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

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ
Директор Политехнической школы
_____ М.О. Писарев
_____ 2018 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(магистерская диссертация)

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА РАЗРАБОТКИ СЕВЕРО-САМБУРГСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА НА БАЗЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПОДХОДА

Направление подготовки 03.04.02 Физика
Магистерская программа «Концептуальный инжиниринг месторождений нефти и газа»

Выполнили групповой проект
Арзыкулов Отабек Анзор угли
Битюцкая Мария Олеговна
Калугин Андрей Сергеевич
Моятдинов Абдирасули Айдарбекович
Филиппов Владимир Александрович
Хисматов Тимур Равильевич

студенты 2 курса
очной формы обучения

Научный руководитель
Директор Политехнической школы ТюмГУ
Писарев Михаил Олегович

Консультант
главный специалист отдела геологии и разработки месторождений Тазовское и Северо-Самбург ООО «Газпромнефть НТЦ»
Гомулин Евгений Сергеевич

Рецензент
Директор по развитию функции Инжиниринга и Реинжиниринга ООО «Газпромнефть НТЦ» канд.хим.наук
Исмагилов Ринат Рафаэлевич

г. Тюмень, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 10
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ И ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ 11
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ 26
3. МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ 47
4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ 76
5. ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ И КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН. КУСТОВАНИЕ 85
6. НАЗЕМНОЕ ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 91
7. ПЕРИОД ОПР И РАННЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ 114
8. ЭКОНОМИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ 117
ВЫВОДЫ ПО ПРОЕКТУ 135
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 137

ПЕРЕЧЕНЬ РАБОТ ПРОЕКТНОЙ КОМАНДЫ

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

Арзыкулов О.А.:

- Создание вероятностных моделей для подсчета запасов и оценки EMV (P10, P50, P90);
- Выделение фаций в построении геологической модели;
- Создание флюидальной модели для подгрузки в гидродинамическую модель;
- Построение кривых ОФП, нормирование и выделение концевых точек;
- Исследование компонентного состава попутного нефтяного газа;
- Создание VFP таблиц для оценки перспектив фонтанной добычи;
- Проектирование системы сбора и подготовки нефти.
- Битюцкая М.О.:
- Расчет предварительного EMV проекта по вероятностным моделям;
- Создание автоматизированной экономической модели;
- Расчет вариантов энергообеспечения месторождения;
- Экономический расчет оптимального междрядного расстояния и длины горизонтального ствола;
- Логистика и поиск оптимального варианта сдачи продукции.

Калугин А.С.:

- Бенчмаркинг по месторождениям-аналогам;
- Расчет по буровым работам, проектирование конструкции скважин;
- Формирование вариантов обустройства;
- Формирование концепции по внешнему транспорту продукции;
- Расчет CAPEX объектов инфраструктуры

Моятдинов А.А.:

- Подготовка исходных данных для построения геологической модели;
- Построение поверхностей в геологической модели;
- Построение кубов песчанистости, проницаемости, водонасыщенности;

· Upscaling свойств сетки геологической модели для подгрузки в гидродинамическую;

· Расстановка сетки скважин в гидродинамической модели;

· Кустование скважин и поиск центра масс для определения расположения УПН.

Филиппов В.А.:

· Описание и создание концептуальной геологической модели, определение основного источника сноса материалов;

· Сопровождение геологической цифровой модели;

· Определение региональных и локальных стрессов для оптимального расположения горизонтальных стволов скважин;

· Подготовка гидродинамической модели к расчету, сопровождение и актуализация модели на всем пути проекта;

· Проектирование системы разработки месторождения: определение основного типа скважины, оптимизация длины ствола ГС, числа трещин для МГРП, межрядного расстояния;

· Сопровождение расчетов вероятностных полномасштабных моделей для получения основных технологических показателей разработки.

Хисматов Т.Р.:

· Интерпретация данных по геофизическим исследованиям;

· Расчет J-функции для создания куба водонасыщенности;

· Выделение продуктивных толщин;

· Определение минимальных рентабельных толщин;

· Расчет возможностей мобильных установок подготовки нефти;

В ходе выполнения работ по проекту, состав команды готовил совместно следующие разделы:

· Интегрирование полученных данных с поиском точек взаимодействия

· Проработка концепта по геологии, разработке, обустройству и проектной логике

· Взаимодействие с внешними экспертами по направлениям

· Критический анализ полученных результатов каждого из членов команды

- Подготовка презентационного материала

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И АБРИВИАТУРЫ

АВПД – аномально высокое пластовое давление

АРБ – аномальный разрез Баженовской свиты

БК – боковой каротаж

БКЗ - боковое каротажное зондирование

БУ – буровая установка

ВКС – вакуумная компрессорная станция

ВНК – водонефтяной контакт

ГВТ – газопровод внешнего транспорта

ГДИС – гидродинамические исследования скважины

ГЖС – газожидкостная смесь

ГИС – геофизические методы исследования скважин

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГС – горизонтальный ствол

ГСР – геолого-статистический разрез

ГПЭС – газопоршневая электростанция

ГТЭС – газотурбинная электростанция

ИК – индукционный каротаж

КИН – коэффициент извлечения нефти

КП – кустовая площадка

КС – компрессорная станция

ЛУ – лицензионный участок

ЛЭП – линия электропередачи

МБК – Микробоковой каротаж

МКЗ - микрокаротажное зондирование

ММГ – многолетнемерзлые грунты

МНКП – магистральный нефтеконденсатопровод

МНП – магистральный нефтепровод

МПГР – многостадийный гидравлический разрыв пласта

МУПН – мобильная установка подготовки нефти

НВТ – нефтепровод внешнего транспорта

НГК – нефтегазовый комплекс

НГО – нефтегазоносная область

НГР – нефтегазоносный район

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

НКП - нефтеконденсатопровод

ННС – наклонно-направленная скважина

НПС – нефтеперекачивающая станция

НТС – низкотемпературная сепарация

ОГ – отражающий горизонт

ОПР – опытно-промышленные работы

ОФП – относительные фазовые проницаемости

ПБ – промышленная безопасность

ПМР – полномасштабная разработка

ПО – программное обеспечение

ПНГ – попутный нефтяной газ

ПС – поляризация собственная

ПСС – плотность сетки скважин

СТС – сезонно-таловый слой

ТИЗ – текущие извлекаемые запасы

ТКЗ – территориальная комиссия по запасам

УВ – углеводороды

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

УПН – установка подготовки нефти

ФА – фонтанная арматура

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства

ЦПС – центральный пункт сбора нефти

IRR – internal rate of return

MD – measured depth

NPV – net present value

PI – Profitability Index

VFP – vertical flow performance

ВВЕДЕНИЕ

Компания принимает решение о покупке нового лицензионного участка в 2018 году. В настоящий момент произведена предварительная оценка геологических запасов месторождения и участок выставлен на торги. Необходимо оценить перспективность разработки данного месторождения, для чего построить собственную геологическую модель, сформировать подходы к разработке и обустройству месторождения, оценить возможные риски.

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

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

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ И ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ

Географическое и административное положение

Северо-Самбургский лицензионный участок недр расположен на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, Пуровского района, в 100 км севернее от г. Новый Уренгой. Административный центр района – город Тарко-Сале располагается в 220 км южнее лицензионного участка. Ближайший населённый пункт – село Самбург, располагается в 20 км от восточной границы лицензионного участка.

Лицензионный участок на западе граничит с Уренгойским НГКМ (ООО "Газпром добыча Уренгой"), на Севере с Самбургским НГКМ (ОАО "Арктикгаз").

Ранее Северо-Самбургский лицензионный участок недр разрабатывал ООО "Газпром добыча Уренгой".

Природно-климатические условия

Климат района резко континентальный. Климатические свойства территории, по данным ближайшей метеостанции поселка Уренгой характеризуются следующими параметрами.

Среднегодовая температура воздуха - минус 7,8 ^{0}С. Средняя температура самого холодного месяца (января) составляет минус 25,7 ^{0}С, а самого жаркого (июля) – плюс 14,5 ^{0}С. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь – минус 63 ^{0}С, абсолютный максимум - на июль (плюс 34 ^{0}С). Продолжительность безморозного периода 88 дней, устойчивых морозов 201 день.

Среднегодовое количество выпадающих в данном районе осадков составляет 413 мм. При этом на долю теплого периода года (с апреля по октябрь) приходится до 68 % от общего объема осадков.

Устойчивый снежный покров образуется в среднем 12 октября, сход снега происходит 26 мая. Число дней со снежным покровом составляет порядка 230.

Из-за малой облесенности территории и сильных ветров мощность снежного покрова распределена по территории крайне неравномерно. С возвышенных участков снег сдувается и накапливается в понижениях рельефа в долинах рек и

ручьев.

Здесь он отлагается в виде мощных сугробов, толщиной до 2,0 м. Толщина снежного покрова на залесенных участках составляет от 70 до 90 см.

Преобладающее направление ветров юго-западное. В январе доминируют ветры юго-западного, в июле – северного направления.

По геокриологическим условиям рассматриваемая территория находится в Пуровской области. Территория участка расположена в зоне преобладающего распространения монолитных по разрезу толщ многолетнемерзлых пород. Двухслойное их строение характерно для самой южной части площади. На таких участках подошва слоя современной мерзлоты залегает преимущественно на глубине от 20 до 30 м, кровля второго слоя находится в интервале от 100 до 200 м. Мощность многолетнемерзлых пород в пределах поймы р. Пур, как правило, не превышает

50-80 м, а на водораздельных участках составляет от 150 до 200 м. Температура мерзлых пород изменяется от положительных значений, близких к 0 ^{0}C, до минус 2 ^{0}C - минус 3^{0}C.

Глубина сезонного протаивания, в зависимости от литологического состава пород, изменяется от 0,4-0,8 до 1,6-2,0 м. Наименьшая глубина протаивания характерна для торфяников с мощным моховым покровом.

Из экзогенных процессов, развитых в пределах описываемой территории, наибольшее развитие получили гидроморфные и криогенные процессы. Первые представлены заболачиванием, вторые – термокарстом, морозобойным растрескиванием и сезонным пучением грунтов. В значительно меньшей степени развито многолетнее пучение, эрозия грунтов и солифлюкция. Дефляционные процессы протекают только в пределах площадей, испытывающих интенсивную механическую нагрузку. В ненарушенных природных условиях в настоящее время почти все экзогенные процессы характеризуются довольно низкими скоростями своего развития.

Заболачивание. Заболачивание является одним из активнейших процессов исследуемого района. Болотные массивы занимают значительную часть водоразделов, они развиты в долинах малых рек и временных водотоков, занимая

подчас не только плоские днища, но и пологие борта (склоны) долин. Заболачивание территории сопровождается накоплением торфа. В большинстве мощности торфяных залежей не превышают одного метра, иногда достигая 3 м и больше.

Термокарст. На севере Западно-Сибирской равнины термокарст – один из основных криогенных процессов, выражающихся в образовании отрицательных форм рельефа при вытаивании внутригрунтового (сегрегационного или залежеобразующего) льда. Потенциальная тепловая осадка при протаивании песчано-супесчаных пород, перекрытых маломощным (от 0,5 до 0,6 м) слоем торфа, составляет от 0,2 до 0,3 м.

Сочетание относительно широкого распространения неглубоко залегающих льдистых пород и благоприятных условий теплообмена почвы с атмосферой определило интенсивное развитие современного термокарста инсоляционного и гидротермического типов. Для данного района характерны такие термокарстовые формы рельефа, как котловинный (озера, хасыреи) и плоскозападинный.

На ранней стадии развития процесса образуются плоскозападинные формы рельефа. Эти молодые термокарстовые понижения, относительно небольших размеров (первые десятки метров в диаметре) с пологими берегами, с глубиной, не превышающей 1 м.

В дальнейшем, при развитии этого процесса, молодые термокарстовые понижения сливаются между собой, образуя озера. Глубина термокарстовых озер невелика, и в среднем не превышает 2-3 м, но в отдельных случаях она может достигать от 4 до 5 м. На заключительной стадии развития термокарста происходит спуск или зарастание озер и формирование хасыреев.

Криогенное растрескивание грунтов достаточно широко распространено в тундровых ландшафтах. Наиболее интенсивно протекает на положительных формах рельефа, где в результате сдувания не происходит накопления мощного снегового покрова и обусловлено низкотемпературным расширением почвенных и грунтовых вод в сезоннопромерзающих грунтах, что приводит к деформациям поверхности.

Пучение. Малая толщина торфяного слоя и близкое к поверхности залегание песчаных пород обусловило обширное развитие этого процесса в пределах

исследуемой территории. Наибольшее распространение получил процесс сезонного пучения грунтов, который связан с неравномерным промерзанием сезонно-талого слоя и миграцией влаги к фронту промерзания. Процессами сезонного пучения обусловлено образование мелкобугристого рельефа и сезонных бугров пучения. Связанные с этим процессом формы рельефа встречаются локально в пределах заболоченных участков водоразделов и хасыреев.

Многолетнее пучение грунтов развито локально. Это, как правило, невысокие единичные или чередующиеся бугры и гряды с сильнольдистым торфяно-минеральным ядром. Встречаются они на всех геоморфологических уровнях. Высота подобных бугров обычно не превышает 2–3 м.

Эрозия. Эрозионные процессы на изучаемой территории получили слабое распространение. Эти процессы, обусловленные деятельностью временных и постоянных текучих вод, в основном развиты на участках, прилегающих к руслу реки Енгаяха в нижнем ее течении, быстро затухая при удалении от русла.

Эоловая дефляция. Эоловые процессы на территории месторождений распространены ограниченно и только на нарушенных грунтах. Локальные участки дефляции отмечены в северной части рассматриваемого участка более дренированной и в большей степени подверженной техногенному воздействию. Они, как правило, сопутствуют грунтовым автомобильным дорогам, реже – песчаным карьерам, трассам трубопроводов и др. объектам.

Обеспеченность строительными материалами

Изученность этой довольно обширной территории в плане выявления сырья для производства строительных материалов неравномерна. В основном выявленные месторождения сосредоточены вокруг крупных населенных пунктов (Уренгоя, Нового Уренгоя), по долинам рек Ево-Яха, Седеяха, Табъяха и Нгарка-Табъяха, а также в притрассовой полосе железной дороги Новый Уренгой – Ямбург.

Наряду с уже выявленными месторождениями территория обладает значительными прогнозными ресурсами строительных песков, обнаруженных в долинах упомянутых рек, а также на водоразделах как в контуре Уренгойской зоны, так и вокруг нее. Многочисленны проявления глинистого сырья в зоне

развития глинистых осадков на междуречье Нгарка – Естыяха и Нгарка – Табъяха, левобережье рек Табъяха и Ево-Яха.

На рисунке 1.1 показана схема расположения месторождений и проявлений сырья для производства строительных материалов, выявленных на рассматриваемой территории. Дополнительно цветом выделены области предполагаемого обнаружения месторождений минерального сырья, а сплошной заливкой либо штриховкой – степень их перспективности.

Глинистые породы территории связаны с осадками салехардской свиты, отложения которой встречаются в виде довольно редких «останцов» небольших размеров. К среднечетвертичным глинистым отложениям салехардской свиты приурочены Няхаръяхское, Няхар-Харлова-Яхское, Тыдыл-Яхское месторождения. Их глины используются в производстве кирпича и пригодны для получения керамзитового гравия.

Глинистое сырье для производства кирпича встречается также и в озерно-аллювиальных отложениях верхнечетвертичного комплекса речных террас, поэтому террасовые отложения можно считать перспективными на выявление месторождений глин.

Ниже более детально охарактеризованы месторождения, запасы которых утверждены в ТКЗ.

Месторождение кирпичных глин Няхаръяхское расположено в 1,5 км от западной границы контура Уренгойской зоны, в 9 км север-северо-западнее г. Новый Уренгой, на левом берегу реки Нахархорловаяха (левый приток р. Ево-Яха, в его устье). Детальная разведка проведена Тюменской КГРЭ в 1986 г. для обеспечения сырьем планируемого к строительству в Новом Уренгое кирпичного завода (производительностью 30 млн штук кирпича в год). Полезная толща представлена глиной легкоплавкой кирпичной, керамзитовой.

Глины низкодисперсные, умеренно пластичные - от 4,8 до 24,2 (среднее значение числа пластичности 13,3), по химическому составу относятся к кислым. Глины месторождения классифицируются как со средним содержанием включений (от 0,56 до 3,31, сред. 2,05). По своим физико-механическим свойствам, химическому

и петрографическому составу глины месторождения полностью удовлетворяют требованиям, как сырье пригодное для производства полнотелого кирпича, эффективных пустотелых керамических камней с 21 пустотами марки «125». Из глинистого сырья возможно получение керамзитового гравия марок «400», «450».

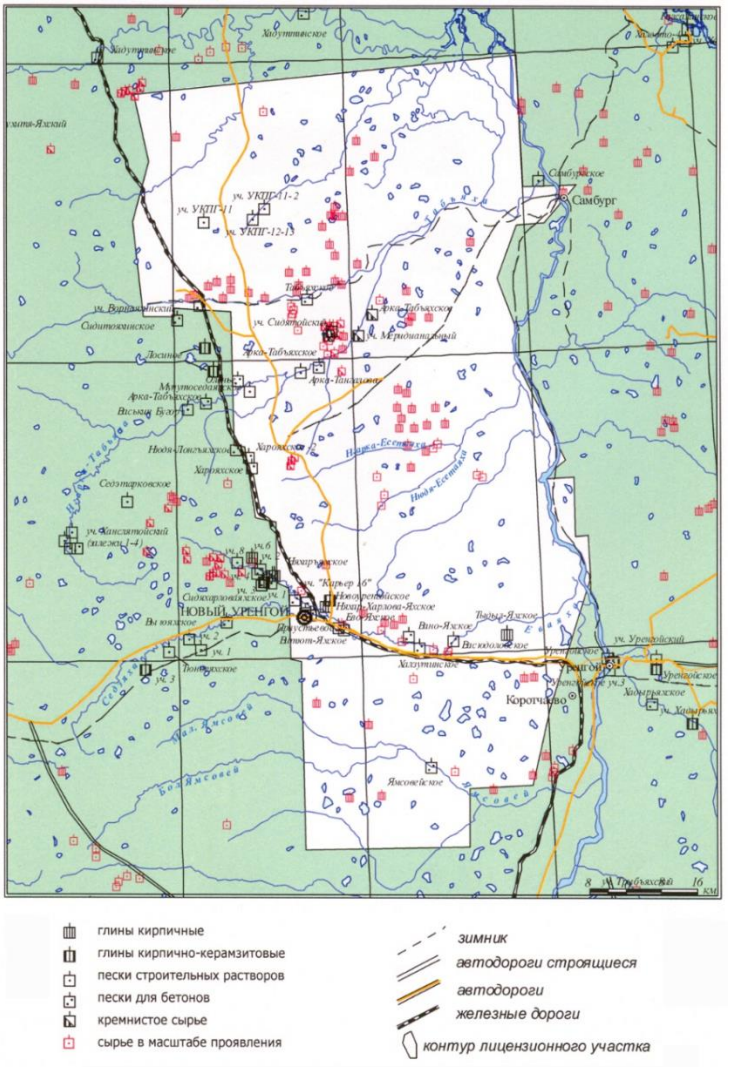


Рис. 1.1 – Схема расположения месторождений и проявлений сырья для производства строительных материалов зоны Уренгойских лицензионных участков

Запасы глинистого сырья (тыс.м^3) по категориям: А – 308,31; В – 611,71; С1 – 2488,59; А+В+С1 – 3408,61; С2 – 2838,6 утверждены ТКЗ (протокол № 14/86 от 23.12.86). Месторождение эксплуатируется.

Месторождение кирпичных глин Тыдыл-Яхское расположено в контуре Уренгойской зоны в 25 км северо-западнее пос. Уренгой (правый берег р. Ево-Яха).

Месторождение детально разведано в 1981–1985 гг., по состоянию на 10.10.93 запасы сырья не изменились, т.к. оно не разрабатывалось.

По своим физико-химическим свойствам сырье месторождения Тыдыл–Яхское характеризуется следующими свойствами: водопоглощение 16,4%, предел прочности при сжатии 128,5 кг/см^2, влажность формовая 19,1%, усадка воздушная 8,4%, число пластичности 10,9, коэффициент вспучиваемости в естественном виде: 1,06–3,43,

с добавкой 1% солярового масла: 2,31–5,12. Проведенными испытаниями установлена пригодность глин для производства керамического камня с 7-ю пустотами марки «125» по [9].

Запасы кирпичных глин утверждены ТКЗ в 1985 г. (протокол № 7/85 от 28.06.1985) в количестве 4649 тыс.м3 по кат. А+В+С1 (А – 743,5; В – 520,3; С1 – 3385). Месторождение не обводнено, полезная толща находится выше уровня грунтовых вод. Месторождение не эксплуатируется.

Песок строительный. К песчаным отложениям верхне-среднечетвертичного возраста, слагающим верхнюю часть разреза, приурочены многочисленные месторождения строительного песка: Седэтарковское, Васюдоловское, Тюндеяхское, Вано-Яхское, Харояхское и др. О большой перспективности русловых песков свидетельствуют многочисленные месторождения: Табъяхское, Арка-Таб-Яхское, Халзутинское, Уренгойское, Сидяхарловаяхское, Ямсовейское и др. Переотложенные русловые пески по качеству значительно превосходят пески террасовых уровней.

Подавляющая часть месторождений, выявленных в районе, представлена кварцевыми, преимущественно мелкозернистыми песками с модулем крупности чуть более 1,5. И лишь незначительная часть месторождений, связанных с современными русловыми фациями, слагается песками, относящимися к категории «мелких»

с модулем крупности от 1,48 до 2,90. Согласно требованиям промышленности [10] пески с модулем крупности более 1 в принципе являются пригодными для приготовления строительных растворов, а более 2 могут использоваться в качестве заполнителя для тяжелых бетонов.

Из детально разведанных месторождений в районе известно Ево-Яхинское месторождение песка, однако по состоянию на 01.01.2000 площадь месторождения полностью застроена сооружениями г. Нового Уренгоя. Запасы строительного песка требуют списания с баланса.

Перспективные площади на строительные пески и песчано-гравийные смеси связаны с современным аллювием. Наиболее значительные прогнозные ресурсы сосредоточены в долинах рек Табъяха, Нгарка-Табъяха, Ево-Яха.

Кремнистое сырье. Особый интерес вызывает обнаружение нового для Тюменской области сырья для производства строительных материалов. Это месторождения кремнистых опоковых пород (диатомиты, диатомовые глины, опоки), связанные с морскими осадками люлинворской свиты эоцена.

В среднем течении р. Арка-Таб-Яха, практически в центре исследуемой зоны, отмечается Арка-Таб-Яхская перспективная площадь, состоящая из разрозненных участков кремнисто-опаловых пород. В ее пределах выделено три предварительно разведанных месторождения с запасами диатомитовых глин по категории С2: Аркатабъяхское – 3,346 млн м^3, Сидятойское – 4,39 млн м^3 и Меридиональное – 2,4 млн м^3.

Свойства и специфические особенности состава опаловых пород – малый объемный вес, термостойкость, низкие теплопроводность и пористость, высокое содержание активной аморфной кремнекислоты и др. – определяют возможность применения их в качестве сырья для производства различных строительных, теплоизоляционных и других материалов. В стройиндустрии диатомиты применяются для получения керамзитового гравия и песка, изготовления легковесного кирпича, блочного пеностекла, используются как заполнители легких бетонов, облицовочные материалы, для варки хрусталя и т.д.

Диатомиты широкое применение находят и в глубоком бурении – тампонажные материалы, заполнители промывочной жидкости. Использование опок тоже весьма перспективно.

Почвенно-растительные условия. Согласно геоботаническому районированию Западно-Сибирской равнины, И.С. Ильиной район расположения месторождений относится к бореальной зоне северотаежной подзоны [2]. Однако по особенностям

почвенно-растительного покрова его скорее можно назвать переходной полосой между подзоной северных редколесий или, по другим источникам, зоной лесотундры и подзоной северной тайги, условной границей которых является река Ево-Яха.

Растительный покров представляет собой сложное сочетание кустарниковых тундр, лиственничных редколесий и болот. Редколесья состоят преимущественно из лиственницы, реже из ели сибирской и березы извилистой. Распространены заросли ив, ольховника, кустарникового ерника. Напочвенный покров чаще всего представлен кустарничками, мхами и лишайниками.

В соответствии с почвенно-географическим районированием России территория относится к северной части Западно-Сибирской провинции глеево-слабоподзолистых и подзолистых иллювиально-гумусовых почв центральной области бореального (умеренно-холодного) пояса.

Наиболее часто здесь встречаются тундрово-глеевые, элювиально-глеевые, тундровые глеевые оподзоленные, тундровые поверхностно-глеевые и другие почвы.

Гидрография

Рассматриваемая территория в гидрографическом отношении расположена в левобережной части бассейна р. Пур, пересекая его левобережные притоки. Густота речной сети территории изменяется от 0,39 км/км^2 на южной половине до 0,42 км/км^2 на северной.

Характеристика наиболее крупных элементов речной сети на территории месторождений представлена в таблице 1.1.

По характеру водного режима реки относятся к рекам с весенне-летним половодьем и паводками в теплый период года. Весенний подъем уровня на реках начинается в середине мая на юге территории и в конце мая – начале июня на севере. Подъем уровней на реках составляет от 3 до 5 м. На малых реках половодье заканчивается в конце июня, на крупных – в начале – середине июля.

Таблица 1.1

Сравнение удельных показателей по объектам капитального строительства

Наименование	Характеристика

водотока	Место впадения	Общая протяженность, км	Площадь бассейна, км^2
Ямсовей	Левый приток р. Пур	247	4030
Ево-Яха	Левый приток р. Пур	201	3970
Табъяха	Левый приток р. Пур	199	7110
Малхойяха	Левый приток р. Пур	141	2080
Большой Ямсовей	Образует р. Ямсовей	126	1280
Еньяха	Правый приток р. Хадуттэ	121	1140
Малый Ямсовей	Образует р. Ямсовей	121	750
Табседэяха (Аркатангалова)	Правый приток р. Аркатабьяха	58	-
Пыринзьтояха	Правый приток р. Сягойхадуттэ	49	-
Юдеяха	Правый приток р. Ево-Яха	47	-
Мареловояха	Правый приток р. Ево-Яха	47	-
Мал. Хояха	Правый приток р. Бол. Хояха	43	-
Сидэяха	Правый приток р. Малхойяха	31	-
Васюдоловаяха	Левый приток р. Ево-Яха	28	-

После прохождения половодья устанавливается летняя межень, которая наступает с середины июля и продолжается до конца сентября. Зимняя межень на реках территории устанавливается в конце сентября на севере и в начале-середине октября на юге. Зимние уровни обычно устойчивы. Большинство рек, особенно в северной половине территории, в зимний период перемерзают. При теплом лете и более глубокой оттайке деятельного слоя грунтов на малых речках и ручьях зимний сток длится дольше обычного, и могут образовываться наледи. Длится зимняя межень от 210 до 220 дней в году. Толщина льда, если позволяют глубины, может достигать от 1,2 до 1,8 м.

Другим важным элементом гидрографической сети рассматриваемой территории являются озера. В целом заозеренность территории месторождений достаточно высока и составляет в среднем от 17% до 18%. Озера распределены неравномерно

и приурочены в основном к водоразделам.

По размерам преобладают водоемы с площадью акватории до 0,5 км^2. К числу наиболее крупных озер относятся Нгаркато (площадь акватории – 4,97 км^2), Вынто

(площадь акватории – 3,88 км^2), Малхойяхато (площадь акватории – 3,45 км2), Хадуттэто (площадь акватории – 2,9 км^2), Хоенто (площадь акватории – 2,42 км^2), Янгъяхато (площадь акватории – 2,3 км^2), озера Сэрто (площадь акватории – 5,7 км^2), озера Альмельяганто (площадь акватории – 6,3 км^2).

Продолжительность устойчивого ледостава на озерах рассматриваемой территории достигает от 8,0 до 8,5 месяцев. Большая часть озер (с глубинами до 1,5 м) к концу зимы промерзает полностью. Максимальная толщина льда на озерах этого района достигает от 1,7 до 1,9 м, обычно же она составляет от 1,2 до 1,5 м.

Характерным является также довольно высокая заболоченность, причем болота по территории распределены неравномерно. Так, в южной части месторождения они занимают до 70 %, а в северной – около 50 % от общей площади [3].

Характеристика рельефа территории

В соответствии с морфоструктурным районированием Западно-Сибирской равнины территория в большей степени приурочена к Ненецкой возвышенности и в геоморфологическом отношении представляет собой морскую плоско-волнистую значительно переработанную денудацией равнину [1]. Абсолютные отметки поверхности в районе местоположения скважины составляют от 61 до 72 м.

Рельеф местности равнинный, с преобладанием болотных ландшафтов. Речные долины в плане имеют пологоволнистую форму. Для всех рек характерна трапецеидальная форма поперечного профиля долин. Суходольные склоны имеют крутизну от 100 до 20° и высоту от 2 до 6 м в зависимости от рельефа прилегающих суходолов.

Рельеф имеет значительное расчленение озерами, расстояния между соседними понижениями рельефа составляют от 1,8 до 1,2 км, изрезанность долинами рек и овражно-балочной сетью, характеризуется средними значениями (от 1,8 до 2,4 км). Глубина расчленения рельефа, т.е. превышения водоразделов над урезами рек, составляет от 5 до 25 м.

Образующие рельеф отложения представлены главным образом озерно-аллювиальными породами верхнечетвертичного и современного возраста. В основном это суглинки различной консистенции (от полутекучих

до текучепластичных), темно-серые, с пятнами ожелезнения и с прослойками мелкого песка.

Ландшафтный облик территории

Рассматриваемая территория согласно физико-географическому районированию занимает граничное положение между Северо-Надымско-Пуровской и Южно-Надымско-Пуровской ландшафтными провинциями [1]. По биоклиматическим показателям ландшафты территории относятся к двум зональным типам: лесотундровому и таежному. Лесотундровые ландшафты представлены своими южными вариантами, таежные – северной редкостойной, преимущественно лиственничной тайгой. Линия, разграничивающая таежные и тундровые зональные ландшафты, трассируется вдоль долины р. Ево-Яха.

На территории месторождений выделяются природные комплексы, сформировавшиеся и развивающиеся в пределах: озерно-аллювиальной песчаной равнины с лиственничными березовыми редкостойными кустарничково-мохово-лишайниковыми лесами и массивами торфяников, озерно-аллювиальной суглинистой равнины с котловинами спущенных озер – “хасыреями”, современными озерами, болотами и кустарничково-мохово-лишайниковыми тундрами
и современной поймы реки с таежно-болотными комплексами.

В пределах ландшафтов в процессе их развития обособились морфологически различные типы местности. Все многообразие природных комплексов на рассматриваемой территории в классификационно-систематическом отношении представлено пятнадцатью типами местности и характеризуется тридцатью четырьмя видами урочищ.

Цикл развития геосистем зонально-литосферного таежно-болотного взаимодействия дренированных северотаежных озерно-аллювиальных равнин объединен двумя сериями – лесной и тундровой.

Северотаежная дренированная серия в пределах рассматриваемой территории представлена пологоволнистым и бугристо-котловинным типами местности. Лесные урочища данных типов местности распространены достаточно широко и занимают преимущественно плакорные и приречные местоположения. Характерной

особенностью является сочетание собственно северотаежных редколесий и лесотундровых редкостойных лесов и редин. Это сочетание носит весьма условный характер, что оправдывает отнесение их к группе северотаежной дренированной серии. Видовое разнообразие урочищ связано преимущественно с местоположением, изменением форм рельефа и экспозиционных особенностей. В целом лесные пространства выделяются широкими полями развития кочковатого и мелкобугристого микрорельефа, обширными полями с пятнами-медальонами и развитием лиственничных мохово-лишайниковых редин.

Тундровая дренированная серия образована тундровыми урочищами дренированных междуречных пространств, которые, в свою очередь, представлены урочищами двух типов местности: плоскоместного и пологоволнистого.

Обзор района работ Северо-Самбурского месторождения

Северо-Самбургское месторождение принадлежит большой Уренгойской группе месторождений.

Для целей энергоснабжения объектов и обустройства Уренгойской группы месторождений протянуты ЛЭП-500 (пересекают территорию Уренгойского месторождения) и ЛЭП-100-220 (пересекают территории Ево-Яхинского, Восточно-Уренгойского, Самбургского и Северо-Самбургского месторождений).

Рядом с Северо-Самбургским ЛУ, по территории Уренгойского месторождения, проходят нитки магистральных газопроводов: Заполярное – Уренгой, Уренгой – центр I, Уренгой – Грязовец, Уренгой I – УКПГ-13 и конденсатопроводов: Уренгой – УКПГ-10, Ямбург – Уренгой II, Уренгой – Сургут I. Трубопроводы пересекают рассматриваемую площадь с севера на юг.

По площади соседнего Уренгойского месторождения, пересекая территорию Усть-Ямсовейского и Ево-Яхинского месторождений, в направлении Новый Уренгой – Ямбург проходит ветка железной дороги, развита сеть автодорог с твердым покрытием и существующих автозимников, посредством которых устанавливается сообщение с соседними месторождениями углеводородного сырья.

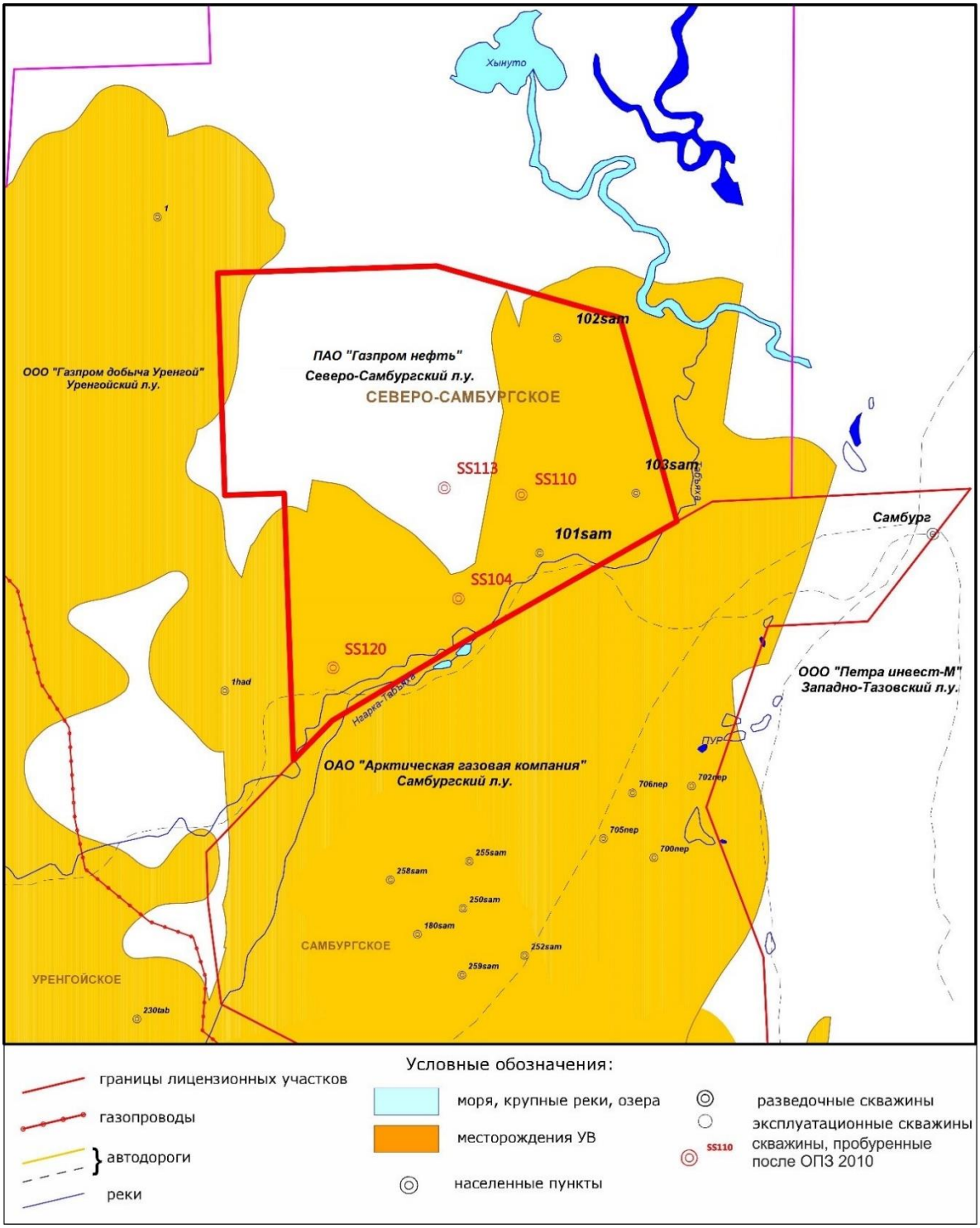


Рис. 1.2 – Обзорная схема района Северо-Самбургского месторождения

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Поисково-разведочное бурение

Северо-Самбургское месторождение открыто поисковой скважиной № 101 в 1998 г. Площадь участка вскрыта 7 поисково-разведочными скважинами, на январь 2017 года.

По скважинам №№ 102, 113, 120 работы по изучению керна проведены не были. Таким образом, по скважинам №№ 101, 103, 104, 110 исследовано 91,4% кернового материала.

Охват исследованиями по площади можно считать достаточно низким, однако в процессе поисково-разведочного бурения накоплен достаточно большой объем информации по скважинам.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении месторождения принимают участие породы фундамента, представленные допалеозойскими и палеозойскими метаморфическими породами и отложениями платформенного чехла, сложенными полифациальными терригенными песчано-глино-алевролитовыми породами палеозойского и мезозойско-кайнозойского возрастов.

Тектоника

В геологическом строении месторождения принимают участие породы фундамента, представленные допалеозойскими и палеозойскими метаморфическими породами и отложениями платформенного чехла, сложенными полифациальными терригенными песчано-глино-алевролитовыми породами палеозойского и мезозойско-кайнозойского возрастов (Рис. 2.1).

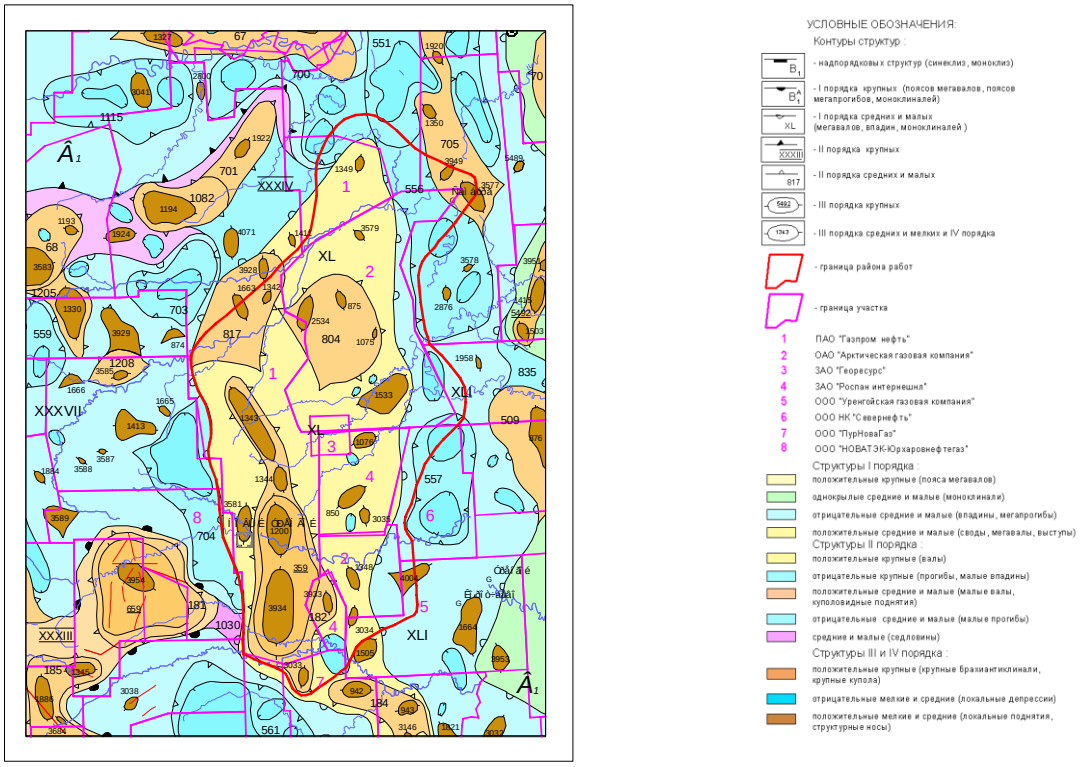


Рис. 2.1 - Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗапСибНИГНИ, Бочкарев В.С., 1990г.). Масштаб 1: 1000000

Нефтегазоносность

Северо-Самбургское месторождение расположено в Уренгойском нефтегазоносном районе (НГР) Надым-Пурской нефтегазоносной области (НГО) Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) (Рис. 2.2).

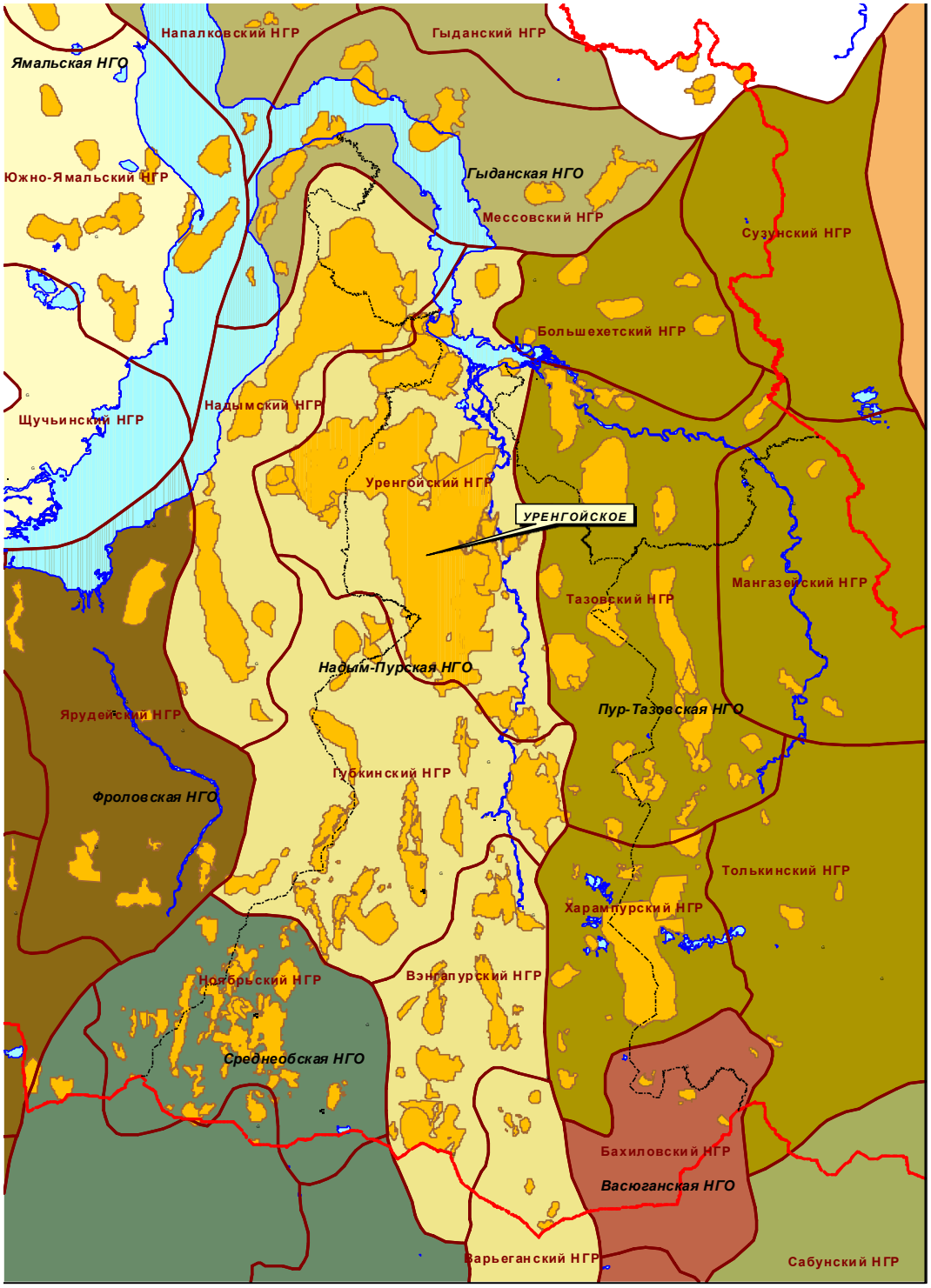


Рис. 2.2 - Выкопировка из "Обзорной карты ЗападноСибирской нефтегазоносной провинции" под редакцией Брехунцова А.М., Шпильмана В.И., Нестерова И.И. (ЗапСибНИГНИ, 1990 год). Масштаб 1:3 500 000

По сходству фациальных условий накопления осадков, формирования в них ловушек и залежей нефти, газа, газоконденсата, обладающих близкими свойствами и параметрами в пределах указанного стратиграфического диапазона в Уренгойском районе выделяется снизу-вверх пять нефтегазоносных комплексов:

- нижнесреднеюрский,
- верхнеюрский,
- ачимовский,
- неокомский,
- апт-сеноманский.

Так как в данной работе рассматривается только ачимовский комплекс, то приведено только его описание.

Ачимовский НГК

Комплекс выделяется в объеме одноименной толщи, залегающей в основании сортымской свиты. Ачимовские пласты по данным сейсморазведочных работ и поисково-разведочного бурения имеют линзовидно-прерывистое распространение, образовались в условиях лавинной седиментации и представляют собой фондоформные части валанжинских клиноформных комплексов $Ач_6$-$БУ_{20}$, $Ач_6^0$-$БУ_{19}$, $Ач_5$ – $БУ_{18}$, $Ач_{3-4}$ – $БУ_{17}$, $Ач_{1-2}$ – $БУ_{16}$.

Нефтяные, газоконденсатные, газоконденсатнонефтяные залежи в резервуарах ачимовской толщи контролируются литолого-тектоническими блоками (участками, ограниченными комбинированным развитием литологических и тектонических экранов). В пределах отдельных блоков распределение флюидов связано, в основном, с гипсометрией.

Ачимовский нефтегазоносный комплекс является одним из наиболее сложнопостроенных объектов разреза. Песчано-алевритовые тела не выдержаны в широтном направлении, но довольно хорошо прослеживаются в меридиональном, образуя узкие зоны повышенных мощностей песчаников (до 40-60 м при общей мощности от 90 до 100 м), ориентированные с юга на север.

Фильтрационно-емкостные свойства ачимовских коллекторов часто низкие, проницаемость составляет от 1-5 до 10 мД, открытая пористость – от 16 % до 20 %, цемент коллекторов глинисто-карбонатный, по керну и данным испытания (дебиты газа >300 тыс.$м^3$/сут, дебиты конденсата >100 $м^3$/сут) присутствует и трещинный тип коллекторов и смешанный порово-трещинный.

Следует отметить наличие в ачимовских отложениях Уренгойского нефтегазоносного района аномально высоких давлений и температур.

Песчано-глинистые отложения ачимовской толщи повсеместно перекрываются толщей морских нижневаланжинских глин большой мощности, на западе до 300 м, а в восточной части от 150 до 200 м.

Ачимовский комплекс является продуктивным на территории Северо-Самбургского месторождения. Нефтеносность связана с пластами $Ач_{3-4}$, $Ач_5^1$, $Ач_5^{2-3}$, $Ач_6^{01}$.

Характеристика залежей ачимовских отложений

На территории Северо-Самбургского месторождения является продуктивным Ачимовский комплекс. Нефтеносность связана с пластами $Ач_{3-4}$, $Ач_5^1$, $Ач_5^{2-3}$, $Ач_6^{01}$. Залежи нефти продуктивных пластов расположены на территории Северо-Самбургского л.у. и соседних Самбургского л.у. и Уренгойского л.у.

Ввиду схожести свойств и для упрощения системы интерпретации и моделирования было принято решение объединить комплекс ачимовских отложений $Ач_5^1$ и $Ач_5^{2-3}$ в один объект. Пласт $Ач_6^{01}$ не рассматривался.

Залежь пласта $Ач_5$

В пределах Северо-Самбургского л.у. залежь вскрыта 3 скважинами 101, 102, 103 на абсолютных отметках кровли коллектора от -3971.3 м в скважине 103 до -4037.7 м в скважине 102.

Общие толщины изменяются от 34.4 м в скважине 102 до 43.4 м в скважине 101. Эффективные толщины изменяются от 16.6 м в скважине 103 до 31.0 м в скважине 101. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 12.6 м в скважине 102, находящейся в водонефтяной зоне, до 31.0 м в скв 101, которая вскрывает чисто нефтяную зону.

Количество прослоев коллектора в разрезах скважин изменяется от 9 до 21, составляя в среднем 14,6. Толщины пропластков коллектора изменяются от 0,4 до 3,8 м, разделенных глинистыми прослоями толщиной от 0,6 до 5,0 м. Коэффициент песчанистости изменяется от 0,404 до 0,714 и составляет в среднем по пласту 0,588.

Продуктивность залежи установлена при испытании Северо-Самбургских и пограничных Самбургских скважин.

В пределах Северо-Самбургского л.у., при испытании скважин 101, 102, 103, получены фонтанирующие притоки нефти с пластовой водой и газоконденсатной

смеси. Дебиты при испытании скважин изменяются от 5 $м^3$/сут нефти и 42 $м^3$/сут воды в скважине 102 на 5 мм штуцере из интервала от 4053.6 до 4062.2 (а.о. от -4037.3 м до -4045.9 м) до 39,0 $м^3$/сут нефти и 12.12 тыс. $м^3$/сут газоконденсатной смеси на 8,0 мм штуцере в скважине 101 Северо-Самбургской при испытании интервала от 4016 до 4039 м (а.о. от минус 3973,9 до минус 3996,9 м).

В скважине 103 Северо-Самбургской при испытании в интервале от 4010 до 4038 м (а.о. от минус 3983,1 до минус 4011,1 м) получен фонтан нефти с пластовой водой. Дебит нефти составил 30 $м^3$/сут, воды – 66 $м^3$/сут. Пласт $Ач_5^{2-3}$ был испытан совместно с пластом Ач54, который выделен в отдельную водоносную линзу
в восточной части Северо-Самбургской площади. По данным ГИС пласт $Ач_5^{2-3}$ в скважине 103 залегает в интервале глубин от 3998,2 до 4017,0 м и полностью нефтенасыщен, по заключению определения места притока вода поступает с глубины 4030 м из водоносного пласта $Ач_5^{2-2}$.

ВНК залежи принят условно на а.о. минус 4058 м по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине 102 Северо-Самбургской, водонасыщенные коллекторы залегают с а.о. минус 4059,5 м. При испытании в скважине 102 интервала глубин от 4053,6 до 4062,2 м (а.о. от минус 4037,3 до минус 4045,9 м) совместно с интервалом от 4157 до 4170 м (а.о. от минус 4140,7 до минус 4153,7 м) в заглинизированной части пласта $Ач_6^{02}$ получен фонтан нефти с пластовой водой, дебит нефти составил 5,0 $м^3$/сут, воды – 42,0 $м^3$/сут. на 5,0 мм штуцере. Вода в интервал перфорации поступает из водонасыщенной части пласта.

Район скважин 101, 102, 103 характеризуется хорошими коллекторскими свойствами пласта, пористость достигает от 17 % до 20 %, а нефтенасыщенность - от 68 % до 73 %.

На территории Северо-Самбургского и пограничного Самбургского месторождения по данным сейсморазведочных работ выделена целая серия тектонических нарушений меридионального простирания со значительными амплитудами смещения. Поскольку разломы проходят по простиранию пласта, они только осложняют строение залежи, но не экранируют ее.

С западной и восточной стороны залежь ограничена линиями выклинивания пласта, проведенной в этой части, в основном, по материалам интерпретации сейсморазведки. В пределах Северо-Самбургского л.у. залежь пласта $Ач_5^{2-3}$ нефтяная, пластовая, литологически экранированная, тектонически осложненная. ВНК установлен на а.о. минус 4058 м, размеры участка составляют 20х16 км. Высота залежи, принятая от уровня ВНК -4058,0 м до наивысшей изолинии кровли коллектора -3960 м, составляет 98 м.

Залежь пласта $Ач_4$

Залежь вскрыта одной скважиной 101 на а.о. кровли коллектора минус 3950 м. С юго-запада и северо-востока она ограничена линиями глинизации пласта, которые проведены на северо-востоке - по средине расстояния между скважинами 101 и 103 Северо-Самбургскими, на юго-западе - между 101 Северо-Самбургской и 1 Хадуттейской, так как по данным интерпретации ГИС пласт полностью заглинизирован. С востока и запада залежь ограничена линиями выклинивания пласта. Основная часть залежи пласта $Ач_{3-4}$ расположена на Северо-Самбургском л.у.

Пласт состоит из четырёх проницаемых прослоев толщиной от 0,6 до 1,4 м, разделенных глинистыми прослоями толщиной от 1,2 до 3 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,185.

Продуктивность залежи установлена по данным ГИС в скважине 101 Северо-Самбургской, данная скважина в границах пласта $Ач_4$ не испытана. Единственная нефтеносная по ГИС скважина и большая часть залежи расположены на Северо-Самбургском л.у.

ВНК принят условно по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине 101 Северо-Самбургской на а.о. минус 3950 м.

Залежь осложнена тектоническими нарушениями, которые прослежены по всем неокомским, ачимовским и юрским отложениям. Тектонические нарушения имеют субмеридианальное направление с амплитудой смещения от 5 до 10 м.

Залежь пласта $Ач_{3-4}$ нефтяная, пластовая, литологически экранированная, тектонически осложнённая. ВНК принят условно на а.о. минус 3950 м.

Залежь пласта $Ач_5$ нефтяная, пластовая, литологически экранированная, тектонически осложнённая. ВНК принят условно на а.о. минус 4017 м.

Таблица 2.2

Общая характеристика залежей Северо-Самбургского месторождения

Пласт	Тип залежи	Размеры залежи	Площадь залежи, тыс.м2	Абсолютная отметка залегания кровли (интервал изменения),м	Абсолютные отметки контактов, м	Высота залежи, м
$Ач_{3-4}$	Пластовая, литологически экранированная	28х5-17	226030	-3920 − -3820	-3950	94
$Ач_{5}$	Пластовая, литологически экранированная	20х16	314595	-4060 − -3960	-4017	140

Характеристика залежей по результатам интерпретации ГИС Северо-Самбургского месторождения представлена в таблице 2.3

Таблица 2.3

Характеристика залежей по результатам интерпретации ГИС Северо-Самбургского месторождения

№ п/п	Параметр	Продуктивные пласты	
		$Ач_{3-4}$	$Ач_{5}$
1	Общая толщина, м		
	Минимальная	2,8	1,2
	Максимальная	16,2	72
	Среднее	9,5	36,8
2	Эффективная толщина, м		
	Минимальная	1,1	2,1
	Максимальная	7,8	36,4
	Среднее	4,5	19,3
3	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м		
	Минимальная	0,5	1,5
	Максимальная	1,6	13,9
	Среднее	1,1	7,7
4	Коэффициент песчанистости, м		
	Минимальная	0,023	0,2
	Максимальная	0,119	0,39
	Среднее	0,071	0,295
5	Коэффициент начальной нефтенасыщенноси, д.ед.		
	Минимальная	0,6	0,546
	Максимальная	0,6	0,730
	Среднее	0,6	0,638

Гидрогеологические и инженерно-геологические условия

Рассматриваемая территория в гидрогеологическом отношении приурочена к северу центральной части Западно-Сибирского мегабассейна. На основании

принципов гидрогеологического районирования, изложенных в «Гидрогеологии СССР», т. XVI, в нем выделяются два этажа: верхний (кайнозойский) и нижний (мезозойско-палеозойский), представляющий основной интерес с точки зрения нефтегазоносности. Региональным водоупором, отделяющим этажи друг от друга, служит мощная (до 800 м) толща турон-нижнеолигоценовых глинистых пород.

Доюрские водоносные отложения в данном районе изучены крайне слабо.

Отложения полностью консолидированы и утратили свою первичную пористость. Формирование их гидрогеологической структуры связано с образованием вторичной трещиноватости выветривания и результатом последующих тектонических напряжений, т.е. палеозойский водоносный комплекс - это водонапорная система трещинных и трещинно-жильных вод с очень сложной гидравлической взаимосвязью.

Мезозойские отложения, с которыми связана основная, выявленная в настоящее время, нефтегазоносность Западно-Сибирской геосинеклизы, включают юрский, неокомский и апт-альб-сеноманский гидрогеологические комплексы. Пластовые воды этих комплексов находятся в условиях затрудненного, местами застойного режима.

Нижне-среднеюрская часть комплекса включает в основном континентальные отложения (песчаники и алевролиты) береговой, ягельной, котухтинской и тюменской свит. Верхнеюрская часть комплекса представлена морскими и прибрежно-морскими трансгрессивными осадками баженовской, абалакской свит, преимущественно аргиллитами.

Неокомский водоносный комплекс занимает наиболее значительную и хорошо изученную часть разреза Уренгойского района. По своему строению комплекс неоднороден.

В основании разреза выделяется мощная (от 80 до 420 м) песчано-алевритовая ачимовская толща, отделенная от вышележащих водоносных горизонтов глинистыми отложениями сортымской свиты толщиной от 400 до 500 м. Ачимовская толща образует самостоятельную водонапорную систему, в которой выделяется ряд гидродинамически изолированных зон, наблюдаются АВПД с коэффициентом аномальности от 1,4 до 1,8 и повышенные пластовые температуры.

Источники питьевого и технического водоснабжения

В гидрогеологическом отношении рассматриваемая территория находится в северной части Западно-Сибирского артезианского бассейна, представляющего собой гидродинамическую систему, объединяющую серию водоносных горизонтов и комплексов. Особенностью его является наличие мощной толщи водоупорных глинистых отложений олигоцен-турона, разделяющих разрез мезокайнозоя на верхний и нижний гидрогеологические этажи.

Подземные воды нижнего этажа представлены минерализованными газонасыщенными термальными водами не пригодными для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Удовлетворяющие этим требованиям воды содержатся в верхнем гидрогеологическом этаже, который и является объектом поисково-разведочных работ на пресные подземные воды в пределах месторождения.

Верхний гидрогеологический этаж по условиям водообмена, динамике и химическому составу подземных вод подразделяется на два гидрогеологических комплекса: олигоцен-четвертичный и турон-палеогеновый. Первый представляет собой преимущественно проницаемую единую водонасыщенную толщу, второй – региональный водоупор с подчиненными водоносными горизонтами и слоями.

Первый гидрогеологический комплекс приурочен к олигоценовым осадкам атлымской и новомихайловской свит и перекрывающим их с эрозионным размывом, практически сплошным чехлом, четвертичным отложениям. Нерасчлененные атлымская и новомихайловская свиты сложены песками с редкими прослоями и линзами песчаных глин и алевролитов общей толщиной, уменьшающейся от 100–104 м на юге месторождения до 8–28 м в долине реки Табъяха. Севернее ее отложения свиты подвергнуты предчетвертичному размыву.

Четвертичные осадки представлены супесчано-суглинистыми и песчаными породами салехардской, казанцевской и зыряновской свит, II и I надпойменных террас, соответственно каргинского и сартанского времени, современными отложениями пойм и русел, озерно-болотными осадками. Толщина четвертичных отложений изменяется от 2 до 139 м с преобладающими значениями от 27 до 47 м. Большая часть их разреза относится к салехардской свите, толщина которой составляет от 20 до 50 м.

Нижний турон-палеогеновый гидрогеологический комплекс представлен преимущественно глинистыми породами толщиной от 900 до 1100 м. Проницаемые отложения вскрыты лишь в разрезе верхнетибейсалинской подсвиты, толщиной от 210 до 240 м и в верхах венчающей разрез комплекса тавдинской свиты толщиной от 2 до 18 м.

Территория месторождения расположена в зонах сплошного и прерывистого распространения многолетнемерзлых пород. Четкую границу между ними провести не представляется возможным и предположительно ее можно провести по р. Табъяха. Подошва многолетнемерзлых пород отбивается на месторождении на глубинах от 320 до 430 м.

В связи с мерзлым состоянием части пород, слагающих верхний гидрогеологический этаж, выделение проницаемых водонасыщенных толщ необходимо проводить с учетом пространственного распространения талых и многолетнемерзлых пород. По такому принципу, согласно классификации Н.И. Толстихина, дополненной Н.Н. Романовским, на территории месторождения выделяются следующие типы вод: надмерзлотные воды сезонно-талого слоя (СТС) и несквозных таликов, межмерзлотные, внутримерзлотные и подмерзлотные. Указанные типы вод в значительной мере подвержены зональности из-за прерывистости криогенной толщи.

Надмерзлотные воды подразделяются на воды сезонно-талого слоя и воды несквозных надмерзлотных таликов.

В связи с сезонным существованием и незначительными запасами воды сезонно-талого слоя практического значения для водоснабжения не имеют.

Химический состав несквозных надмерзлотных таликов близок к составу поверхностных вод. Из-за низких фильтрационных характеристик использование этих вод для водоснабжения проблематично.

При неравномерном промерзании и оттаивании несквозных таликов в верхней части разреза формируются внутримерзлотные воды. По химическому составу внутримерзлотные воды в основном хлоридно-натриевые. В связи с незначительными запасами и повышенной минерализацией использоваться для водоснабжения эти воды не могут.

Наибольший практический интерес для водоснабжения в пределах территории рассматриваемой группы месторождений представляют межмерзлотные воды, вскрытые в разрезе олигоцен-четвертичных отложений более 300 разведочно-эксплуатационными скважинами, на территории Уренгойского месторождения от р. Мареловояха до р. Табъяха.

В разрезе межмерзлотного талика выделяются два водоносных горизонта: олигоцен-четвертичный и нижнеолигоценовый. Водоносные горизонты разобщены между собой толщей глин мощностью от 10 до 51 м и отделены от нижележащих комплексов значительной толщей люлинворских промороженных глин.

Олигоцен-четвертичный водоносный горизонт представлен супесчано-песчаными отложениями с невыдержанными по простиранию глинистыми пластами (толщиной от 1 до 15 м и более) салехардской свиты, а также песчаными и гравийно-галечниковыми отложениями с редкими прослоями и линзами атлым-новомихайловских песчаных глин и алевролитов. Горизонт распространен в основном в южной и центральной частях месторождения и в среднем течении реки Нгарка-Тангалова. Толщина водонасыщенных отложений в районе УКПГ-1АС-3 составляет от 30 до 97 м и более, а УКПГ-4–8 равна от 7 до 83 м.

Воды горизонта напорные. Превышение установившихся уровней воды в скважинах над кровлей горизонта составляет в районе УКПГ-1АС-3, УКПГ-4-7 и УКПГ-8 соответственно от 4 до 86 м, от 7 до 64 м и от 17 до 21 м. Пьезометрическая поверхность располагается на глубинах от 1 до 18 м. Абсолютные отметки пьезометрической поверхности варьируются от 38,8 до 71,6 м с четко выраженным уклоном от водоразделов к речным долинам и в целом к долине реки Пур.

Водообильность отложений различна даже в пределах одного участка. Дебиты скважин составляют от 93 до 1920 $м^3$/сут при понижениях уровня на 1,5–45,0 м. Удельные дебиты равны от 0,037 до 0,259 л/с. Подземные воды горизонта пресные и ультрапресные с минерализацией от 0,05 до 0,15 г/л, гидрокарбонатные кальциевые и магниевые.

В пределах данного горизонта на территории Восточно-Уренгойского месторождения разведано Малхойяхское месторождение пресных подземных вод,

на территории Уренгойского – Нидсяяхинское месторождение пресных подземных вод. Протоколами заседаний территориальной комиссии по запасам полезных ископаемых от 22.04.2001. № 1/1, 2/1 прогнозные ресурсы пресных вод Малхояхского месторождения оценены в 41 500 м^3/сут, Нидсяяхинского – в 42 500 м^3/сут. Данные месторождения по заключению ТКЗ являются подготовленными к промышленной эксплуатации. Качественный состав вод в основном отвечает требованиям, за исключением повышенного содержания железа и марганца, недостатка фтора.

Нижнеолигоценовый водоносный горизонт тавдинской свиты приурочен к песчаным и супесчаным линзам, прослоям и пластам в ее верхах толщиной от 1 до 18 м. Он вскрыт и опробован в долинах рек Нгарка-Есета-Яха и Нгарка-Тангалова. В низовьях реки Нгарка-Тангалова является единственным подземным источником пресных вод в связи с криогенным выклиниванием олигоцен-четвертичного горизонта. Толщина талых водоносных отложений составляет от 2 до 18 м и увеличивается в целом в направлении на север. Напор подземных вод варьирует от 39 до 91 м, а уровни устанавливаются на глубинах от 1,6 до 17,0 м. Абсолютные отметки пьезометрической поверхности изменяются от 32 до 60 м и уменьшаются к долинам рек.

Дебиты скважин изменяются от 108 до 864 м^3/сут при понижениях от 10,7 до 40,0 м. Удельные дебиты составляют от 0,050 до 0,935 л/с.

На территории Самбургского месторождения воды подземных горизонтов изучены недостаточно. На основании «Гидрогеологического заключения № 188-м о возможности хозпитьевого водоснабжения за счет подземных вод Самбургского лицензионного участка, УКПГ» можно заключить, что олигоценовый водоносный горизонт залегает в интервале от 52 до 63 м. Кровля его представлена среднезернистым песком, подошва сложена песчаными глинами.

Дебит скважины, эксплуатирующей данный водоносный горизонт, составляет 52,0 м^3/час при понижении 8,1 м. Статический уровень устанавливается на глубине 1,1 м. Воды горизонта – напорные.

Вода рассматриваемого водоносного горизонта гидрокарбонатная, сульфатно-хлоридная. Реакция среды от слабокислой (pH=6,7) до слабощелочной (pH=7,1),

жесткость – 0,4 мг-экв/дм, железо – 0,4 мг/л. Подземные воды по химическим показателям и качеству соответствуют требованиям, за исключением повышенных значений цветности, мутности и железа. После предварительной очистки воды могут быть использованы для хозяйственно-питьевых целей.

Примечательной особенностью межмерзлотных вод на изучаемой территории является то, что область их разгрузки находится на незначительном удалении от областей питания (около 3–10 км). Наличие водопоглощающих надмерзлотных таликов на всех геоморфологических уровнях под отдельными залесенными участками и озерами, котловинами и водовыводящих таликов под руслами рек, а также характер изменения пьезометрической поверхности в плане и совпадение ее с зеркалом поверхностных вод указывают на местный характер питания и дренирования межмерзлотных вод.

Ресурсы поверхностных вод

Речная сеть территории характеризуемых лицензионных участков относится к бассейну реки Пур. Большинство рек относятся ко второй категории рыбохозяйственного значения, реже реки имеют более высокую – первую категорию. Учитывая малый объем стока рек, промерзаемость в зимний период, использование их в качестве источника водоснабжения является проблематичным.

Более перспективным направлением является использование озерных вод для технологических нужд при строительстве скважин. Озера, не имеющие гидрологической связи с водотоками, как правило, безрыбны и при условии достаточных объемов незамерзающей воды выступают наиболее подходящим источником водоснабжения, к тому же территория характеризуется достаточно высоким уровнем заозеренности.

Поверхностные воды преимущественно пресные и ультрапресные с минерализацией до 0,05 г/л. По химическому составу воды в основном гидрокарбонатные магниево-кальциевые с повышенным содержанием железа (до 5 мг/л).

Выделение коллекторов, определение эффективных толщин

На этапе обработки комплекса ГИС для ачимовских отложений выделение коллекторов осуществлялось по прямым качественным признакам с использованием

данных микрозондирования, ПС, кавернометрии и разноглубинных методов сопротивления (МБК, БК, ИК, БКЗ).

При наличии проникновения проницаемые пласты отмечаются положительными приращениями на кривых МКЗ, наличием глинистой корки на кавернограмме, уменьшением естественной радиоактивности относительно вмещающих глин, средними и повышенными показаниями на диаграммах нейтронного и акустического каротажа, радиальным градиентом сопротивления, установленным по данным измерений зондов с разной глубинностью. Для выделения коллекторов привлекался практически весь комплекс ГИС.

В то же время принцип выделения коллекторов по традиционным качественным признакам в интервале ачимовских отложений не всегда возможен. В первую очередь это обусловлено структурной и текстурной неоднородностью пород, многообразием пород-коллекторов, разной степенью глинистости и карбонатности при значительном диапазоне зернистости скелета. Кроме того, информативность такого подхода в разрезе ачимовских отложений ограничена геолого-техническими условиями бурения скважин: применением утяжеленных баритом глинистых растворов в условиях зон АВПД, малыми толщинами фильтрующих и нефильтрующих интервалов, близостью минерализации пластовых вод и фильтрата промывочной жидкости. Поэтому достаточным признаком выделения коллектора в ачимовских отложениях является наличие радиального градиента сопротивления между кривыми, зарегистрированными зондом БК и МБК. Следует отметить, что в данном разрезе уровень различия величин $\rho_{бк}$ и $\rho_{мбк}$ зависит от характера насыщения коллектора. При прочих равных условиях значительный радиальный градиент сопротивления наблюдается на нормированных кривых БК и МБК в интервалах газонасыщенных коллекторов.

Выделение коллекторов по граничным значениям петрофизических параметров основано на отличии их ФЕС ($К_п$, $К_{пэф}$, $К_{пр}$ и т.д.) от вмещающих пород при высокой достоверности оценки параметров по данным ГИС. Граничное значение каждого параметра определяют путем статистической обработки петрофизических исследований представительной коллекции образцов керна.

При известной модели пустотного пространства пород терригенного ряда задача оценки граничных параметров заключается в сведении их к единым величинам на разнообразных парных корреляциях, между различными петрофизическими характеристиками. В основу модели положено наличие в породе эффективного пустотного пространства с углеводородом, способным вытесняться водой при разработке, т.е. наличие динамической пористости ($К_{пд}$>0).

Сравнение свойств полученной модели с результатами ГДИС

Значения проницаемости пород можно получить разными видами исследований. К ним относятся лабораторные исследования керна, проведение интерпретации данных ГИС и установление проницаемости по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Для построения цифровой геологической модели мы будем использовать два первых метода, предварительно увязав данные керна к данным ГИС. Применить результаты ГДИС напрямую к модели мы не можем, поэтому необходимо оценить соотношение полученных результатов к цифровой модели.

Интерпретация каротажных материалов

Для Северо-Самбургского месторождения были обработаны материалы ГИС по семи скважинам. В скважинах выполнялись общие, детальные и специальные комплексы ГИС. Для обоснования граничных значений для пористости использовался петрофизический способ. Кривые зависимости "керн-керн" приведены на рисунке 1.8.

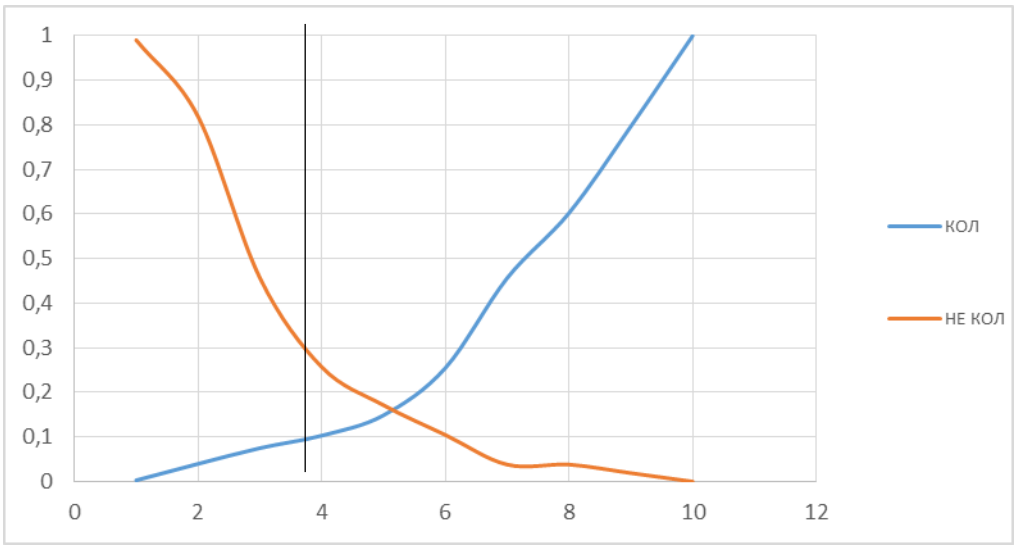


Рис. 2.9 – Сопоставление кумулятивных кривых распределения коллекторов и неколлекторов

По статическому методу граничное значение для коллектора равно 5%. По результатам сравнения с данными притока значение 5% принято несостоятельным. Для проверки корреляционным методом необходимы дополнительно данные керна по остаточной нефтенасыщенности. Зависимость $k_п = f(k_{п.эф})$ имеет сравнительно высокое и допустимое значение отклонения. Граничное значение пористости принято 9%. В соответствии с ним, выделены коллекторы и построена геологическая модель. Определение граничного значения пористости приведено на рисунке 2.10.

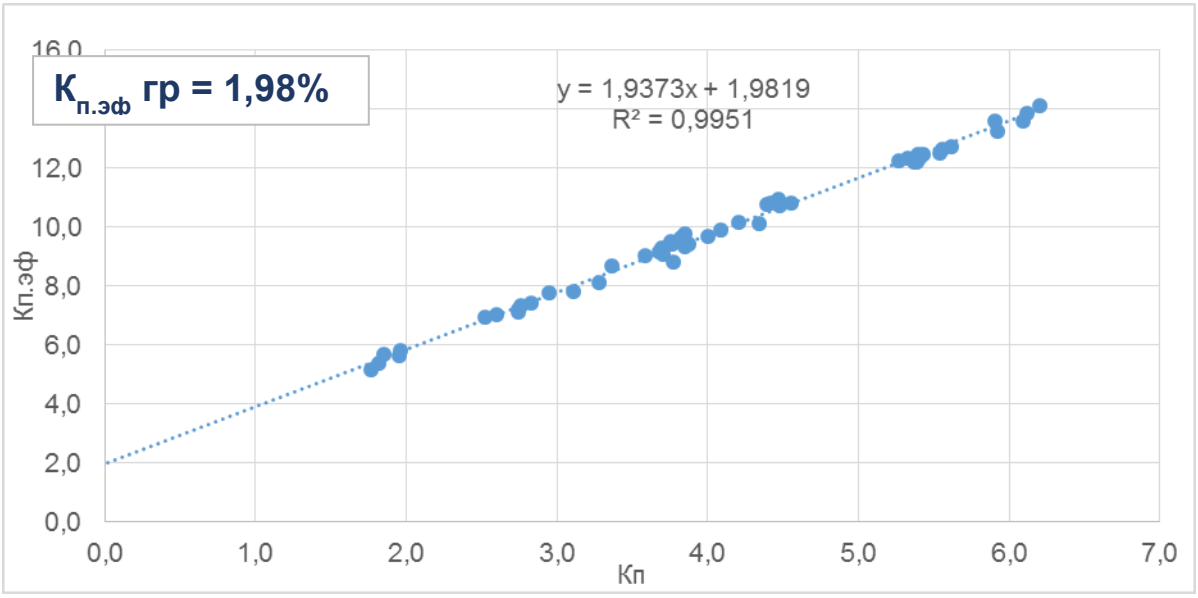


Рис. 2.10 – Определение граничного значения эффективной пористости

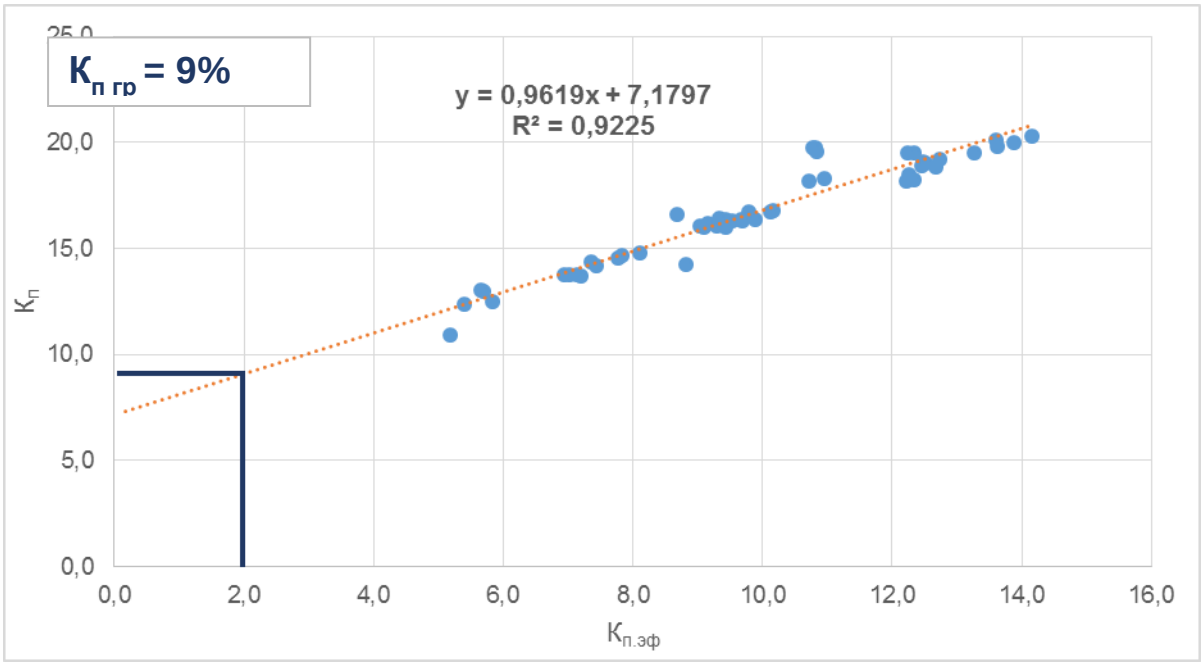


Рис. 2.11 – Определение граничного значения пористости

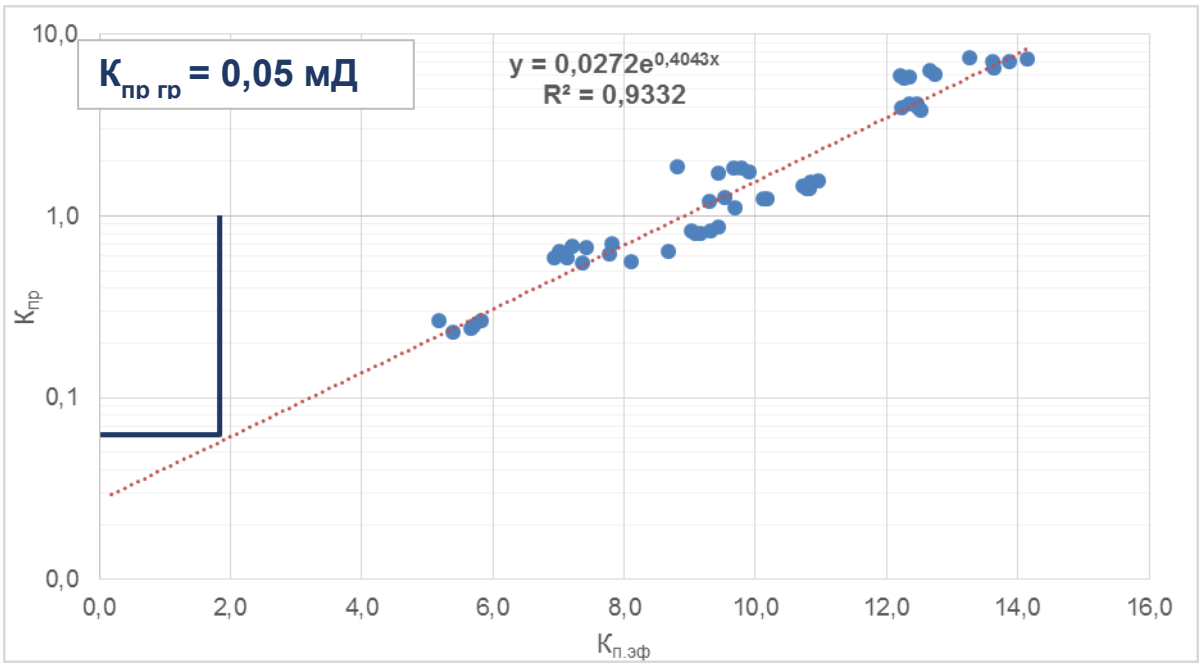


Рис. 2.12 – Определение граничного значения пористости

На данном этапе получена кривая $К_п$ ГИС по акустическому и гамма-каротажам. С помощью зависимости интервального времени и двойного разностного параметра

$$\Delta J_\gamma = \frac{J - J_{min}}{J_{max} - J_{min}} \qquad (2.1)$$

$$K_п^{АК} = 1.95 * \sqrt{(\Delta T - 173) * (0.82 - \Delta J_\gamma)} \qquad (2.2)$$

Определение коэффициента проницаемости и насыщенности

Знание фильтрационных характеристик объекта позволяет оптимально спроектировать схему разработки месторождения, обеспечив тем самым максимальное извлечение запасов при минимальных производственных затратах.

В представленной работе коэффициент проницаемости рассчитывался по связи $k_{пр}=f(k_п)$ построенной по результатам лабораторных анализов керна Северо-Самбургского месторождения.

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности проводилось по стандартной методике.

Искомые зависимости имеют вид:

$$P_п = \frac{1{,}68}{К_п^{1{,}73}} \qquad (2.3)$$

$$\log_{10} P_н = \left(\frac{1{,}24}{1{,}22 + \log_{10} К_{ов}} - 1\right) \qquad (2.4)$$

Пример итогового планшета для дальнейшего построения геологической модели представлен на рисунке 2.12

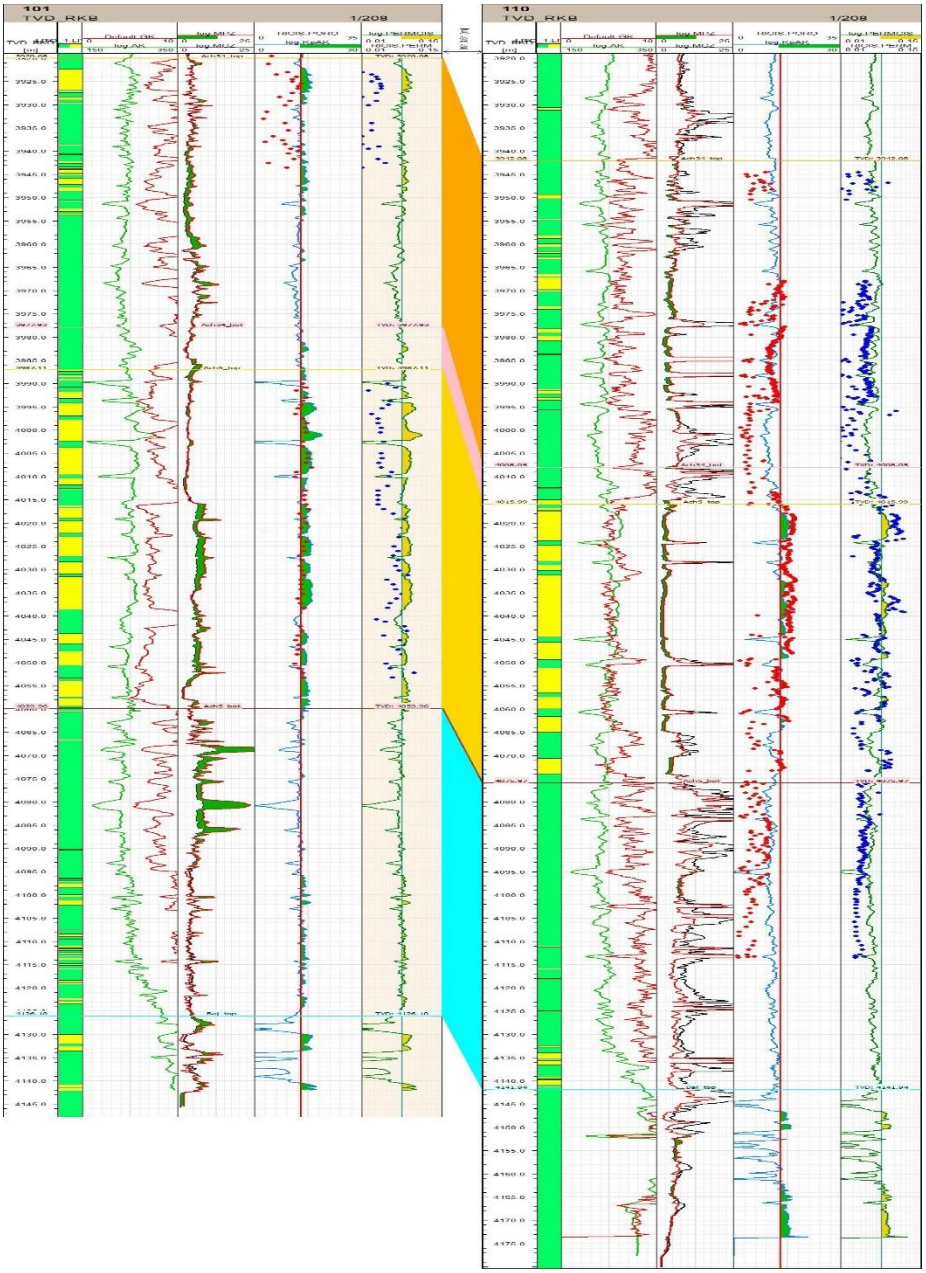


Рис. 2.12 – Результаты интерпретации исходных данных и корреляция скв. 101 и 110

3. МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Создание вероятностных моделей.

Для определения предварительных запасов нефти экспресс-методом перед построением полномасштабной геологической модели было принято решение использовать метод Монте-Карло, реализованного в расчетном модуле Crystal Ball для программного продукта MS Office Excel.

Подбор исходных данных.

Подсчет запасов проводился с помощью стандартной формулы расчета извлекаемых запасов объемным методом.

$$Q = Fhm\beta\rho\theta k_{н} \qquad (3.1)$$

где

Q – извлекаемый (промышленный) запас нефти, тонн;

F – площадь нефтеносности, м^2;

M – коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород%;

β – коэффициент насыщения пласта нефтью (коэффициент нефтенасыщенности);

ρ – плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м^3;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти; θ=1/b (b – объемный коэффициент пластовой нефти);

$k_н$ – коэффициент нефтеотдачи.

Площадь нефтеносности, толщина продуктивных пластов не были предоставлены в исходной информации. Из концептуальной модели был выделен депоцентр источника сноса, по нему оконтурена предполагаемая площадь залежи. Таким образом выделен интервал значений площади запасов.

Предполагаемый интервал продуктивных толщин получен при интерпретации геофизических исследований скважин. По месторождениям-аналогам получены данные по нефтенасыщенности и коэффициенту извлечения нефти.

Каждый параметр рассчитывается по определенному закону распределения. К примеру, анализ керна показывает нормальное распределение коэффициента пористости. Для параметров, которые определяются косвенным методом либо по

аналогам, задаются стандартные алгоритмы распределения, установленные в модуле Crystal Ball для расчета запасов объемным методом.

Итоговая таблица исходных данных, принимаемых для расчета извлекаемых запасов представлена ниже.

Таблица 3.1

Исходные данные для вероятностного подсчета запасов

			Мин	Макс	Среднее значение
Площадь (км^2)	Логнормальное	Косвенная информация	43.78	112.22	69.63
Толщина (м)	Треугольное	Косвенная информация	30.21	49.90	40.02
Пористость (%)	Нормальное	Исходная информация	9%	24%	16%
Нефтенасыщенность (%)	Треугольное	Аналоги	52%	65%	59%
Плотность нефти (т/м^3)	Треугольное	Исходные данные	812.23	851.37	829.82
Объемный коэффициент	Нормальное	Исходные данные	1.81	3.24	2.57
КИН (%)	Равномерное	Аналоги	12%	13%	13%

Итоговые результаты подсчета запасов вероятностной модели

В модуле было установлено 10 тысяч испытаний, по итогам которой получили распределение геологических и извлекаемых запасов (Рис. 3.1, 3.2).

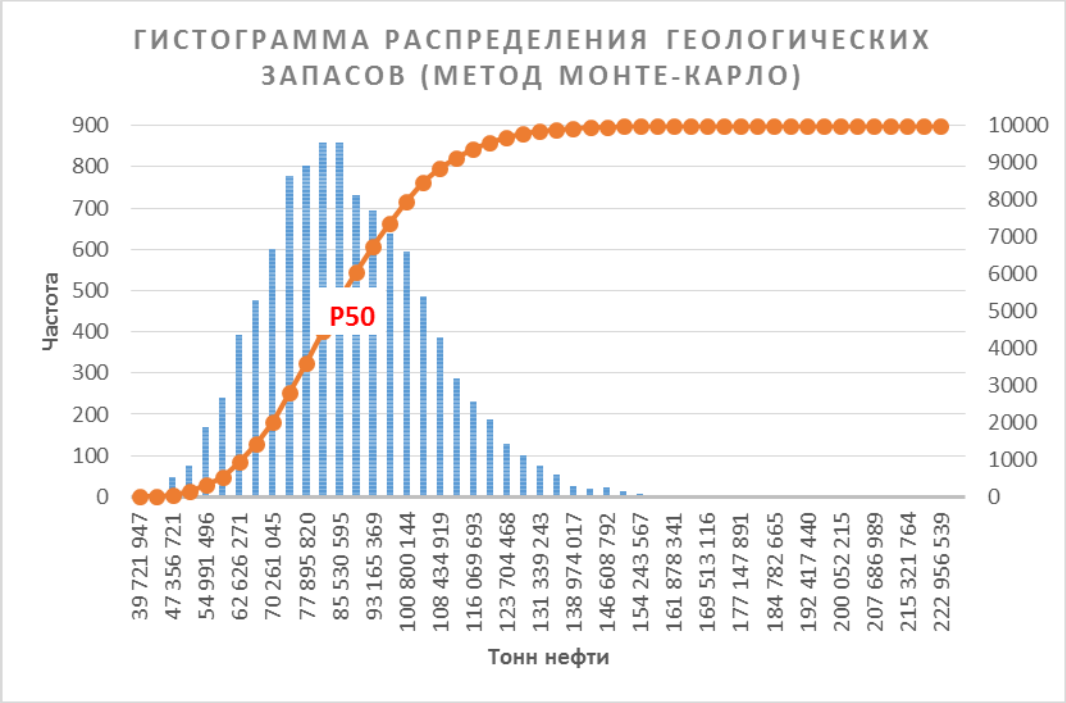


Рис. 3.1 – Гистограмма распределения геологических запасов

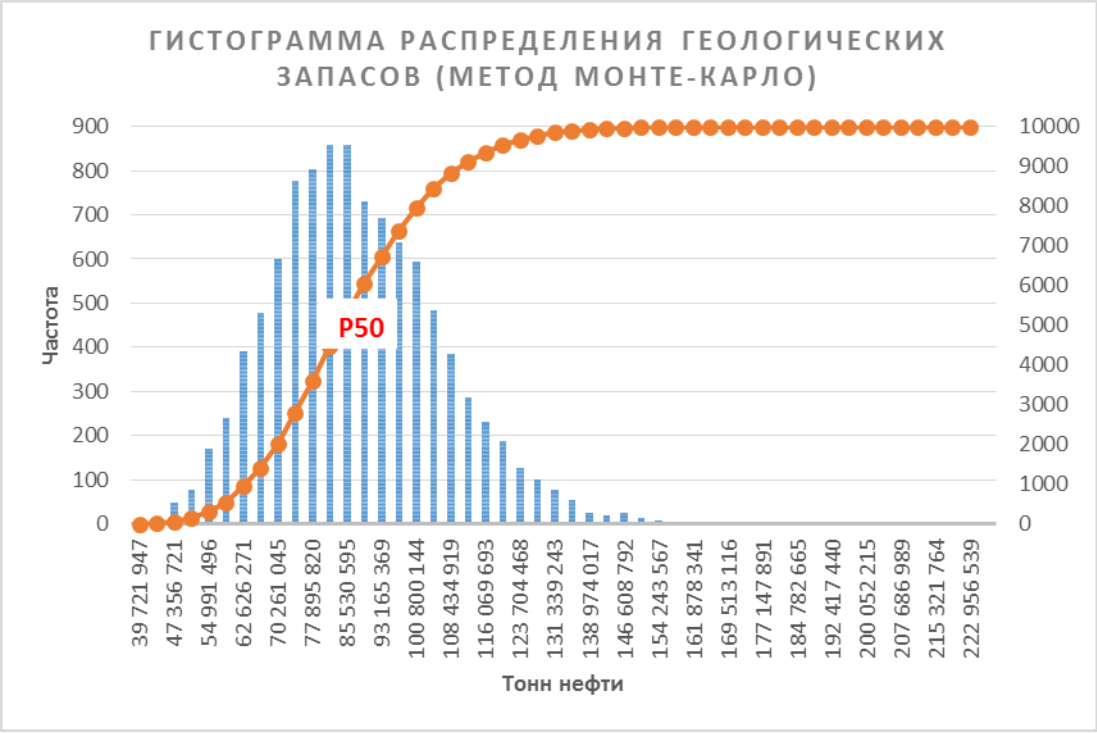


Рис. 3.2 – Гистограмма распределения извлекаемых запасов нефти

Таблица 3.2

Результаты вероятностного подсчета запасов

Процентили	Геологические запасы (млн т) Значения	Извлекаемые запасы (млн т)
P90	63.07	7.871

P50	84.16	10.508
P10	110.5	13.837

Предварительным этапом для создания полномасштабной модели месторождения необходимо установить все особенности залежей нефти: строение, возраст отложений, условия осадконакопления и т.д.

По представленным исходным данным установлено, что на территории Северо-Самбургского ЛУ основные запасы нефти сосредоточены в ачимовских отложениях на глубинах 3800-4000 м. Перспективные ачимовские объекты залегают непосредственно над Баженовской свитой, которая простирается в интервале 4000-4150 м. Выводы сделаны по анализу данных скважин (ГИС) и 2Д-сейсмическим разрезам с выделенным на них объектами (Рис. 3.3).

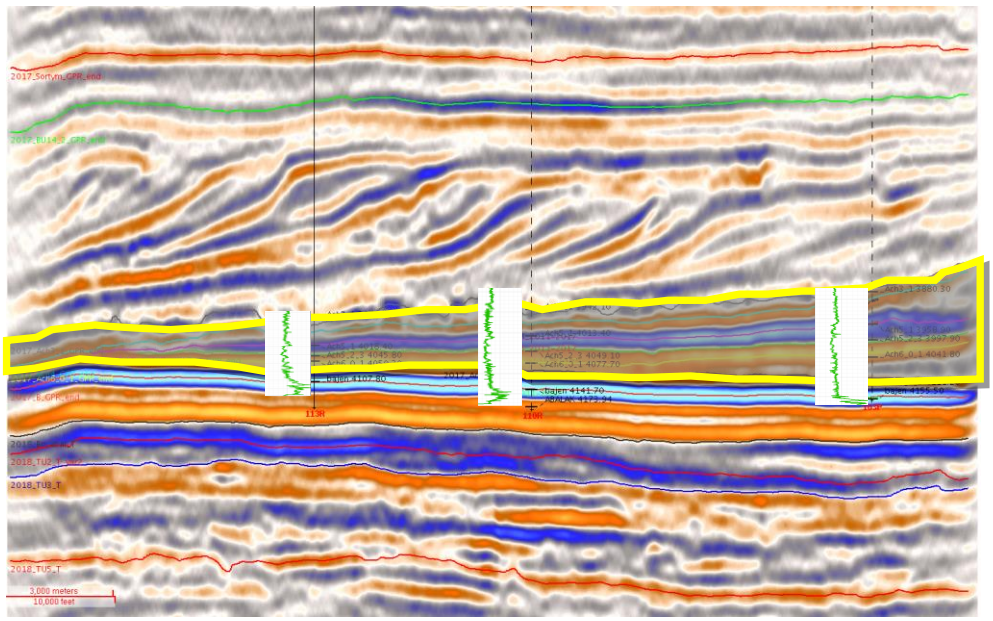


Рис. 3.3 – 2Д-сейсмический профиль с выделенным Ачимовским комплексом. Северо-Самбургское месторождение

Отложения, развивавшиеся выше Баженовской свиты, необходимо отнести к раннему валанжину. Анализируя палеогеографическую карту по А.В. Конторовичу, можно сделать вывод о том, что в этот период в Западной Сибири существовало палеоморе. Основной объем осадочных обломочных материалов привносился

с востока на запад. Наблюдается регрессия моря (Рис. 3.4).

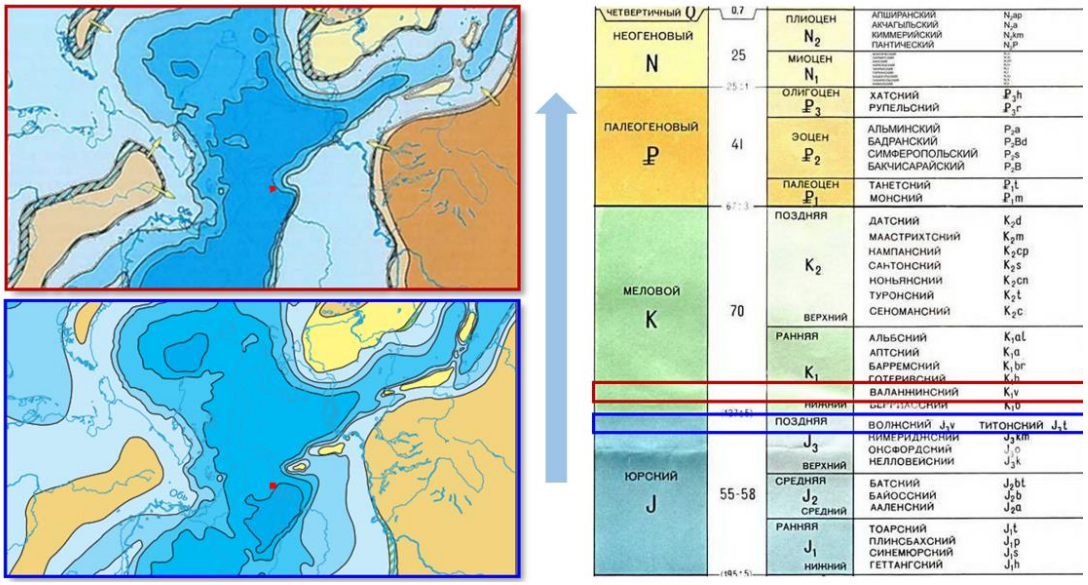


Рис. 3.4 – Палеотектоническая карта по А.В. Конторовичу. Поздняя юра и ранний мел

Расположение лицензионного участка на палеогеографической карте относит ачимовские объекты к подножию склоновой части шельфа палеоморя (Рис. 3.5).

Рис. 3.5 – Принципиальная схема ачимовских отложений

Рассмотрению подлежит моноклинальная часть клиноформенных структур, которые характеризуются низкими значениями проницаемостей. Это подтверждается исходными данными керновых материалов. Гистограмма распределения проницаемости приведена на Рис. 3.6.

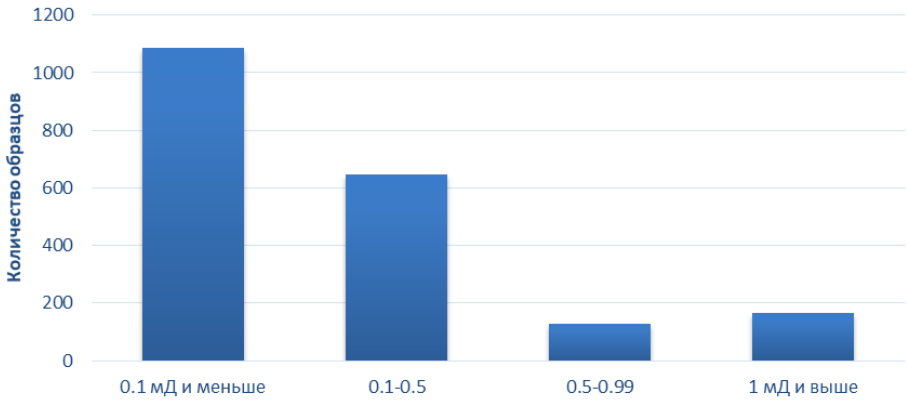


Рис. 3.6 – Распределение значений проницаемости

Необходимо понимать, как сформировались ловушки УВ в сложных клиноформенных структурах. Происхождение нефти в Западной Сибири во многом связано с генерацией углеводородов из регионального репера – Баженовской свиты. Следует полагать, что первичная миграция УВ происходила как раз из нижележащей нефтематеринской породы, подстилающей весь Ачимовский комплекс в пределах лицензионного участка. Принципиальная схема миграции УВ приведена на рис. 3.7.

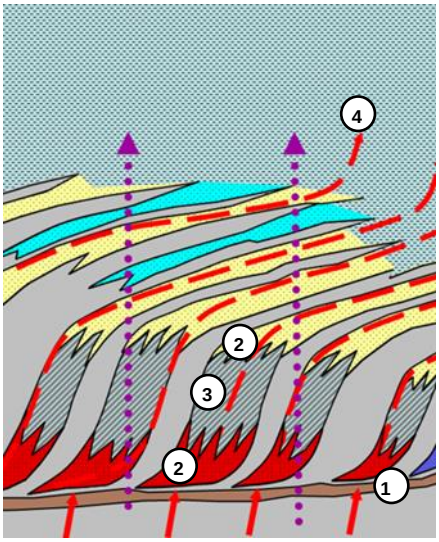


Рис. 3.7 – Принципиальная схема первичной миграции УВ

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

В пределах проведения сейсмических изысканий район скважины 104 характерен наличием аномальных зон Баженовской свиты (Рис. 3.8). Аномальный разрез Баженовской свиты (АРБ) для исследуемого района развивался в период

оползней песчаных тел в глубоководной части палеоморя. АРБ рассматривается как результат деятельности более поздних оползней, внедряющихся в еще не литифицированные отложения баженовской свиты [2].

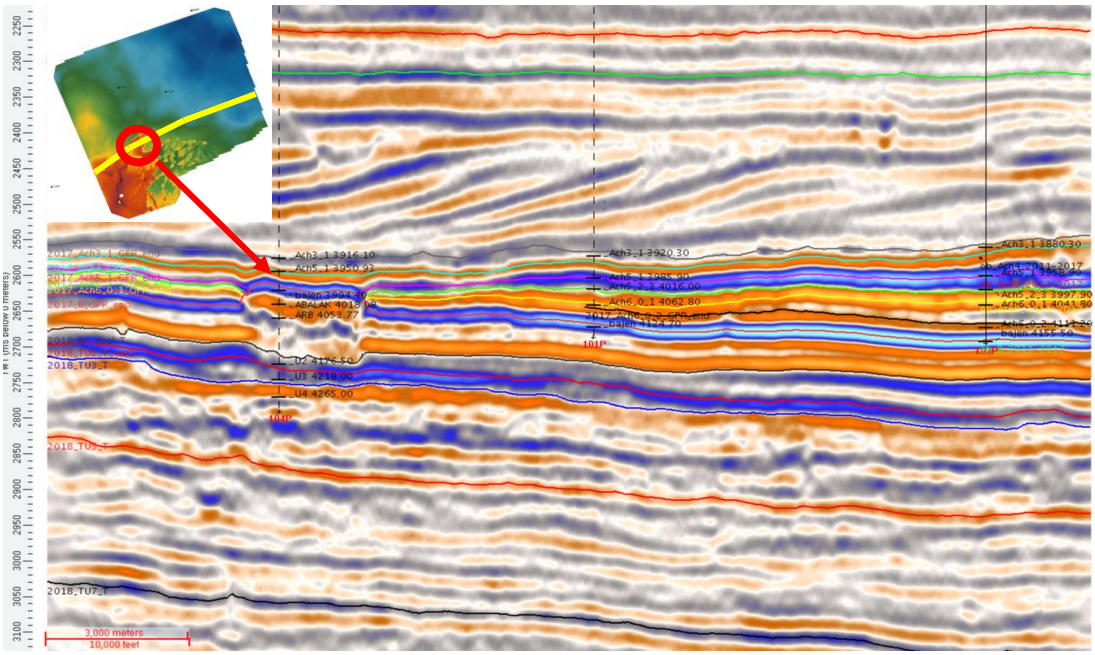


Рис. 3.8 – 2Д сейсмический профиль с изображением АРБ в районе скважины 104

В соответствии с представлением о строении и распространении конуса выноса необходимо определиться с наиболее уточнённым направлением источника сноса обломочных материалов в пределах границ построения будущей модели. По результатам интерпретации ГИС было выделено 2 объекта – $Ач_{3-4}$ и $Ач_5$. Направление конуса выноса обосновано углами падения подстилающей Баженовской свитой (Рис. 3.9).

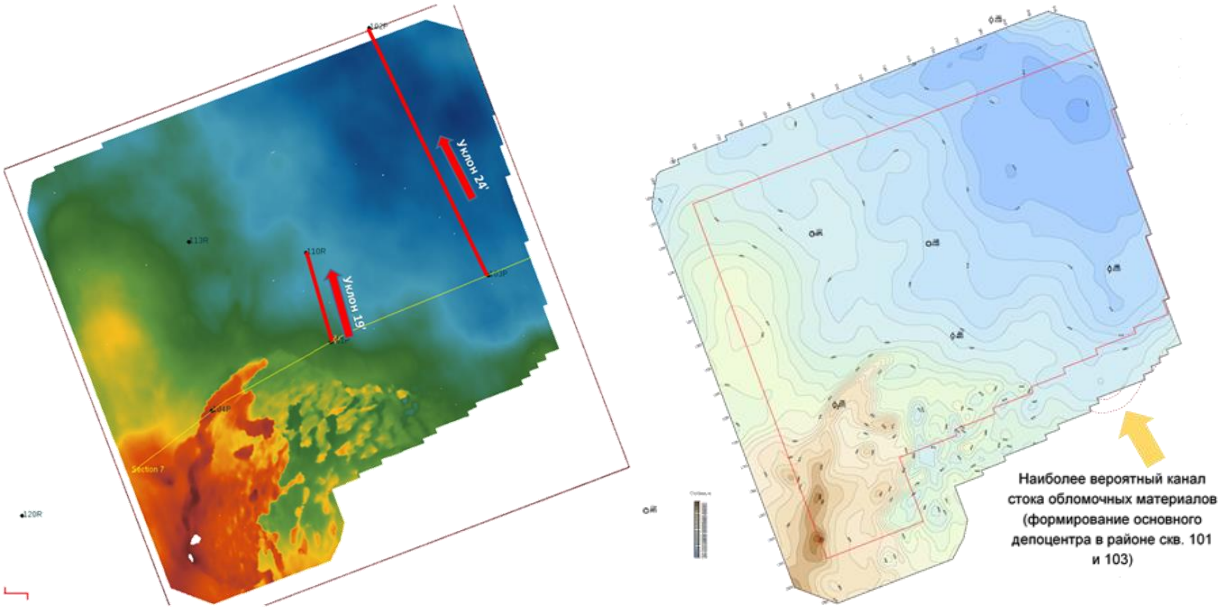


Рис. 3.9 – Определение направления источника сноса

Следующий комплекс $Ач_{3-4}$ имеет направление развития конуса выноса в отличном от предыдущего циклита направления. Это объясняется гипотезой некоторых ученых и исследователей (В.П. Игошкин). Они отмечали упорядоченное (близкое к шахматному) расположение депоцентров ачимовской толщи [3].

В результате построения концептуальной геологической модели были определены источники сноса предполагаемой залежи - депоцентр, а также были выделены регионы с потенциальными запасами нефти – дистальная часть, но имеющие иную структуру образования (Рис. 3.10).

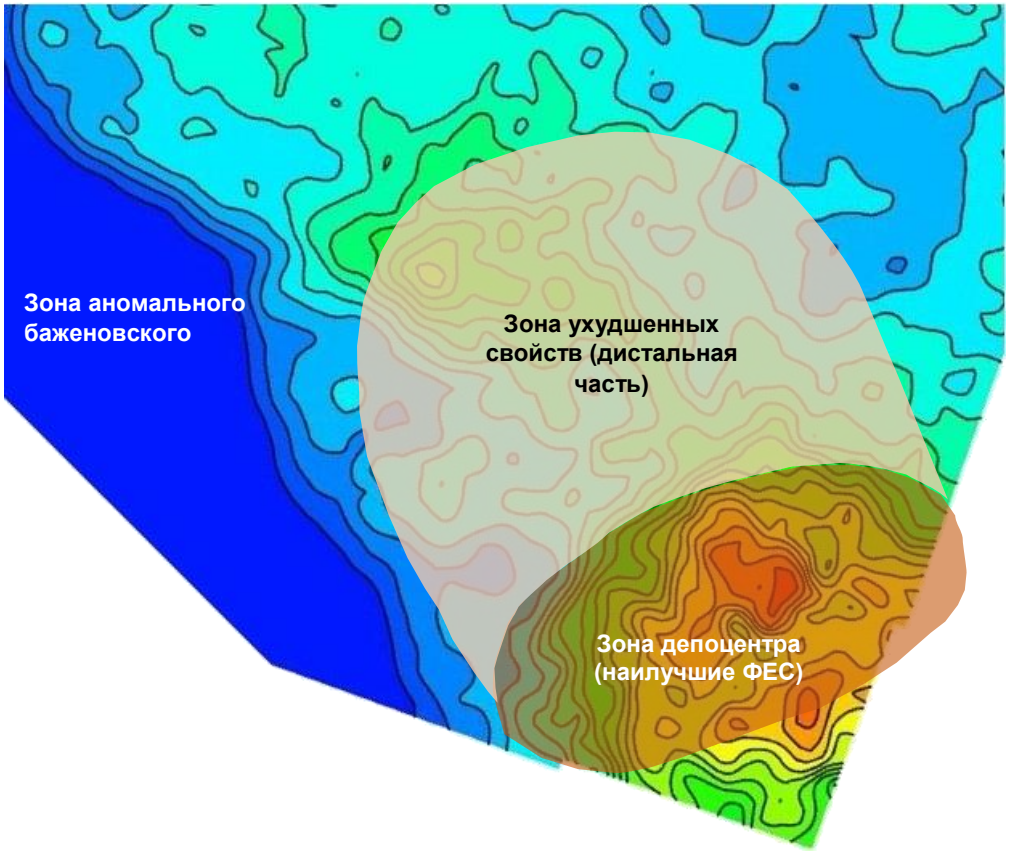


Рис. 3.10 – Концептуальное представление конуса выноса объекта $Ач_5$

Данный факт подтвердился на исследованиях керна по фильтрационно-емкостным свойствам. Для примера были выделены образцы керна скважин №110, №113 и №102 в одной группе исследования и скважины №101, №103 в другой. Целью исследования стало выделение петрофизической зависимости, отражающую фильтрационные свойства для каждой из предполагаемой фации:

- Фация 1: скв №101, №103;
- Фация 2: скв №110, №113, №102.

Результаты представлены ниже в виде графиков зависимости.

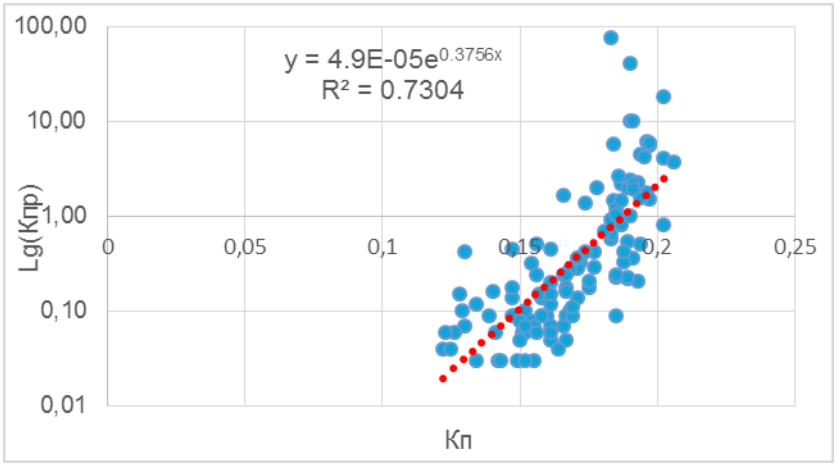


Рис. 3.11 – Зависимость для фации 1 (Депоцентр)

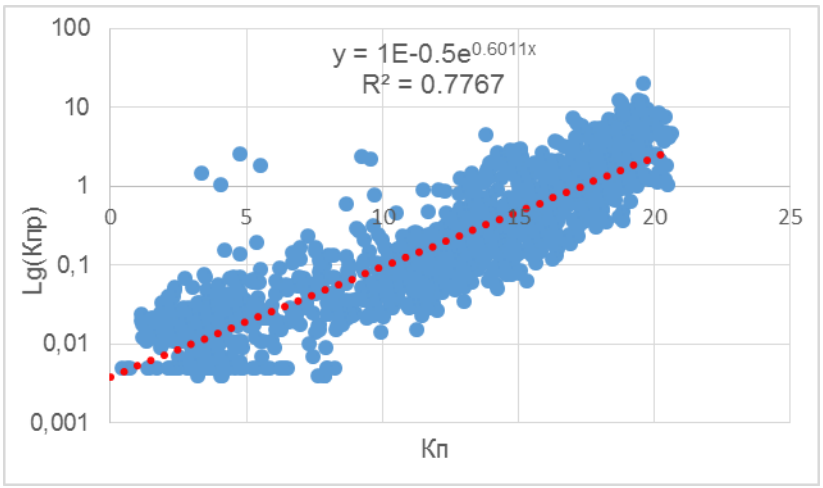


Рис. 3.12 – Зависимость для фации 2 (дистальная часть)

Как видно из приведенных выше графиков, предположение о существовании двух фаций в рассматриваемом месторождении подтвердилось в петрофизических исследованиях.

Построение геологической модели.

Основой для построения геологической модели объектов $Ач_{3-4}$ и $Ач_5$ Северо-Самбургского месторождения послужили исходные данные, предоставленные компанией ООО «Газпромнефть НТЦ». Объектами построения являются

ачимовские залежи, имеющие сложную структуру и геологию. В качестве исходных данных для построения были использованы:

- Координаты, инклинометрия, данные ГИС по поисково-разведочным скважинам № 101, 102, 103, 104, 110, 113;
- Структурная поверхность Баженовской свиты, полученная на основе результатов сейсмических исследований;
- результаты испытаний по всем скважинам и результаты ГДИС по скважинам № 101 и 102
- результаты керновых исследований целевого интервала по всем скважинам.

В программный пакет Roxar «IRAP RMS» были загружены данные инклинометрии, координат скважин, данных ГИС по вышеуказанным скважинам и сейсмическая поверхность – кровля Баженовской свиты, относящейся району расположения ЛУ Северо-Самбургского месторождения.

Согласно регламенту по созданию геологических моделей, размерность ячейки сетки по латерали должна быть выбрана так, чтобы между скважинами было не менее двух ячеек. Учитывая данный фактор, а также с целью обеспечения качества построения геологической модели размерность ячейки была выбрана 100 х 100 м. Границы участка моделирования были проведены по границе лицензионного участка месторождения.

По результатам интерпретации ГИС было выявлено, что основная часть тонких пропластков имеет толщину 0,4 м. Основываясь на данный показатель, а также чтобы максимально учесть неоднородность коллектора было принято значение толщины ячейки равное 0,4 м.

Параметры полученной трехмерной сетки геологической модели указаны в таблице 3.3

Таблица 3.3

Характеристики сетки геологической модели

Пласт	Размер ячеек по горизонтали, м	Размер ячеек по вертикали, м	Количество ячеек, i×j×k	Всего ячеек
$Ач_{34}$	100×100	0,4	241×284×414	28 335 800
$Ач_{5}$	100×100	0,4	241×284×281	19 232 764
Всего	100×100	0,4	241×284×695	47 568 564

Структурная модель

Структурная модель Северо-Самбургского месторождения строилась на основании результатов интерпретации ГИС.

По информации 2Д сейсмического профиля и структурной поверхности ОГ в районе 104 скважины наблюдается аномалии разреза Баженовской свиты (АРБ) (Рис. 3.13).

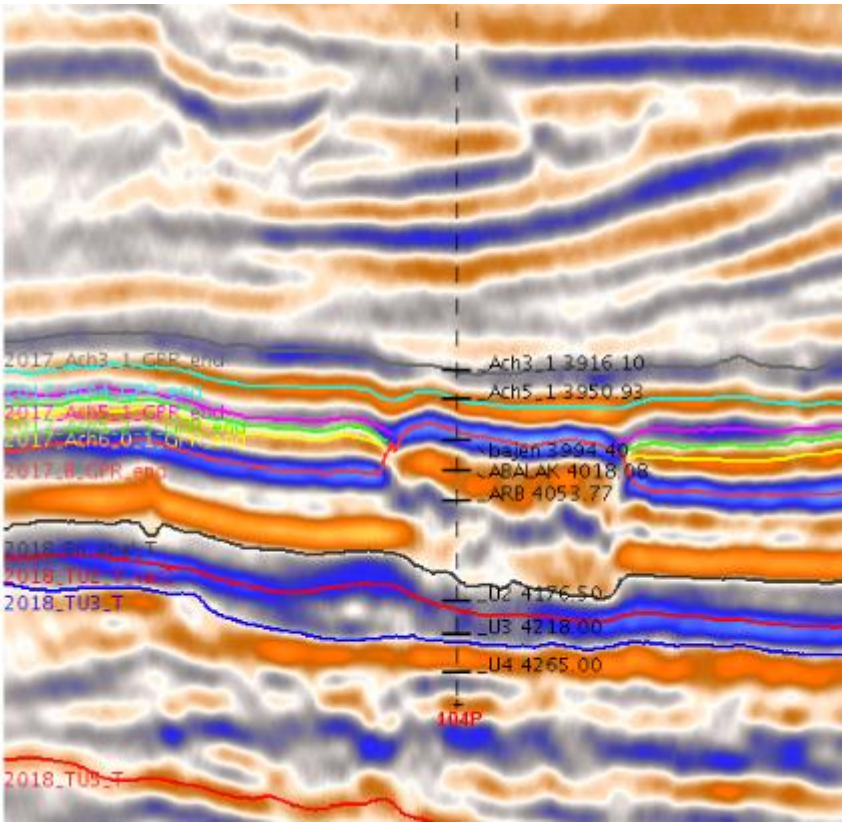


Рис. 3.13 – Профиль 2Д-сейсмики в районе скважины 104

Согласно интерпретации, каротажных ГИС аномалии Баженовской свиты наблюдаются только в $Ач_5$: подошва $Ач_5$ «внедряется» в зону аномалии нефтематеринской породы. По этой причине на первом этапе структурного моделирования, основываясь на отметках уровня подошвы (wellpicks) $Ач_5$ и опорных горизонтах Бажена, была построена поверхность подошвы $Ач_5$. Далее на основе подошвы $Ач_5$ и «внедрившейся» части кровли отражающего горизонта Бажена была получена общая поверхность (Рис. 3.14).

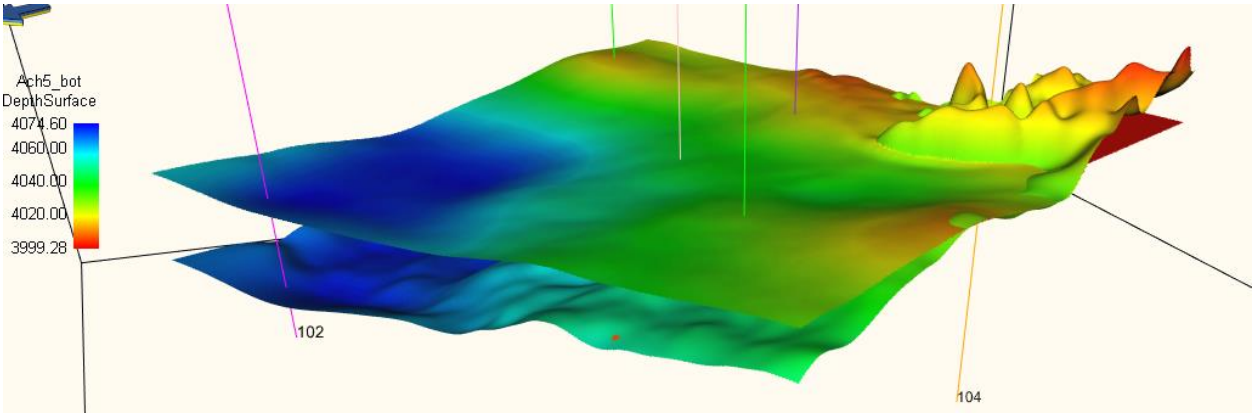


Рис. 3.14 – Подошва Ач5 и ОГ Бажена

Полученная поверхность – подошва $Ач_5$ была взята за основу для построения остальных поверхностей. Структурные поверхности пластов были построены методом схождения. Таким образом построены 4 горизонта: кровля и подошва пластов $Ач_{3-4}$ и $Ач_5$ (Рис. 3.15).

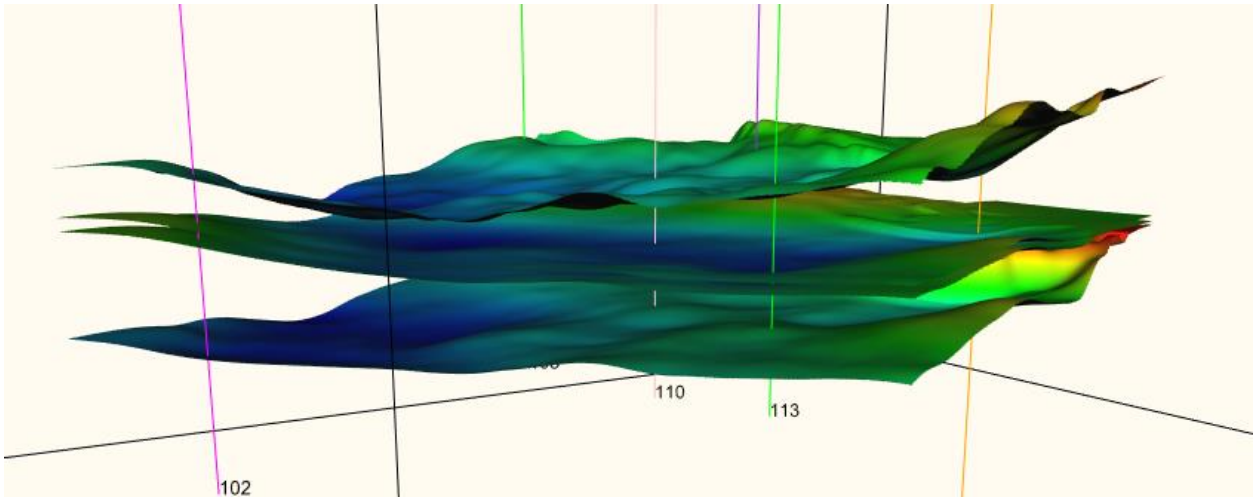


Рис. 3.15 – Построенные поверхности: кровля, подошва $Ач_{3-4}$ и $Ач_5$ соответственно

Перенос результатов интерпретации ГИС на ячейки скважин.

На первом этапе на геологическую сетку переносим дискретный параметр литологии, который имеет два кода: 0 – неколлектор, 1 – коллектор. Значение кода литологии (0 или 1) зависит от граничного значения коэффициента пористости и проницаемости. Параметр литологии был распространён в сетке методом

интерполяции. Радиус интерполяции по направлениям X, Y, Z равны 12000, 12000, 1 соответственно.

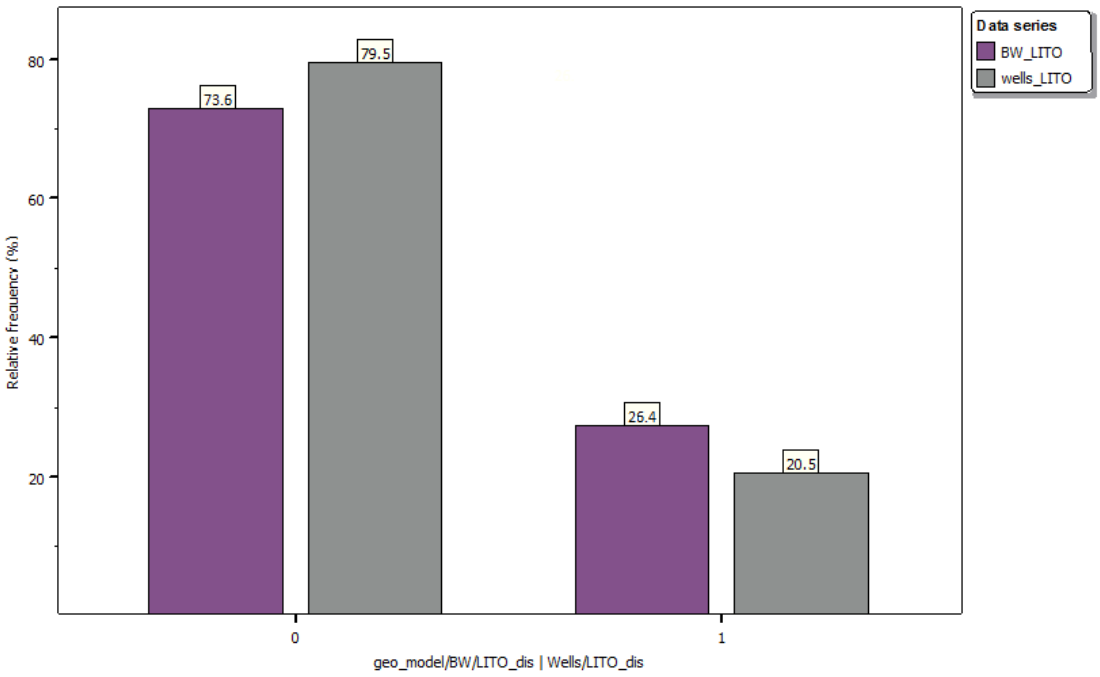


Рис. 3.16 - Гистограмма распределения коллектора

Как видно на рисунке 3.16, распределение коллекторов в ячейках модели и исходные значения близки и имеют допустимую погрешность.

На втором этапе на сетку было перенесено свойство пористости. Ниже приведены гистограммы распределения (Рис. 3.17).

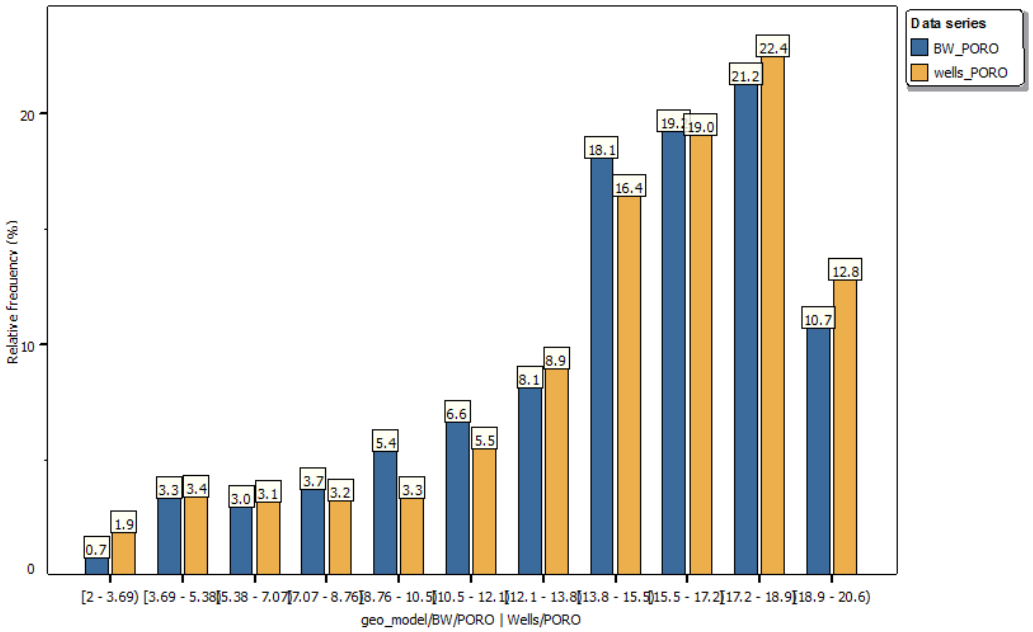


Рис. 3.17 - Гистограмма распределения пористости

Построение литологической модели

Литологическая модель или модель коллектор-неколлектор по Северо-Самбургскому месторождению строилась с использованием пиксельного метода indicators.

В качестве тренда использовались 2D карты распределения песчанистости (mapK_sand) и 3D параметр литологии, полученный методом интерполяции (LITO_interp).

Значения горизонтальны и вертикальных рангов, типа вариограммы использованных при построении литологической модели продуктивных пластов, представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4

Параметры вариограмм в литологических моделях

Пласт	Тип вариограммы	Горизонтальный ранг	Вертикальный ранг
$Ач_{34}$	Spherical	1000x1000	1
$Ач_{5}$	Spherical	1000x1000	1

Петрофизическое моделирование.

На данном этапе моделировались свойства пористости и водонасыщенности. Моделирование свойства пористости осуществлялось детерминистическим методом – интерполяцией. В качестве исходных использовались непрерывные скважинные кривые пористости по всем скважинам. Зона между $Ач_{3-4}$ и $Ач_{5}$ в интерполяции пористости не участвовала, так как зона не является глинистой, а соответственно не продуктивной. Гистограмма распределения пористости показана на рисунке 3.18.

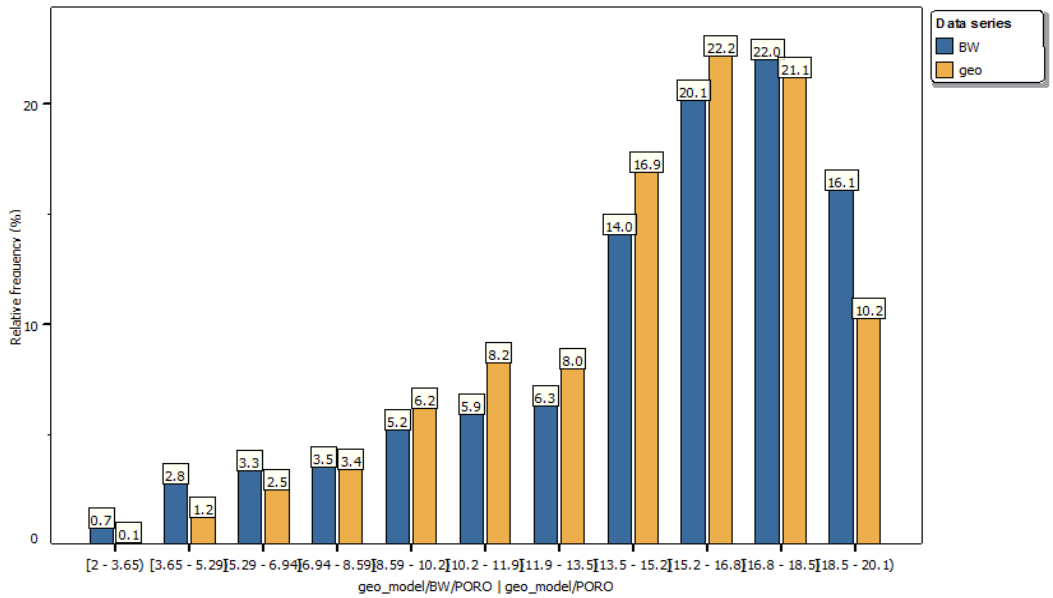


Рис. 3.18 - Гистограмма распределения пористости

Параметр проницаемости был рассчитан математическим методом в калькуляторе. Согласно концептуальной геологической модели выделяются три фации: депоцентр, дистальная часть и остальные зоны, не вошедшие в зону конуса выноса. Для каждой фации были получены петрофизические зависимости, которые соответствуют концептуальной геологической модели:

- $К_{пр}$=0.00049*exp(0.3756*$К_{п}$) – депоцентр;
- $К_{пр}$=0.00001*exp(0.6011*$К_{п}$) – дистальная часть;
- $К_{пр}$=0.00035*exp(0.3316*$К_{п}$) – зона вне конуса выноса.

Зависимости для каждой фации были заданы с помощью логической формулы IF facies=x THEN PERM=f1(PORO) ELSE IF facies=y THEN PERM=f2(PORO) ELSE PERM=f3(PORO) ENDIF ENDIF. А также формулой IF indicators=0 THEN PERM=0 endif были заданы нулевые значения проницаемости для неколлекторов.

Модель водонасыщенности был получен путем применения J функции Леверетта: для пластов $Ач_{3-4}$ и $Ач_{5}$ определены значения капиллярного давления, с учетом положений ВНК в каждом. Полученные значения капиллярных давлений использовались для расчёта J функции.

Зависимость между водонасыщенностью и J функцией была взята из результатов керновых исследований по скважинам 110 и 113. Получены две разные зависимости для $Ач_{3-4}$ и $Ач_{5}$ (Рис. 3.19):

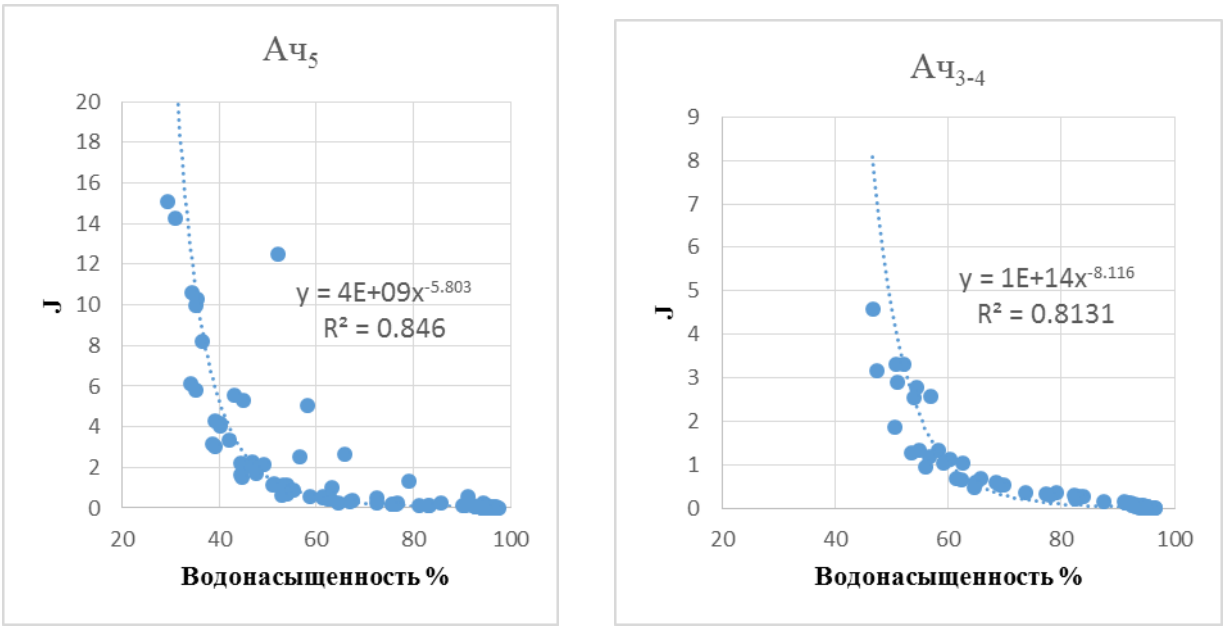


Рис. 3.19 – График зависимости водонасыщенности от J функции

Подсчет запасов.

Оценка запасов при построении геологической модели выполнялась объемным методом. Расчеты запасов нефти производились по формуле:

$Q_н = V \times К_п \times К_н \times \rho \times \theta$, где:

$Q_г$ – начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн;

V – нефтенасыщенный объем, тыс.$м^3$;

$К_п$ – коэффициент пористости, доли единицы;

$К_н$ – коэффициент нефтенасыщенности, доли единицы;

ρ – плотность нефти, г/$см^3$;

θ – пересчетный коэффициент, доли единиц.

Основная часть аккумулирована в пласте $Ач_5$. Объем запасов в соответствии с вариантом P50 составил 89 млн т (таблица 3.5). Вариант P10 – 141.4 млн т, P90 – 50.5 млн т.

Таблица 3.5

Объем геологических запасов нефти по пластам

Пласт	Начальные геологические запасы нефти	Единицы измерения
1	2	3
$Ач_{3-4}$	6200	тыс. т
$Ач_5$	83670	тыс. т

Результатом работ является созданная полномасштабная 3D геологическая модель Северо-Самбургского м/р, объектов $Ач_{3-4}$ и $Ач_5$. На рисунке 3.20 показан один из основных кубов 3D модели.

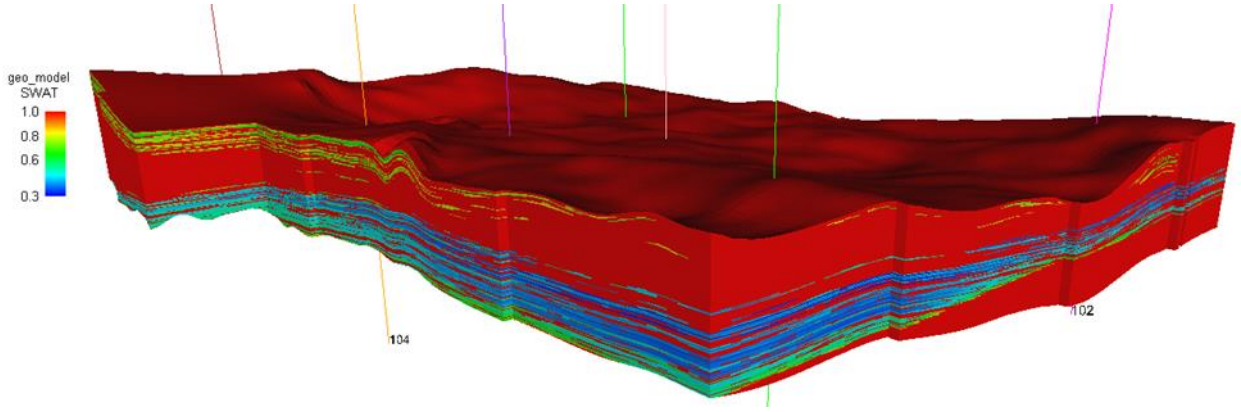


Рис. 3.20 – Куб водонасыщенности 3D модели Северо-Самбургского м/р

Подготовка гидродинамической модели

Одной из целей геологического моделирования является детальное отражение неоднородности залежей. По этой причине геологическая модель строилась достаточно детально и имеет большое количество ячеек. Из-за большого количество ячеек модели проводить полномасштабные гидродинамические расчеты могут занимать длительное время.

Поэтому, для перехода на гидродинамическую модель была создана укрупненная сетка и перенесены параметры с геологической сетки в новую уркупненную. Размеры ячеек по всей площади были укрупнены пропорционально в 2 раза.

Далее были определены какие слои геологической сетки будут объединены в один слой гидродинамической сетки. Для этого на геолого-статистическом разрезе (ГСР) песчанистости геологической модели были определены интервалы неоднородности. Интервалы со схожими значениями коэффициента песчанистости были объединены в один интервал укрупненной сетки. Пример выделения интервалов показан на рисунке 3.21 и таблице 3.6.

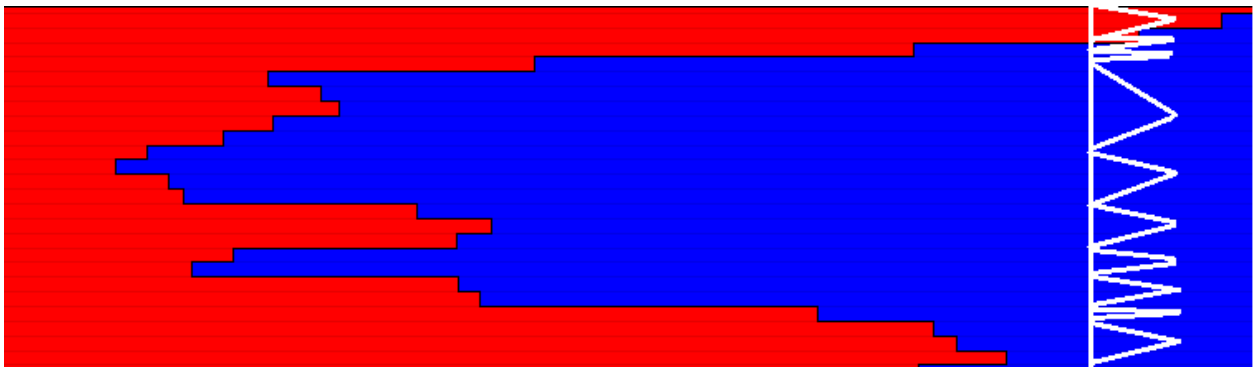


Рис. 3.21 – Объединение интервалов неоднородности на ГСР песчанистости

Таблица 3.6

Соответствие слоев ГМ с ГДМ

Номер слоя гидродинамической сетки	Соответствующий интервал слоев геологической сетки	Количество геологических слоев, входящих в данный интервал
1	1-3	3
2	4	1
3	5	1
. . .	. . .	. . .
10	25-28	4
. . .	. . .	. . .

В итоге количество ячеек в гидродинамической сетке уменьшилось в 12 раз. Параметры укрупненной сетки для гидродинамической модели показаны в таблице 3.7

Таблица 3.7

Характеристики сетки для гидродинамической модели

Пласт	Размер ячеек по горизонтали, м	Размер ячеек по вертикали, м	Количество ячеек, i×j×k	Всего ячеек
$Ач_{34}$	200×200	1.1	121×142×144	2 474 208
$Ач_{5}$	200×200	0.53	121×142×211	3 625 402
Всего	200×200	-	121×142×355	6 099 610

Апскейлинг.

После создания каркаса сетки для гидродинамической модели был выполнен апскейлинг – перенос параметров геологической модели к гидродинамической. Ниже в таблице 3.8 указаны методы и параметры взвешивания свойств.

Таблица 3.8

Параметры осреднения свойств

Параметры	Метод осреднения	Взвешивающий параметр
Песчанистость	Arithmetic	Геометрический объем
Пористость	Arithmetic	Эффективный объем
Водонасыщенность	Arithmetic	Поровый объем
Проницаемость	Full tensor	-

Для оценки качества выполненного осреднения были созданы ГСР песчанистости, пористости и водонасыщенности (Рис. 3.22 и 3.23).

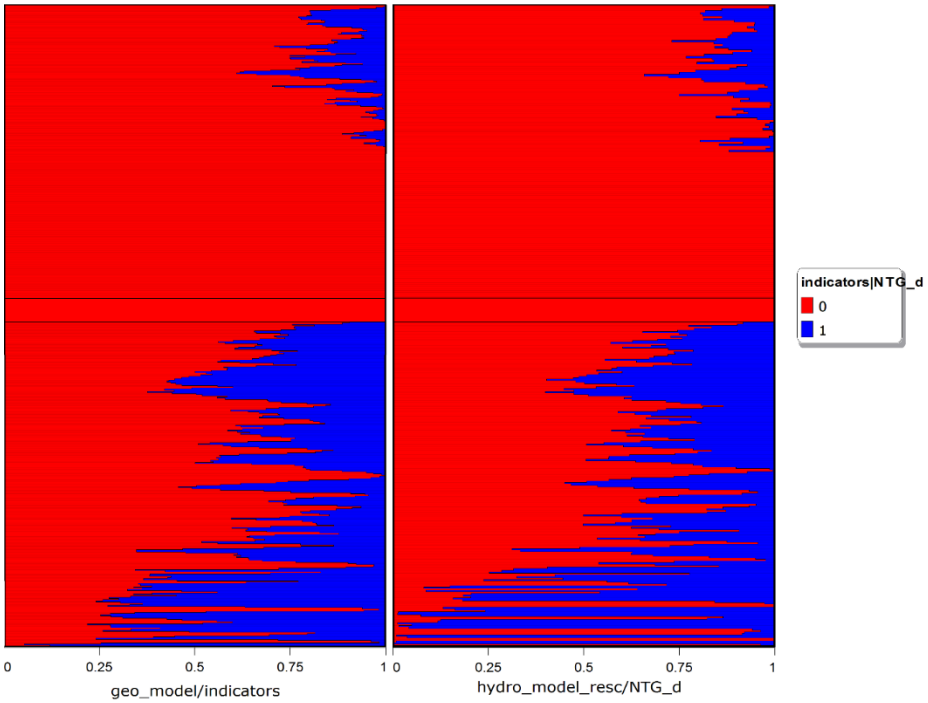
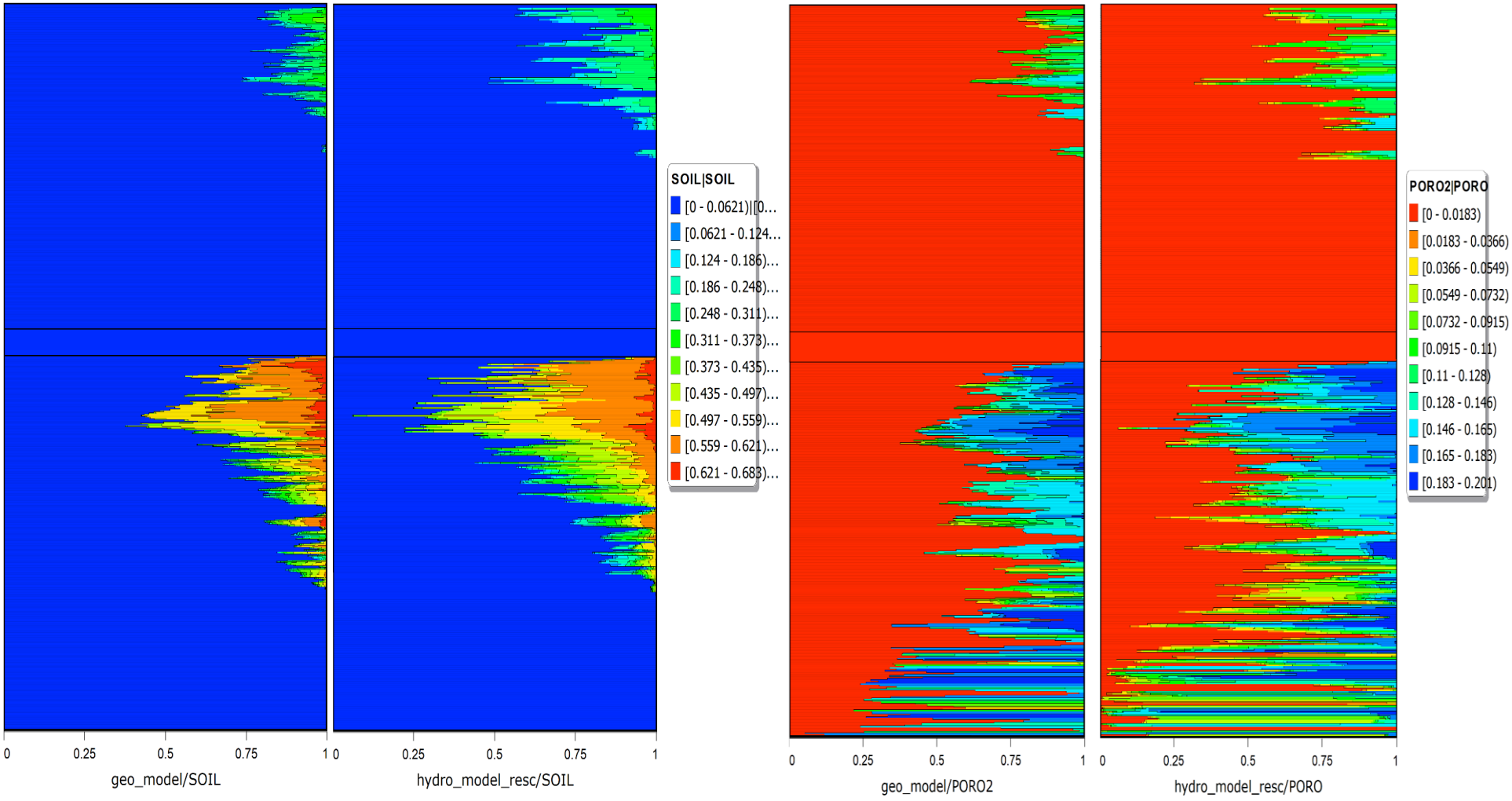


Рис. 3.22 – ГСР коэффициента песчанистости



а б

Рис. 3.23 – Сравнение ГСР геологической и гидродинамической моделей: а) нефтенасыщенность; б) пористость

Сопоставление запасов моделей.

Подсчет запасов новой созданной модели выполнился объемным методом при помощи функции volumetric. В результате переноса параметров с геологической сетки в гидродинамическую средние значения, во всей сетке, пористости

и нефтенасыщенности. Это способствовало увеличению геологических запасов на 5.7%. Объем запасов по двум пластам указан в таблице 3.9.

Таблица 3.9

Сопоставление объемов геологических и гидродинамических моделей

Пласт	Начальные геологические запасы нефти геологической модели	Начальные геологические запасы нефти гидродинамической модели	Единицы измерения	Расхождение %
1	2	3	4	5
$Ач_{34}$	6200	6410	тыс. т	+3.3
$Ач_{5}$	83670	88580	тыс. т	+5.8
общее	89870	94990	тыс. т	+5.7

Как показывают ГСР свойств и значение расхождения запасов, проведенный апскейлинг можно считать качественным.

После подтверждения допустимых значений запасов и анализа качества апскейлинга, новая 3Д-сетка, созданная для гидродинамической модели, кубы пористости, проницаемости, водонасыщенности и литологии были выгружены для дальнейшего моделирования в гидродинамическом симуляторе ПО «tNavigator».

После рескейлинга и подготовки всех кубов в программном продукте Irap RMS Roxar необходимо было их выгрузить путем экспорта для использования их уже

в гидродинамическом симуляторе tNavigator. Необходимо также подготовить data-файл, который будет являться основой для инициализации и запуска фильтрационной модели (Рис. 3.24).

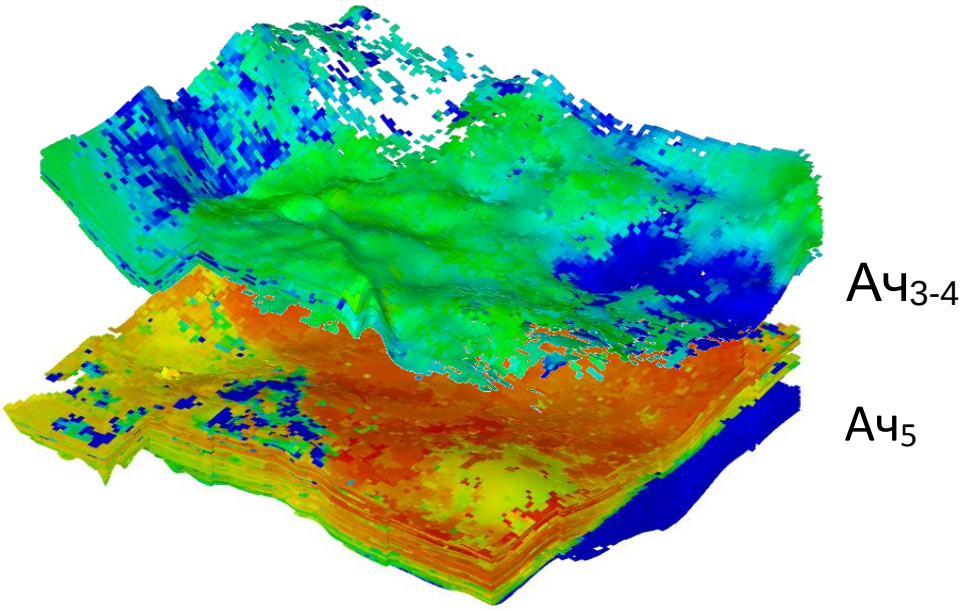


Рис. 3.24 – Полномасштабная модель месторождения

Из ремасштабированной модели необходимо выгрузить следующие кубы:

- Куб 3Д-сетки (GRID);
- Куб литологии (NTG);
- Куб пористости (PORO);
- Куб проницаемости (PERMX);
- Куб водонасыщенности (SWAT).

Эти основные кубы являются необходимыми для построения гидродинамической модели, без которых невозможно инициализировать модель. Кубы проницаемости по оси y и z (PERMY и PERMZ) воспроизводятся из куба PERMX. Дополнительно для задания свойств двум регионам (Ач3-4 и Ач5) создаются выгружаются следующие кубы:

- Куб активных ячеек (ACTNUM);
- Куб PVT (PVTNUM);
- Куб равновесия регионов (EQLNUM);
- Куб насыщения регионов (SATNUM);
- Куб подсчета запасов для регионов (FIPNUM).

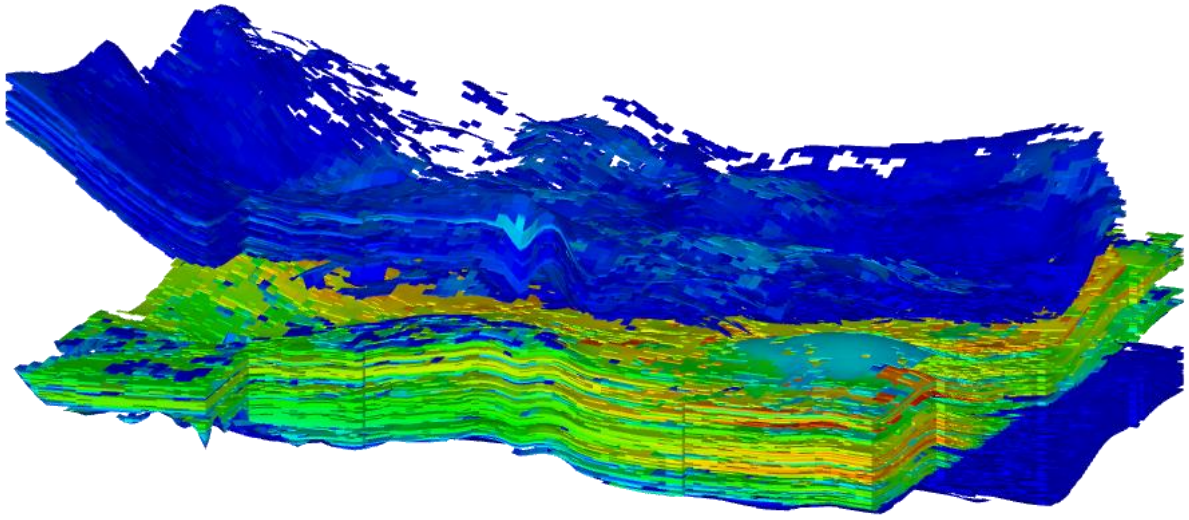


Рис. 3.25 – Куб массовых запасов, заданный словом FIPNUM

Важно понимать, если задавать модель скважины на границах куба, добыча любого флюида будет резко снижаться по причине отсутствия за границей модели других ячеек. Чтобы этого не происходило, на граничных ячейках модели нужно увеличить значение порового объема, тем самым как бы «увеличивая» размеры модели. С этим действием необходимо правильно подойти к заданию порового объема, иначе это может негативно сказаться на корректный профиль по скважинам, которые смоделированы в краевой части залежи.

Настройка флюида и фазовых проницаемостей (PVT, ОФП) является не менее важной задачей для модели, так как в них описываются свойства флюидов и их поведение в процессе фильтрации при разных термобарических условиях. Для кривых фазовых проницаемостей по воде и нефти необходимо задать критические точки, чтобы установить пределы, в которых та или иная фаза подвижна.

Куб водонасыщенности необходимо задавать ключевым словом SWATINIT, который позволит задать куб насыщения более корректно, опираясь на капиллярные давления, прописанные в файле ОФП и заданные ключевым словом EQUIL, где задаются глубина, давление на этой глубине, положение водонефтяного контакта.

Итогом инициализации модели стало то, что подвижные массовые запасы по созданному объекту $Ач_{3-4}$ очень малы в связи с отсутствием рентабельности на данный момент (около 1 млн тонн). Было принято решение отсрочить проработку решения по концепту разработки объекта и сосредоточиться на нижележащем объекте $Ач_5$, где доля подвижных запасов высока и достаточна для проработки кейса по подземной части.

Первоначальной задачей стояло моделирование разведочных скважин и воспроизведение полученных испытаний для оценки качества гидродинамической модели. Приоритетными скважинами для оценки испытаний являются скважины 103 и 101, находящиеся в сводовой части и имеющие потенциальный наибольший дебит относительно других скважин. Расчеты при первых итерациях будут проводиться на 30 лет до 2049 года.

Создание флюидальной модели.

Флюидальная модель необходима для создания гидродинамической модели. Подготовка модели проводилась в модуле PVT Дизайнер в tNavigator. Исходные данные были представлены в виде отчета о научно-исследовательской работе «Лабораторные исследования проб пластовых флюидов. Лабораторные исследования флюидов сложного фазового состояния Северо-Самбургской площади скв. 101, интервал перфорации 3986-4016,5 м, пласт Ач» (Заказ №01-ШЛБ/17 к Договору № СТО-088/17Р от 27 ноября 2017 г.). Объектом исследования является рекомбинированная проба пластовой нефти со скважины №101.

Целью исследования были: рекомбинация пластовой нефти, определение состава пластовой нефти, определение давления насыщения/конденсации при разных температурах, проведение ступенчатой сепарации и дифференциального разгазирования, измерение плотности, вязкости, коэффициента сжимаемости, объемного коэффициента пластовой нефти, исследование общих физико-химических свойств.

Пластовое давление – 65,9 МПа. Пластовая температура – 112 °С.

Таблица 3.10

Основные результаты проведенных исследований

Виды исследований	Газосодержание ($м^3/м^3$)	Объемный коэф		Плотность пл нефти ($кг/м^3$)		Вязкость		Плотность сеп нефти ($кг/м^3$)	Плотность газа при Т=20 °С
		Рпл	Рнас	Рпл	Рнас	Рпл	Рнас		
Стандартная сепарация	581.2	2.57	2.81	540	495	0.2	0.16	827.3	0.96
Дифференциальное разгазирование	844.4	3.53	3.85					852	
Ступенчатая сепарация	515.1	2.33	2.54					812.1	

Таблица 3.11

Математически рекомбинированный состав пластовой нефти и свойства компонентов

Компонент	Критическая температура, К	Критическое давление, Бара	Ацентрический фактор	Молекулярная масса, кг/кг-моль	Критический объём, $м^3$/кг-моль	Концентрация, кг-моль/кг-моль
CO_2	304.19	73.82	0.23	44.01	0.09	0.00078
H_2S	373.53	89.63	0.09	34.08	0.10	0
N_2	126.2	34.60	0.04	28.01	0.09	0.00323
C_1	190.56	45.99	0.01	16.04	0.10	0.65814
C_2	305.32	48.72	0.10	30.07	0.15	0.07841
C_3	369.83	42.48	0.15	44.10	0.20	0.05149
IC_4	407.8	36.40	0.18	58.12	0.26	0.00876
NC_4	425.12	37.96	0.20	58.12	0.26	0.02236
IC_5	460.4	33.80	0.23	72.15	0.31	0.00697
NC_5	469.7	33.70	0.25	72.15	0.31	0.01038
C_6	512.8	33.30	0.25	84.00	0.34	0.01317
Mcyclo-C_5	532.7	37.90	0.23	84.16	0.32	0.00379
Benzene	562.1	49.24	0.22	78.11	0.26	0.00067
Cyclo-C_6	553.2	40.53	0.19	84.16	0.31	0.00452
C_7	547.2	31.20	0.28	96.00	0.38	0.0118
Mcyclo-C_6	572.1	34.75	0.24	98.18	0.37	0.0074
Toluene	592	42.15	0.28	92.13	0.31	0.00215
C_8	575.6	28.90	0.31	107.00	0.42	0.01242
C_2-Benzene	617.1	40.12	0.32	106.16	0.34	0.00085
m&p-Xylene	631.6	36.17	0.30	106.16	0.38	0.00237
o-Xylene	616.8	35.16	0.33	106.16	0.38	0.00071
C_9	602.8	26.40	0.35	121.00	0.47	0.00904
C_{10}	626.7	24.20	0.39	134.00	0.53	0.01088
C_{11}	647.8	22.40	0.42	147.00	0.58	0.00812

C_{12}	668.3	20.80	0.45	161.00	0.63	0.00696
C_{13}	686.7	19.70	0.48	175.00	0.69	0.00671
C_{14}	705.6	18.60	0.52	190.00	0.75	0.0056
C_{15}	724.4	18.30	0.55	206.00	0.81	0.00529
C_{16}	740	16.60	0.58	222.00	0.88	0.00406
C_{17}	755.6	15.90	0.61	237.00	0.94	0.00356
C_{18}	766.7	15.30	0.64	251.00	1.00	0.00342
C_{19}	777.8	14.80	0.66	263.00	1.05	0.00305
C_{20}	789.4	14.30	0.69	275.00	1.10	0.00252
C_{21}	801.1	13.80	0.72	291.00	1.16	0.00229
C_{22}	811.7	13.30	0.74	300.00	1.20	0.00202
C_{23}	822.2	13.00	0.77	312.00	1.25	0.00179
C_{24}	831.7	12.60	0.79	324.00	1.30	0.00162
C_{25}	841.7	12.20	0.82	337.00	1.35	0.00149
C_{26}	850.6	11.90	0.84	349.00	1.40	0.00131
C_{27}	859.4	11.70	0.87	360.00	1.45	0.00122
C_{28}	867.8	11.40	0.89	372.00	1.50	0.00113
C_{29}	874.4	11.10	0.92	382.00	1.54	0.00103
C_{30}	882.8	10.90	0.94	394.00	1.59	0.00096
C_{31}	890.6	9.90	0.90	404.00	1.63	0.00089
C_{32}	897.8	9.50	0.91	415.00	1.68	0.00081
C_{33}	905	9.20	0.92	426.00	1.72	0.00073
C_{34}	911.1	9.00	0.93	437.00	1.77	0.00069
C_{35}	917.2	8.80	0.94	445.00	1.80	0.00064
C_{36}	923.3	8.60	0.95	456.00	1.85	0.0118

Вышеперечисленные результаты были внесены в PVT Дизайнер программы tNavigator, на основе которых воссоздана композиционная модель (Рис. 3.26).

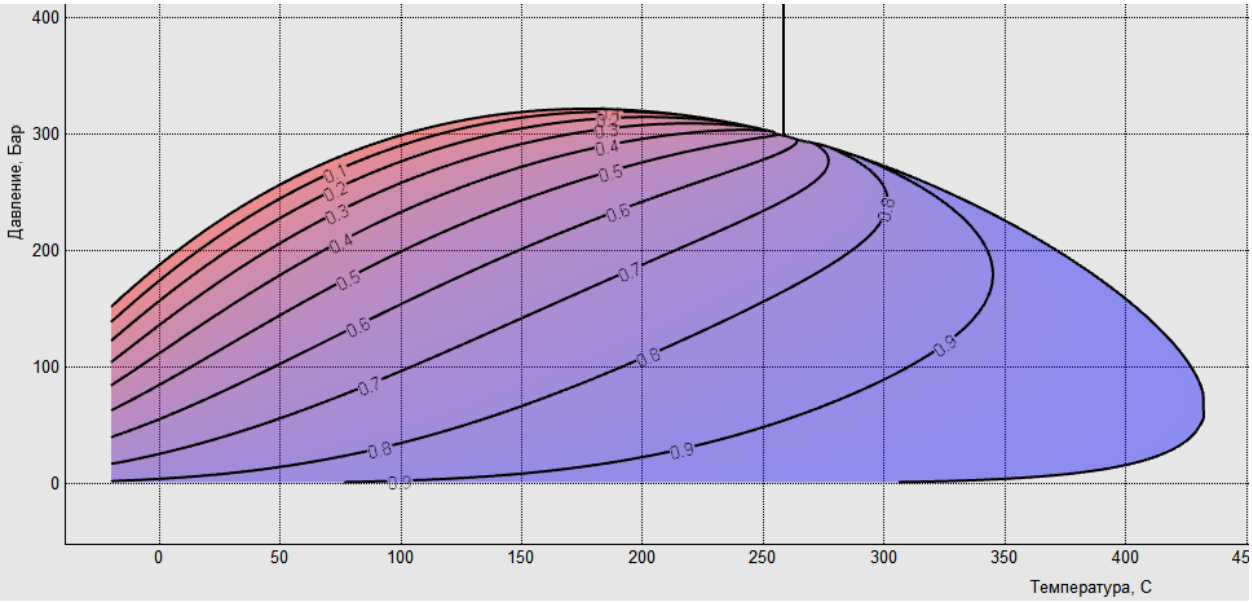


Рис. 3.26 - Фазовая диаграмма композиционной модели

В целях ускорения вычислительных процессов в гидродинамической модели, композиционный состав пластовой нефти был преобразован в модель Black Oil.

Таблица 3.12

Основные результаты полученной флюидальной модели

Параметр	Значение	ед. измерения
Плотность нефти	812.1	кг/м^3
Плотность газа	0.96	кг/м^3
Объемный коэффициент	2.33	
Газосодержание	515	м^3/м^3
Плотность воды	1042	кг/м^3
Плотность газа	0.96	кг/м^3

Стоит отметить, что результаты, полученные в PVT Дизайнеры практически совпадают с исследованиями, представленными в исходных данных. Флюидальная модель была выгружена в формат .inc для дальнейшей адаптации в ГДМ.

Построение кривых относительных фазовых проницаемостей

Исходные данные были представлены набором таблиц с зависимостями относительной проницаемости по нефти от водонасыщенности по результатам керновых экспериментов со скважин №110 и №113 с пластов Ач$_{3-4}$ и Ач$_5$.

Так как в концептуальной модели выделены два нефтенасыщенных пласта Ач$_{3-4}$ и Ач$_5$, соответственно и результаты керновых экспериментов рассортированы по пластам.

По методике Кори были построены следующие графики (Рис. 3.27 и 3.28).

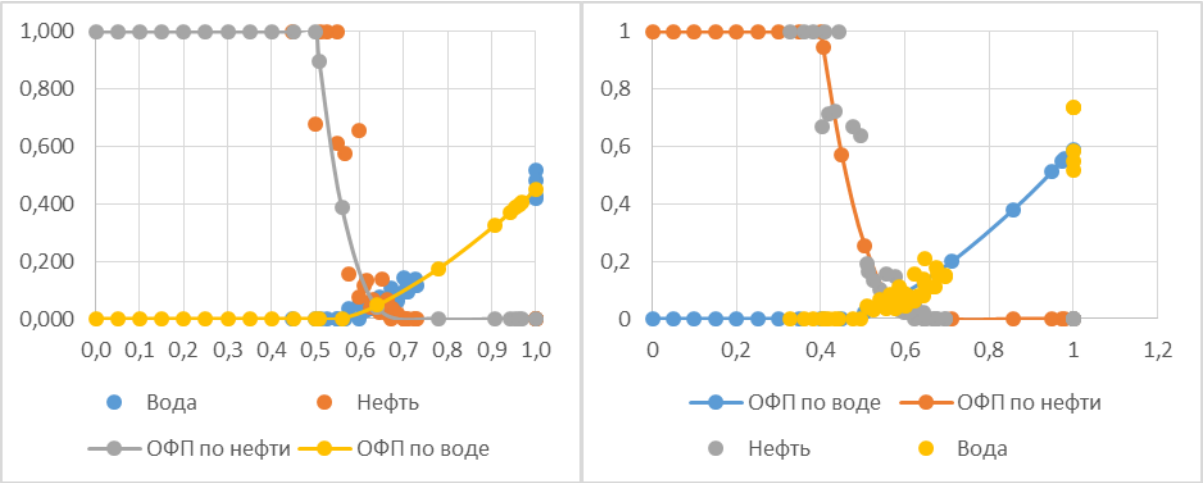


Рис. 3.27 – Кривые ОФП по водонасыщенности для пласта $Ач_{3-4}$ (слева), для пласта $Ач_5$ (справа)

Следующим этап – нормирование кривых ОФП.

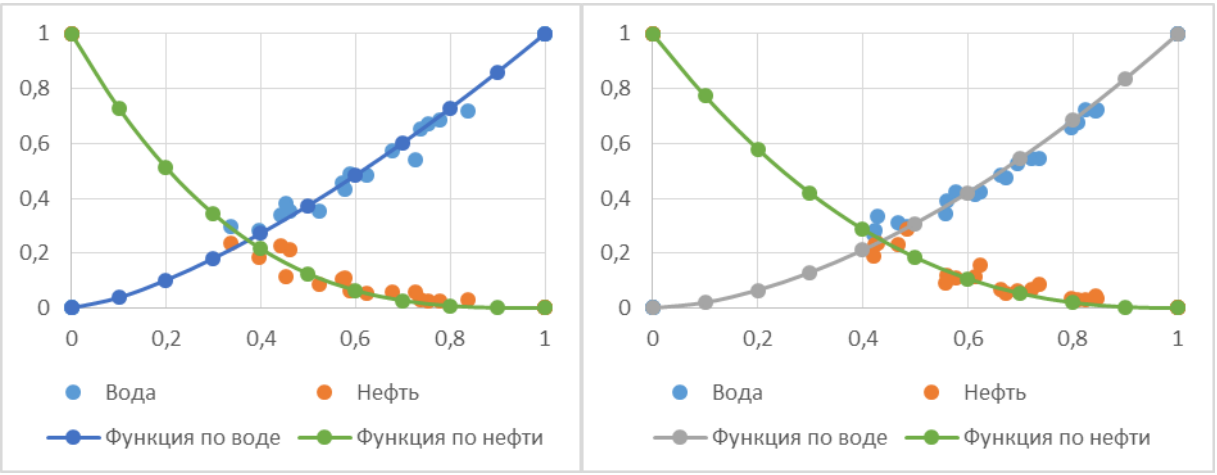


Рис. 3.28 – Нормированные ОФП по водонасыщенности для пласта $Ач_{3-4}$ (слева), для пласта $Ач_5$ (справа)

Вследствие высокого газосодержания и аномально высокого пластового давления, в дальнейшей перспективе возможно выделение газа из нефти в пласте при снижающемся пластовом давлении в результате разработки и достижения значения ниже давления насыщения.

Поэтому были построены ОФП по газу и нефти по газонасыщенности также по методике Кори.

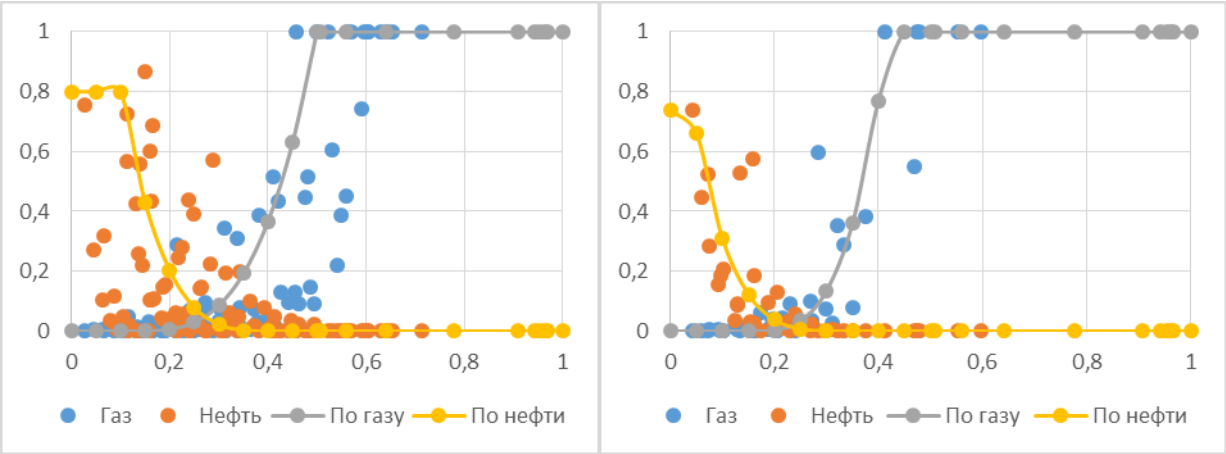


Рис. 3.29 – Кривые ОФП по газонасыщенности для пласта Ач$_{3-4}$ (слева), для пласта Ач$_5$ (справа)

Нормирование кривых ОФП.

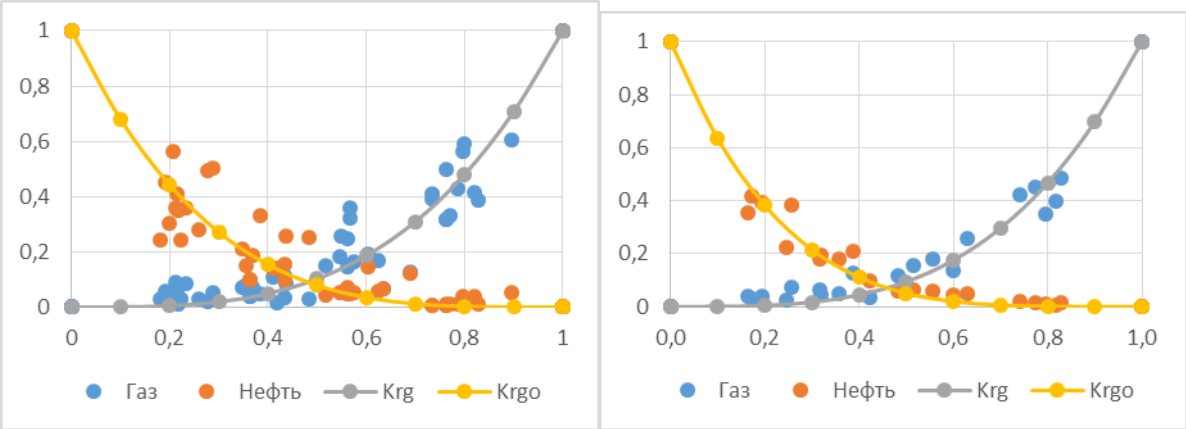


Рис. 3.30 – Нормированные ОФП по газонасыщенности для пласта Ач$_{3-4}$ (слева), для пласта Ач$_5$ (справа)

Таблица 3.13

Набор концевых точек

Концевые точки					
Параметр	Ач$_{3-4}$	Ач$_5$	Параметр	Ач$_{3-4}$	Ач$_5$
SWCR	0.5498	0.4398	SGCR	0.12	0.15
SOWCR	0.6998	0.6498	SOGCR	0.42	0.36
KRO	1	1	KRG	1	1
KRW	0.45	0.59	KRGR	0.46	0.42
KRORW	0.46	0.6482			
KRWR	0.1	0.125			

4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Выбор типа конструкции скважины.

Для формирования системы разработки для решения нашего подземного кейса было решено осуществить поиск скважины, отвечающей лучшим технико-экономическими показателями разработки залежи. В расчет были приняты пять единичных скважин: ННС, ННС+ГРП, ГС, ГС+МГРП (поперек направлению стресса), ГС+МГРП (сонаправлено напряжению стресса). Длины горизонтальных стволов во всех случаях принимались на 1000 метров (Рис. 4.1).

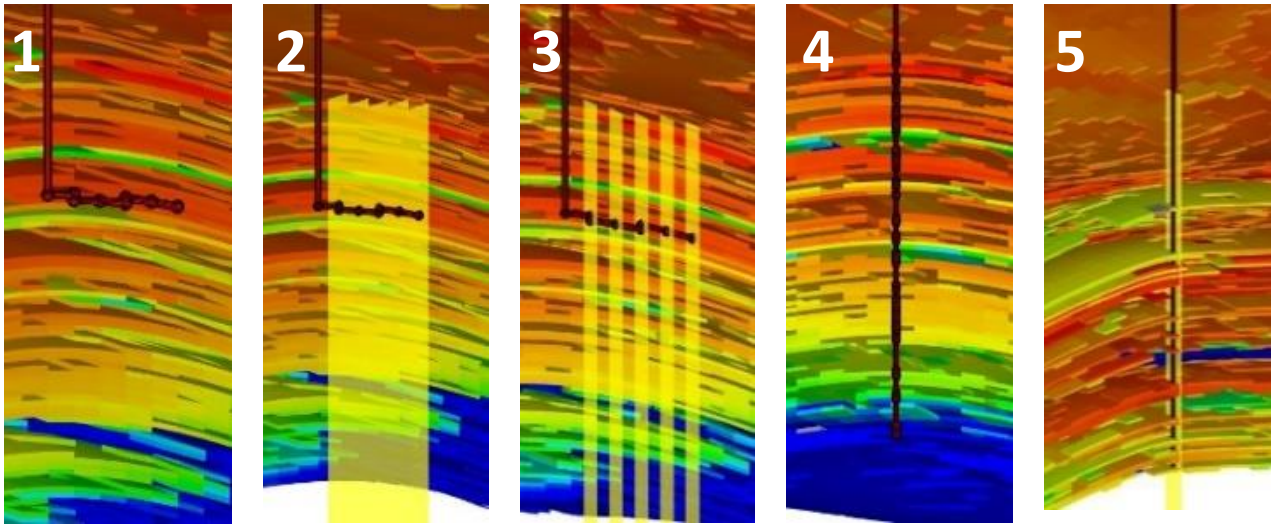


Рис. 4.1 – Тип моделируемой скважины в программном продукте tNavigator: 1 – ГС; ГС+МГРП (трещины сонаправлены стволу); ГС+МГРП (трещины перпендикулярны стволу); ННС; ННС+ГРП

После расчетов на фильтрационной модели были получены следующие результаты. По показателям стартового дебита, накопленной добыче нефти и показателю NPV скважина ГС+МГРП имеет наилучшие показатели (Рис. 4.2-4.4).

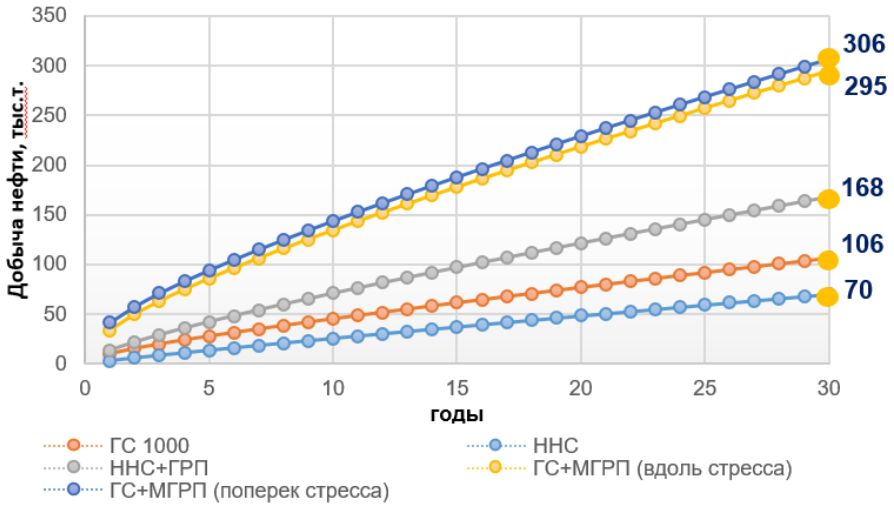


Рис. 4.2 – Накопленная добыча нефти

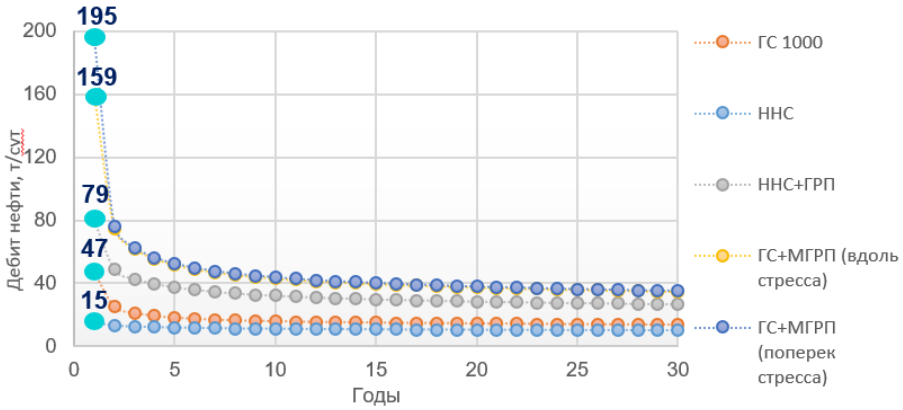


Рис. 4.3 – Стартовые дебиты по нефти

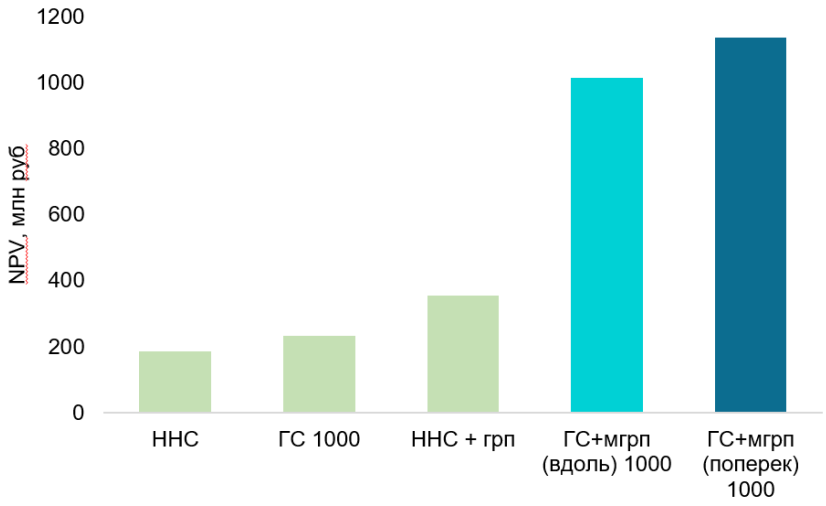


Рис. 4.4 - Зависимость полученного параметра NPV от типа скважины

Выбор оптимального расстояния между трещинами в скважинах с МГРП

Оценка оптимального расстояния проводилась на скважине с длиной горизонтального ствола 1000 метров. Наилучший результат показало расстояние в 200 метров. Именно при таком расстоянии между трещин не возникает явление интерференции, каждая трещина работает и извлекает запасы в радиусе своего дренирования. Опыт проведения МГРП на Уренгойском месторождении показывает, что оптимальное расстояние между трещинами равно 170-180 метров.

Выбор оптимальной длины горизонтального ствола скважины

Для проработки вариантов по оптимизации длины горизонтального ствола в расчет были определены 5 вариантов с единичной скважиной, позволяющей найти оптимум длины горизонтального ствола. Параллельно с обычным горизонтальным стволом проведены 5 расчетов горизонтальных скважин с МГРП. Результаты расчетов на экономической модели показали следующее:

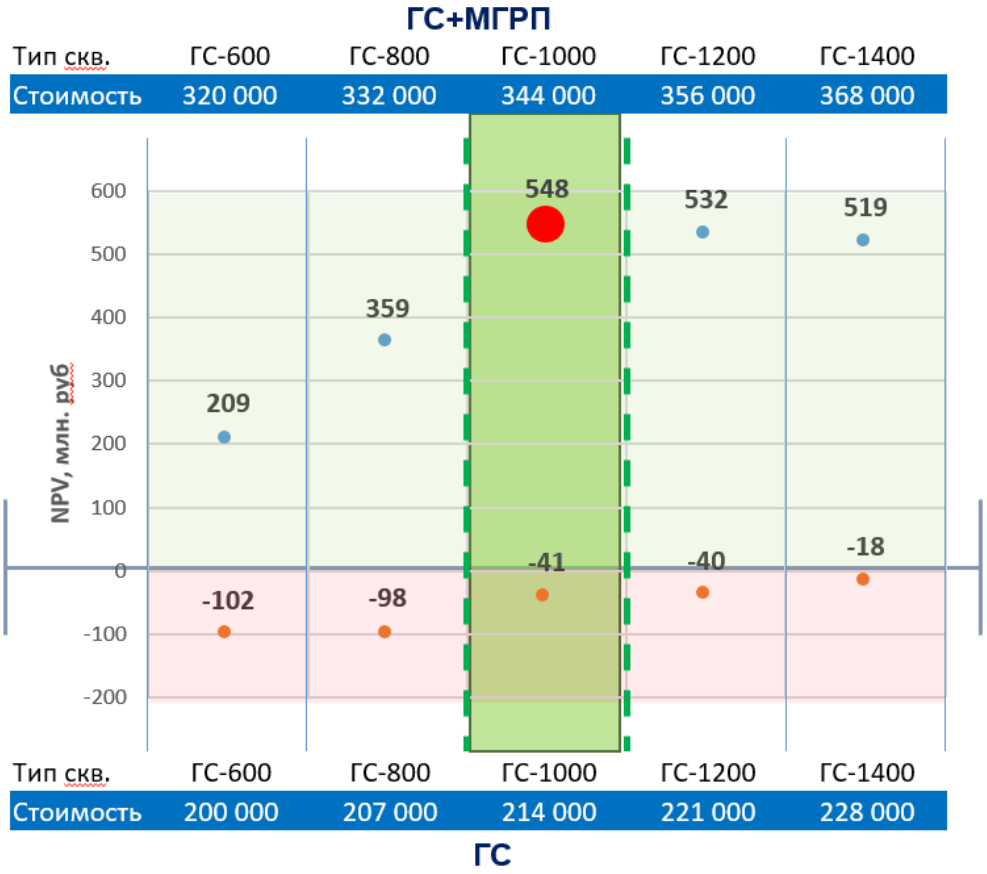


Рис. 4.5 – Зависимость полученного параметра NPV от длины ГС и ГС+МГРП

Оптимальная длина горизонтального ствола – 1000 метров. Скважина типа ГС+МГРП значительно выигрывает вариант с обычным горизонтальным стволом по экономическим показателям. С вариантом ГС+МГРП длиной более 1000 метров заложены риски безаварийного бурения. В итоге принимаем данный вариант за базовый.

Выбор оптимального межрядного расстояния между скважинами

Поиск межрядного расстояния – одно из важных исследований в получении и представлении полной картины, как будет располагаться система разработки залежи месторождения. От выбора параметра межрядного расстояния зависит в первую очередь плотность стеки скважин (ПСС), количество скважин.

Для оценки параметра оценивалось и рассчитывалось на фильтрационной модели 5 вариантов: 400, 600, 800, 1000 и 1200 метров. На модели был сформирован фонд на полномасштабную модель для комплексной оценки параметра.

Результатом расчета было определено наилучшее межрядное расстояние – 800 метров.

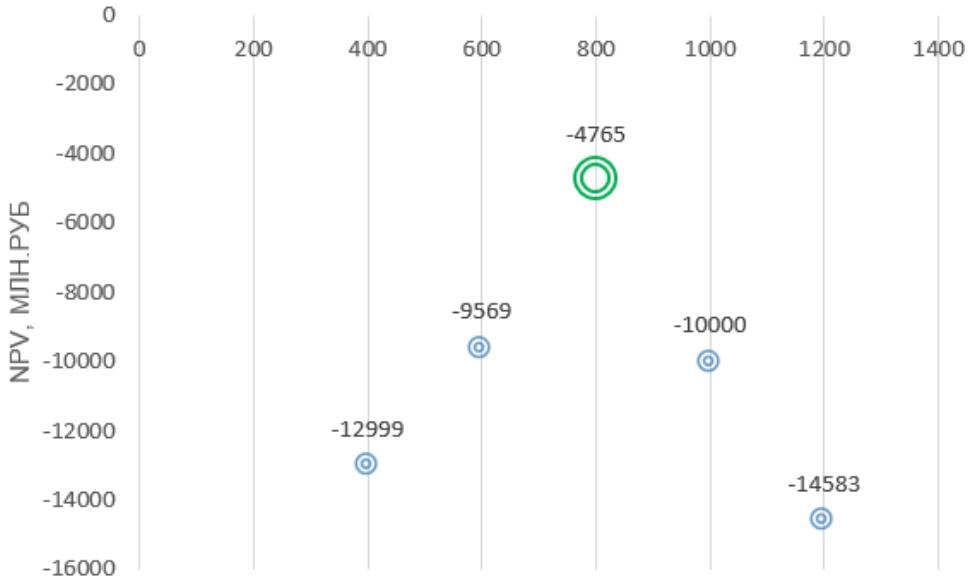


Рис. 4.6 – Зависимость полученного параметра NPV от межрядного расстояния

Поиск рентабельных нефтенасыщенных толщин для вероятностных моделей.

Для определения и локализации участка под проектный фонд нагнетательных скважин необходимо найти зону рентабельных нефтенасыщенных толщин. Это позволит на начальном этапе определиться с оконтуриванием залежи для выявления положительного кейса нашего проекта.

Для вероятностных гидродинамических моделей (P10/P50/P90) численно были проведены расчеты 7 скважин для каждой из зон с той или иной нефтенасыщенной толщиной. Это позволило нам провести границу по изолинии, где с одной стороны единичная скважина дает положительное значение NPV, с другой стороны – отрицательный дисконтированный денежный поток. Расчеты установлены
на 60 лет.

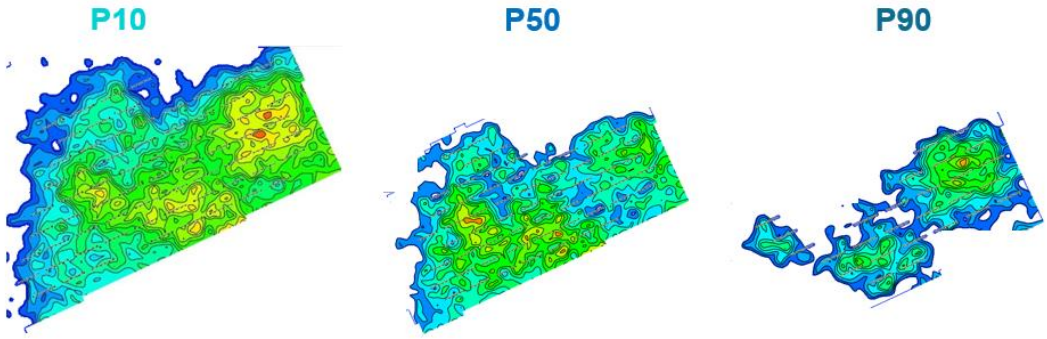


Рис. 4.7 – Оконтуренные залежи вероятностных моделей

Результаты на фильтрационных моделях показали, что для модели P90 минимальной рентабельной толщиной является значение в 16 метров, для модели P50 – 20 метров. Оптимистичный вариант (P10) показал наименьшую рентабельную толщину – 22 метра. Оконтуривая залежи значениями этих толщин, мы понимаем, как располагать сетку скважин для дальнейшего запуска расчета на полномасштабной модели.

Расчет вероятностных моделей на полномасштабную модель

При изначальном варианте мы имеем выгрузки из геологического софта в виде трех вероятностных моделей (P10/P50/P90). Для каждого варианта мы

получили оптимальные параметры разработки, а также оконтуренные площади по минимальным рентабельным толщинам, где будем располагать проектный фонд и формировать сетку скважин.

Для варианта P10 мы получили площадь залежи 123,8 км^2, для варианта P50 – 69,4 км^2, для варианта P90 – 27,6 км^2. Проектный фонд скважин для вероятностных моделей получился следующим: P10 – 69 скважин, P50 – 58 скважины, P90 – 27 скважин проектного фонда.

Далее на вероятностных моделях необходимо осуществить расчет для определения основных технологических показателей разработки: добыча нефти, воды, жидкости, показатель обводненности. Первая итерация профилей представлена на рисунках 4.8-4.10.

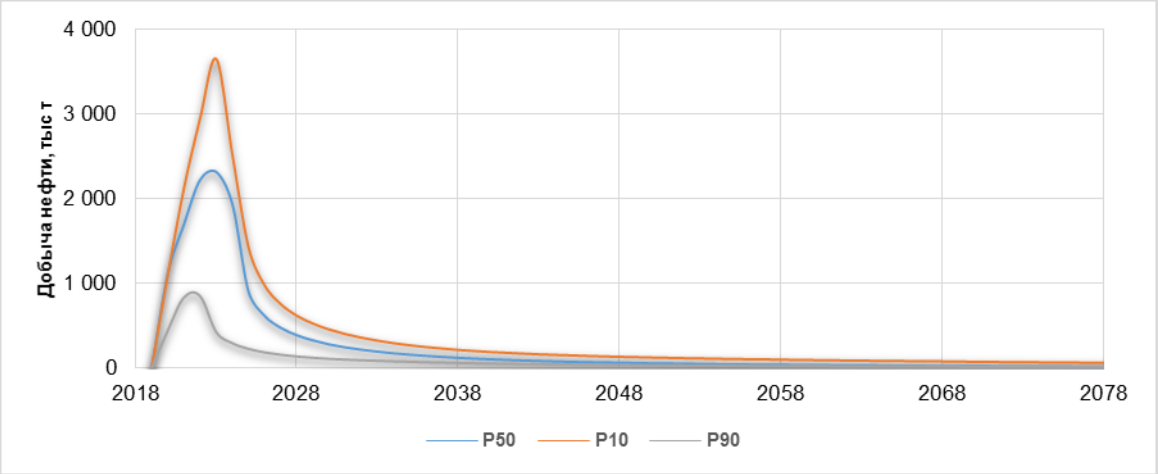


Рис. 4.8 – Профиль добычи нефти вероятностных моделей

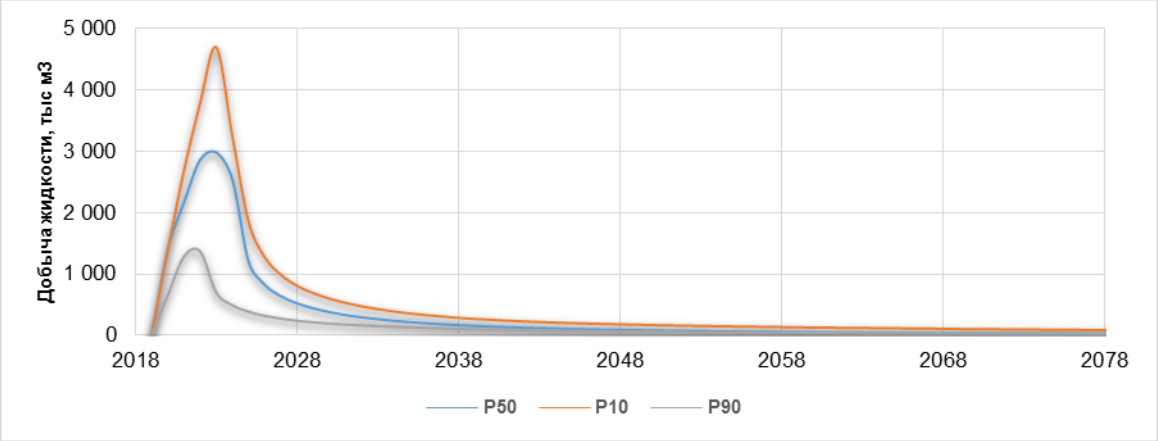


Рис. 4.9 – Профиль добычи жидкости вероятностных моделей

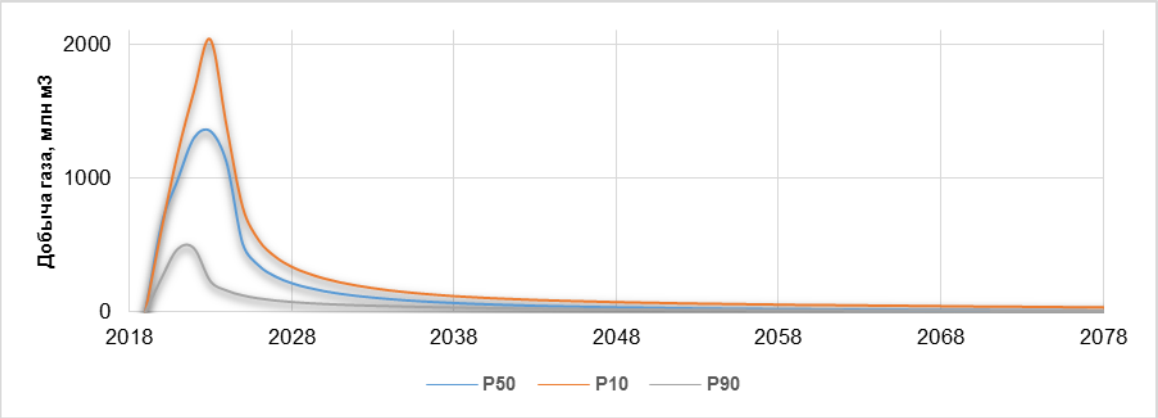


Рис. 4.10 – Профиль добычи газа вероятностных моделей

Среди основных технологических показателей необходимо отметить полученные показатели КИН на полномасштабных вероятностных моделях P10, P50, P90. В таблице 4.1 приведены полученные на моделях коэффициенты.

Таблица 4.1

Полученные значения КИН вероятностных моделей

	P10	P50	P90
НГЗ, млн т	141.57	92.91	50.63
Накопленная добыча нефти, млн т	23.3	14.9	5.2
КИН, %	16.5	16.1	10.3

Проектный фонд скважин представлен на рисунках 4.11-4.13. Количество КП и скважин приведено в разделе 5.

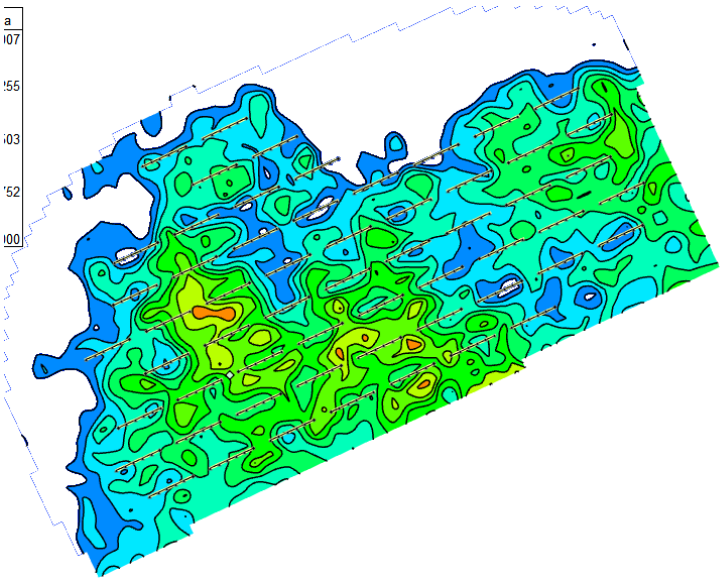


Рис. 4.11 – Расстановка скважин по варианту P_{50}

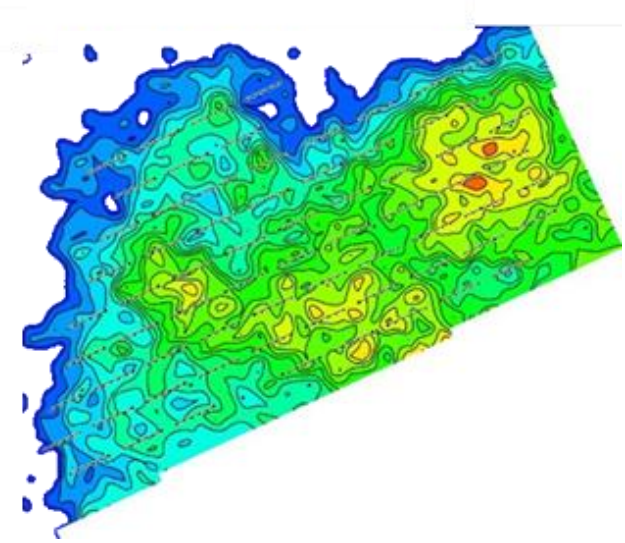


Рис. 4.12 – Расстановка скважин по варианту P_{10}

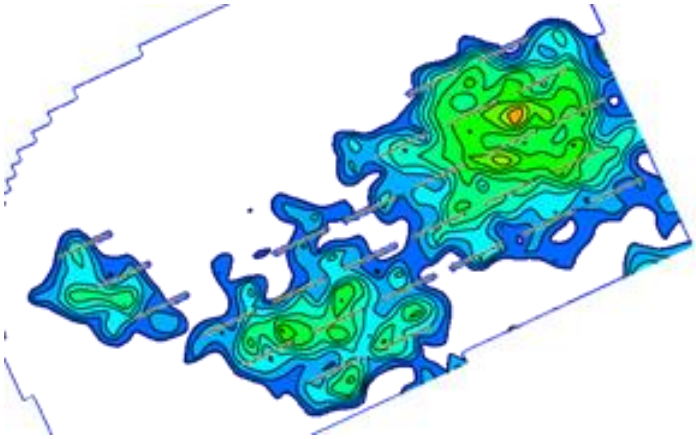


Рис. 4.13 – Расстановка скважин по варианту P_{90}

5. ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ И КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН. КУСТОВАНИЕ

Определение конструкции скважин

За исходный размер принимается диаметр эксплуатационной колонны. Выбор диаметра эксплуатационной колонны обосновывается исходя из ожидаемого суммарного дебита скважины (устанавливается заказчиком). Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн в добывающих скважинах приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

Нефтяная скважина		Газовая скважина	
Суммарный дебит, $м^3$/сут	Диаметр, мм	Суммарный дебит, $м^3$/сут	Диаметр, мм
<40	114,3	<75	114,3
40-100	127-139,7	75-250	114,3-146,1
100-150	139,7-146,1	250-500	146,1-177,8
150-300	168,3-177,8	50-1000	168,3-219,1
>300	177,8-193,7	1000-5000	219,1-273,1

Конструкция скважин Северо-Самбургского ЛУ принята по аналогии пробуренных скважин на Уренгойском месторождении (ООО «Газпром добыча Уренгой»), Восточно-Уренгойском ЛУ и Ново-Уренгойском ЛУ (ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ») на ачимовские пласты с аналогичными пластовыми давлениями и пластовой температурой. Тип скважины принять ГС-1000.

Типовая конструкция скважины ГС-1000, смоделированная в PipeSim приведена на рисунке 5.1.

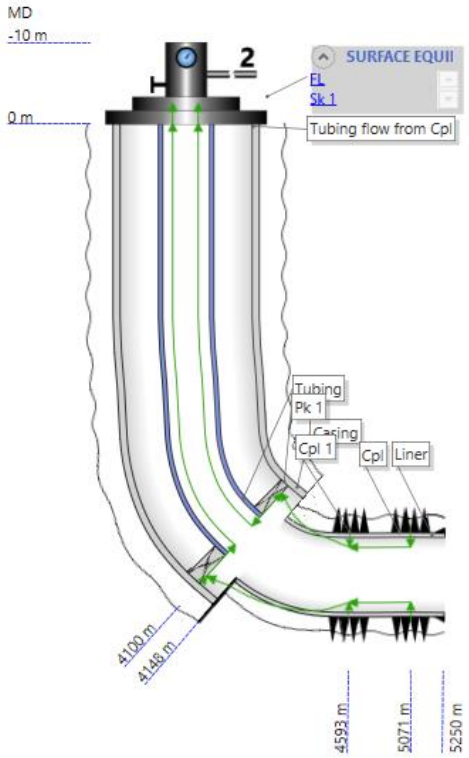


Рис. 5.1 – Модель скважины в PipeSim

Как видно из приведенного рисунка 6.1 и таблицы 6.2 эксплуатационная колонна крепиться на глубине 4147 м (по стволу) после этого продуктивный интервал $Ач_5$ вскрывается долотом 152,4 мм и после этого спускается 114 мм хвостовик с перекрытием 178 мм колонны.

Таблица 5.2

Конструкция скважин

Секция	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина по вертикали, м
Направление	426	406	230
Кондуктор	324	306,9	700
Техническая колонна	244,5	228,7	2536
Эксплуатационная колонна	177,8	159,4	4147
Хвостовик	114,3	101,5	4155
Бурильные трубы	73	60	4155

Для создания VFP таблиц было спроектировано три вида скважин с горизонтальным стволом с отходами 750 м, 1500 м, 2300 м (Рис. 5.2 – 5.4).

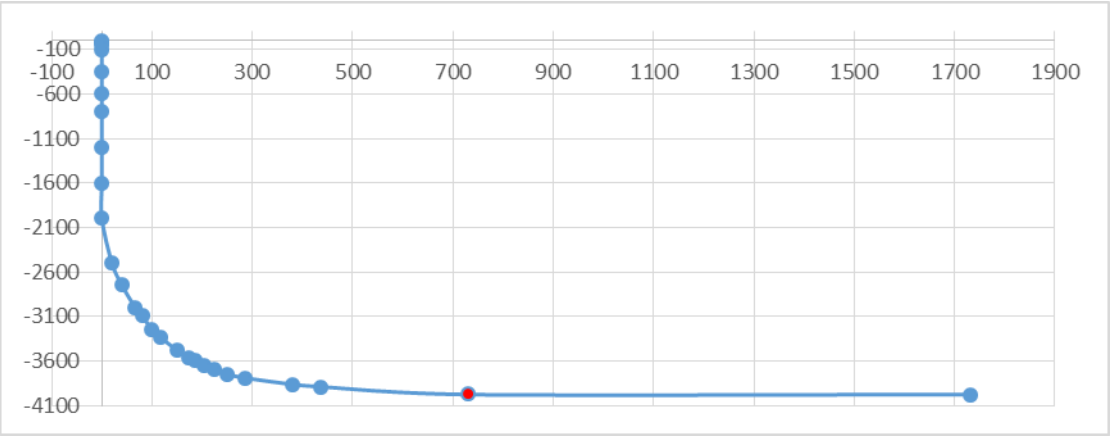


Рис. 5.2 - Траектория скважины с отходом 750 м

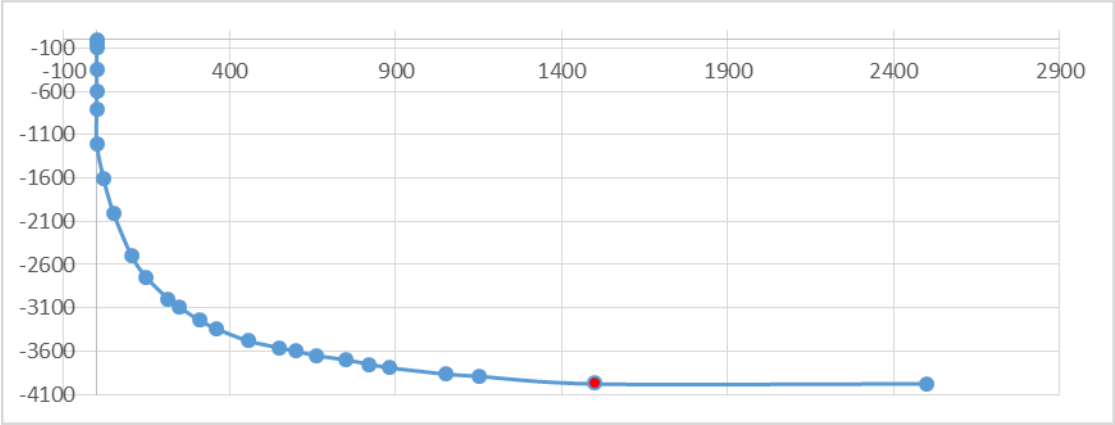


Рис. 5.3 - Траектория скважины с отходом 1500 м

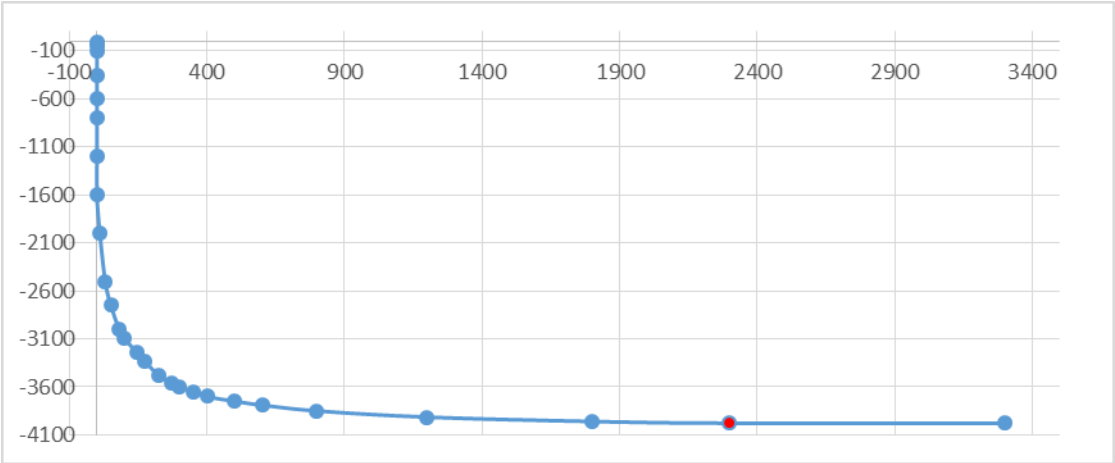


Рис. 5.4 - Траектория скважины с отходом 2300 м

VFP таблицы создавались в модуле VFP Дизайнер ПО tNavigator. Таблицы были необходимы для расчета гидродинамической модели при фонтанном

способе эксплуатации с постоянным устьевым давлением. Траектория скважин приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3

Описание траекторий скважин с различными отходами

Отход 750 м			Отход 1500 м			Отход 2300 м		
MD, м	Отход, м	TVD, м	MD, м	Отход, м	TVD, м	MD, м	Отход, м	TVD, м
5	0	5	5	0	5	0	0	0
2500	20	2499	1620	20	1600	2001	10	2000
2750	40	2748	2050	50	2000	2501	30	2499
3001	66	2996	2560	105	2499	2751	50	2748
3101	80	3095	2825	150	2748	3001	80	2996
3252	100	3244	3085	215	2996	3102	100	3095
3352	118	3340	3195	250	3095	3508	225	3480
3503	150	3480	3360	310	3244	3600	270	3560
3606	173	3560	3470	360	3340	3650	300	3600
3658	185	3600	3640	455	3480	3721	350	3650
3712	205	3650	3915	660	3650	3792	400	3700
3766	225	3700	4020	750	3700	3904	500	3750
3822	250	3750	4110	820	3750	4012	600	3790
3876	285	3790	4185	880	3790	4221	800	3850
3999	381	3864	4375	1050	3864	4627	1200	3915
4061	437	3890	4480	1150	3890	5229	1800	3960
4369	732	3978	4845	1500	3978	5756	2300	3978
5369	1732	3978	5890	2500	3978	6756	3300	3978

Выбор типа буровой установки

Для выбора оптимального типа буровой установки проведен расчет максимальной длины скважины по стволу для 4 типов БУ: 4500/270 БМЧ, 5000/320 БМЧ, 6500/450 БМЧ, 600 ДЭР. В ходе подбора БУ было рассчитано:

- Максимальный возможный вес на БУ;
- Максимальная длина скважины до точки T_1;
- Максимальная длина скважины до точки T_3;
- Проверка возможности спуска хвостовика с применением данного типа БУ;
- Расчет максимально возможной длины скважины согласно ПБ при бурении под эксплуатационную колонну $MD_{эк}$;
- Максимально возможный вес буровой установки согласно ПБ;

• Расчет максимального отхода от устья скважины до точки входа в пласт для четырех типов буровых установок.

Результатом проведенного расчета было установлено, что БУ 5000/320 БМЧ соответствует заявленным требованиям на бурение скважин на Северо-Самбургском ЛУ. Дополнительно при бенчмаркинге выявлено, что БУ 5000/320 БМЧ применяется для бурения скважин на ачимовские пласты Уренгойской группы месторождений.

Кустование

После проведенного расчета максимального отхода от устья скважины до точки входа в пласт, для выбранной в качестве базовой буровой 5000/320 БМЧ, определили расчетное значения максимального отхода скважины от устья равное 3900 м. После проведённого сравнительного бенчмаркинга было установлено, что на сегодняшний день в ООО «Газпром добыча Уренгой» и ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» имеется опыт бурения скважин с максимальным отходом от устья в 2400 м. Превышение данного значения установлено не было в связи с технико-технологическими нерешенными вызовами. Таким образом при кустовании скважин на Северо-Самбургсого месторождения были применены лучшие практики – 2400 м.

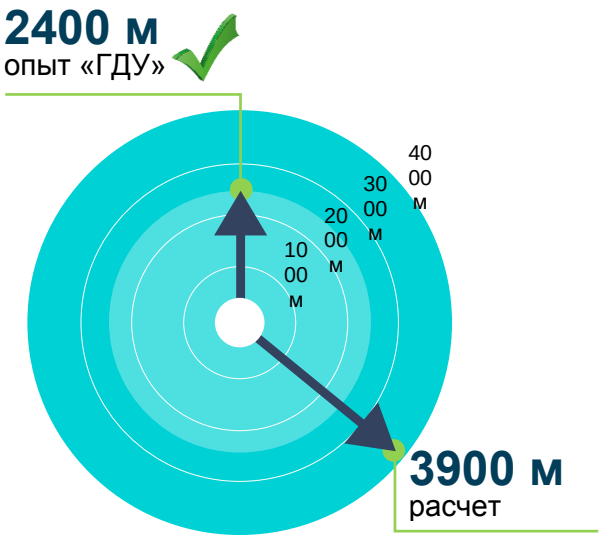


Рис. 5.5 – Радиус максимального отхода от устья скважины

При кустовании скважин для вариантов P10, P50 и P90 был выбран интегрированный подход, который учитывает максимальный отход скважины от устья, поверхностные условия при расположении КП, оптимальное количество КП с учетом NPV. Характеристики вариантов P10, P50 и P90 приведены в таблице 6.3.

Таблица 5.4

Параметры кустования скважин

Параметр	P10	P50	P90
Кол-во кустов, шт.	5	4	3
Кол-во скважин, шт.	59	51	27
Итого бурение, млн р.	20 296	17 544	8 256
Об-во КП, млн р.	185	148	111
Всего CAPEX, млн р.	20 481	17 692	8 347

На рисунке 5.6 приведена принятая схема кустования для вариантов P10, P50 и P90.

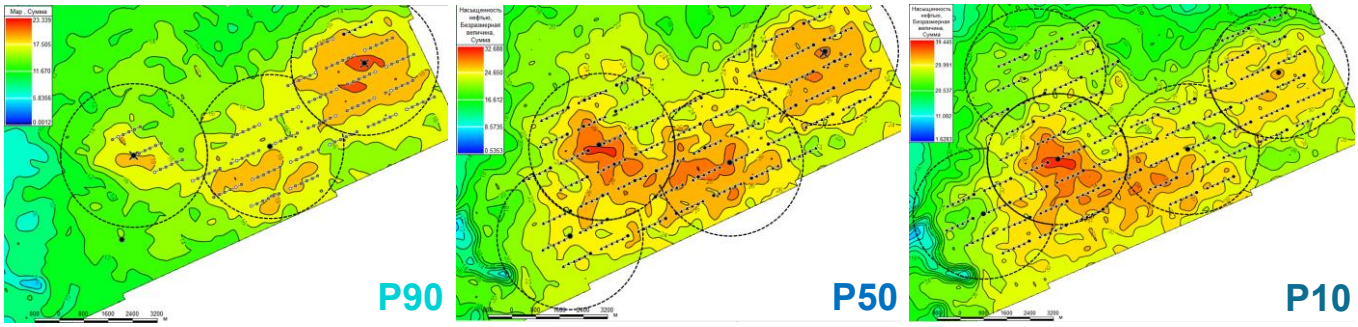


Рис. 5.6 – Схема кустования

6. НАЗЕМНОЕ ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Предпосылки для формирования вариантов обустройства

Для формирования концепта обустройства Северо-Самбургского месторождения был проведен анализ региона работ (Рис. 6.1):

- Инфраструктура подготовки и транспорта нефти;
- Инфраструктура подготовки и транспорта газа;
- Пункты сдачи продукции;
- Логистическая схема.

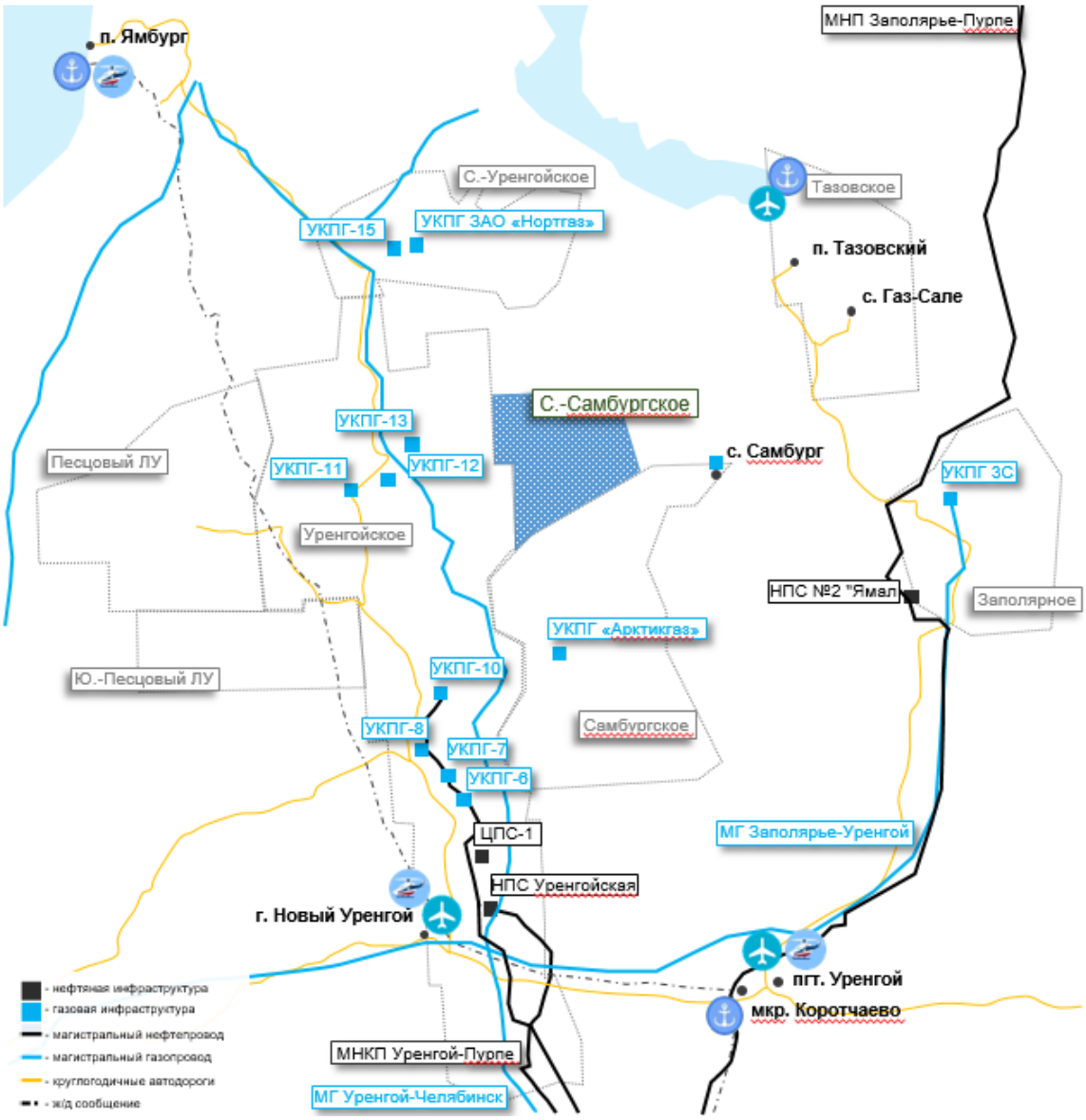


Рис. 6.1 – Схема района работ

После проведенного анализа было установлено, что имеется:

· Три точки сдачи нефти с выполнением условий по сдаче товарной продукции согласно требованиям «Транснефть»;

· Более пяти точек сдачи ПНГ с вариативностью по подготовке: монетизация товарного газа или монетизация ПНГ.

Система сбора нефти

Для каждого сценария был выбран свой подход в размещении кустовых площадок. В каждом сценарии в первую очередь строятся три базовые кустовые площадки. В зависимости от подтверждения запасов, количество кустовых площадок может возрасти до 4 при сценарии P50 и до 5 при P10 (таблица 6.1).

Таблица 6.1

Координаты базовых кустовых площадок

Куст	WGS84		Geodetic Coordinate	
	X	Y	N	E
№1	618376.02	7437232.15	67.029226	77.718875
№2	612435.02	7436662.15	67.026394	77.582054
№3	616262.02	7435586.15	67.015300	77.668766

При подтверждении запасов в сценарии P50 строится дополнительная кустовая площадка, находящаяся к юго-западу от основного центра масс (расположение установки по подготовке нефти). Центр кустовых площадок выявлялся для максимального охвата скважин с отходом в 2400 метров. При переводе координат кустовой площадки №4 из гидродинамической модели в географическую карту было установлено, что куст находится в пойменной части реки. Было решено сместить данный куст на 500 метров севернее с сохранением прилегающих скважин.

Для рационального расположения установки по подготовки нефти была построена Bubble-диаграмма по накопленным объемам добытой жидкости по кустам. Так как первые два года планируется подготавливать нефть на первом кусту с помощью МУПН мощностью 500 тыс. $м^3$ на рисунке 1 у данного куста

в районе 103 скважины отображена накопленная добыча 7.16 млн м^3 вместо 8.16 млн м^3.

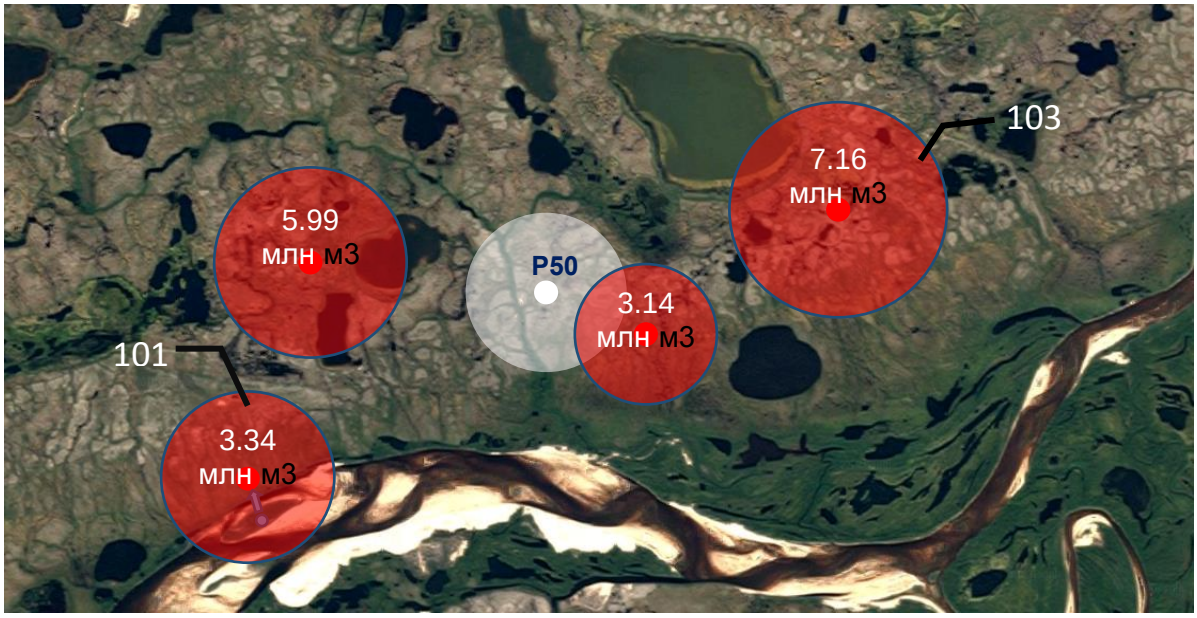


Рис. 6.2 – Bubble-диаграмма накопленных объемов добытой жидкости по кустам для выявления центра масс при сценарии P50

Таблица 6.2

Координаты кустовых площадок и УПН для сценария P50

Куст	WGS84		Geodetic Coordinate	
	X	Y	N	E
№1	618376.02	7437232.15	67.029226	77.718875
№2	612435.02	7436662.15	67.026394	77.582054
№3	616262.02	7435586.15	67.015300	77.668766
№4	611790.78	7433913.72	67.002063	77.564678
УПН	615103.51	7436229.81	67.021513	77.642835

При сценарии P90 кустовые площадки строятся на территории в соответствии с базовыми координатами, указанными в таблице 1. В связи с тем, что в разных сценариях наилучшее расположение УПН в соответствии bubble-диаграмм варьируется в треугольнике площадью 0,25 км^2 было решено строить УПН для всех вариантов по координатам, соответствующим сценарию P50 (таблица 6.2). Следовательно, для P90 площадка под УПН выбирается по данным из таблицы 6.3.

Таблица 6.3

Координаты кустовых площадок и УПН для сценария P90

Куст	WGS84		Geodetic Coordinate	
	X	Y	N	E
№1	618376.02	7437232.15	67.029226	77.718875
№2	612435.02	7436662.15	67.026394	77.582054
№3	616262.02	7435586.15	67.015300	77.668766
УПН	615103.51	7436229.81	67.021513	77.642835

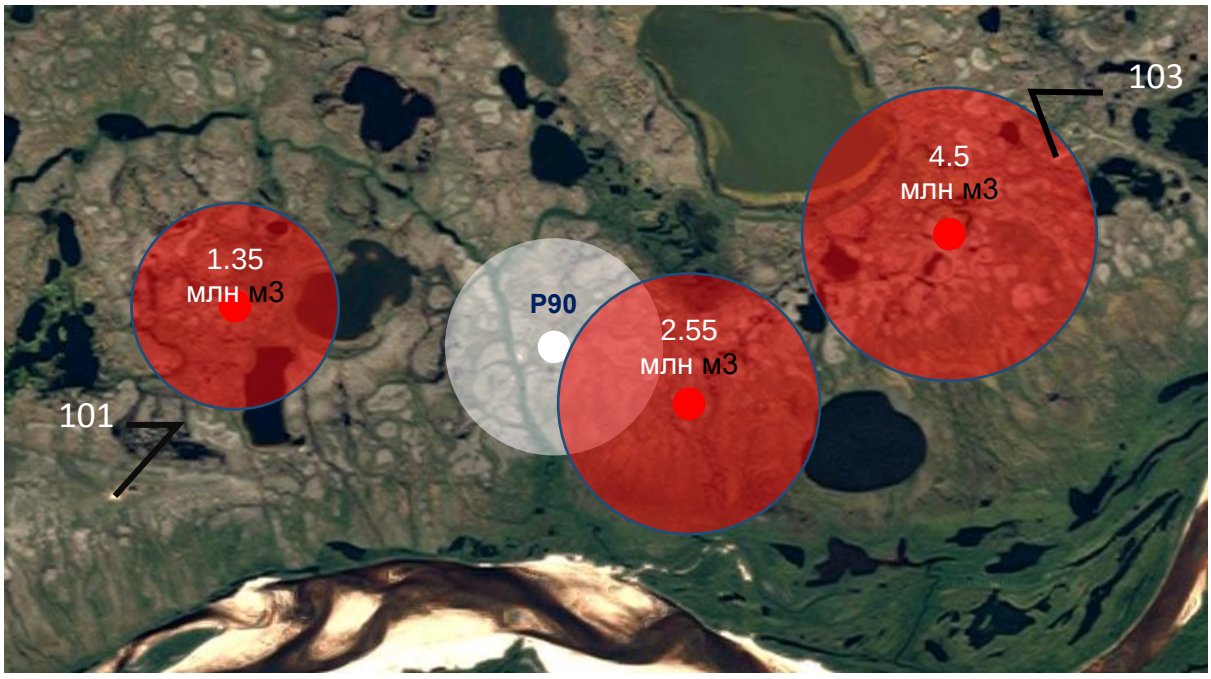


Рис. 6.3 – Bubble-диаграмма накопленных объемов добытой жидкости по кустам для выявления центра масс при сценарии P90

При сценарии P10 запланировано строительство 5 кустов в том числе с тремя базовыми. Координаты для площадок, а также bubble-диаграмма представлены ниже. При переносе координат с гидродинамической модели на карту обнаружено, что куст №4 попадает в болото. Было решено перенести кустовую площадку западнее на 950 м с сохранением прилегающих к ней скважин. Подобная проблема возникла и с кустом №5, в результате площадка была сдвинута на северо-запад на 300 метров.

Таблица 6.4

Координаты кустовых площадок и УПН для сценария P10

Куст	WGS84		Geodetic Coordinate	
	X	Y	N	E
№1	618376.02	7437232.15	67.029226	77.718875
№2	612435.02	7436662.15	67.026394	77.582054
№3	616262.02	7435586.15	67.015300	77.668766
№4	615698.52	7438370.48	67.040530	77.658577
№5	610132.69	7433052.49	66.994953	77.525883
УПН	615103.51	7436229.81	67.021513	77.642835

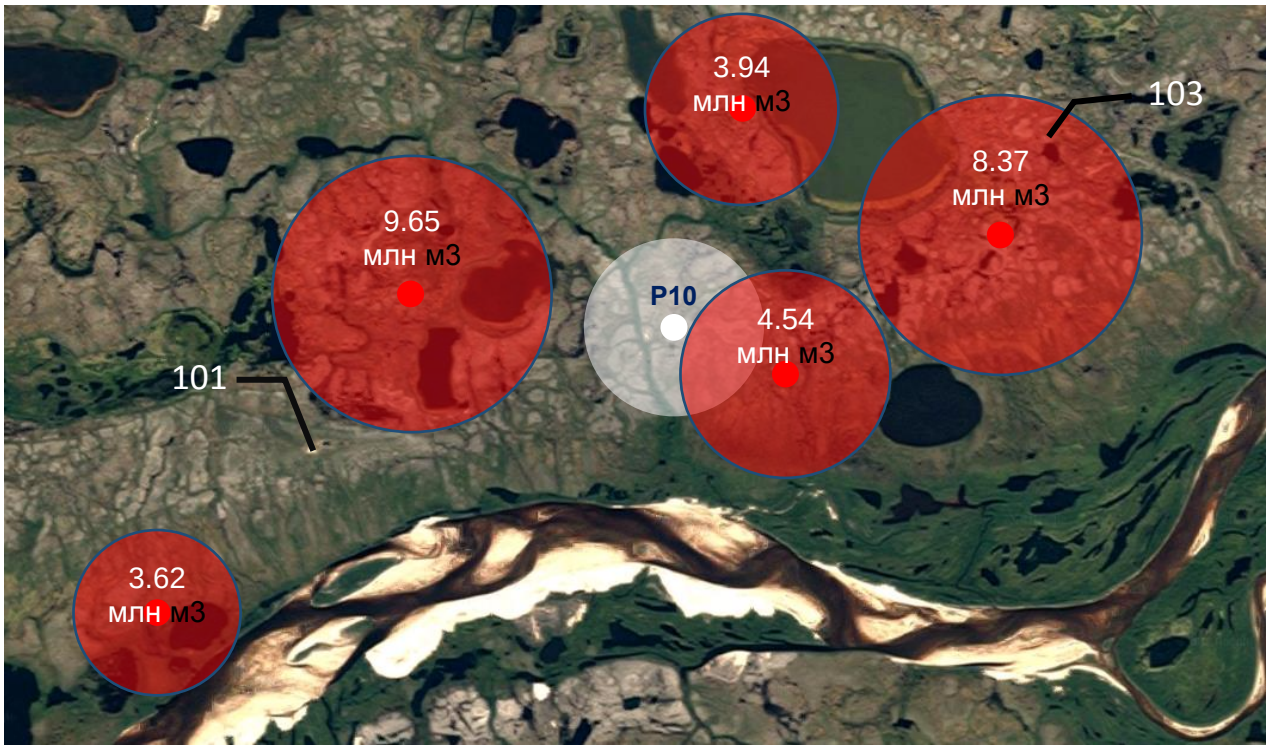


Рис. 6.4 – Bubble-диаграмма накопленных объемов добытой жидкости по кустам для выявления центра масс при сценарии P10

Проектирование трубопроводов

Проектирование трубопроводов производилось в соответствии со следующими ограничениями:

- Предельная скорость потока нефти: 0,3-4 м/с;
- Предельная скорость потока газа: 3-15 м/с;

• Удельный перепад давления: 0,3 кгс/см^2.

Способ прокладки внутрипромысловых трубопроводов – надземный, для трубопроводов внешнего транспорта – подземный способ прокладки. Учитывая суровые климатические условия в рассматриваемом регионе, необходимо поддерживать постоянную температуру. В этих целях предлагается использовать электрообогрев типа СКИН с теплоизоляцией. Для оперативного реагирования в чрезвычайных ситуациях управление должно осуществляться с помощью телеметрических систем, запорно-регулирующие устройства электрического типа.

Результаты проведенных расчетов в ПО PIPESIM представлены ниже в таблицах.

Таблица 6.5

Параметры трубопроводов для сценария P50

№	Начало	Конец	Длина, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Перепад давления, бар	Скорость потока, м/с
1	КП1	УПН	3450	219	12.7	3.5	2.15
2	КП2	УПН	2725	273	12.7	4.66	3.4
3	КП3	УПН	1350	219	12.7	3.3	3.46
4	КП4	КП2	2850	219	12.7	1.7	1.6
5	УПН	УКПГ	70000	273	12.7	62.3	от 4 до 9
6	УПН	ТС	100000	325	12.7	59	1.3

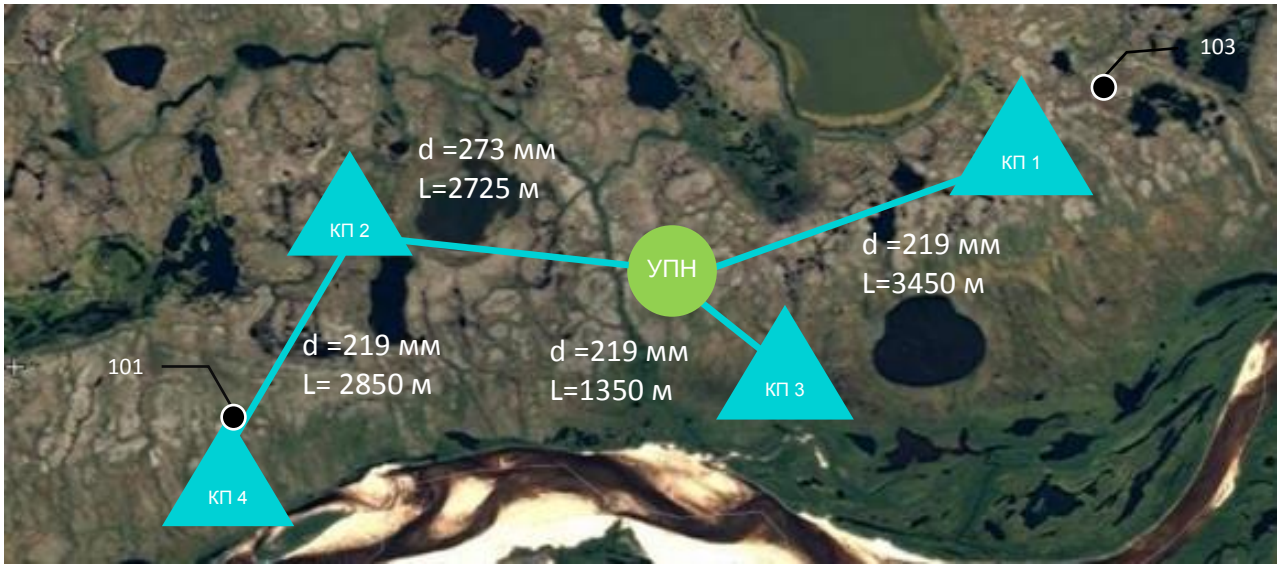


Рис. 6.5 – Схема внутритрубопроводов для сценария P50

Таблица 6.6

Параметры трубопроводов для сценария P90

№	Начало	Конец	Длина, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Перепад давления, бар	Скорость потока, м/с
1	КП1	УПН	3450	219	12.7	4.4	2.22
2	КП2	УПН	2725	114	12.7	10.2	2.4
3	КП3	УПН	1350	159	12.7	3.8	2.6
4	УПН	УКПГ	70000	219	12.7	27.6	3.14-4.6
5	УПН	ТС	100000	219	12.7	87	1.13

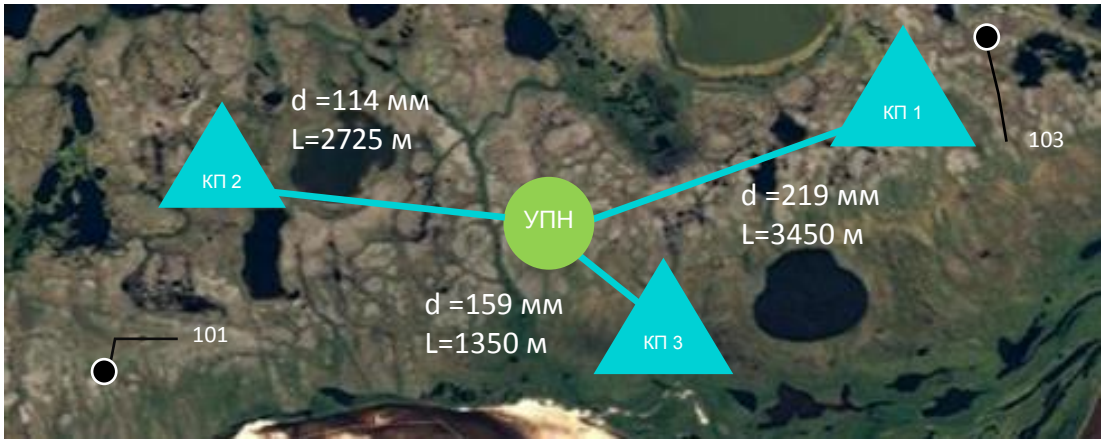


Рис. 6.6 – Схема внутритрубопроводов для сценария P90

Таблица 6.7

Параметры трубопроводов для сценария P10

№	Начало	Конец	Длина, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Перепад давления, бар	Скорость потока, м/с
1	КП1	УПН	3450	273	12.7	2.4	2
2	КП2	УПН	2725	273	12.7	7	4
3	КП3	УПН	1350	219	12.7	4	3.6
4	КП4	УПН	2250	219	12.7	3	2.35
5	КП5	КП2	4300	219	12.7	8	1.05
6	УПН	УКПГ	70000	325	12.7	46	4.6-8.3
7	УПН	ТС	100000	377	12.7	63	1.47

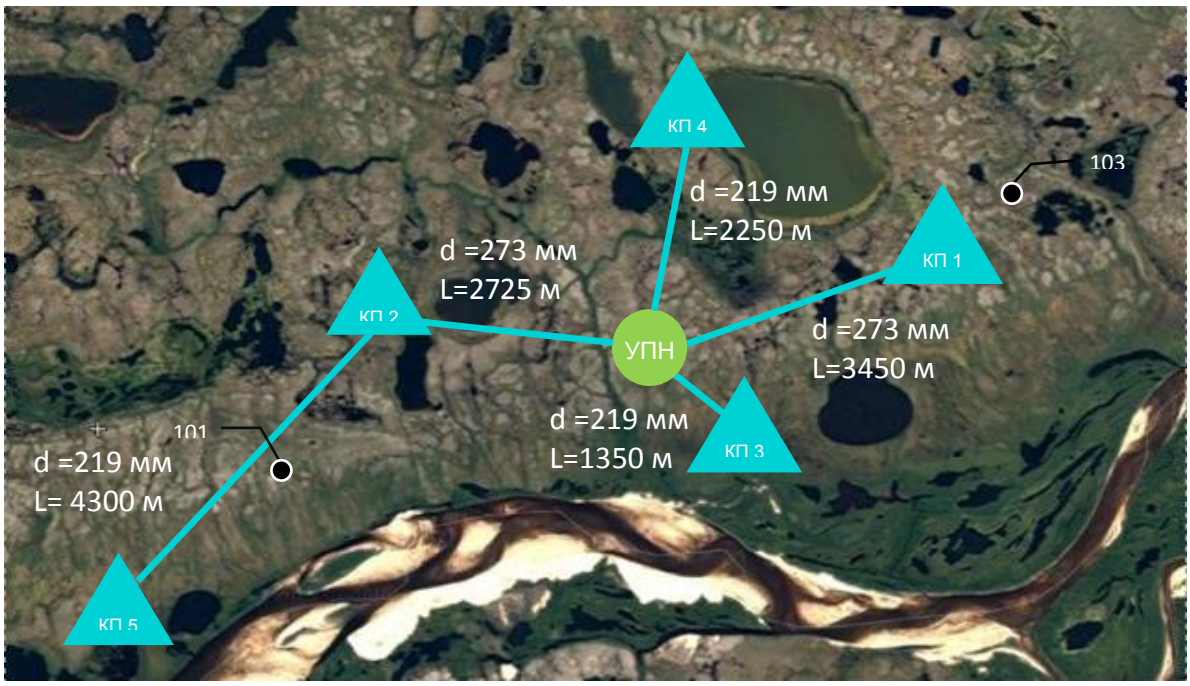


Рис. 6.7 – Схема внутритрубопроводов для сценария Р10

Система подготовки нефти

Приятые решения по обустройству месторождения выполнены с предпосылками максимального использования аномально высокого пластового давления ачимовских залежей (659 атм) для сокращения затрат на создание дополнительного давления для транспорта УВ.

В рамках реализуемого проекта Северо-Самбургского месторождения приняты следующие концептуальные решения по системе подготовки и внешнего транспорта продукции:

- Площадочный объект подготовки нефти – УПН;
- Входной сепаратор высокого давления;
- Автовывоз нефти на этапах ранней добычи;
- Транспорт газа под собственным давлением с максимальной продолжительностью;
- Строительство магистрального трубопровода внешнего транспорта нефти и газа.

Подготовка нефти варианта 1

Рис. 6.8 – Схема системы подготовки нефти

Мощность УПН подобрана в соответствии с пиковым значением добычи жидкости 1400 м^3. На рисунке 6.9 показано, что загрузка УПН на 80% от проектной мощности продлиться всего 3 года, 50% загрузка будет обеспечена 5 лет, 30% загрузка – 6 лет. Указан профиль по добыче нефти в связи с невысокой обводненностью (в пиковой добычи обводненность составляет 6%). В представленном варианте экономический показатель NPV=1177 млн руб., PI=1,021.

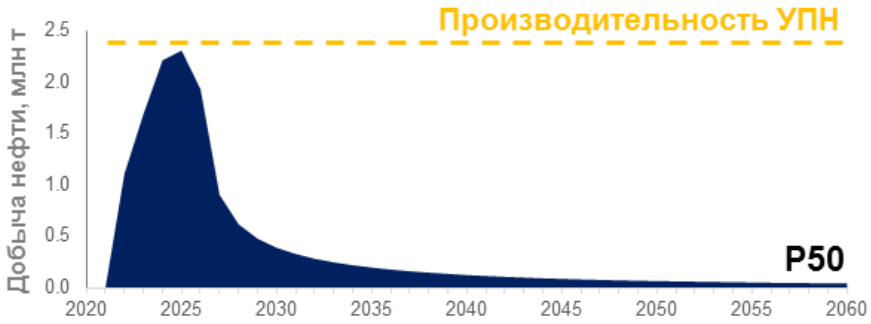


Рис. 6.9 – Профиль добычи нефти 3 БУ (P50)

Для снижения риска возникновения недозагруженности мощностей УПН и магистрального нефтепровода было принято оптимизационное решение по выбору по оптимизации ковра бурения скважин (вместо 3 БУ, производить бурение скважин 2 БУ). В ходе оптимизации был получен следующий профиль добычи.

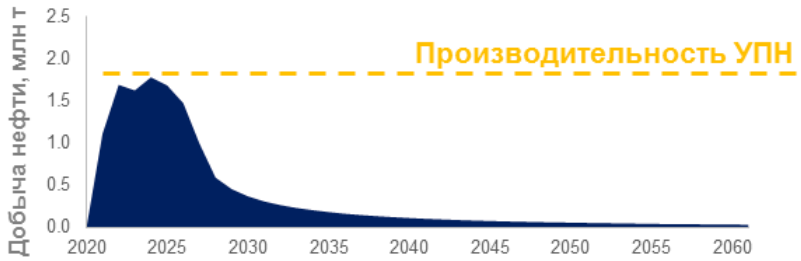


Рис. 6.10 – Профиль добычи нефти 2 БУ (P50)

Экономическая оценка данного варианта: NPV=980 млн руб., PI=1,019. Данный профиль экономически менее привлекателен по сравнению с профилем 3 БУ. Исходя из этого вариант с 2 БУ не подлежит дальнейшей оптимизации.

Описание схемы обустройства: нефть с кустов скважин поступает на сепаратор высокого давления с $P_р$=10 МПа. Из сепаратора, первые 5 лет ПНГ под собственным давлением поступает на точку сдачи. Жидкость из сепаратора поступает на УПН производительностью 2,5 млн т по нефти. С УПН товарная нефть направляется в трубопровод внешнего транспорта. После 5 лет вводится КС 1500 млн ст. $м^3$.

Подготовка нефти варианта 2.

Вариант 2 подразумевает раннюю добычу с применением МУПН и автовывозом нефти в период, до строительства УПН (2020-2021 гг). Схема подготовки приведена на рисунке 8.8. В представленном варианте экономический показатель NPV = 1451 млн руб., PI = 1,026.

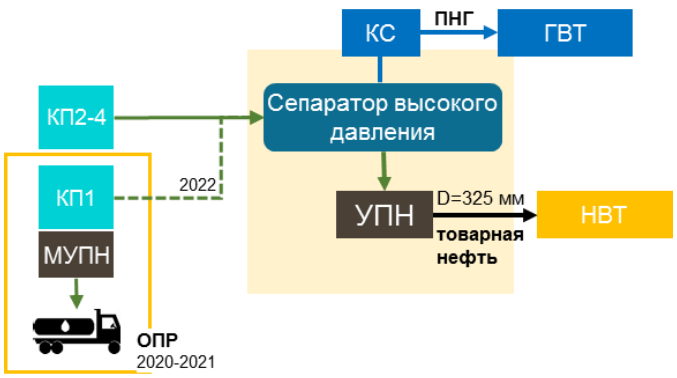


Рис. 6.11– Схема подготовки нефти с использованием МУПН на период ранней добычи нефти

Ниже приведен профиль добычи нефти, с учетом объемов, подготовленных в МУПН.

Рис. 6.12 – Профиль добычи нефти с МУПН на период ранней добычи нефти (P50)

Описание схемы обустройства: нефть с КП 2, КП 3, КП 4 поступает на сепаратор высокого давления с $P_р$=10 МПа. Из сепаратора, первые 7 лет ПНГ под собственным давлением поступает на точку сдачи. С куста 1 в период ОПР ГЖС направляется на МУПН. Товарная нефть с МУПН вывозится автовывозом. С 2022 года куст 1 подключается к системе остальных кустов. Жидкость из сепаратора поступает на УПН производительностью 2,5 млн т по нефти. С УПН товарная нефть направляется в трубопровод внешнего транспорта. После 5 лет вводится КС 1500 млн ст. $м^3$.

Подготовка нефти варианта 3.

Вариант 3 подразумевает раннюю добычу с применением МУПН и автовывозом нефти в период, до строительства УПН (2020-2021 гг) и использованием МУПН на период пиковых добычей (2021-2027 гг). Схема подготовки приведена на рисунке 8.8. В представленном варианте экономический показатель NPV = 4686 млн руб., PI = 1,091. Схеиа приведенного варианта изображена на рисунке 6.13.

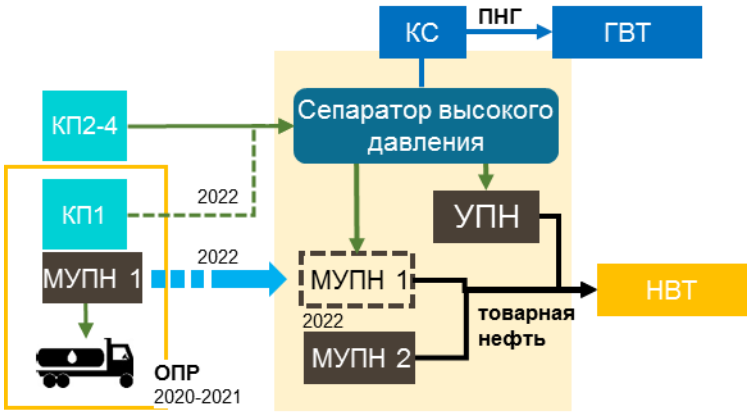


Рис. 6.13 – Схема подготовки нефти с использованием МУПН на период ранней добычи нефти и ПМР

Ниже приведен профиль добычи нефти, с учетом объемов, подготовленных в МУПН.

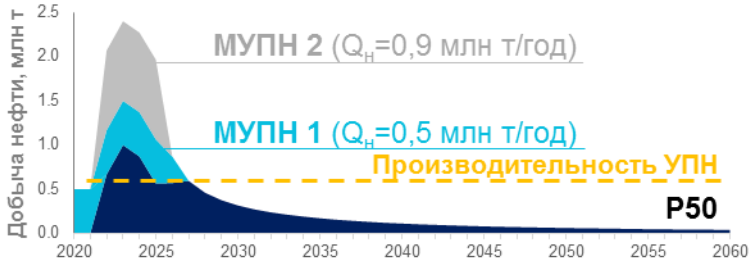


Рис. 6.14 – Профиль добычи нефти с МУПН на период ранней добычи нефти и ПМР (P50)

Описание схемы обустройства: нефть с КП 2, КП 3, КП 4 поступает на сепаратор высокого давления с P_p=10 МПа. Из сепаратора, первые 5 лет ПНГ под собственным давлением поступает на точку сдачи. С КП 1 в период ОПР ГЖС направляется на МУПН 1. Товарная нефть с МУПН 1 вывозится автовывозом. ПНГ направляется на факел. С 2022 года до КП 1 строится нефтесборный коллектор КП 1 - УПН. МУПН 1 перемещается на площадку УПН. Дополнительно на производственной площадке УПН размещается МУПН 2. Жидкость из сепаратора поступает на УПН производительностью 0,7 млн т по нефти. С УПН товарная нефть направляется в трубопровод внешнего транспорта.

ПНГ первые 5 лет разработки под собственным давлением поступает в точку сдачи газа. После 5 лет вводится КС 1500 млн ст. м^3.

Вариант 3 является лидирующим вариантом по экономическим показателям и соответствует предпосылкам концепции, предложенной проектной командой:

- Монетизация «ранней» нефти
- Минимизация рисков неоправданных затрат на капитальные объекты обустройства месторождения
- Снижение сроков ввода месторождения в эксплуатацию и получения товарной продукции

Для проработки вариантов P10, P50 и P90 выбран вариант 3.

Вариант подготовки P90 приведен на рисунке 6.15.

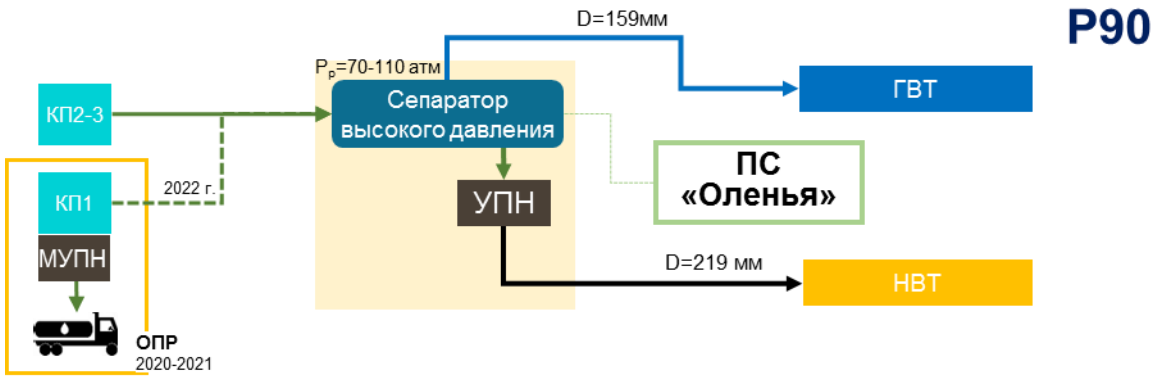


Рис. 6.15 – Схема подготовки нефти с МУПН на период ранней добычи нефти (P90)

Профиль добычи нефти P90 с использованием МУПН приведен ниже на рисунке 6.16.

Рис. 6.16 – Профиль добычи нефти с МУПН на период ранней добычи нефти (Р90)

Вариант подготовки Р10 приведен на рисунке 6.17

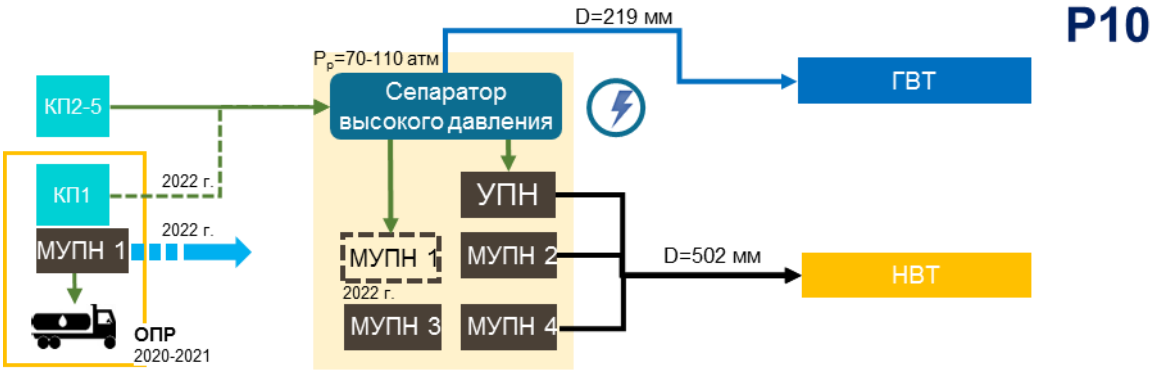


Рис. 6.17 – Схема подготовки нефти с МУПН на период ранней добычи нефти и ПМР(Р10)

Профиль добычи нефти Р10 с использованием МУПН на период ранней добычи и ПМР приведен ниже на рисунке 6.18.

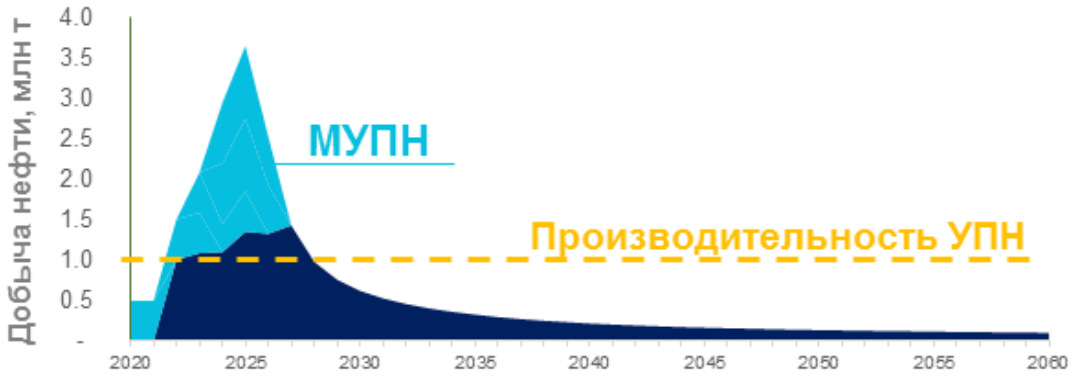


Рис. 6.18 – Профиль добычи нефти с МУПН на период ранней добычи нефти (P90)

Генерация

В рамках энергообеспечения месторождения была рассмотрена вариативность:

1. Подключение к внешнему источнику электроэнергии

Северо-Самбургское месторождение расположено рядом с Уренгойским м/р. Месторождения-гиганты (Уренгойская группа, Ямбургское м/р) имеют подключения к сети энергоснабжения (Рис. 6.19).

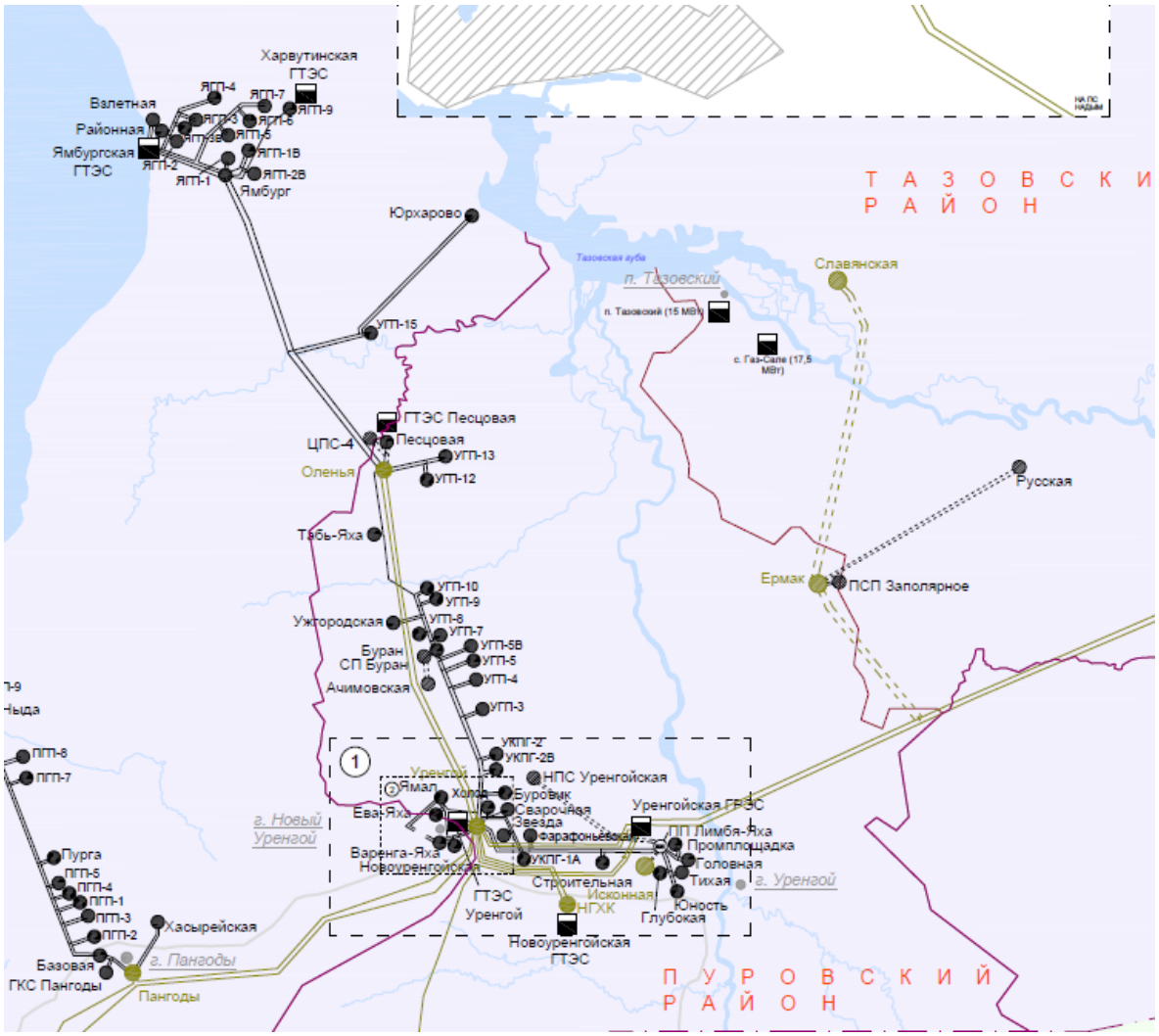


Рис. 6.19– Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО на 2018-2022 годы

ООО «Газпром добыча Уренгой». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Газпром добыча Уренгой» планируется присоединение объектов электросетевого хозяйства с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 8,4 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется строительство второй цепи ВЛ 110 кВ Оленья – Песцовая и новой ПС 110 ЦПС-4 с отпайками от ВЛ 110 кВ Оленья – Песцовая – 1,2.

Для подключения к станции к ПС «Оленья» необходимо провести ВЛ-110 кВ протяженностью 60 км, ПС 220/110 и ПС 110/10. NPV проекта составил 4686 млн руб., CAPEX = 3424 млн руб.

Рис. 6.20 – Схема подключения к внешнему источнику

Для подключения к станции к ПС «Оленья» необходимо провести ВЛ-110 кВ протяженностью 60 км, ПС 110/10. NPV проекта составил 4686 млн руб.

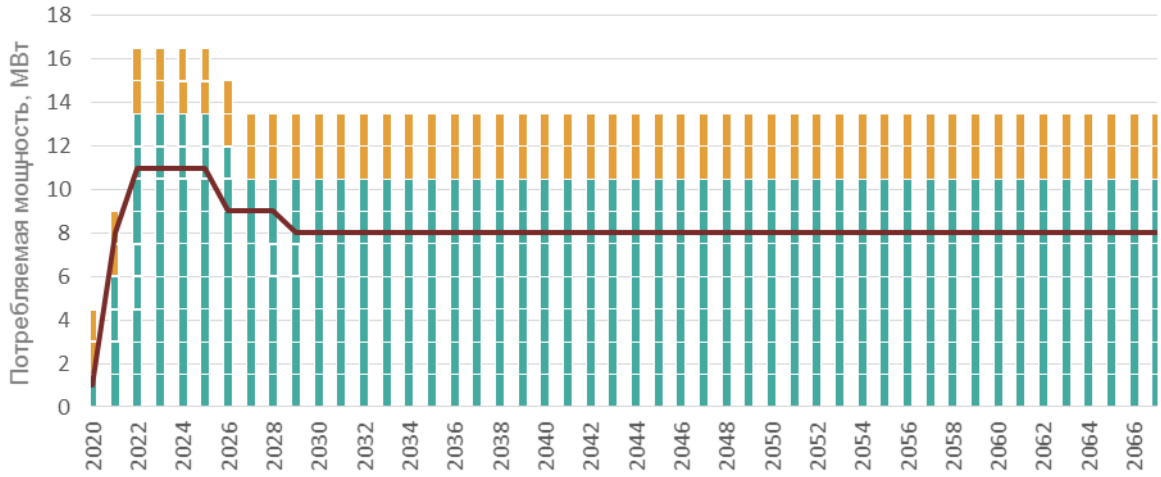


Рис. 6.21 – График энергопотребления

2. Собственная генерация электроэнергии (строительство ГТЭС)

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

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

На рисунке 6.21 приведен профиль электропотребления с учетом количества ГПЭС 1,5 МВт.

Аналогично расчеты были проведены для вариантов P10 и P90. В ходе расчетов возможности генерации для варианта P90 было установлено, что объемов добываемого газа недостаточно для питания ГПЭС. Следовательно для варианта P90 планируется энергообеспечение от внешнего источника.

Вариативность сдачи нефти

В регионе присутствия имеются следующие варианты сдачи нефти: НПС №2 «Ямал», НПС «Уренгойская», ЦПС-1 и автовывоз на наливной терминал станции «Коротчаево» (Рис. 6.22).

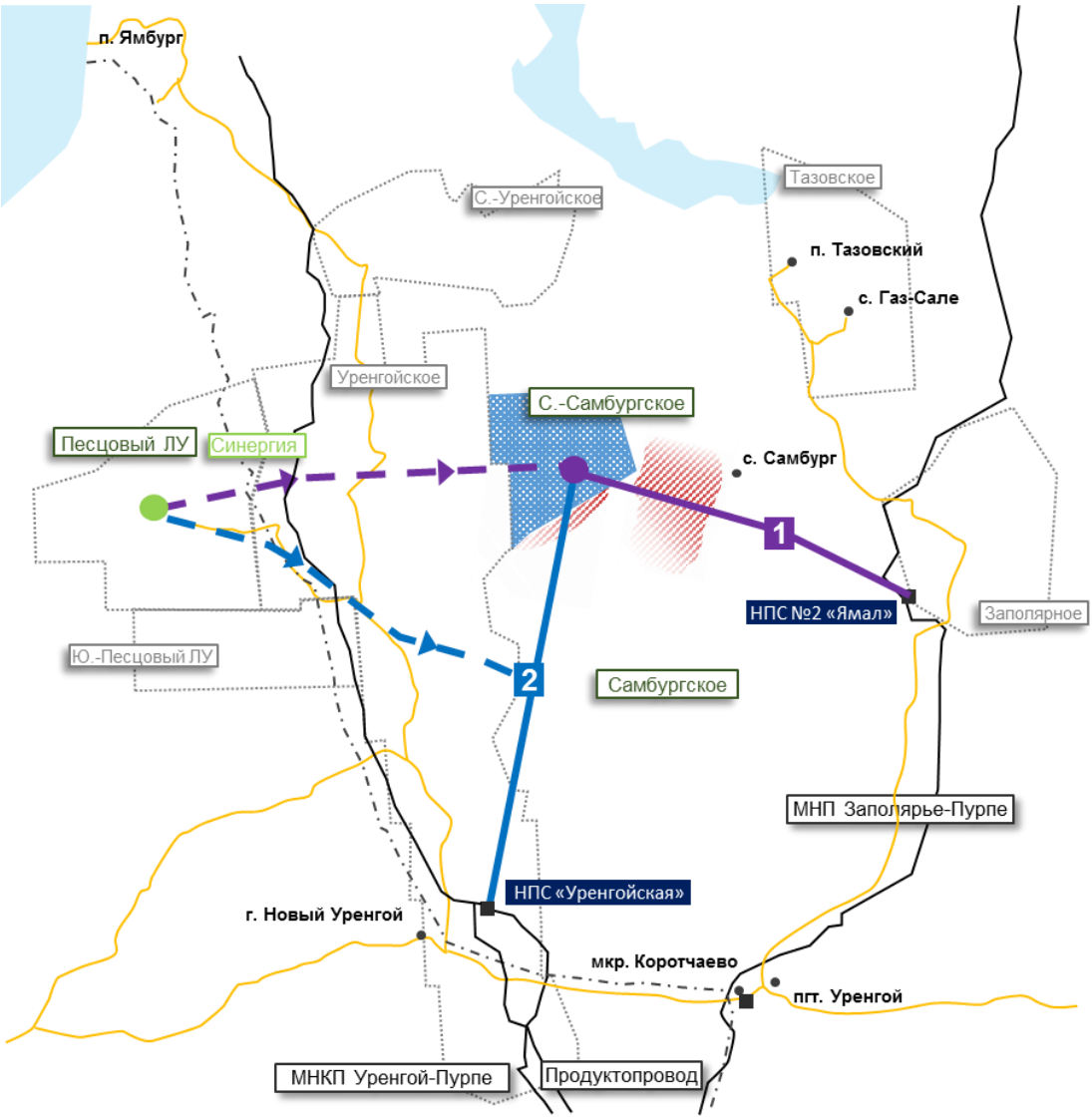


Рис. 6.22 – Карта с вариантами сдачи нефти

1. НПС №2 «Ямал»

Ввод в строй нефтепроводной системы "Заполярье-Пурпе" состоялся в 2017 году. "Транснефть" законтрактовала по предварительным договорам до 78% мощности нефтепровода Заполярье-Пурпе. Предварительные договоры предусматривают поставку до 10 млн т нефти "Роснефти", до 7,4 млн т нефти "Мессояханефтегаза", до 3,1 млн т нефти "Лукойла", до 3,1 млн т нефти "Газпрома" и 1,3 млн т нефти "СеверЭнергии".

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

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

Оператор:	ПАО «Транснефть»
Мощность:	45 млн т/год
Загруженность:	38% (2019 г.); 46% (2020 г.)
Длина трубопровода:	70 км (18 км - пойма, 2 км - река)
DN:	325 мм
NPV:	1 050 млн ₽
CAPEX:	10 855 млн ₽
Преимущества:	без ограничения по добычи нефти
Недостатки:	значительное увеличение стоимости трубопровода в участке подводного перехода

2. НПС «Уренгойская»

Известно, что сроки запуска НКП Уренгой-Пурпе перенесены на 2019 г. Изначально нефтеконденсатопровод должен был быть введен в эксплуатацию в сентябре 2017 г. По состоянию на конец 2016 г на всех объектах велись

строительно-монтажные работы. Помимо НКП Уренгой-Пурпе, ПАО «Газпром» перенес на 2019 г. сроки запуска нефтеперекачивающей станции (НПС) Уренгойская и установки стабилизации конденсата ачимовских залежей Надым-Пур-Тазовского региона. Строительство нефтеконденсатопровода Уренгой - Пурпе необходимо для транспорта нефти и избыточных объемов стабильного конденсата ачимовских залежей северных месторождений Западной Сибири, которые не сможет принять на переработку Сургутский завод по стабилизации конденсата. Трубопровод будет располагаться в 8 км на северо-восток от г. Нового Уренгоя, а конечной точкой трубы станет узел подключения, расположенный на 358 км магистрального нефтепровода Заполярье-Пурпе в 20 км севернее пос. Сывдарма.

Пропускная мощность МНКП Уренгой - Пурпе составит 5 млн т/год нефти. Протяженность - 113 км. Трубу планируется подключить к МНП Заполярье-Пурпе.

Оператор:	ООО «Газпром добыча Уренгой»
Мощность:	5 млн т/год
Загруженность:	объемы ООО «Газпром добыча Уренгой»
Длина трубопровода:	100 км
DN:	325 мм
NPV:	1 177 млн ₽
CAPEX:	10 164 млн ₽
Преимущества:	минимальный CAPEX по сравнению с вариантом 1
Недостатки:	необеспечение постоянного объема сдачи нефти возможный перенос пуска НПС «Уренгойская»

3. Автовывоз на наливной терминал станции «Коротчаево»

Длина возки:	85 км
NPV:	- 1 838 млн ₽
CAPEX:	522 млн ₽

Тариф возки: 6 ₽ т км

Преимущества: реализация ранней нефти на ОПР

Недостатки: высокие операционные затраты

риски HSE

Для определения пути направления нефтепровода необходимо провести переговоры с ПАО «Газпром» по следующим направлениям:

- Возможность приема объема нефти С.-Самбургского м/р на НПС «Уренгойская»;
- Возможность приема объема нефти С.-Самбургского м/р + Песцового и Ен-Яхинского м/р на НПС «Уренгойская».

Синергия Северо-Самбургского м/р, Песцового и Ен-Яхинского м/р

Расстояние до базового варианта точки сдачи нефти проекта по разработке Песцового и Ен-Яхинского м/р на НПС «Уренгойская» равна 110 км. Это расстояние сопоставимо с расстоянием до С.-Самбургского м/р и до т.вр в запланированный трубопровод С.-Самбургсокое м/р – НПС «Уренгойская».

Вывод: в качестве базового варианта принято решение о строительстве нефтепровода по варианту 2 в южном направлении до НПС Уренгойская. На период ОПР выбрали вариант с автовывозом нефти. Синергия проектов С.-Самбургское м/р, Песцововового м/р и Ен-Яхинского м/р не эффективна в виду сопоставимых протяженностей и повышенном риске изменение даты запусков месторождений, которое влечет за собой изменение профилей загрузок трубопровода.

Вариативность сдачи газа

Северо-Самбургский ЛУ расположен в регионе с хорошо развитой газовой инфраструктурой крупных газодобывающих компаний (ПАО «Газпром», ПАО «НОВАТЭК»). На рисунке 6.23 приведена карта с возможными точками сдачи газа.

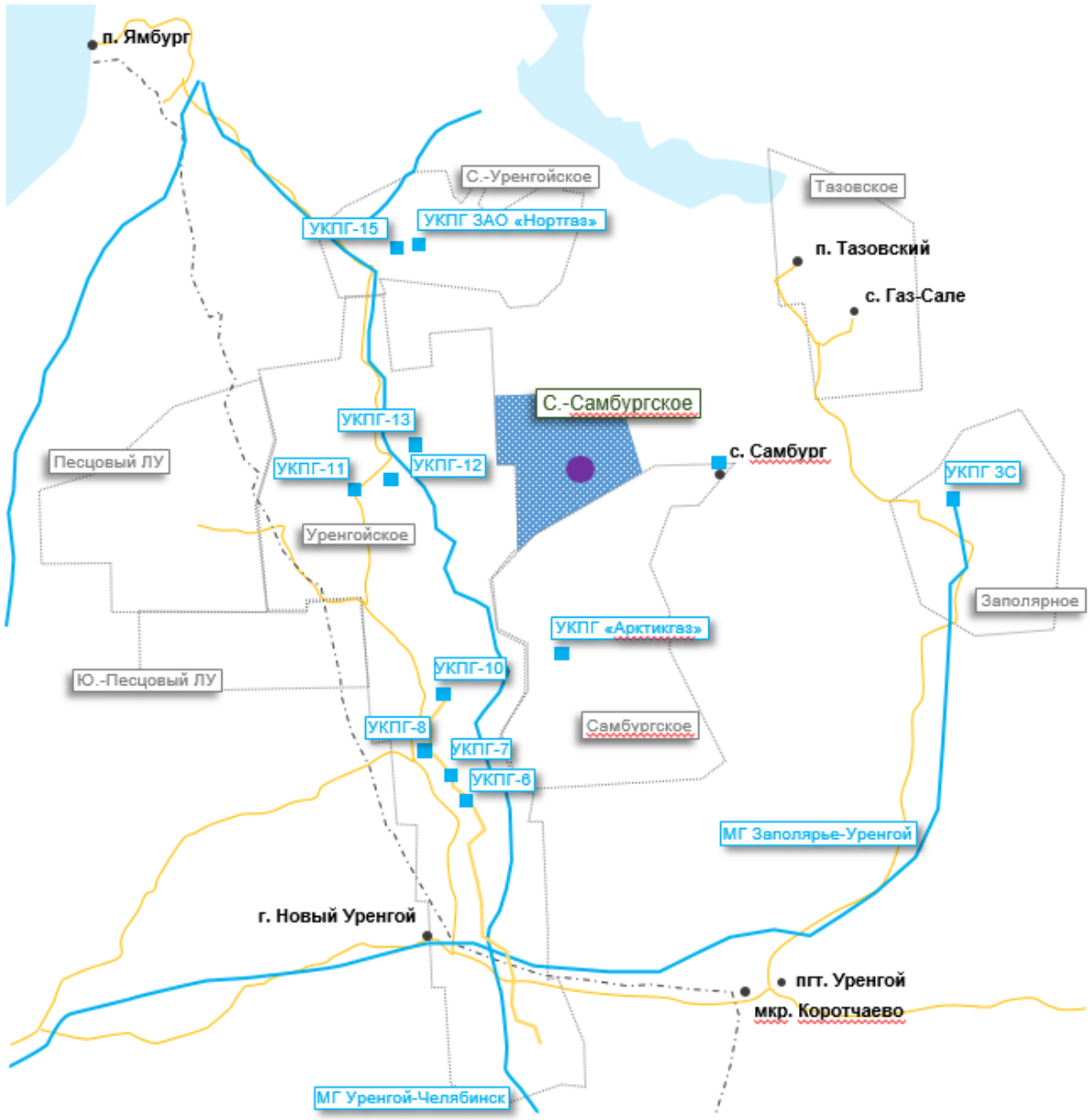


Рис. 6.23 – Карта с вариантами сдачи газа

При сдаче неподготовленного ПНГ на УКПГ необходимо учитывать наличие блока НТС или НТК. В регионе такие УКПГ представлены на участках при эксплуатации газоконденсатных валанжинских и ачимовских залежей. При сдаче газа на УКПГ сеноманских залежей необходима подготовка ПНГ до товарной продукции. Объекты по сдачи газа представлены в таблицы 8.1.

Таблица 8.1

Объекты по сдачи газа

Объект сдачи	УКПГ-11	УКПГ-12	УКПГ-13	УКПГ «Арктикгаз»	УКПГ «Нортгаз»
Товарный газ	+	+	+	+	+
ПНГ	+	-	-	+	-
Мощность, млрд м^3	11	12	12	14	7
Пропуск газа С.-Самбурга	5	5	5	-	-
Тип УКПГ	НТС	абсорбция	абсорбция	НТС	абсорбция
Входное давление, МПа	7				
Длина трубопровода, км	65	55	50	50	80
DN, мм	159	159	159	159	159
CAPEX, млн руб.	2 080	1 760	1 600		

Исходя из представленных данных в таблице приоритетными точками сдачи газа Северо-Самбургского месторождения являются УКПГ-11 и УКПГ-13. На УКПГ-11 имеется возможность направить на подготовку ПНГ без предварительной подготовки, так и подготовленный газ. Такая вариативность является одним из приоритетов при выборе точки сдачи. УКПГ-13 имеет возможность принять только подготовленный газ, но расстояние до этой точки сдачи самое минимальное.

УКПГ-11 и УКПГ-13 являются объектами ООО «Газпром добыча Уренгой». Далее необходимо проработать вопрос с ООО «Газпром добыча Уренгой» о возможности приема газа, точках врезки и тарифах по приему ПНГ.

Вывод: в качестве базового варианта принято решение о строительстве газопровода протяженностью 55 км до УКПГ-11 ООО «Газпром добыча Уренгой».

7. ПЕРИОД ОПР И РАННЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Для снятия ключевых геологических неопределенностей необходимо провести сформированную программу ОПР. Основные параметры для подсчета запасов приведены на рисунке 7.1.

Рис. 7.1 – Значения ФЕС для вариантов P10, P50 и P90

После проведенного анализа существующих геологических неопределенностей определены следующие мероприятия для минимизации риска их подтверждения. Результаты приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2

Объекты по сдачи газа

	3Д-сейсмика (310 км^2)	Переиспытание скв. 101 и 103	Лабораторные исследования
Пористость			+
Проницаемость		+	+
Уровень ВНК		+	
Площадь залежи	+		
Оптимальное $P_{заб}$		+	
Геомех. свойства пород		+	+
Получение дизайна ГРП (101 скв.)		+	

Стратегия проведения дальнейших работ при подтверждении одного из профилей добычи:

P10

- Проведение 3Д-сейсмики (р-н скв. 120)
- Период ранней добычи нефти (к.103); ПФ – ГС+МГРП (1000м)
- Перевод скважин 101 и 103 в фонд наблюдательных скважин
- P50, P90
- Период ранней добычи нефти (к.103); ПФ – ГС+МГРП (1000м)
- Перевод скважин 101 и 103 в фонд наблюдательных скважин

В рамках реализации проекта разработки С.-Самбургского м/р предложена концепция ранней добычи и реализации нефти. Запуск основных объектов (УПН, НВТ, ГВТ) запланирован на начало 2022 года. Бурение КП 1 запланировано на начало 2020 года.

Рис. 7.2 – Дорожная карта ОПР

Для вывоза нефти на ранних этапах планируется строительство круглогодичной автодороги в западном направлении (Рис. 7.3). Возведение моста через реку Табъяха нецелесообразно (стоимость перехода = 2 млрд ₽)

Рис. 7.3 – Направления строительства круглогодичной автодороги

8. ЭКОНОМИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Анализ экономической эффективности инвестиционного проекта занимает центральное место в процессе обоснования и выбора возможных вариантов вложения средств. Цель – определение результата, или ценности, проекта (EMV). В основе расчета EMV лежит оценка NPV при различных вероятностях (P_{10}, P_{50}, P_{90}). Помимо NPV, есть еще такие важные показатели экономической эффективности, как IRR (внутренняя норма доходности) и PI (индекс доходности инвестиций), PP (срок окупаемости проекта).

Для перехода к расчету показателей экономической эффективности и EMV, нам необходимо рассчитать промежуточные, но не менее важные по своей значимости, показатели – выручка, прибыль, чистая прибыль, денежных поток.

Экономические расчеты по оценке финансовых показателей вариантов разработки Северо-Самбургского месторождения проведены на базе технологических расчетов, выполненных в предыдущих разделах данной работы.

Важно уточнить, что на первом этапе все расчеты будут укрупненные, с целью предварительной оценки возможности получения прибыли от разработки предлагаемого актива. В последующих этапах, оценка будет производится более детально.

Итоговый EMV проекта составил 680 млн руб. Положительное значение данного показателя дает основание нам утверждать, что существует положительный кейс в реализации проекта.

Выручка.

Во-первых, обратимся к показателю выручки. Выручка – это финансовый показатель, отражающий денежные средства, которые получает организация за продажу товара/услуги. Товарной продукцией в проекте является нефть и попутный газ.

Для расчета выручки нам необходимо понимание величины netback и профиля добычи нефти и пнг. Профиль добычи получен ранее, путем построения вероятностной модели в программе Crystal ball. Под Netback понимается

стоимость нефти за вычетом всех транспортных издержек от точки сдачи продукции.

В исходных данных этого показателя не было, поэтому мы рассчитывали по международному опыту, как 60% от рыночной цены на нефть. Рыночная цена на нефть была взята в прогнозе на основе цены фьючерсных контрактов, заключенных на будущие периоды. Цена на ПНГ принята 2 000 руб. за 1000 $м^3$ (после проведенного анализа стоимостей ПНГ на рынке, взята средняя величина).

Прибыль. Чистая прибыль.

Расчет следующего ключевого показателя – прибыли, является более комплексным и включается в себя расчет следующих показателей: OPEX, CAPEX, налоги.

OPEX - повседневные затраты компании, производства товаров и услуг. По опыту компании на этапе концептуального проектирования операционные затраты берутся в размере 10% от общего объема капитальных затрат.

CAPEX – это расходы на приобретение необоротных активов, т.е. инвестиции в проект. Расчет капитальных вложений производился в соответствии с удельными показателями, рассчитанными с помощью Модуля капитальных вложений (ПАО «Газпром нефти НТЦ») на основе имеющихся исходных данных по Северо-Самбургскому месторождению (табл.8.1). В части капитальных затрат, так же были учтены прочие, равные 10% от общего объема как прочие.

Таблица 8.1

Удельные показатели стоимости для расчета CAPEX, тыс.руб

Показатели	P_{10}	P_{50}	P_{90}
Скважина	130 000	130 000	130 000
Кустовая площадка	514 000	514 000	514 000
Автодорога	42 000	42 000	42 000
Воздушные линии электропередач (ВЛ)	10 000	10 000	10 000
Система нефтесбора	55 000	55 000	55 000
Внешний транспорт	95 000	95 000	95 000
Установка подготовки нефти (УПН)	12 000 000	9 831 871	8 853 455

Налоги.

Статья «Налоги» включает в себя такие налоги, как НДПИ, имущественный налог, страховые взносы и проч. Основная доля налогов приходится на долю НДПИ. Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) – это обязательный, индивидуально безвозмездный платеж, взимаемый с пользователей недр при добыче (извлечении) полезных ископаемых из недр. НДПИ, так же как и netback, в исходных данных, поэтому мы рассчитывали на основании главы 26 НК РФ (формула 1).

$$НДПИ = (R * К_Ц) - (К_{НДПИ} * К_Ц) * (1 - К_В * К_З * К_Д * К_{ДВ} * К_{КАН}) \quad (8.1)$$

где R – базовая ставка (с 2018 года 919 руб/т);

$К_ц$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть

$$К_Ц = (Ц - 15) * \frac{Р}{261} \quad (8.2)$$

где Ц – средняя за налоговый уровень цена сорта нефти Urals в $ США за баррель;

Р – среднее значение курса доллара к рублю за баррель (было взято с прогноза Министерство Финансов РФ);

Данный порядок расчета коэффициента $К_ц$ установлен в п. 3 ст. 342 Налогового кодекса РФ.

$К_{НДПИ}$ – коэффициент НДПИ (с 2016 года 559 руб/т);

$К_В$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов ($С_В$).

Данный показатель зависит от степени выработанности запасов конкретного участка недр (Св). Степень выработанности определяется по следующей формуле (3):

$$С_В = \frac{\text{Сумма накопленной добычи нефти за предыдущий год}}{\text{Сумма запасов нефти}} \quad (8.3)$$

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

$$К_В = 3,8 - 3,5 * \frac{N}{V} \quad (8.4)$$

где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке

V – начальные извлекаемые запасы нефти.

$К_З$ – коэффициент, характеризующий величину запасов участка.

Коэффициент необходим для того чтобы уменьшить НДПИ для новых месторождений, если Св ≤0,05 и V < 5 млн т нефти. В этом случае $К_З$ рассчитываемся по формуле:

$$К_З = 0{,}125 * V + 0{,}375 \quad (8.5)$$

В другом случае данный коэффициент равняется 1.

$К_Д$ – коэффициент, характеризующий сложность извлечения нефти.

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

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

Залежи с Кд < 1:

$$К_{ДВ} = 3{,}8 - 3{,}5 * \frac{N}{V} \quad (\text{при } 0{,}8 \leq С_В \leq 1) \quad (8.6)$$

$К_{ДВ}$=0,3 при $С_В$ залежи > .

Залежи с Кд > 1: $К_{ДВ}=К_В$.

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

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

Налоговые льготы для Северо-Самбургского месторождения принимаются только в коэффициенте $К_Д$, который равен 0,4, за счет низкой проницаемости – менее 2 $*10^{-3}$ мк $м^2$.

Что касаемо НДПИ по ПНГ, то на него действует льгота, которая введена государством с целью стимулирования использования ПНГ.

Налог на имущество предприятия. Порядок исчисления, уплаты и ставки налога определяется Главой 28 части второй НК РФ. Конкретный размер

налоговой ставки устанавливается законодательными органами субъектов РФ и не может превышать 2.2% от среднегодовой стоимости имущества организации. Принятая в расчетах ставка налога на имущество организаций – 2.2%.

Еще одним важным параметром в расчете показателя «Прибыль» является «Амортизация». Амортизация – перенесение стоимости основных средств на себестоимость продукции. Величина амортизационных отчислений определена, исходя из планируемых объемов капитальных вложений, линейным способом (в соответствии со статьей 258 НК РФ).

Исходя из полученных расчетов статей затрат (CAPEX, Налоги, Амортизация) и статьи доходов (выручки), формируется прибыль от реализации. Далее вычитается налог на прибыль и получается итоговое значение показателя чистой прибыли.

Налог на прибыль. Порядок исчисления, уплаты и ставки налога определяются Главой 25 части второй НК РФ. Объектом налогообложения по налогу на прибыль организаций признается прибыль, полученная налогоплательщиком. Налоговая ставка устанавливается в размере 20 %.

На этом этап расчета показателей бухгалтерской отчетности закончен, далее переходим к подсчету показателей денежных потоков и экономической эффективности.

Показатель CF (Cash Flow) - план движения денежных средств предприятия, учитывающий все поступления денежных средств и платежи, промежуточный показатель для расчета NPV. Формируется за счет чистой прибыли и амортизационных отчислений за вычетом капитальных затрат (при действующей системе налогообложения).

NPV - накопленный дисконтированный эффект за расчетный период, рассчитан по ниже представленной формуле (8.7).

$$NPV = \frac{CF}{(1+r)^t} \qquad (8.7)$$

где CF – денежный поток за расчетный период;

r – ставка дисконтирования;

t – номер расчетного периода.

Ставка дисконтирования для каждого предприятия устанавливается индивидуально, исходя из имеющихся исходных данных для расчета вариантов по Северо-Самбургскому месторождению была взята ставка в размере 16%.

Для признания проекта эффективным, с точки зрения инвестора, необходимо чтобы чистый дисконтированный доход проекта был положительным; при сравнении альтернативных проектов предпочтение должно отдаваться проекту с большим значением чистого дисконтированного дохода (при выполнении условия его положительности).

Нами были рассчитаны NPV для 3-х вариантов профиля P_{10}, P_{50} и P_{90}. В случае варианта P_{10} количество скважин было 74, НИЗ = 13,836 млн т нефти (получено путем построения вероятностных моделей в программе Crystal ball); при P_{50}: 56 скважин и НИЗ = 10, 508 млн т нефти; P_{90}: 42 скважины, НИЗ = 7,671 млн т нефти (Рис. 8.1-8.3).

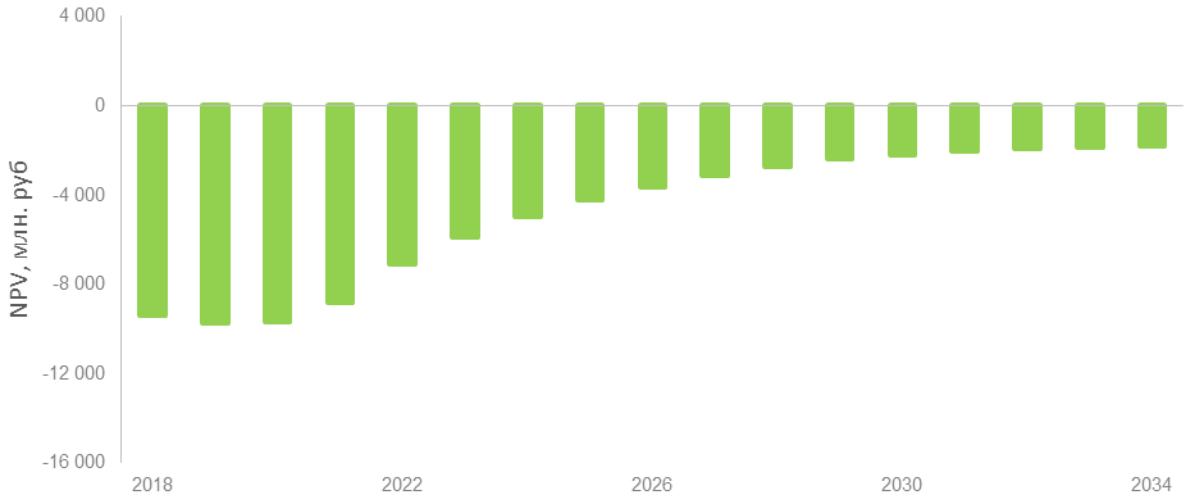


Рис. 8.1 – NPV для варианта P90

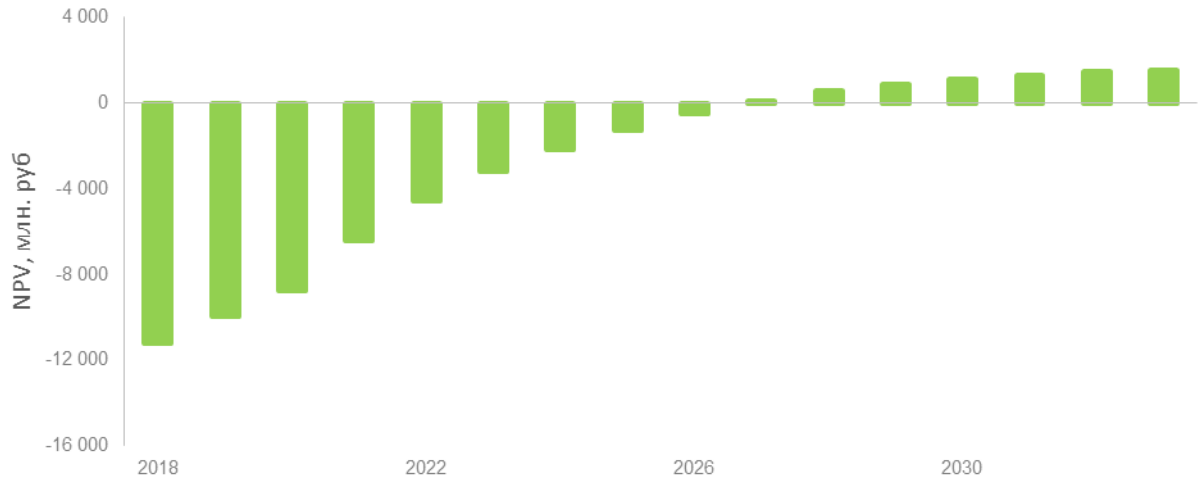


Рис. 8.2 – NPV для варианта P50

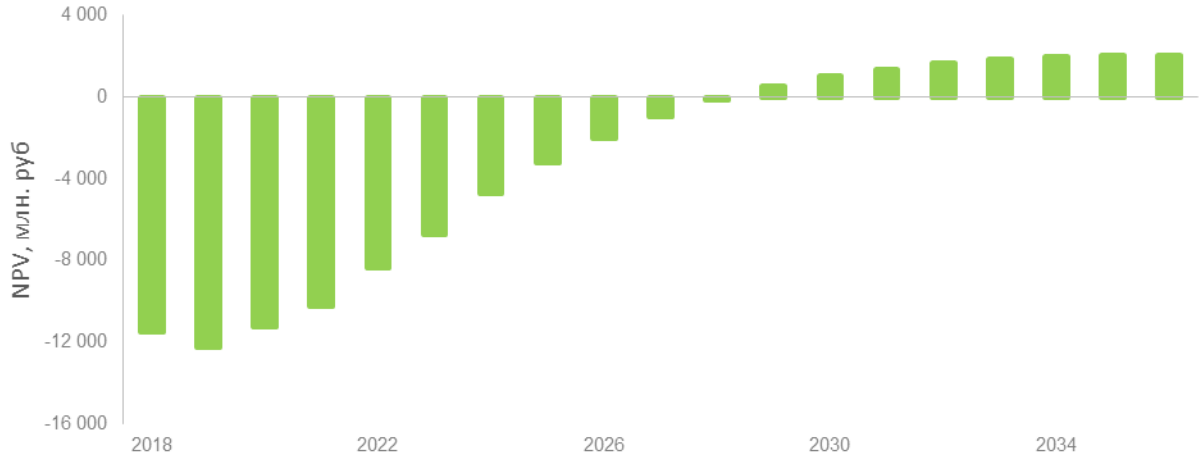


Рис. 8.3 – NPV для варианта P10

Далее были рассчитаны следующие показатели:

1). PI (индекс доходности инвестиций) - показатель эффективности инвестиции, представляющий собой отношение дисконтированных доходов к размеру инвестиционного капитала. Рассчитывается по формуле 8.8.

$$PI = \frac{NPV}{\text{Инвестиции}} + 1 \qquad (8.8)$$

2) IRR (норма внутренней доходности) - это процентная ставка, при которой чистый дисконтированный доход (NPV) равна 0. Это означает, что при такой ставке процента инвестор сможет возместить свою первоначальную инвестицию

Рассчитано с помощью формулы Excel «=ВНД» (рассчитывается исходя из денежного потока (CF)).

3) PP (срок окупаемости) - продолжительность периода от начального момента до "момента окупаемости с учетом дисконтирования". Момент окупаемости с учетом дисконтирования – тот, наиболее ранний момент времени, в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

Полученные результаты для укрупненной экономической модели первого этапа можно увидеть в таблице 8.2.

Таблица 8.2

Результаты оценки экономической эффективности для P10, P50 и P90

Показатель	Ед.измерения	P_{90} «Уверенные запасы»	P_{50} «Консервативный вариант»	P_{90} «Максимальная добыча»
NPV	млн. руб	- 1 827	1 533	2 052
PI		0,904	1,070	1,072
IRR	%	12	18,5	18,7
PP	год	-	11	11
ГЭП	год	-	2034	2034

EMV проекта для Северо-Самбургского месторождения исходя из укрупнённой модели 680 млн руб.

Перейдем ко второму этапу группового проекта, суть которого заключается в выборе оптимальных параметров разработки и их экономическая оценка.

Выбор типа скважины. Был создан синтетический кейс, основанный на реальных условиях Северо-Самбургского месторождения. Рассмотрены следующие варианты:

1 – горизонтальные скважины (ГС);

2 – горизонтальные скважины с МГРП (с трещинами вдоль стресса);

3 – горизонтальные скважины с МГРП (с трещинами поперек стресса);

4 – наклонно-направленные скважины;

5 – наклонно-направленные скважины с ГРП.

Удельная стоимость, на основе которой были проведены экономические расчеты, указаны в таблице 8.3.

Таблица 8.3

Удельная стоимость скважины

Вариант	Тип скважины	Стоимость 1 скв., руб
1	ГС 1 000	210 000 000
2	ГС+мгрп (вдоль стресса) 1 000	344 000 000
3	ГС+мгрп (поперек стресса) 1 000	344 000 000
4	ННС	60 000 000
5	ННС + грп	90 000 000

На основе проведенной экономической оценки вариант с наибольшим NPV (Рис. 8.4) получился вариант с использованием горизонтальных скважины с МГРП (с трещинами поперек стресса), но исходя из преимуществ и недостатков (описаны в пункте 4) был выбран немного уступающий по NPV вариант с горизонтальными скважины с МГРП (с трещинами вдоль стресса).

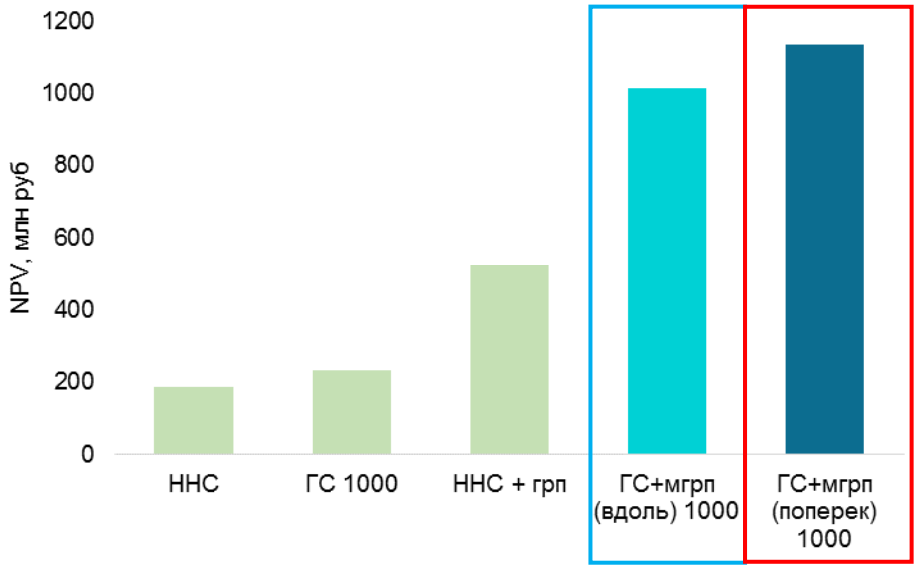


Рис. 8.4 – Зависимость NPV от типа скважины

Выбор длины горизонтального ствола. Для выбора длины горизонтального ствола был так же создан синтетический кейс на основе условий, складывающихся на Северо-Самбургского месторождении.

Рассмотрены следующие варианты:

1 – горизонтальные скважины с длиной 600 м;

2 – горизонтальные скважины с длиной 800 м;

3 – горизонтальные скважины с длиной 1 000 м;

4 – горизонтальные скважины с длиной 1 200 м;

5 – горизонтальные скважины с длиной 1 400 м.

Удельная стоимость, на основе которой были проведены экономические расчеты, указаны в таблице 8.4.

Таблица 8.4

Удельная стоимость горизонтальной скважины с МГРП

Вариант	Тип скважины	Стоимость 1 скв., руб.
1	ГС с МГРП 600	320 000 000
2	ГС с МГРП 800	332 000 000
3	ГС с МГРП 1 000	344 000 000
4	ГС с МГРП 1 200	356 000 000
5	ГС с МГРП 1 400	368 000 000

Результат представлен на Рис. 8.5. Такая ситуация складывается из-за того, что стоимость добытой нефти и ПНГ не покрывает капитальных и операционных затрат даже с учетом налоговых льгот. Так же связано с большим количеством рисков: основные эксплуатационные объекты Северо-Самбургское нефтяного месторождения $Ач_{3-4}$, $Ач_5$ залегают в Ачимовских отложениях, которые характеризуются большой глубиной (около 4 000 м) и аномально высоким давлением (более 600 атм.), а также небольшим опытом разработки нефтяной Ачимовки.

Рекомендуемым вариантом для разработки исходя из сделанных выводов и полученных экономических расчетов является вариант с бурением скважин с горизонтальным стволом 1000 м.

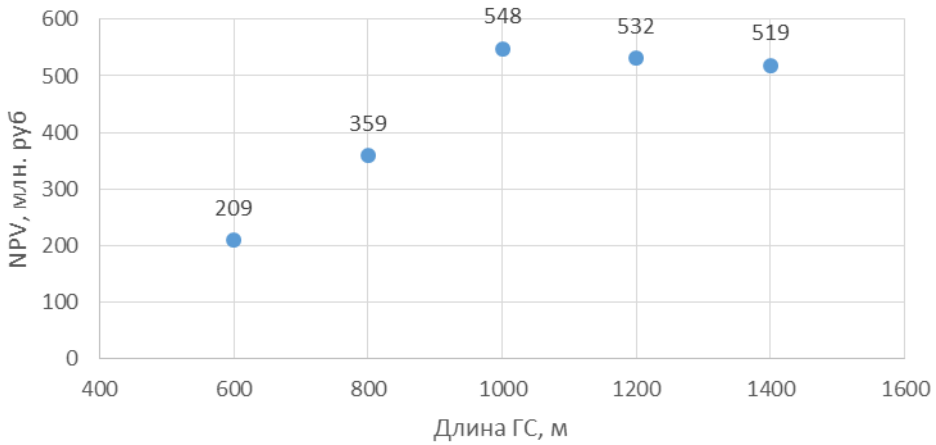


Рис. 8.5 – Зависимость NPV от длины горизонтального ствола

Выбор межрядного расстояния. Рассмотрены следующие варианты:

1 – расстояние между скважинами 400 м;

2 – расстояние между скважинами 600 м;

3 – расстояние между скважинами 800 м;

4 – расстояние между скважинами 1 000 м;

5 – расстояние между скважинами 1 200 м.

Расчет вариантов с различными расстояниями между скважинами производились не на единичную скважину, а на полномасштабную модель месторождения (используя горизонтальные скважины длиной 1 000 м с МГРП).

Рекомендуемым вариантом для разработки является вариант с бурением скважин с межрядным расстоянием 800 м (Рис. 8.6).

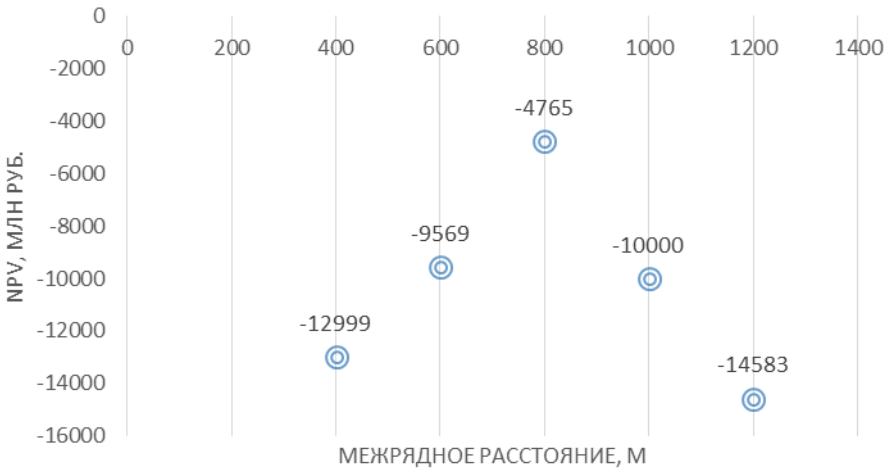


Рис. 8.6 – Зависимость NPV от межрядного расстояния между скважинами

Оценка минимальных рентабельных толщин

На втором этапе выполнения группового проекта так же был уточнен Netback, который необходим для более точной экономической оценки проекта. Netback был рассчитан по следующей формуле:

$$Netback = \text{Цена нефти } Urals \text{ (\$ за баррель)} * \text{курс доллара (\$ за рубль)} * \text{коэффициент баррелизации (т в баррели)} - \text{транспортные расходы до точки сдачи} - \text{экспортная пошлина} \quad (8.9)$$

Цена нефти и курс доллара взяты аналогичные при расчете Netback на 1 этапе работы в прогнозе.

Цена Netback получилась в диапазоне 12 500 и 13 836 руб/т.

Уточнились некоторые стоимости, например, стоимость скважин (используемая в расчетах, описанных выше), некоторых площадных объектов (максимальная стоимость УПН) и линейных.

Перейдем к третьему этапу выполнения индивидуального проекта. Цель этапа разработать варианты обустройства, оценить их экономическую эффективность, выделить методы увеличения ценности проекта (Рис. 8.7).

Был сформирован базовый вариант, который включает в себя: автовывоз всей добываемой нефти на наливную станцию «Коротчаево», покупка электроэнергии на ПС «Оленья» (находящаяся на Уренгойском м/р), УПН с производительностью 2,5 млн.т по нефти, сдача газа га УКПГ-11.

Далее были сформированы и рассчитаны различные варианты, которые могут увеличить ценность проекта.

Варианты транспорта нефти. Рассматривали следующие варианты:

1) сдача нефти НПС №2 «Ямал» (протяженность НВТ 70 км, CAPEX – 10 855 млн руб.);

2) сдача нефти НПС «Уренгойская» (протяженность НВТ 100 км, CAPEX – 10 164 млн руб.);

3) сдача нефти на станцию «Коротчаево» путем автовывоза (CAPEX – 5 700 млн руб., OPEX (тариф нефтевоза 6 руб/т на км) – 32 841 млн руб.) (базовый вариант).

Вариант со сдачей нефти в НПС «Уренгойская» показал наивысший NPV, среди рассмотренных вариантов. Вариант с НПС №2 «Ямал» помимо NPV, не подходит так же по причине того, что НВТ будет проходить через пойменную часть реки, что связано с осложнением технической реализацией данного варианта (подробно пункте 6).

Результаты расчетов вариантов транспорта нефти представлены в таблице 8.5.

Таблица 8.5

Экономические показатели вариантов транспорта нефти

№	Вариант	CAPEX, млн руб.	OPEX, млн руб.	NPV, млн руб.
1	НПС №2 «Ямал»	10 855	392,7	1 050
2	НПС «Уренгойская»	10 164	561,2	1 177
3	Автовывоз на станцию «Коротчаево»	5 700	32 841	- 1 838

Исходя из полученных решений, может изменить в базовом варианте автовывоз на трубпроводный транспорт, исходя из этого получаем увеличение ценности проекта на 3 015 млн руб. (Рис. 8.7).

«Концепция добычи ранней нефти» (период ОПР). Мы принимаем решение проведение ОПР с целью более быстрой окупаемости проекта. Для этого были рассчитаны варианты: с использованием МУПН (для вывоза полученной нефти до введения УПН и нефтепровода в 2022 году). В базовом варианте добыча начинается в 2022 год, подготавливается УПН с пропускной способностью 2,5 млн т нефти, МУПН не используется. Базовый вариант рассчитывается при использовании 2-х и 3-х буровых установок.

Дополнительная выручка от проведенного ОПР равна 274 млн. руб.

Далее нами было принято решение о том, что необходимо использование МУПН в период ПМР. Данное решение увеличило ценность проекта еще на 3 235 млн руб. Результаты расчетов представлены в таблице 8.6.

Таблица 8.6

Показатели экономической эффективности для вариантов с проведением ОПР и базового варианта для P50.

№	Вариант	Описание	PI	NPV, млн руб.
1	Базовый вариант	Строительство УПН на полную загрузку. Использование 2-х буровых установок	1,019	980
2	Базовый вариант	Строительство УПН на полную загрузку. Использование 3-х буровых установок	1,021	1 177
3	МУПН (ОПР)	Строительство УПН + МУПН (ОПР КП 1)	1,026	1 451
4	МУПН (ОПР+ПМР)	Строительство УПН + МУПН (ОПР КП1 и ПМР)	1,091	4 686

Варианты с ОПР были рассчитаны так же и для P_{10}, NPV рекомендуемого варианта равен – 11 517 млн руб.; и для P_{90}: NPV= - 8 343 млн руб.

Энергообеспечение Северо-Самбургского месторождения (подробнее в пункте 6).

Для выбора оптимального варианта энергообеспечения Северо-Самбургского месторождения был произведен расчет по 2 вариантам: внешний источник (используя ПС «Оленья», который расположен в 60 км, на Уренгойском месторождении) и собственная генерация, которая подразумевает рассмотрение аренды агрегатов и их покупка. Арендная схема подходит только для использования в течение 3-х лет, поэтому данный вариант нами рассматриваться не будет.

Варианты энергообеспечения были рассчитаны для P_{10}, P_{50}, P_{90}. Результатом стало принятие решения о использовании собственной генерации при P_{10} и P_{50}, а при P_{90} будет производится покупка электроэнергии, т.к. ПНГ не хватает для покрытия нужд ГПЭС. Результаты расчетов представлены в таблице 8.7.

Таблица 8.7

Результаты расчета NPV для разных вариантов энергообеспечения Северо-Самбургского месторождения, млн руб.

№	Вариант	P_{10}	P_{50}	P_{90}
1	Внешний источник (ПС «Оленья»)	7 900	4 686	-8 343
2	Собственная генерация (покупка агрегатов 2 МВт/3 МВт)	11 632	6 744	-

Помимо проведения экономической оценки для выше представленных вариантов были проработаны решения по сдаче газа (подробно пункт 6), так как рядом с Северо-Самбургским месторождением соседствуют газовые месторождения, вариативность сдачи газа большая. Однако, практически все варианты возможны только для природного газа, единственным возможным вариантом сдачи ПНГ является УКПГ – 11, который находится на Уренгойском м/р (ООО «Газпром Добыча Уренгой»).

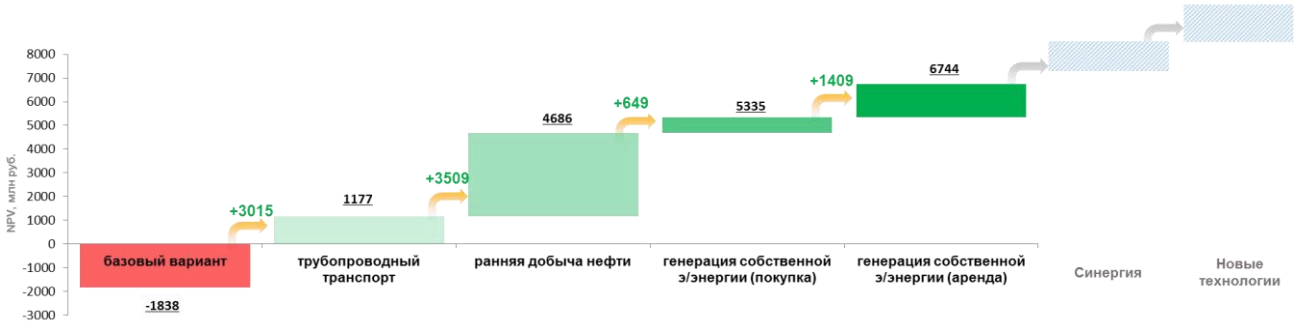


Рис. 8.7 – График увеличения ценности проекта

Так же были проведен расчет вариантов возможных логистических путей и выбор рекомендуемого варианта, имеющего максимальную экономическую эффективность. Был создан синтетический кейс. Для этого были проанализированы имеющиеся тарифы на различный вид транспорта на рынке: железнодорожный транспорт – 7 – 10 руб./кг за км; авиатранспорт – 24 – 51 руб./кг за км; автотранспорт – 16 – 34 руб./кг за км. Далее был проведен анализ регионов поставки проектов аналогов и выбран регион для расчета синтетического кейса – Москва.

Результатом проведенного исследования явилось выбор рекомендуемого логистического пути для доставки материалов и оборудования – железнодорожным транспортом до г. Новый Уренгой, далее до Северо-Самбургского м/р автотранспортом. Полученные экономические показатели приведены в таблице 8.8.

Таблица 8.8

Результаты расчета NPV для разных вариантов энергообеспечения Северо-Самбургского месторождения, млн руб.

Наименование объектов	Ед.изм.	P-10	P-50	P-90
CAPEX	млн. руб.	61 013	48 191	32 391
OPEX	млн. руб.	45 929	32 772	14 899
NPV	млн. руб.	11 632	6 743	- 8 343
PP	лет	7	7	-
IRR	%	27,16%	26,64%	-0,23%
PI	усл.ед.	1,191	1,141	0,741

Итогом экономической оценки является проведение анализа чувствительности (Рис. 8.8). Наибольшее влияние оказывает параметр Netback, который изменяет NPV на 62% при изменении на 1%. Добыча нефти – 25,2%, капитальные затраты на 13% увеличивают NPV. Анализ чувствительности является важным исследованием при разработке проекта, т.к. как он выделяет стороны, на которые следует обратить особое внимание с целью их оптимизации и наибольшего контроля.

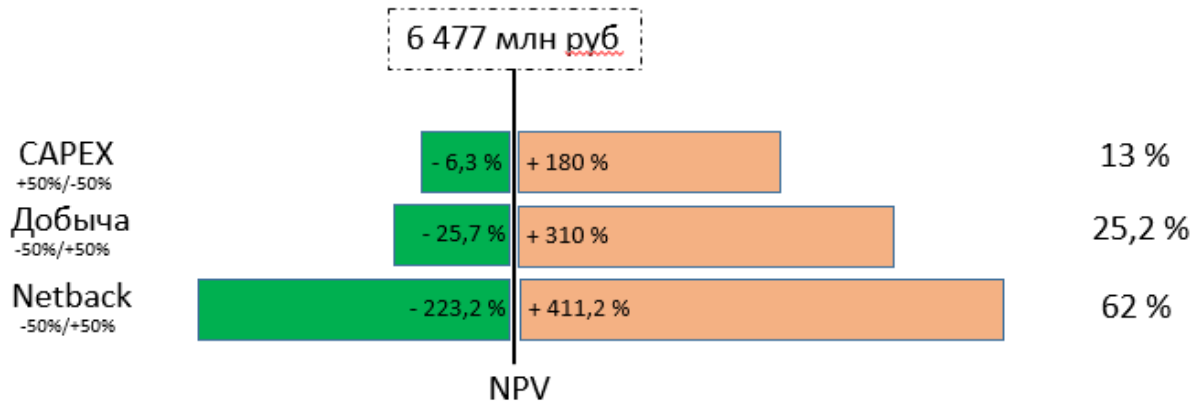


Рис. 8.8 – Анализ чувствительности проекта

Выводы.

Итоговый EMV проекта составил 680 млн руб. Положительное значение данного показателя дает основание нам утверждать, что существует положительный кейс в реализации проекта. Итоговый NPV варианта P50 составил 6 477 млн руб. Основными cost driver проекта является CAPEX, уровень добычи и Netback.

ВЫВОДЫ ПО ПРОЕКТУ

По итогу проделанной работы, по комплексной оценке, разработки Северо-Самбургского ЛУ на базе интегрированного подхода проектная команда достигла цель сформировав рентабельный кейс с учетом создания максимальной ценности проекта.

После проведенного анализа и интерпретации исходных данных была проведена предварительная оценка EMV проекта. Положительный EMV послужил триггером для дальнейшей проработки проекта. В результате создана концептуальная геологическая модель, на основе которой построена 3D геологическая и гидродинамическая модели. В ходе итеративных и многовариативных расчетов спроектирована оптимальная система разработки. Приятые решения по обустройству месторождения выполнены с предпосылками максимального использования аномально высокого пластового давления ачимовских залежей, использованием мобильных установок по подготовке нефти. Проработаны варианты по пунктам сдачи нефти и газа. Разработан план по выходу из проекта в случае неподтверждения рентабельного профиля по добыче.

Исходя из предложенной концепции рассчитаны основные экономические показатели, анализ чувствительности, выстроена проектная логика, получен положительный кейс. Проведена сессия HAZID HAZOP, выявлены ключевые риски проекта и разработан план по их митигации.

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. АО «Гипровостокнефть». ВНТП 3-85 – Нормы технологического проектирования объектов сбора транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений // Нормативный документ. – Тюмень, 1985 г. – 203 с.
2. Аблаев А.Р. Технологии для заканчивания и многостадийного ГРП для сложных горизонтальных скважин с АВПД Ачимовских залежей Уренгойского месторождения (SPE-171277-RU) / А.Р. Аблаев [и др.] // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче/ Москва, 2014. – 14 с.
3. Бембель С.Р. Геологическое строение и некоторые особенности формирования аномальных разрезов баженовской свиты в Западной Сибири / С.Р. Бембель, А.И. Цепляева //Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Москва, 2014. – № 10. – С. 7-17.
4. Бордюг М.А. Особенности строения и формирования аномального разреза Баженовской свиты на примере Северо-Конитлорского месторождения / М.А. Бордюг, В.С. Славкин, С.С. Гаврилов // Геология нефти и газа. – Тюмень, 2010. – № 1. – С. 32-40.
5. Буторин А.В. Ресурсный потенциал аномального разреза Баженовской свиты в Ноябрьском регионе / Буторин А.В. [и др.] Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»): сб. науч. ст. – Тюмень, 2015. С. 7-12.
6. Группа компаний «Газпром нефть». Выбор оптимальной регулярной системы разработки на этапе геолого-экономической оценки эффективности перспективных участков, находящихся на стадии «Поиск» и «Разведка» // Методический документ. – Санкт-Петербург, 2015 г. – 62 с.
7. Группа компаний «Газпром нефть». Требования к электростанциям для электроснабжения объектов предприятий БРД // Методический документ. – Санкт-Петербург, 2015 г. – 31 с.

8. Группа компаний «Газпром нефть». Методические рекомендации по определению стоимости объектов капитального строительства при концептуальном проектировании обустройства на этапах «Оценка» и «Выбор» Крупного проекта // Методический документ. – Санкт-Петербург, 2015 г. – 25 с.
9. Дахнов В.Н. Определение петрофизических характеристик по образцам. Лабораторный практикум. / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1977. – 417 с.
10. Доброхлеб П.Ю. Опыт строительства субгоризонтальных скважин с большим отходом от вертикали с применением новейших технологий на Ачимовские отложения Уренгойского НГКМ (SPE-171265-RU) / П.Ю. Доброхлеб [и др.] // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче – Москва, 2014. – 14 с.
11. 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.
12. Жарков А.М. Особенности геологического строения и прогноз распространения залежей углеводородов в Ачимовской толще Западной Сибири // «Нефтегазовая геология». – АО «ВНИГРИ», г. Санкт-Петербург, 2016. 12 с.
13. Закревский К. Е. Геологическое 3D моделирование / К. Е. Закревский. – М. : ООО «ИПЦ “Маска”», 2009. – 376 с.
14. Кайгородов С. В. Типичные ошибки при создании гидродинамических моделей. Часть I. Ремасштабирование геологической модели / С. В. Кайгородов // PRO нефть. – 2018. – № 2. – С. 52-58.
15. Каталог трубопроводной арматуры ОАО «Тяжпромарматура», компания «Нефтегазовые системы». – Москва, 2010 г. – 101 с.
16. Мартынов В. Г. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике./ В. Г. Мартынов [и др.] // – Издательство «Инфра-Инженерия», 2009. - 960 с.

17. Рыжов А.Е. Физико-химическая характеристика конденсатов ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / Рыжов А.Е. [и др.]// Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – Тюмень, 2013 г. – №5 (16). – с 91-98.
18. РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Минтопэнерго России, 2000. – 130 с.
19. Niels Jacob Haaning Andersen, Monte Carlo Simulation in Crystal Ball 7.3 / Niels Jacob Haaning Andersen, Jeppe Brandstrup. – «Analytics Group», 2008. – 40 с.
20. Roxar software solutions, RMS 2012 Руководство пользователя / Roxar software solutions, - Ставангер. : 2012. – 3180 с.
21. Rock Flow Dynamics, Техническое описание tNavigator / Rock Flow Dynamics. : Январь 2018. – 2498 с.
22. Rock Flow Dynamics, Дизайнер Геологии и Моделей tNavigator / Rock Flow Dynamics. : Январь 2018. – 254 с.
23. Rock Flow Dynamics, Руководство по PVT Дизайнеру tNavigator / Rock Flow Dynamics. : Январь 2018. – 102 с.
24. Rock Flow Dynamics, Руководство по VFP Дизайнеру tNavigator / Rock Flow Dynamics. : Январь 2018. – 125 с.