основе данных по геологии. Для

оценки возможности получения прибыли на рассматриваемом месторождении был произведен первичный расчет показателя EMV проекта.

Ввиду малой изученности и отсутствия детальных данных по вариантам разработки месторождения, оценка EMV было принято допущение – размер капитальных затрат для каждого из сценариев P10, P50 и P90 является постоянным. Исходя из сравнения геологических данных месторождения «Т» и месторождения-аналога было выбрано число скважин, равное 64 и 8 кустовых площадок (при предположении о наличии 8 скважин на КП). Также в результате анализа данных по месторождению-аналогу были выбраны стартовый дебит скважины, уровень обводненности и темп падения добычи. Аналитически были рассчитаны профили добычи по сценариям. Исходные нефинансовые показатели для расчета EMV проекта представлены в таблице 10.2

Таблица 10.2

Исходные нефинансовые показатели

№	Параметр	P10	P50	P90
1	Накопленная добыча нефти, млн. т.	10,5	7,9	5,6
2	Накопленная добыча ПНГ, млн. м ³	4,8	2,6	2,6
3	Накопленная добыча жидкости, тыс. т.	13,6	10,3	7,3
4	Фонд скважин	64	64	64
5	Стартовый дебит, т./сут.	280	190	100

Совокупный размер капитальных вложений в проект был принят равным 45 874 миллионов рублей. Используя получившиеся данные, была рассчитана предварительная экономическая оценка проекта по сценариям P10, P50 и P90 (Таблица 10.3).

Таблица 10.3

Предварительная экономическая оценка проекта

Добыча		Выручка от реализации, млн.руб.	Затраты по проекту, млн.руб.				NPV (%), млн.руб.	IRR, %	PI, доли ед.
Нефть, тыс. тонн	ПНГ, млн. м3		Всего	Капитальные	Эксплуатационные	Налоги			
10,461	4,789	208,883	50,748	45,874	4,874	66,207	17,159	37.44	1,76
7,908	3,621	157,908	50,399	45,874	4,525	48,902	7,097	23.87	1,31
5,603	2,565	111,877	50,083	45,874	4,209	32,905	-1,179	12.31	0.95

Результатом этой оценки является значение EMV, рассчитанный по значениям NPV каждого сценария.

$$EMV = 0,3 * NPV_{P10} + 0,4 * NPV_{P50} + 0,5 * NPV_{P90} =$$

$$0,3 * 17159 + 0,4 * 7097 - 0,3 * 1179 = 7632$$

Результирующий EMV проекта по предварительной оценке составил 7.632 миллиона рублей, что говорит о возможности получения прибыли.

10.3. Экономический расчёт для обоснования параметров разработки

При выборе вариантов разработки производилось сравнение эффективности различных типов скважин, их параметров, а также вариантов их расположения.

Для эффективной оценки большого числа скважин была оптимизирована полномасштабная ФЭМ. В качестве капитальных затрат были взяты удельные значения на одну скважину, операционные затраты рассчитывались исходя из профиля добычи варианта.

Для расчета стоимости самой скважины была составлена матрица из стоимостей, зависящих от варьируемого параметра. Для каждой из рассматриваемых длин горизонтального участка была рассчитана полная стоимость скважины, включая ВМР, бурение, освоение и оборудование устья. В расчетах стоимости скважины от длины ГУ зависят такие параметры, как время бурения, объемы бурового раствора, стоимость компоновки для МГРП. Стоимости бурения для каждого из вариантов были добавлены в матрицу.

Для определения стоимости освоения была по фактическим договорам была получена ставка за операцию ГРП для всех вариаций количества стадий и тоннажа пропанта. Также по договорам была определена стоимость тонны пропанта. В таблице 10.4 в качестве примера продемонстрированы 5 строк из матрицы стоимости ГРП.

Матрица стоимости ГРП

Количество стадий	Тоннаж	Ставка ГРП, руб	Ставка проппант, руб	Стоимость ГРП, руб	Стоимость проппант, руб	Стоимость МГРП, руб
1	150	3 226 753,00	33 250,00	3 226 753,00	4 987 500,00	8 214 253,00
5	150	3 226 753,00	33 250,00	16 133 765,00	24 937 500,00	41 071 265,00
6	150	3 226 753,00	33 250,00	19 360 518,00	29 925 000,00	49 285 518,00
7	150	3 226 753,00	33 250,00	22 587 271,00	34 912 500,00	57 499 771,00
8	150	3 226 753,00	33 250,00	25 814 024,00	39 900 000,00	65 714 024,00

Постоянные затраты на скважину, такие как стоимость ВМР и стоимость оборудования устья оставались константой во всех расчетах.

Используя получившиеся таблицы для каждого из вариантов скважин были получены значения стоимости.

В оптимизированную ФЭМ для каждого из вариантов добавлялись столбцы, содержащие профиль добычи для 20 лет и стоимость скважины. С помощью макроса, эти данные подставлялись в качестве входных, а результирующий NPV сохранялся.

Для определения наиболее эффективного варианта расположения скважин использовался похожий подход, но для 8 скважин. После расчетов NPV каждого варианта производился перевод из NPV в NPV/га, что позволяло получить сравнимые между собой величины.

10.4. Экономический расчёт вариантов комплексного обустройства

Для выбора оптимального варианта наземного обустройства была произведена экономическая оценка вариантов. Для нефтяной инфраструктуры и энергетики сравнивались значения сумм CAPEX и OPEX, так как доходная часть не изменялась. Для оценки газовой инфраструктуры необходимо было сравнивать NPV, так как в результате разных процессов подготовки газа получались разные продукты, стоимость которых также отличается.

Для оценки затрат на капитальное строительство были использованы удельные стоимости. В таблице 10.5 представлена часть удельных стоимостей объектов строительства

Расчет операционных затрат каждого варианта производился с помощью утвержденного в компании инструмента расчета OPEX. В инструмент вводились необходимые входные данные, соответствующие рассматриваемому варианту (например, состав и количество линейных или площадочных объектов), после чего бралась стоимость соответствующей статьи затрат. Например, при оценке внешнего транспорта нефти использовались операционные затраты на транспорт нефти. Так как операционные затраты распределены во времени, то для более адекватной оценки требовалось привести операционные затраты каждого года к сегодняшнему дню. Для этого в инструмент расчета были добавлены формулы для дисконтирования получившихся значений.

После расчета капитальных и операционных затрат каждого варианта была построена матрица вариантов, включающая также сумму затрат по которой производился выбор оптимального варианта.

Таблица 10.5

Удельные стоимость объектов КС

Тип	Объект строительства	Ед. измерения	Удельная стоимость
Энергоснабжение	ВЛ 10кВ	Тыс. руб/км	10441
	ЭСН ГПЭС	Тыс. руб/МВт	135542
	ПС 35/10(6)кВ 2х6,3МВА	Тыс руб/ед	143332
Автодороги	Дорога Щб	Тыс руб/км	37197
Добыча и утилизация газа	УКПГ	Млн руб/млн м ³	19041
Сбор, подготовка и транспорт нефти	ДНС	Тыс руб/тыс т	1604
	УПСВ	Тыс руб / тыс т	2359
	УПН	Млн руб / тыс т	5494
КП	Строительство КП	Тыс руб / скв	17218
	Обустройство КП	Тыс руб / скв	15832
Трубопроводы	НСК 219	Тыс руб / км	33010
	НСК 273	Тыс руб / км	38711
	НСК 325	Тыс руб / км	38345

Как было сказано ранее, оценка газовой инфраструктуры не может быть произведена только лишь на основании капитальных и операционных затрат. Используемая ранее ФЭМ позволяла рассчитать доходную часть только для нефти, ПНГ и природного газа. В данном проекте рассматривались варианты, с

получением таких продуктов переработки газа, как ПНГ, СОГ, нестабильный конденсат, стабильный конденсат и ШФЛУ. В ФЭМ были добавлены соответствующие формулы для учета доходной части от продажи этих продуктов.

Для выбора оптимального варианта газовой инфраструктуры был выбран базовый расчет экономики – сценарий P50 разработки на истощение. NPV данного варианта был взят за 100%. После чего, в этот расчет добавлялись соответствующие рассматриваемому варианту затраты (например, на дополнительные установки подготовки газа или дополнительный трубопровод), добавлялся профиль необходимых продуктов переработки газа (ПНГ, СОГ, нестабильный конденсат, стабильный конденсат, ШФЛУ) и выполнялась полная оценка NPV данного варианта.

10.5. Комплексный экономический расчёт проекта

В данном пункте будут приведены расчеты экономических показателей для каждого из вариантов наземного обустройства для принятых вариантов разработки.

Большое влияние на экономику проекта оказывают капитальные вложения. Капитальные вложения включают в себя затраты на бурение скважин, капитальное строительство и расширение площадных и линейных объектов, а также оборудование для добычи углеводородов. Обычно, большая доля капитальных затрат приходится на первые годы разработки месторождения, ввиду чего их влияние на дисконтированный денежный поток становится преобладающим.

Таблица 10.6

Стоимость объектов КС для базового варианта на истощение и с ППД

№	Статья затрат	Истощение Стоимость, млн руб.	ППД Стоимость, млн руб.
1	Бурение скважин	24431	33341
2	Кустовые площадки	1520	2115
3	УПН	3581	5174
4	Энергетика	537	673

5	Нефтеcборный коллектор	1494	1431
6	Газопровод до УКПГ-2В	1485	н\п
7	Газопровод ППД	н\п	1041
8	Компрессор	н\п	7590
9	Дороги	202	202
10	ОПР	1717	2453
11	ПИР	1000	1000
ИТОГО		35881	55036

Капитальные вложения для базового варианта разработки на истощение и с ППД представлены в таблице 10.6.

Другой затратной частью проекта являются эксплуатационные расходы. Эксплуатационные расходы на добычу нефти и газа включают:

- оплату труда (без учёта налогов);
- электроэнергию;
- технологическую подготовку нефти;
- обслуживание скважин;
- сбору и транспорту жидкости;
- транспортировке нефти;
- общецеховые и общепроизводственные;
- текущий ремонт добывающих и нагнетательных скважин;
- капитальный ремонт скважин;
- транспортные расходы;
- ГТМ;
- амортизацию основных средств;
- налоги, включаемые в себестоимость.

Амортизационные отчисления по скважинам и по прочим основным фондам рассчитаны линейным методом, который характеризуется равномерным переносом стоимости основных средств в расходы организации. Срок полезного использования при расчете амортизации принят в количестве 12 лет.

Расчет операционных затрат проводился с использованием утвержденного в компании инструмента. Входными данными для расчета являются данные по

добыче, ввод скважин, количество скважин, использование ЭЦН, состав линейных и площадочных объектов. Расчет выполняется по следующим модулям:

- подъем жидкости – включает затраты на материалы, электроэнергию, персонал, прокат и обслуживание ЭЦН, ремонт и обслуживание НКТ, транспортные услуги и прочие затраты;
- подготовка нефти – включает затраты на материалы, электроэнергию, персонал, транспортные услуги и прочие затраты;
- транспорт нефти – включает затраты на персонал, транспортные услуги, прочие и распределяемые затраты;
- сбор и транспорт газа – включает затраты на материалы, электроэнергию, персонал, транспортные услуги и прочие затраты;
- ремонт скважин – включает затраты на материалы, услуги бригады по ТРС, КРС и прочие затраты;
- коммерческие расходы – включает затраты на электроэнергию, персонал, транспортные услуги, прочие затраты и затраты на существующей ПСП;

Данный инструмент не предоставляет возможности расчета операционных затрат для системы ППД газом. Для учета таких затрат в модель было заложено постоянное значение в размере 70 рублей на 1000 м³ закачиваемого газа.

Результатом расчета с помощью данного инструмента является итоговая сумма операционных затрат и динамика по годам. Структура операционных затрат по сценарию Р50 разработки на истощение представлена на рисунке 10.1.

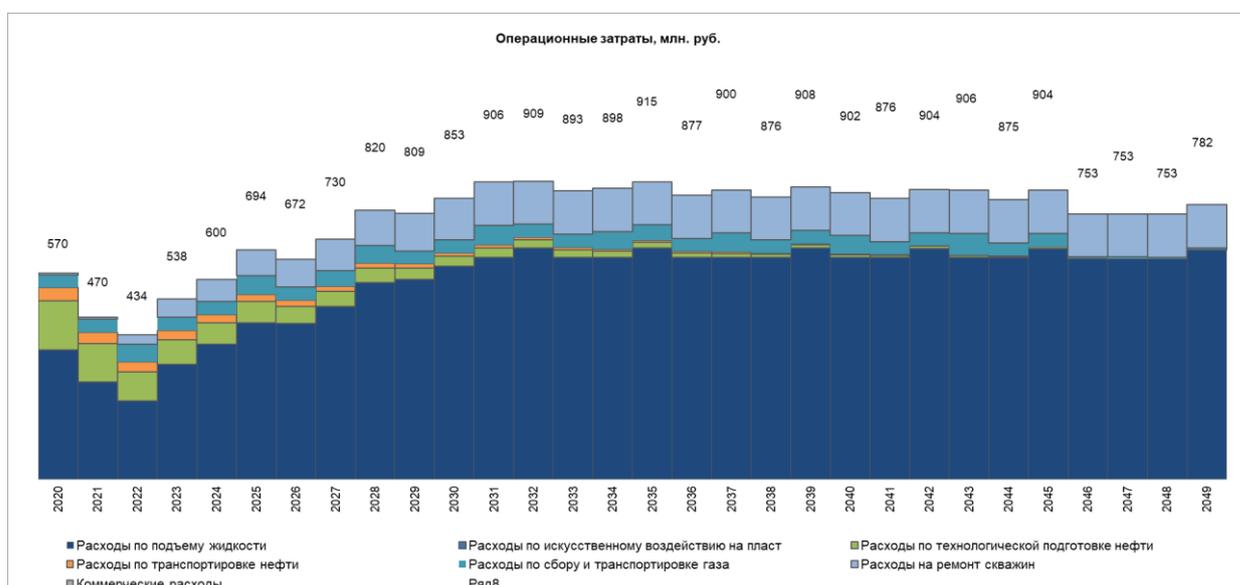


Рис 10.1. Структура операционных затрат проекта для сценария P50

Удельные показатели операционных затрат по процессам добычи нефти для месторождения «Т» представлены в таблице 10.7.

Таблица 10.7

Удельные показатели операционных затрат по процессам

Удельные показатели	ед. изм.	Значение
ВСЕГО затрат на тонну нефти	руб./т	2850,1
Затраты на добычу нефти	руб./т	1845,9
Затраты на добычу жидкости	руб./т	1485,7
Затраты на подготовку нефти	руб./т	5648,4
Затраты на транспортировку нефти	тыс. руб./км	292
Удельные REVEX на 1 т нефти	руб./т	14306,2

Выше были описаны расчеты для базового варианта разработки на истощение и с ППД. Капитальные и операционные затраты по вариантам P10 и P90 были рассчитаны по той же методике с учетом профилей добычи и графика ввода скважин. Ключевые экономические показатели по трем вариантам для разработки на истощение представлены в таблице 10.8, для ППД – в таблице 10.9.

Таблица 10.8

Ключевые экономические показатели по вариантам P10, P50, P90 для разработки на истощение

Показатели эффективности	Ед.изм.	P10	P50	P90
--------------------------	---------	-----	-----	-----

NPV	млн руб.	12466	5411	-2436
PI (дисконтированный)	доли ед.	1.74	1,48	0.74
IRR	%	33%	30,53%	0%
Год ГЭП		2060	2057	

Таблица 10.9

Ключевые экономические показатели по вариантам P10, P50, P90 для
разработки с ППД

Показатели эффективности	Ед.изм.	P10	P50	P90
NPV	млн руб.	14330	5573	-798
PI (дисконтированный)	доли ед.	1.71	1,46	0.93
IRR	%	30,8%	27,12%	0%
Год ГЭП		2060	2060	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной работы предложена концепция разработки ачимовских отложений месторождения «Т»:

- Произведён анализ исходных данных, интерпретация ГИС, определение петрофизических зависимостей.
- Созданы концептуальная, геологическая и гидродинамическая модели месторождения.
- Определены оптимальные параметры заканчивания скважины: ГС 2000 м с 16 стадиями МГРП. Плотность сетки скважин 138 Га/скв.
- Определена оптимальная концепция наземного обустройства месторождения
- Найдены и обоснованы варианты внешнего транспорта нефти и газа.
- Рассмотрены варианты энергообеспечения месторождения.
- Создана дорожная карта проекта.
- Оценены риски проекта.
- Составлена программа ОПР.
- Определена оптимальная стратегия разработки.

Итоговыми рекомендациями являются:

1. Реализация варианта «Истощение» с проведением базовой программы ОПР и дополнительной программы ОПР для проверки эффективности закачки ПНГ. Реализация системы ППД с закачкой ПНГ при подтверждении эффективности закачки.
2. Максимальное использование синергии с существующей инфраструктурой.
 - Расширение УПНГ ПК для совместной подготовки нефти. Совместный транспорт с нефтью ПК до МН «Заполярье-Пурпе».
 - Расширение имеющегося энергоцентра.
3. Строительство газопровода до УКПГ 2-В для сдачи ПНГ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алварадо В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения/Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 244 с., ил. – (Промышленный инжиниринг);
2. Белкина В.А., Бембель С.Р., Забоева А.А., Санькова Н.В.. Основы геологического моделирования (часть 1): учебное пособие. – Тюмень: - ТюмГНГУ, 2015. – 162 с.
3. 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.
4. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири – Новосибирск// Геология и геофизика. – 2015. т.56, №9. с.1630-1642;
5. ГОСТ 20295-85. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия [текст]; введ. 01.01.1987 – Москва: Стандартиформ, 2003. – 17 с
6. 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.
7. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие // Пермь - 2007, - 189 с.
8. Забоева А.А. Методика построения трехмерной геологической модели [Текст]: Методические указания для лабораторных работ / сост. А.А. Забоева, В.А. Белкина – Тюмень: ТюмГНГУ 2013. – 40 с.
9. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование/ К. Е. Закревский. – М. : ООО «ИПЦ “Маска”», 2009 – 376 с.
10. ИК «Выбор и применение типовых технических решений при проектировании дожимных насосных станций (ДНС) и установок предварительного сброса воды (УПСВ)» № П1-01.04 И-00015.

11. Кудряшов Р. А. Основы расчета электропотребления нефтяных и газовых промыслов: учебное пособие // Тюмень: ТИУ - 2016. – 65 с.
12. Купавых К.С, Петраков Д.Г. Нефтегазопромысловое оборудование. Электроцентробежный насос: Методические указания к практическим занятиям // СПб. - 2017. - 42 с.
13. Ларри Лейк. Основы методов увеличения нефтеотдачи – Университет Техас-Остин, 2005.
14. Мартынов, В. Г. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике./ В. Г. Мартынов [и др.] // – Издательство «Инфра-Инженерия», 2009. – 960 с.
15. Можиль 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. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. - Л.: Недра, 1984.– 260 с.
17. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А. и другие. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. –М.:Издательство Академия горных наук, 2000. – 247 с.
18. Нестеров, И.И. Генезис и формирование залежей углеводородного сырья/И.И. Нестеров//Геология нефти и газа. -2004. -№ 2. -С. 38-47
19. Повышение нефтеотдачи - новые возможности/ Аметов И.М., Хавкин А.Я., Бученков Л.Н., Лопухов Г.П., Кузнецов А.М., Давыдов А.В.//Нефтяное хозяйство. -1997. - №1. - с. 30-32
20. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. / Ред. Ф.Г. Гурари. Новосибирск, СНИИГГиМС, 2004, 114 с
21. Сазонов Б.Ф., Колганов В.И. Методы увеличения нефтеизвлечения - проблемы и перспективы //Нефтяное хозяйство, 1987. - №12. - с. 34-35.

22. Серра О., Серра Л. Геофизические исследования скважин. Т. I. Регистрация данных и области применения. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. – 792 с.
23. Сподобаев А.А., Нежданов А.А., Меркулов А.В. 2018. Результаты секвенс-стратиграфического анализа отложений ачимовской толщи на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении // Экспозиция Нефть Газ. № 2 (62) с. 22-27.
24. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов - М.:Недра, 1985 г.
25. Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф., Шиманский В.В. Глубоководные конусы выноса и турбидиты – Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 479 с.
26. 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
27. Токарев М.А. Проблемы оценки эффективности применения новых методов повышения нефтеотдачи// Физикохимия и разработка нефтегазовых месторождений: межвуз. научно-темат. сб. - Уфа: изд.Уфим. нефт. ин-та, 1989. - с. 3-11.
28. Тугарова М. А., Жуковская Е. А. Атлас типовых фаций / под научн. ред. Б. В. Белозерова. — М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2019. — 142 с.
29. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 №123-ФЗ (с последними изменениями от 27.12.2018г., №538-ФЗ)
30. Шишлова Л.М., Петрофизические методы исследования кернового материала. Учебно-методическое пособие по петрофизике. Уфимский государственный нефтяной технический университет

31. Hoyal, D.C., Van Wagoner, J.C., Adair, N.L., Deffenbaugh, M., Li, D., Sun, T., Huh, C., Giffin, D.E., 2003. Sedimentation from jets: a depositional model for clastic deposits of all scales and environments. Search and Discovery Article #40082
32. Economides M.J., Martin A.N. “How to Decide Between Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Fractured Completion”, paper SPE 134424, Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19-22 September 2010.
33. Rock Flow Dynamics, Руководство по PVT Дизайнеру tNavigator / Rock Flow Dynamics. : Январь 2018. – 102 с.
34. Rock Flow Dynamics, Техническое описание tNavigator / Rock Flow Dynamics. : Январь 2018. – 2498 с.
35. Yelling W.F., Metcalfe R.S. (1980) Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures, J. Petrol. Technol.30, 1, 160-168.) (SPE/DOE 24134 H.M. Sebastian and D.D. Lawrence «Nitrogen Minimum Miscibility Pressures»)
36. Zavala, C., and Arcuri, M., 2016. Intrabasinal and Extrabasinal turbidites: origin and distinctive characteristics. Sedimentary Geology. Sedimentary Geology. 337: 36-54.

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Палетка для определения УЭС пластовой воды

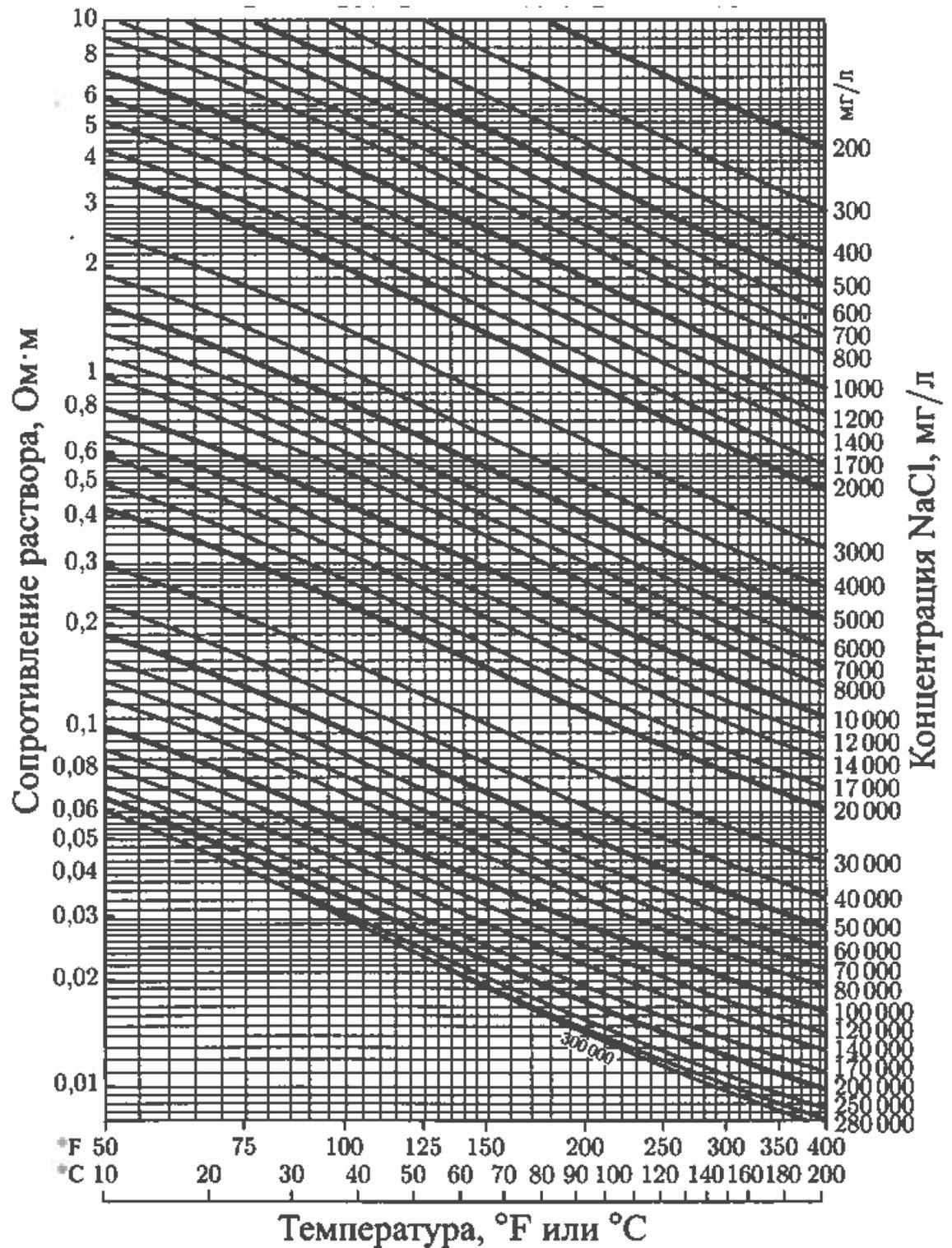
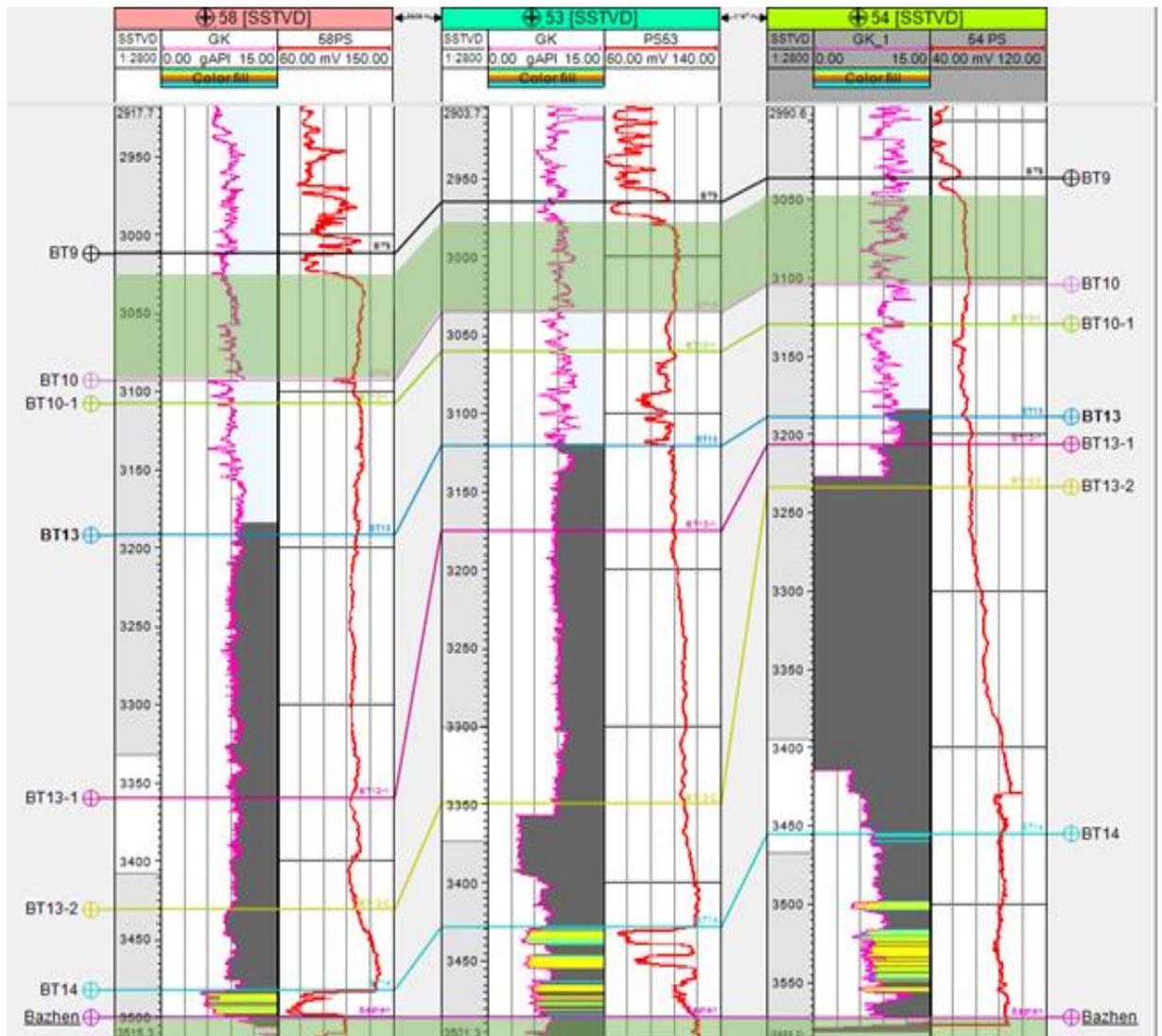
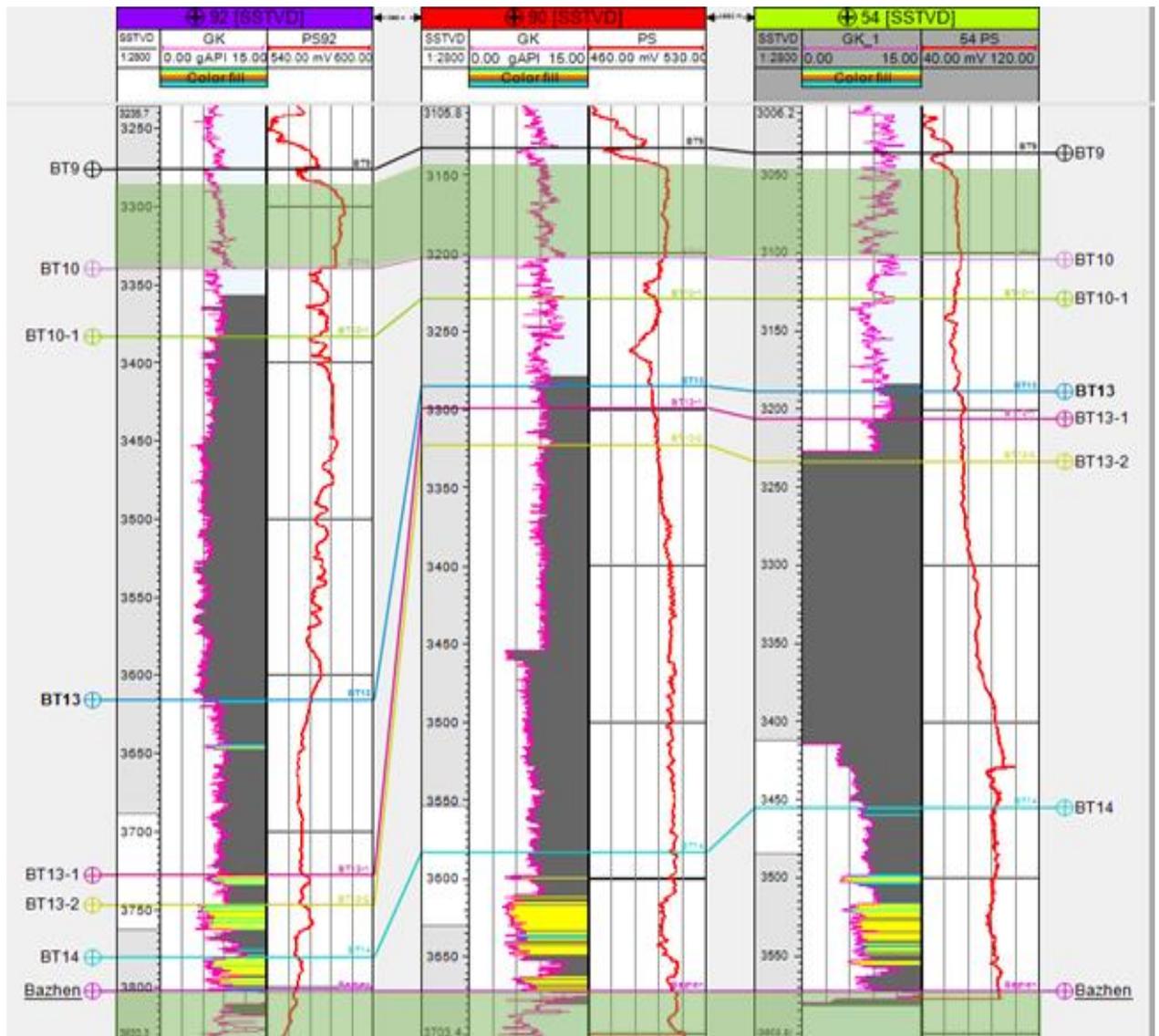


Рис. 1.36. Зависимость сопротивления от минерализации и температуры (предоставлено *Schlumberger*)

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Детальная стратиграфическая корреляция по линии скважин 54-53-58

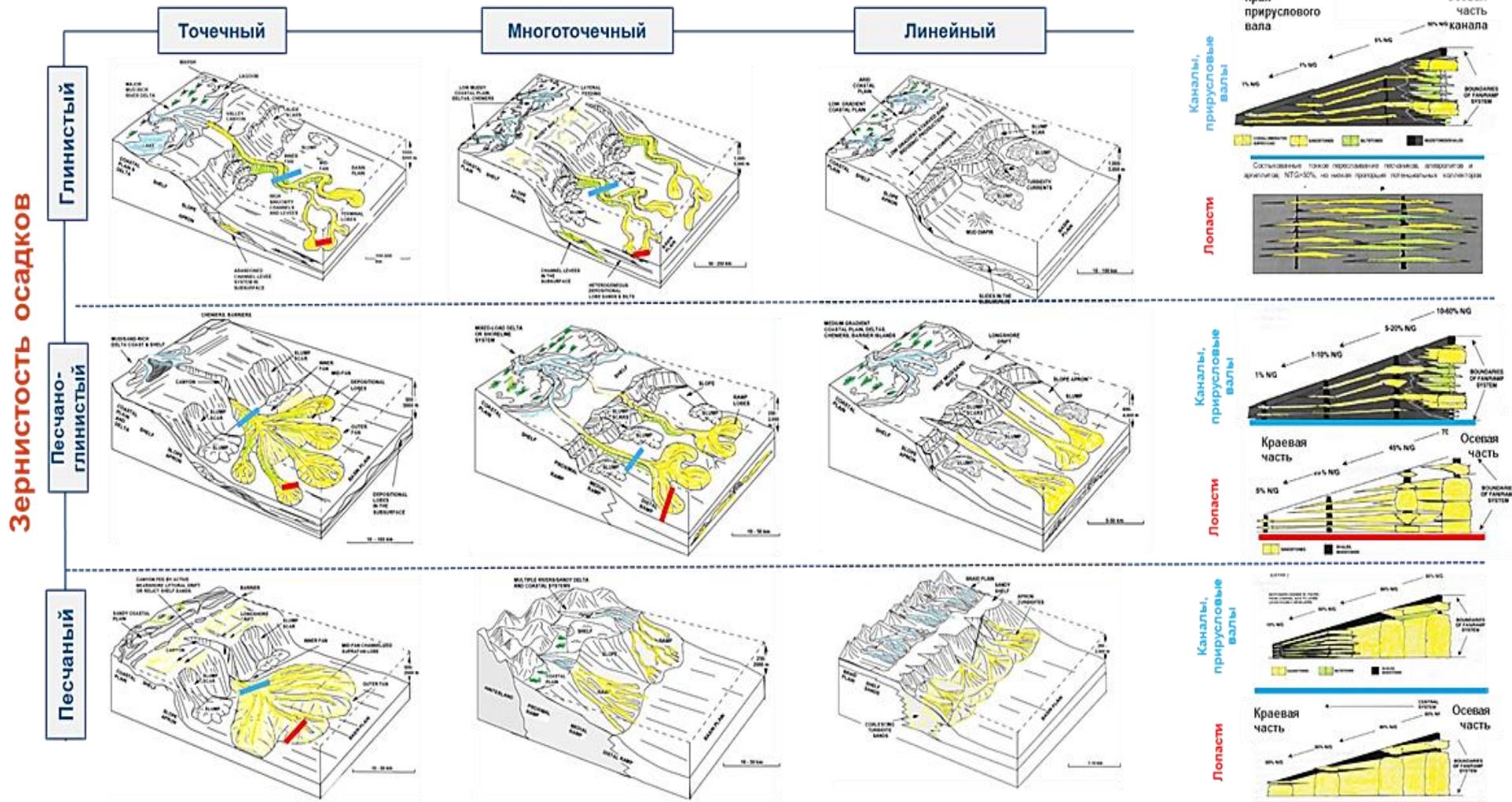


ПРИЛОЖЕНИЕ В – Детальная стратиграфическая корреляция по линии скважин 54-90-92



ПРИЛОЖЕНИЕ Г – Характер пространственной анизотропии осадочных тел

Тип питающей системы



Зернистость осадков

Глинистый

Песчано-глинистый

Песчаный

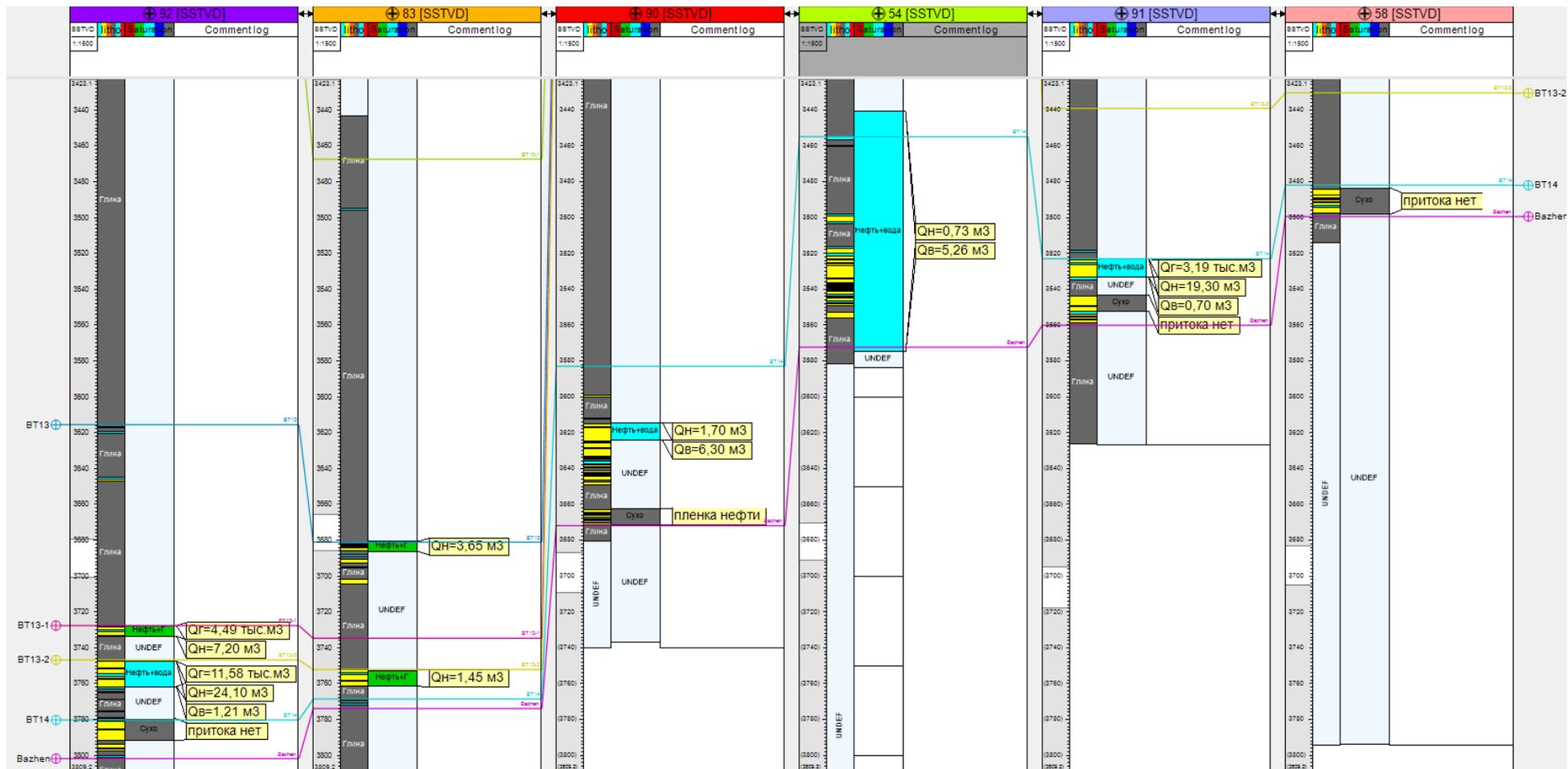
Точечный

Многоточечный

Линейный

Изм. Reading and Richards, 1994
В редакции А. Мезенцовой

ПРИЛОЖЕНИЕ Д – Результаты испытаний разведочных скважин на ачимовские отложения



ПРИЛОЖЕНИЕ Е – Сводные таблицы подсчёта запасов

НГЗ в границах лицензионного участка										
Пласт	Регион	Вариант	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Эффективная нефтенасыщ. толщина, м	Объем, тыс. м ³	Кп, д.ед.	Кн, д.ед.	Плотность нефти, т/м ³	Пересчетный коэф-т, д.ед.	НГЗ, тыс. т.
БТ13-БТ14	ЛУ	P10	394516	15.62	6162338	0.1540	0.469	0.828	0.6398	235552
БТ13-БТ14	ЛУ	P50	357748	12.76	4564860	0.1495	0.443	0.819	0.5394	133484
БТ13-БТ14	ЛУ	P90	327404	10.12	3313330	0.1448	0.414	0.812	0.4931	79570

НГЗ в границах лицензионного участка в пределах выделенных пластов										
Пласт	Регион	Вариант	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Эффективная нефтенасыщ. толщина, м	Объем, тыс. м ³	Кп, д.ед.	Кн, д.ед.	Плотность нефти, т/м ³	Пересчетный коэф-т, д.ед.	НГЗ, тыс. т.
БТ13	ЛУ	P10	58644	3.46	202907	0.1150	0.229	0.828	0.6398	2833
БТ13-1	ЛУ	P10	60006	1.60	96009	0.1682	0.609	0.828	0.6398	5206
БТ13-2	ЛУ	P10	105545	2.98	314523	0.1552	0.519	0.828	0.6398	13429
БТ14	ЛУ	P10	341051	16.27	5548899	0.1549	0.469	0.828	0.6398	213764
БТ13	ЛУ	P50	58644	3.46	202907	0.1131	0.217	0.819	0.5394	2202
БТ13-1	ЛУ	P50	57351	1.41	80865	0.1636	0.598	0.819	0.5394	3498
БТ13-2	ЛУ	P50	88227	2.77	244390	0.1509	0.474	0.819	0.5394	7720
БТ14	ЛУ	P50	299236	13.49	4036698	0.1506	0.445	0.819	0.5394	119579
БТ13	ЛУ	P90	49269	2.96	145836	0.1097	0.210	0.812	0.4931	1347
БТ13-1	ЛУ	P90	53622	1.25	67027	0.1588	0.572	0.812	0.4931	2437
БТ13-2	ЛУ	P90	72034	2.59	186568	0.1471	0.437	0.812	0.4931	4799
БТ14	ЛУ	P90	268562	10.85	2913899	0.1457	0.416	0.812	0.4931	70685

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж – Варианты расчетов на синтетической модели скважины

№	Межрядное расстояние А, м	Межрядное расстояние В, м	Длина скважины(усл), м	Длина скважины(м/у трещинами), м	Тоннаж ГРП	Плотность портов ГРП, м/порт	Количество портов ГРП	Полудлина трещины, м	Ширина трещины, мм	Размер сектора Х, м	Размер сектора Y, м	Размер сектора Z, м	Га/скв	Начальные запасы, т	Стартовый дебит, т/сут	Накопленная добыча, т	КИН
1	800	600	1200	1100	150	100	12	75	5	1800	800	25	144	1127000	247.06	123334.0	11%
2	800	600	1200	1050	150	150	8	75	5	1800	800	25	144	1127000	178.32	121654.0	11%
3	800	600	1200	1000	150	200	6	75	5	1800	800	25	144	1127000	135.99	117774.6	10%
4	800	600	1600	1500	150	100	16	75	5	2200	800	25	176	1377444	328.62	154227.8	11%
5	800	600	1600	1500	150	150	11	75	5	2200	800	25	176	1377444	244.99	155895.9	11%
6	800	600	1600	1400	150	200	8	75	5	2200	800	25	176	1377444	181.28	149624.5	11%
7	800	600	2000	1900	150	100	20	75	5	2600	800	25	208	1627889	410.17	185138.7	11%
8	800	600	2000	1800	150	150	13	75	5	2600	800	25	208	1627889	289.44	181983.5	11%
9	800	600	2000	1800	150	200	10	75	5	2600	800	25	208	1627889	226.58	181481.9	11%
10	600	600	1600	1500	150	150	11	75	5	2200	600	25	132	1033083	244.99	132341.1	13%
11	400	600	1600	1500	150	150	11	75	5	2200	400	25	88	688722	244.97	100151.7	15%
12	800	450	1600	1500	150	150	11	75	5	2200	800	25	176	1377444	244.99	151700.2	11%
13	800	300	1600	1500	150	150	11	75	5	2200	800	25	176	1377444	244.99	145945.2	11%
14	600	600	1600	1500	150	100	16	75	5	2200	600	25	132	1033083	328.62	129496.3	13%
15	400	600	1600	1500	150	100	16	75	5	2200	400	25	88	688722	328.57	96404.3	14%
16	800	450	1600	1500	150	100	16	75	5	2200	800	25	176	1377444	328.62	149895.5	11%
17	800	300	1600	1500	150	100	16	75	5	2200	800	25	176	1377444	328.62	143955.8	10%
18	600	600	1600	1400	150	200	8	75	5	2200	600	25	132	1033083	181.28	128851.7	12%
19	400	600	1600	1400	150	200	8	75	5	2200	400	25	88	688722	181.27	98804.9	14%
20	800	450	1600	1400	150	200	8	75	5	2200	800	25	176	1377444	181.28	146336.4	11%

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – Варианты расчетов на синтетической модели элемента сетки

№	Межрядное расстояние А, м	Межрядное расстояние В, м	Длина скважины (условная), м	Длина скважины (между трещинами), м	Тоннаж ГРП	Плотность портов ГРП, м/порт	Количество портов ГРП	Полудлина трещины, Хf, м	Ширина трещины, wf, мм	Размер сектора Х, м	Размер сектора Y, м	Размер сектора Z, м	Га/скв	Начальные запасы, т	Стартовый дебит, т/сут	Накопленная добыча, т	КИН
Истощение 600м	600	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	600	25	138	8640334	347	1179972	14%
600м ППД	600	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	600	25	138	8640334	347	1394132	16%
Истощение 500м	500	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	500	25	115	7200278	347	1043280	14%
500м ППД	500	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	500	25	115	7200278	347	1537835	21%
Истощение 400м	400	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	400	25	92	5760223	347	885942.9	15%
400м ППД	400	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	400	25	92	5760223	347	1790472	31%
Истощение 300м	300	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	300	25	69	4320167	346	695967	16%
300м ППД	300	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	300	25	69	4320167	346	2173540	50%
Отработка 2 года	600	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	600	25	138	8640334	347	1440074	17%
Отработка 3 года	600	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	600	25	138	8640334	347	1453722	17%
Отработка 4 года	600	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	600	25	138	8640334	347	1444001	17%
Отработка 5 лет	600	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	600	25	138	8640334	347	1418958	16%
Истощение 250м	300	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	250	25	57.5	3600139	332	591990.1	16%
250м ППД	300	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	250	25	57.5	3600139	332	858496	24%
Истощение 200м	300	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	200	25	46	2880111	324	480474.6	17%
200м ППД	300	300	2000	1875	150	125	16	75	5	2300	200	25	46	2880111	324	907357.9	32%

ПРИЛОЖЕНИЕ К – Сроки выполнения ОПР

