

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ  
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ  
ЗАИМСТВОВАНИЯ

Директор Политехнической школы  
М.О. Писарев  
\_\_\_\_\_ 2019 г.



**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
(магистерская диссертация)

**КОНЦЕПТУАЛЬНЫЙ ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА  
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х»**

Направление подготовки 03.04.02 Физика

Магистерская программа «Концептуальный инжиниринг месторождений  
нефти и газа»

Выполнили групповой  
проект  
студенты 2 курса  
очной формы обучения

Арзикулов Ойбек Анзор угли  
Бетехтин Константин Игоревич  
Купрова Евгения Александровна  
Толкачева Екатерина Олеговна  
Полтавский Данила Николаевич

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

Клещенко Иван Иванович

Консультант  
Старший эксперт,  
с.р.-м.н., доцент  
ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Кадочникова Лилия Михайловна

Рецензент  
Директор программ  
технологического развития ООО  
«Газпромнефть НТЦ»

Панов Роман Алексеевич

г. Тюмень, 2019

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	6
1.1. Географическое и административное положение .....	6
1.2. Природно-климатические условия.....	6
1.3. Характеристика рельефа территории.....	9
ГЛАВА 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	11
2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза .....	11
2.2. Тектоническое строение.....	18
ГЛАВА 3. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ .....	21
3.1. Комплекс, методика, техника и качество промыслово- геофизических исследований .....	21
3.2. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин.....	22
3.4. Выделение коллекторов и определение эффективных толщин.....	27
3.5 Оценка характера насыщения коллекторов и определение положения контактов.....	30
ГЛАВА 4. ФИЗИКО-ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА.....	32
4.1. Сведения об отборе керна, объеме и методике изучения его физических параметров.....	32
4.2 Физико-литологическая характеристика пород-коллекторов и пород-покрышек.....	35
4.3 Петрофизическая основа интерпретации ГИС .....	37

ГЛАВА 5. СОЗДАНИЕ 3Д ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	45
5.1. Исходные данные для моделирования .....	45
5.2. Структурное моделирование .....	46
5.3. Создание модели литологии .....	49
5.4. Создание модели фильтрационно-емкостных свойств.....	51
5.5. Создание модели нефтегазонасыщенности.....	53
5.6. Обоснование подсчетных параметров и подсчет геологических запасов месторождения .....	55
5.7. Многовариантные расчеты .....	59
ГЛАВА 6. СОЗДАНИЕ 3Д ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	60
6.1. Ремасштабирование геологической модели месторождения.....	60
6.2. Создание флюидальной модели. ....	61
6.3. Задание функций ОФП.....	63
ГЛАВА 7. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	68
7.1. Выбор типа конструкции скважины .....	68
7.2. Обоснование системы разработки залежи .....	70
7.3. Выбор системы поддержания пластового давления .....	72
7.4. Прогнозные расчеты.....	74
ГЛАВА 8. ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ И КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН. КУСТОВАНИЕ.....	76
8.1. Определение конструкции скважин.....	76
8.2. Выбор типа буровой установки и кустование .....	76
8.3. Формирование графика бурения .....	78
ГЛАВА 9. НАЗЕМНОЕ ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	79
9.1. Система сбора продукции и ППД .....	79

9.2. Система подготовки скважинной продукции .....	84
9.3. Энергоснабжение .....	89
9.4. Вспомогательные объекты инфраструктуры месторождения .....	93
9.5. Численность эксплуатационного персонала .....	98
ГЛАВА 10. ЛОГИСТИЧЕСКАЯ СХЕМА .....	99
10.1. Варианты транспортировки и сбыта нефти .....	99
10.2. Варианты утилизации и полезного использования ПНГ .....	101
ГЛАВА 11. АНАЛИЗ РИСКОВ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ.....	104
11.1. Оценка рисков HAZID / ENVID .....	107
ГЛАВА 12. ПЕРИОД ОПР И РАННЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ .....	110
ГЛАВА 13. ЭКОНОМИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	112
13.1. Первоначальная оценка рентабельности проекта .....	112
13.2. Выручка.....	112
13.3. Прибыль. Чистая прибыль. ....	113
13.4. Налоги .....	115
13.5 Варианты транспорта нефти. Выбор наиболее оптимального варианта.....	119
ВЫВОДЫ .....	122
Приложение А .....	126
Приложение Б.....	127
Приложение В.....	128
Приложение Г .....	131
Приложение Д.....	132
Приложение Е.....	133
Приложение Ж.....	134

## **ВВЕДЕНИЕ**

Концептуальный проект разработки и обустройства нефтегазоконденсатного месторождения, находящегося на этапе «оценка» выполнен исходя из предпосылок наличия так называемого Green Field. Предполагается, что на начало 2019 года пробурено 5 поисково-разведочных скважин, существует описание керновых исследований, проведены геофизические (ГИС) и гидродинамические исследования (ГДИС) в разведочных скважинах, а также известны основные свойства флюидов. Месторождение располагается в существенном удалении от существующей инфраструктуры (построен автозимник).

Целью данного проекта является оценка перспективности рассматриваемого месторождения, создание базы данных, включающую актуальную геолого-промысловую, промыслово-геофизическую, эксплуатационную и гидродинамическую информацию. Создание геолого-технологической (ГМ, ГДМ и обустройство) модели месторождения и обоснование рекомендуемого варианта разработки.

## **ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ**

### **1.1. Географическое и административное положение**

В административном отношении лицензионный участок расположен в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Город Надым является административным центром и располагается на расстоянии 100 км в северо-западном направлении от ЛУ, в нем находится ближайшая действующая ЖД ветка, аэропорт и речной порт. Ближайший населенный пункт в 30 км северо-западного направления – Кутопьюган, а на расстоянии 100 км в юго-восточном направлении располагается город Надым. До ближайших морских портов нет прямого сообщения, до порта Сабетта – 635 км и мыса Каменного 280 км.

В геологическом отношении месторождение относится к Ярудейскому нефтегазоносному району Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазовой провинции. Район считается перспективным в контексте потенциальной нефтегазоносности. Ближайшем нефтяным разведваемым месторождением является Лензитское, которое находится на расстоянии 51 км восточнее ЛУ. В 67 км на юго-восток расположено Надымское газоконденсатное месторождение, на данный момент находящееся на стадии доразведки.

### **1.2. Природно-климатические условия**

В географическом отношении месторождение расположено в северной части Надымской низменности Салехардской лесотундровой зональной провинции. Климат района - субарктический континентальный с продолжительной суровой зимой и достаточно прохладным коротким летом. Среднегодовая температура воздуха отрицательная - минус 5,5°C. Средняя температура самого холодного в году месяца (январь) - 23,7°C, а самого жаркого (июль) +15,7°C. Зарегистрированный абсолютный температурный минимум - минус 50°C, абсолютный максимум - плюс 35°C.

Особенности климата рассматриваемой территории обусловлены ее северным географическим положением (66 градусов с.ш.) в глубине континента, и связанным с этим незначительным притоком солнечной радиации. При среднем значении годовой суммы осадков в 490 мм, основное количество приходится на долю теплого периода с апреля по октябрь - около 75-77 % (366 мм) с максимумом в сентябре. Относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца 70 %, наиболее холодного месяца 80 %.

В зимний период преобладают юго-западные ветры, в летний - северные. Средняя годовая скорость ветра составляет 3,6 м/сек. Снежный покров образуется в среднем 23 октября, сход снега происходит 6 мая. Продолжительность снежного покрова 220 дней. Высота снежного покрова на безлесных участках 50-70 см, в лесу – 80-120 см. Плотность снега в лесу возрастает от 130-150 до 190-210 кг/м<sup>3</sup> (с ноября по март), на открытых участках из-за ветрового переноса и уплотнения – 160-170 кг/м<sup>3</sup> в ноябре до 220-240 кг/м<sup>3</sup> к концу марта. Характерными атмосферными явлениями рассматриваемой территории являются метели (52-54 дня в году) и изморози (47 дней в году).

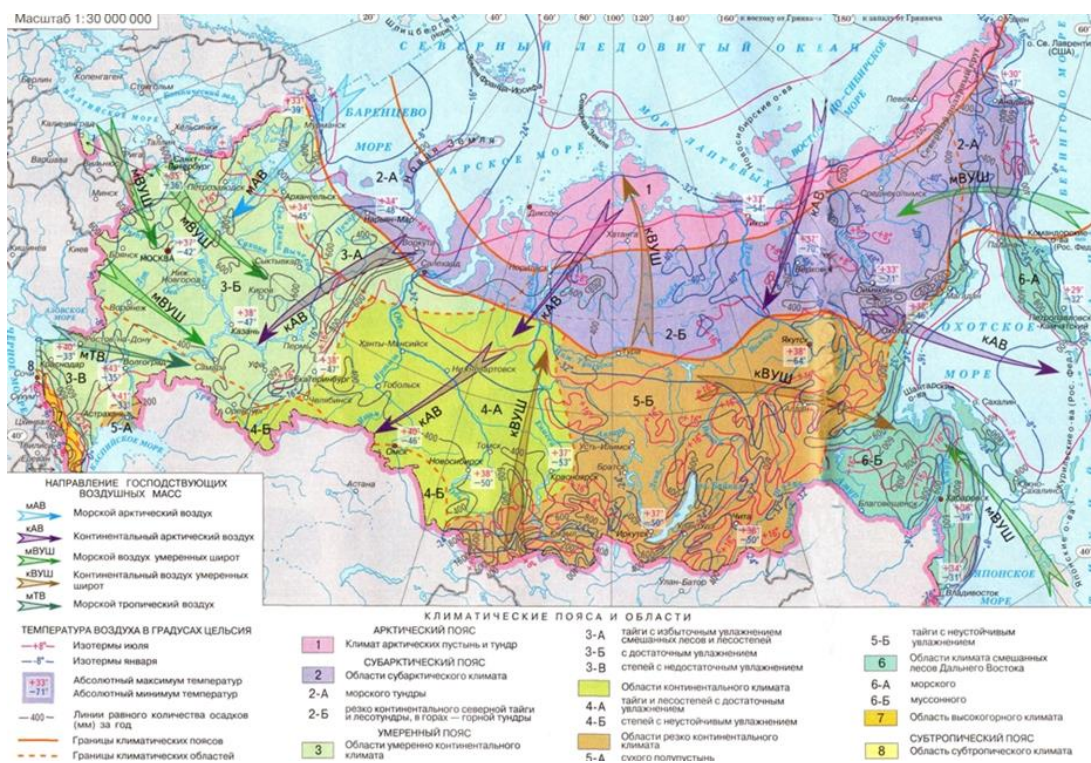


Рисунок 1.2.1. Климатическая карта России

Природные комплексы изучаемой территории относятся к лесотундровой природной зоне. Относительно дренированные поверхности водоразделов заняты лиственничными кустарничково-мохово-лишайниковыми редколесьями в сочетании с тундровыми сообществами. Придолинные дренированные участки водораздельных склонов заняты сообществами елово-лиственничных лишайниковых редколесий. По сниженным межбугорным понижениям распространены сообщества кочковатых и мелкобугристых березово-елово-лиственничных лесов.

По поверхности высоких речных террас, доминирующих по площади на изучаемой территории, на дренированных участках распространены елово-лиственничные и лишайниково-мохово-кустарничковые леса.

Животный мир территории участка формируют представители северо-таежного и лесотундрового зональных комплексов. Состав фауны лесотундрового комплекса включает порядка 40 видов млекопитающих, около 156 видов птиц, 2 вида пресмыкающихся и 4 вида земноводных. Группу охотничье-промысловых животных, представляющих хозяйственный интерес, образуют: бурый медведь, песец, лисица, горноста́й, американская норка, заяц-беляк, лось, белка обыкновенная, соболь, северный олень, ондатра. Заповедных территорий в пределах ЛУ нет. Ближайшие заказники: «Нижне-Обский», «Верхне-Полуйский», «Надымский» заказник.

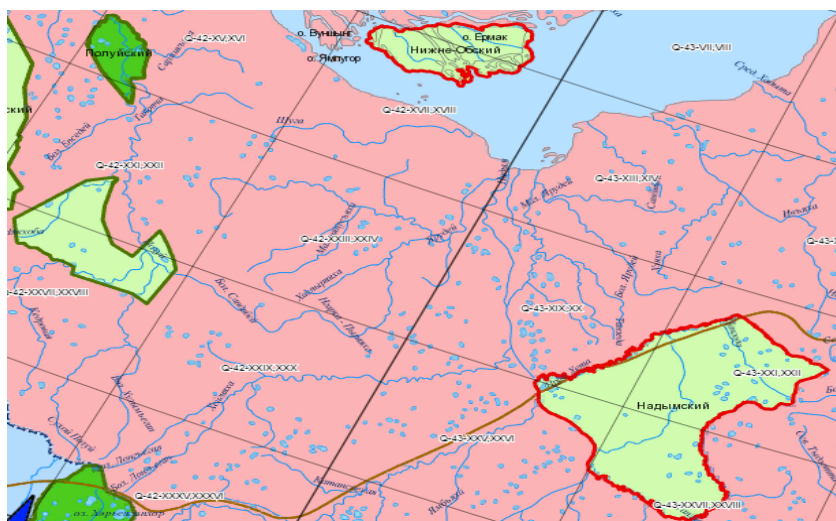


Рисунок 1.2.2. Расположение природных заповедников.



Согласно схеме геокриологического районирования участок расположен в Центральной зоне Игарко-Нумтинской подзоны Обь-Надымской области. Данная территория характеризуется прерывистым распространением многолетнемерзлых пород (ММП), для которых характерно двухслойное строение современной и древней многолетней мерзлоты. На участках двухслойных мерзлых толщ ММП глубина залегания кровли реликтового слоя изменяется от 50 м на поймах рек до 200 м на Сартанских террасах. Мощность реликтового слоя составляет 100-200 м, мощность монолитных толщ – от 50 м на Зырянских террасах, до 300 м на Сартанских террасах. Верхний (современный) слой залегает на глубине от 10-15 м (иногда несколько глубже) до 25-40 м.

### **1.3. Характеристика рельефа территории**

Территория участка приурочена к полосе междуречных морских равнин южного участка Обской губы. Рельеф территории имеет значительное расчленение озерами (расстояние между соседними понижениями рельефа составляют 1,2-1,8 км); изрезанность долинами рек и овражно-балочной сетью характеризуется высокими значениями. Глубина расчленения увеличивается от 5-10 м на придолинных участках до 10-25 м по водораздельным поверхностям. Абсолютные отметки поверхности земли изменяются от 20 до 50 м.

Исследуемая территория характеризуется слабой сейсмической деятельностью. Согласно карте И. В. Уломова (ОСР-97С) сейсмическая активность данной территории отмечается в пределах 5 баллов по шкале MSK-64 (СНиП II-7-81).

### **1.4. Условия водоснабжения**

Речная сеть района работ принадлежит бассейну Обской губы, а также бассейну реки Надым (общая длина 554,56 км) и представлена р. Ярудей (322,41 км), р. Шуга (192,74 км), р. Яптокошута (45,95 км), р. Нератояха (33,07 км), р. Хатыдаяха (42,65 км), р. Сябуяха (30,03 км), р. Лангседаяха (79,69 км),

р. Ябторма (57,78 км), р. Выерьяха (30,21 км) и другие. Реки рассматриваемой территории принадлежат к типу рек со смешанным питанием, в котором участвуют талые воды сезонных снегов, жидкие осадки и подземные воды.

Вторым элементом гидрографической сети территории являются озера – заозеренность территории месторождения около 2 %. Многие озера соединены между собой внутриболотными реками и ручьями, образующими единую озерно-речную систему. Наиболее крупные озера на территории участка: оз. Хавыто №1 (1,5 км<sup>2</sup>), оз. Хавыто №2 (1,7 км<sup>2</sup>), оз. Шекурово (0,5 км<sup>2</sup>), оз. Миссионерское (0,3 км<sup>2</sup>).

Болота развиты, в основном, в поймах рек (торфяно-минеральные, мерзлотно-трещиноватые, травяные и мохово-травяные) и на водоразделах (торфяные, плоскобугристые с кустарниково-лишайниково-моховым покровом на буграх и травяно-моховым – в мочажинах).

Воды исследуемого района относятся к водам гидрокарбонатного класса натриевой группы. Минерализация речных вод – 30 мг/л. Источником технической воды являются близлежащие реки и озера, источником хозяйственно-питьевого водоснабжения является привозная питьевая вода.

### **1.5. Строительные материалы**

Ближайшими подготовленными к разработке месторождениями строительного сырья, являются месторождения строительного песка – Русловое (в русле р. Надым) и три месторождения кирпично-керамзитовых глин в районе г. Надым (Широтное, Водораздельное и Озерное).

В пределах развития современных русловых и пойменных отложений рек Надым, Ярудей и их притоков, обнаружены и предварительно разведаны месторождения строительного песка, песка для производства бетонов (участки Ид-Яхский, Пус-Яхский, Лангсядо-Яхский, Меридиональный).

## ГЛАВА 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении рассматриваемой площади принимают участие отложения платформенного чехла, сложенные песчано-алевритоглинистыми породами мезозойско-кайнозойского возраста.

Палеозойский фундамент в пределах участка скважинами не вскрыт. Породы палеозойского фундамента вскрыты в ряде скважин на близлежащих территориях. Так, на соседней площади скважиной 1 кровля палеозоя фиксируется на глубине 5379 м. Керн, поднятый из интервала глубин 5400-5443 м, представлен плотными органогенными известняками с остатками брахиопод и фораминиферами среднедевонского возраста. Проходка по палеозойским породам в скважине 2 составила 181 м. Кровля отмечается на глубине 3356 м, породы фундамента представлены сланцами хлоритовыми, серицитовыми, зелеными слюдистыми, с прослоями и линзами кальцита и прожилками кварца предположительно раннепалеозойского возраста.

Мезозойские отложения залегают на палеозое с размывом и угловым несогласием. В строении мезозойской толщи значительная роль принадлежит мелководным и прибрежно-морским образованиям юры и мела, которые охарактеризованы различными типами ископаемой фауны (двустворчатые моллюски, аммониты, фораминиферы, остракоды и др.). В расчленении мезозойских отложений значительную роль играют фораминиферы, потому что они наиболее представительны в данном типе разреза. В юрских отложениях особенно много раковин фораминифер из семейства *Ammodiscidae*, а в меловых - *Polymorphinidae*. Данные группы фауны являются хорошими показателями биомических условий морского бассейна и могут успешно использоваться для корреляции литостратиграфических подразделений.

В пределах исследуемой территории юрские отложения делятся на два крупных фациальных комплекса: нижне-среднеюрский и верхнеюрский,

каждый из которых имеет свой генетический набор осадочных образований с соответствующим сочетанием органических остатков. При этом значительная часть келловейских отложений рассматривается совместно с верхнеюрскими, так как они связаны формационно.

В составе юрских отложений выделяются: котухтинская, тюменская, абалакская и баженовская свиты.

Котухтинская свита (плинсбах-тоар-н.ааленский) по характеру слагающих ее отложений делится на две подсвиты: нижнюю и верхнюю, в кровле которых выделяются региональные реперные глинистые пачки, соответственно, тогурская и радомская, являющиеся флюидоупорами для песчано-алевролитовых пластов ЮН<sub>11</sub> и ЮН<sub>10</sub>, соответственно. Нижняя подсвита сложена серыми и зеленовато-серыми песчаниками, чередующимися с алевролитами и уплотненными глинами, с остатками листовой флоры, спор и пыльцы. В разрезе нижней подсвиты выделяются песчано-алевролитовые пласты ЮН<sub>11</sub>-ЮН<sub>13</sub>. К кровле пласта ЮН<sub>12</sub> приурочен ОГ «ТЮ<sub>12</sub>».

Тогурская пачка нижней подсвиты сформировалась в период тоарской трансгрессии моря, которое покрыло большую часть территории севера Западной Сибири. Представлена она темно-серыми аргиллитами, прослоями слабобитуминозными, углистыми, с прослоями алевролитов. В породах встречается растительный детрит, остатки листовой флоры, двустворки, споры и пыльца тоарского яруса. К тогурской пачке приурочен сейсмический отражающий горизонт Т<sub>4</sub>.

Верхняя подсвита литологически представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками, чередующимися с алевролитами и аргиллитами, отложение которых происходило в прибрежно-морских условиях. В породах встречается пирит, сидерит, растительный детрит, комплексы фораминифер, спор и пыльцы верхнего тоара. Данная пачка включает в себя пласт ЮН<sub>10</sub>.

Радомская пачка верхней подсвиты, завершающая разрез котухтинской свиты, представлена темно-серыми аргиллитами морского генезиса, интервалами слабобитуминозными, с прослоями песчаников и алевролитов.

Пачка охарактеризована единичными двустворками, комплексами спор и пыльцы аалена. К радомской пачке приурочен сейсмический отражающий горизонт Т<sub>3</sub>. Общая толщина отложений котухтинской свиты по данным бурения составляет 293–421 м, в скважине 2-Р –308 м.

Тюменская свита (ааленский-батский) по характеру слагающих ее пород делится на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижняя подсвита (толькинская) представлена переслаивающимися аргиллитами, алевролитами и песчаниками с преобладанием алевроито-глинистых пород. Песчаники серые, мелкозернистые, плотные, крепкие, часто глинистые с редкими включениями углистого детрита. Алевролиты серые, разнозернистые, нередко глинистые. Аргиллиты темно-серые, участками до черных, часто алевроитистые, иногда углистые. В разрезе нижней подсвиты выделяются песчано-алевритовые пласты ЮН<sub>7</sub>–ЮН<sub>9</sub>. Средняя подсвита (сандибинская) сложена частым неравномерным переслаиванием темно-серых аргиллитов, иногда углистых, с глинистыми песчаниками и алевролитами. Участками отмечаются прослои углей. В средней подсвите выделяются пласты ЮН<sub>5</sub>–ЮН<sub>6</sub>.

Верхняя подсвита (надымская) представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и темно-серых аргиллитов. Песчаники серые, преимущественно мелкозернистые, кварцево-полевошпатовые, слабослюдистые, плотные, крепкие, грубоплитчатые, с редкой волнисто-прерывистой слоистостью, подчеркиваемой углистым материалом. Аргиллиты темно-серые (до черных), алевроитистые, тонкоплитчатые, часто углистые, с довольно хорошо выраженной тонкой линзовидно-прерывистой слоистостью, подчеркиваемой серым алевроитовым материалом, с маломощными прослоями серых и светло-серых песчаников. Отмечаются биотурбированные прослои, пирит. В верхней подсвите выделяются пласты ЮН<sub>2</sub> – ЮН<sub>4</sub>.

Для всего разреза тюменской свиты характерно наличие в породах обуглившегося растительного детрита и обломков углефицированной древесины. Нередко породы тюменской свиты имеют буроватый оттенок. К

кровле тюменской свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт  $T_1$ . Толщина отложений тюменской свиты 374–460 м, в скважине 2-Р – 437 м.

Верхняя юра (с большей частью келловей) представлена морскими осадочными образованиями абалакской и баженовской свит, которые трансгрессивно перекрывают отложения тюменской свиты.

Абалакская свита (келловей-оксфорд-кимеридж-н.титон) сложена темно-серыми аргиллитоподобными глинами, тонкоотмученными до алевроитовых, в нижней части разреза со стяжениями пирита, в верхней – с глауконитом и карбонатными конкрециями. Толщина свиты по скважинным данным составляет 47–69 м.

Баженовская свита (титон-берриас) сложена битуминозными аргиллитами, черными с коричневатым оттенком, в разной степени плитчатыми, плотными, с прослоями рыхлых листоватых разностей, радиоляритов, глинистых известняков. В основании встречается глауконит. Отмечаются включения пиритовых стяжений, остатков рыб, аммонитов и двустворок волжского - берриасского возраста. К баженовской свите приурочен опорный отражающий сейсмический горизонт «Б». Толщина свиты варьирует от 30 м до 61 м.

#### Меловая система

По характеру слагающих отложений разрез мела на исследуемой территории довольно четко делится на три комплекса: берриас-готеривский, готерив-сеноманский и верхнемеловой (без сеномана), каждый из которых имеет свои особенности строения.

Берриас-готеривский комплекс представлен глинистыми отложениями ахской свиты, накопление которых происходило в морских условиях.

Готерив-сеноманский комплекс представлен отложениями танопчинской, яронгской и марресалинской свит, формирование которых происходило в континентальных и прибрежно-морских условиях.

Ахская свита (берриас-валанжин-н.готерив) сложена серыми и темно-серыми аргиллитоподобными глинами с редкими прослоями серых

алевролитов и глинистых песчаников, часто известковистых. Отмечаются редкий растительный детрит, пиритизированные водоросли, пирит, сидирит, в низах – остатки рыб. Возраст пород устанавливается по многочисленным находкам аммонитов, двустворчатых моллюсков и фораминифер. В разрезе свиты выделяются пласты БН<sub>1</sub>, БН<sub>2</sub>, БН<sub>3</sub>, БН<sub>4</sub>. Толщина свиты 564–645 м.

Танопчинская свита (н.готерив-баррем-апт). В составе свиты выделяется несколько пачек. Верхняя пачка представлена неравномерным переслаиванием серых песчаников, алевролитов и глин алевроитовых. Характерны пласты бурых углей, растительный детрит, отпечатки листовой флоры. Нейтинская пачка представлена глинами серыми до темно-серых, алевроитистыми с пластами серых песчаников и алевролитов. Возраст отложений нейтинской пачки соответствует раннему апту, приурочен сейсмогоризонт М. Нижняя пачка сложена неравномерным чередованием серых глин, преимущественно алевроитовыми с серыми песчаниками и пластами углей. Характерен растительный детрит и обломки древесины. Толщина свиты 616–764 м.

Яронгская свита (альб) представлена прибрежно-морскими осадками, согласно залегающими на отложениях танопчинской свиты. Преимущественное положение в разрезе занимают глины серые, темно-серые прослоями аргиллитоподобные, от тонкоотмученных до алевроитовых, участками биотурбированные, с пластами песчаников и алевролитов. Встречаются растительный детрит, остатки двустворок. Возраст осадков устанавливается по комплексу фораминифер с *Ammobaculites fragmentarius*. Толщина свиты 100–153 м.

Марресалинская свита (в.альб - сеноман) представлена сероцветными алевроитами и уплотненными песчаниками с прослоями и линзами буровато-серых алевроитовых глин. Характерен растительный детрит, обрывки листовой флоры. В разрезе свиты выделяются пласты ПК<sub>1</sub> - ПК<sub>10</sub>. К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт «Г». Толщина свиты 427–435 м.

Верхнемеловой комплекс (без сеномана) в пределах рассматриваемой территории представлен морскими глинистыми образованиями кузнецовской, березовской и ганькинской свит, являющихся на севере Западной Сибири региональной покрывкой для газоносных пород сеномана.

Кузнецовская свита (турон-н.коньяк) начинает цикл морских глинистых осадков верхнего мела и палеогена, трансгрессивно перекрывает отложения марресалинской свиты. Представлена серыми (до темно-серых) и зеленовато-серыми глинами, с включением глауконита, пиритизированных водорослей и остатков фауны. Местами в нижней части разреза отмечаются прослой слабобитуминозных глин. Толщина свиты 10–19 м.

Березовская свита (н.коньяк-сантон-кампан) согласно залегает на кузнецовской. Литологически она расчленяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена преимущественно серыми и голубовато-серыми опоками и глинами темно-серыми и черными, монтмориллонитового состава, прослоями опокovidными. Характерно наличие двустворок, фораминифер и радиолярий. К кровле нижнеберезовской подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт «С».

Верхняя подсвита представлена серыми, зеленовато-серыми и темно-серыми глинами, часто слабоалевритистыми, с редкими прослоями опокovidных глин и опок. Для пород верхней подсвиты характерны фораминиферы и радиолярии. Общая толщина свиты 53–95 м.

Ганькинская свита (маастрихт) представлена серыми и зеленовато-серыми глинами, прослоями известковистыми, алевритистыми, с пиритизированными остатками водорослей, единичными обломками гастропод. Возраст свиты определен по находкам аммонитов и микрофауне. Толщина свиты достигает 49 м.

#### Кайнозойские отложения

Рассматриваемая территория участка находится на границе Центрального и Зауральского районов, где породы палеогеновой системы имеют очаговое распространение. Палеогеновые отложения на участке практически



полностью подверглись размыву. За его пределами остатки отложений палеогенового возраста могут присутствовать в наиболее погруженных участках.

Отложения неоген-четвертичной системы, залегающие с размывом на верхнемеловых отложениях, представлены песками, супесями, суглинками, глинами с гравием, галькой. Мощность осадков достигает 318 м.

Группа	Система	Отдел	Свиты (ярус)	Подсвиты	Пачки	ОГ	Пласт	Толщина, м	
Кайнозойская	Неоген-четвертичная система	Отложения неоген-четвертичной системы, залегают с размывом на верхнемеловых отложениях						318	
	Палеогеновая	Палеогеновые отложения на участке практически полностью подверглись размыву							
Мезозойская	Меловая	Верхнемеловой	Ганькинская (маастрихт)					49	
			Березовская (н.коньяк-сантон-кампан)	Верхняя					53-95
				Нижняя		С			
		Кузнецовская (турон-н.коньяк)					10-19		
		Готерив-сеноманский	Марресалинская (в.альб - сеноман)			Г	ПК <sub>1</sub> -ПК <sub>10</sub>	427-535	
			Яронгская (альб)					100-153	
	Танопчинская (н.готерив-баррем-апт)		Верхняя					616-764	
		Нижняя							
	Берриас-готеривский	Ахская (берриас-валанжин-н.готерив)					БН <sub>1</sub> -БН <sub>4</sub>	564-645	
	Юрская	Верхнеюрский	Баженовская (титон-берриас)			Б			30-61
			Абалакская (келловей-оксфорд-кимеридж-н.титон)					47-69	
		Нижне-среднеюрский	Тюменская (ааленский-батский)	Надымская	★	Т1	ЮН <sub>2</sub> -ЮН <sub>4</sub>	371-460	
				Сандибинская			ЮН <sub>5</sub> -ЮН <sub>6</sub>		
Толькинская						ЮН <sub>7</sub> -ЮН <sub>9</sub>			
Котухтинская (плинсбах-тоар-н.ааленский)	Верхняя	Радомская	Т3	ЮН <sub>10</sub>	293-421				
	Нижняя	Тогурская	Т4	ЮН <sub>11</sub> -ЮН <sub>13</sub>					
PZ	не вскрыт								

Рисунок 2.1.1. Геохронологическая шкала

## 2.2. Тектоническое строение

Участок расположен в пределах крупного вала, который в юго-западном направлении переходит в мегавпадину. Восточная граница вала совпадает с зоной глубинных разломов, разделяющих Уральскую и Центрально-Западносибирскую складчатые системы, западная – с глубинным разломом северо-северо-восточного простирания (рисунок 2.2.1). Крупный вал наследует блок палеозойских пород, испытавший поднятия в мезозое и кайнозое. Погружение оконтуривающих его впадин, происходило в юрское время с повышением интенсивности в неокоме и апт-сеномане. В верхнем мелу и палеогене интенсивность погружения значительно снизилась.

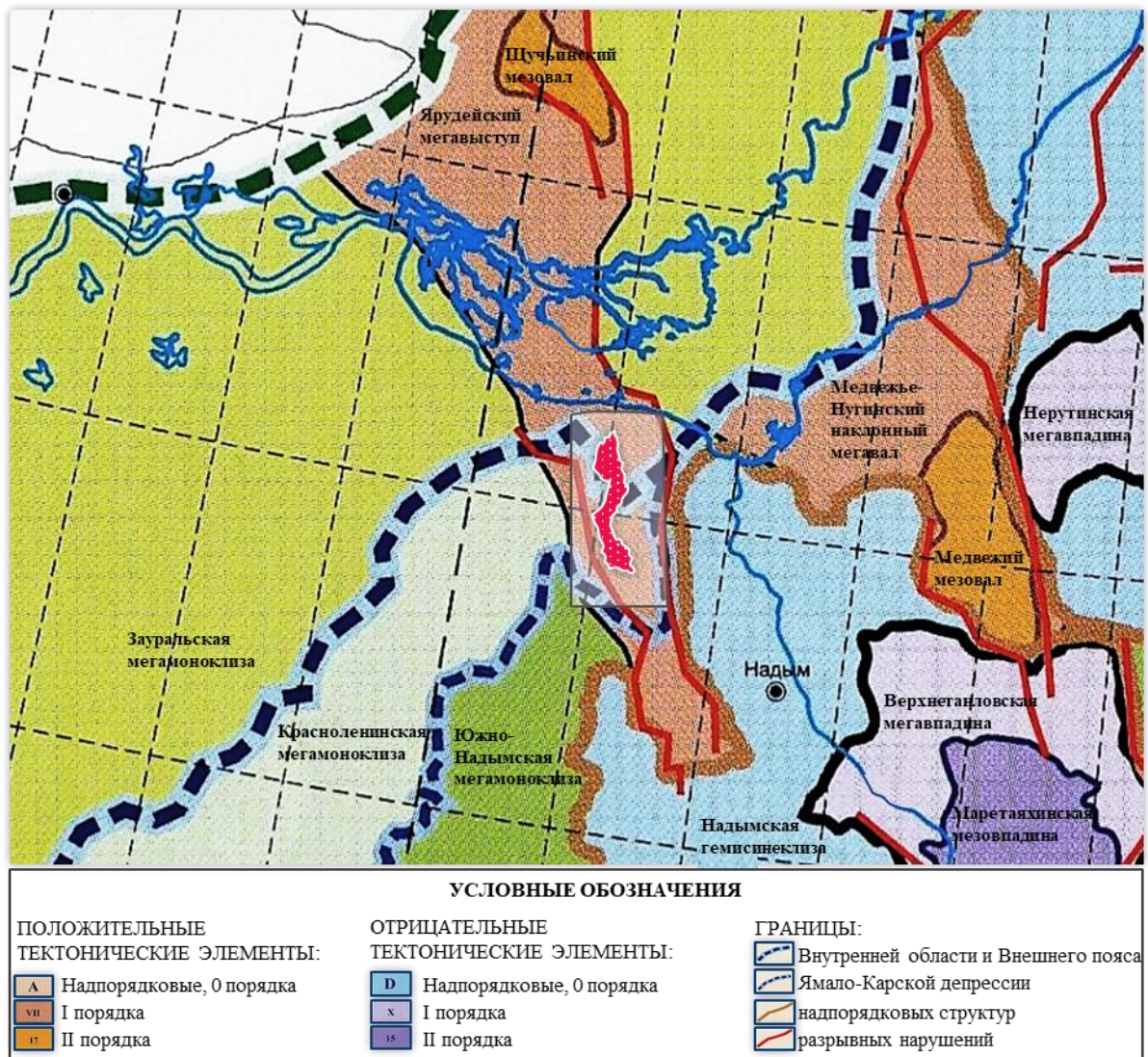


Рисунок 2.2.1. Тектоническая карта юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Конторович А.Э)

Сейсмогеологические данные, включая профиль ГСЗ, показывают, что рассматриваемый регион имеет трехэтажную геолого-акустическую структуру. Палеозойский складчатый фундамент является нижним этажом. Он характеризуется хаотическим рисунком записи осей синфазности по МОВ ОГТ, а также имеет высокие кажущиеся преломляющие границы от 5,4 до 6,2 км/с. В гравимагнитных полях он является отрицательным, а вне пределов вала закартированы сложные мозаичные поля аномалий. Фундамент сложен гранито-гнейсовым и сланцево-вулканогенным комплексами пород кембрийско-раннекарбонического возраста с гранитами позднего палеозоя.

Второй этаж – это верхняя часть Уральского или Обь-Тазовского тектонического комплекса. Он выделяется по КМПВ слабой слоистостью преломленных волн, дискордантных к чехлу и фундаменту, со скоростями преломленных волн около 4.5 км/с. По данным МОВ ОГТ картируются выдержанные отражения, отображающие полого-дислоцированную структуру, дискордантную до инверсии к мезозойско-кайнозойскому чехлу. Второй этаж представлен верхним палеозоем и нижним триасом, которые слагают межгорный прогиб, выделяемый по низким скоростям преломленных волн, данным ГСЗ по одному профилю (Евсеев, Караев, 1962), а также современными методами МОВ ОГТ по многим региональным и площадным работам.

В целом, пластовое залегание толщ верхнего палеозоя с переменными интервальными скоростями, свидетельствует в пользу того, что в разрезе чередуются мощные пачки терригенных пород, эффузивов и известняков. Последние выделяются по высоким интервальным скоростям около 6000 м/с.

Межгорный прогиб располагается в пределах полого-дислоцированных толщ девона и нижнего карбона синклиальной структуры. Мезо-кайнозойский осадочный чехол залегает с угловым и стратиграфическим несогласием на породах фундамента, возраст осадочного чехла – от плинсбахтоарских ярусов нижней юры до палеогена. На отложениях палеогена с размывом залегают неоген-четвертичные осадки. Чехол слабо дислоцирован,

углы наклона слоев менее 10 и залегает в виде мегавала, к которому с востока прилегает мегавпадина, а с запада – моноклираль. Осадочный чехол имеет мощность от 2500 до 3500 м, которая резко увеличивается на юг и на восток от мегавала. Он представлен терригенными отложениями триасовой, юрской, меловой, частично неогеновой и четвертичной систем. В разрезе осадочного чехла прослеживается ряд отражающих поверхностей, связанных с различными по возрасту и литологии осадками от нижней юры до верхнего мела: А (подошва платформенного чехла), Т1-Т4 (средняя и нижняя юра), Б (баженовская свита), М (апт), Г (сеноман), С (кровля сантона). Отражающие сейсмические горизонты связаны с выдержанными литологическими границами. Наиболее прослеживаемыми являются горизонты Б, Т<sub>1</sub>. Осадочный чехол расчленяется на структуры различных порядков.

Формирование вала в режиме сжатия, в позднем мелу и палеогене сопровождалось интенсивными сдвиго-надвиговыми движениями в палеозой-юрско-нижнемеловой части разреза. Вследствие этого структурные планы кровли доюрских образований, юры и нижнего мела осложнены системой нарушений преимущественно северо-восточного и меридионального направлений (рисунок 2.2.2).

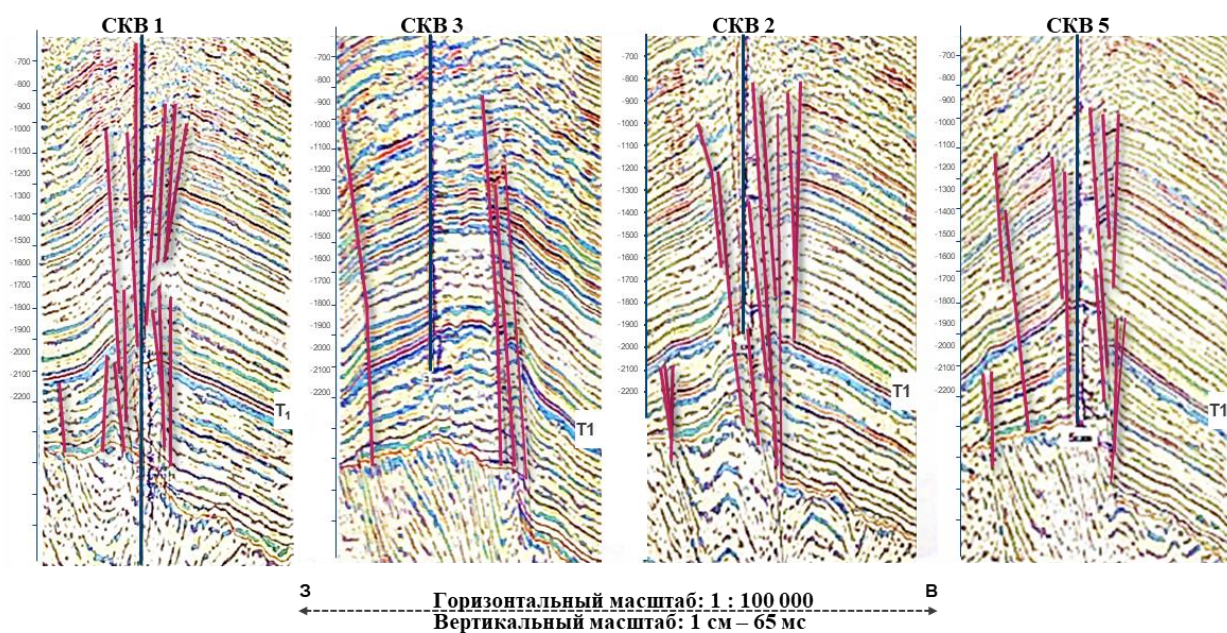


Рисунок 2.2.2. Временные разрезы по скважинам (1-Р, 3-Р, 2-Р, 5-Р)

## **ГЛАВА 3. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ**

### **3.1. Комплекс, методика, техника и качество промыслово-геофизических исследований**

Результаты геофизических исследований и работ в скважинах (ГИРС) являются одним из основных видов геологической документации скважин, пробуренных для поисков, разведки и добычи нефти и газа. Их применяют для решения геологических, технических и технологических задач таких как:

- Обеспечение заданных параметров бурения
- Корреляции пробуренных разрезов, оценки литологического состава и стратиграфической принадлежности пород
- Выделения коллекторов и количественных определений их фильтрационно-ёмкостных свойств и нефтегазонасыщенности
- Определения технического состояния обсадных колонн и цементного камня
- Контроля процессов добычи нефти и газа, оценки обводненности коллекторов и текущей нефтегазонасыщенности
- Привязки и контроля интервалов перфорации, контроля результатов испытаний
- Информационного обеспечения технологий вторичного вскрытия продуктивных пластов, их испытаний и интенсификации дебитов.

Материалы ГИРС составляют информационную основу для подсчета и пересчета запасов нефтяных и газовых залежей и определения степени их выработки. Достоверность решения перечисленных задач зависит от применяемого комплекса ГИС, полноты его выполнения и качества получаемых материалов.

На момент написания отчета в пределах месторождения пробурены 5 поисково-разведочных скважин (1-Р, 2-Р, 3-Р, 4-Р, 5-Р). В зависимости от

решаемых задач в поисково-разведочных скважинах вертикальных или с небольшим углом наклона ствола выполнялись следующие виды промыслово-геофизических исследований:

- Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (большой зонд) – НКТВ
- Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации – ПС
- Акустический каротаж – АК
- Радиоактивный каротаж (гамма-каротаж – ГК, гамма-гамма каротаж – г-ГК)
- Кавернометрия (диаметр скважины) – ДС
- Потенциал-зондирование – ПЗ
- Боковое каротажное зондирование – БКЗ
- Индукционных каротаж – ИК
- Многозондовый индуктивный каротаж – ИКЗ
- Метод микрокаротажного зондирования (МКЗ): микроградиент зонд – МГЗ и микропотенциал зонд – МПЗ.

### **3.2. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин**

Весь процесс, связанный с обработкой и интерпретацией геофизических данных, начиная от получения цифровой информации, ее редакции, до определения подсчетных параметров, осуществляется с применением современных вычислительных и программных средств на базе ПК. В качестве основного использовался программный комплекс автоматизированной обработки данных ГИС: Schlumberger Techlog 2015.3. Обработка выполнена в поточечном и попластовом режиме. По результатам геолого-геофизических исследований, выполненных в скважинах, решались следующие задачи:

- Литологическое расчленение
- Выделение коллекторов

- Разделение коллекторов по насыщению, определение межфлюидальных контактов и эффективных нефтегазонасыщенных толщин
- Определение коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности и проницаемости.

### 3.3. Определение исходных геофизических параметров

На первом этапе обработки материалов ГИС определялись исходные геофизические характеристики (используемые при количественной интерпретации): объемная плотность пород ( $\delta_{об}$ ), удельное сопротивление пласта ( $\rho_{п}$ ), относительный параметр ПС ( $\alpha_{пс}$ ), двойной разностный параметр ГК ( $\Delta J_{гк}$ ) и интервальное время пробега упругой волны ( $\Delta T$ ). Суммарное водородосодержание пород ( $W$ ) определялось непосредственно по кривой нейтронной пористости, но данные нейтронного каротажа были использованы только на качественном уровне, в связи с искажением показаний в продуктивной части раздела, влиянием газа и отсутствием надежной методики его учета.

#### *Определение относительного параметра ПС ( $\alpha_{пс}$ )*

Относительный параметр ПС ( $\alpha_{пс}$ ), в первую очередь, характеризует литологию (глинистость) коллектора, а при благоприятных геологических и техногенных условиях, является одним из основных геофизических параметров, по которому оценивается пористость коллекторов, рассчитывался по общепринятой методике по формуле:

$$\alpha_{пс} = \frac{\Delta U_{пс}}{\Delta U_{пс}^{опор}} \text{ где,}$$

$\Delta U_{пс}^{опор}$  - разность показаний ПС по опорным линиям: «линия глин» на уровне среднемаксимальных показаний глин и «линия песчаников» - на уровне минимальных показаний чистого опорного песчаника;  $\Delta U_{пс}$  - наблюдаемая величина, рассчитанная как разность величин уровня «линия глин» и значений кривой ПС. За опорный принимался чистый песчаник с

максимальной амплитудой ПС, расположенный в пределах изучаемых пластов группы ЮН, имеющих одинаковую минерализацию пластовых вод.

Данный параметр определен во всех разведочных скважинах, где запись ПС информативна и не искажена влиянием полимерного бурового раствора. Величины амплитуды ПС в опорных интервалах по скважинам приведены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1. Величина амплитуды ПС в опорных интервалах по скважинам месторождения

№ скв.	Целевой горизонт	Опорный пласт
1-Р	ЮН <sub>2-4</sub>	$\Delta U_{\text{ПС max}} = 70$ мВ (MD =1997-2120 м)
2-Р	ЮН <sub>2-4</sub>	$\Delta U_{\text{ПС max}} = 45$ мВ (MD =1845-1962 м)
3-Р	ЮН <sub>2-4</sub>	$\Delta U_{\text{ПС max}} = 35$ мВ (MD =1850-1990 м)
4-Р	ЮН <sub>2-4</sub>	$\Delta U_{\text{ПС max}} = 65$ мВ (MD =1876-2007 м)
5-Р	ЮН <sub>2-4</sub>	$\Delta U_{\text{ПС max}} = 50$ мВ (MD =1845-1962 м)

#### *Определение двойного разностного параметра ГК*

Двойной разностный параметр ГК -  $\Delta J_{\text{ГК}}$ , в большей степени характеризующий глинистость, рассчитывался по формуле:

$$\Delta J_{\text{ГК}} = \frac{(J_{\text{ГК}} - J_{\text{ГК}}^{\text{min}})}{(J_{\text{ГК}}^{\text{max}} - J_{\text{ГК}}^{\text{min}})}, \text{ где}$$

$J_{\text{ГК}}^{\text{max}}$  - максимальные показания ГК в опорных, устойчивых по физико-литологическим свойствам глинах для группы пластов ЮН<sub>2-4</sub>;  $J_{\text{ГК}}^{\text{min}}$  - минимальные показатели ГК в интервале залегания конкретного продуктивного горизонта.

Следует отметить определенные трудности, возникшие при расчете данного параметра, в связи с чем, расчет  $\Delta J_{\text{ГК}}$  надо считать весьма условным. Слабым местом в определении  $\Delta J_{\text{ГК}}$  является несоответствие опорных пластов стандартным условиям («чистые» песчаники и «чистые» глины).



### *Объемная плотность пород, интервальное время пробега упругой волны*

Объемная плотность пород и интервальное время пробега упругой волны определялись непосредственно по кривым гамма-гамма плотностного, акустического каротажей соответственно. При этом предварительно оценивалось качество записи методов. Надежным критерием качества акустического каротажа являются показания  $\Delta T$  в свободной колонне ( $\Delta T_k$ ). В случае отсутствия записи  $\Delta T_k$  в свободной колонне материалы необходимо корректировать путем сдвига кривой на величину, определенную при сопоставлении проверяемых значений с «опорными». В качестве «опорных» в разведочных скважинах принимались значения интервального времени, определенные на керне и привязанные к изучаемому разрезу в водонасыщенных коллекторах и в непроницаемых (плотных и глинистых) прослоях. Это связано с тем, что в продуктивной части разреза показания акустического каротажа на месторождении зачастую искажены влиянием газа (в газонасыщенных коллекторах) и повышенного газосодержания нефти (в нефтенасыщенной части) на показания метода. В качестве опорной по керну принята разведочная скважина 3-R (Рисунок 3.3.1).



Рисунок 3.3.1. Сопоставление кривых распределения значений интервального времени  $\Delta T$ , исходных по данным ГИС и замеренных на керне

Исходя из приведенного на рисунке 3.3.1 сопоставления можно сделать вывод о хорошем качестве замеров АК и сопоставимости их с керновыми данными.

### *Удельное электрическое сопротивление (УЭС)*

УЭС – важнейшая геофизическая характеристика пород, отражающая электрические свойства разреза, используется для оценки характера насыщенности коллекторов и количественного определения степени их насыщения.

Согласно «Методическим рекомендациям по определению подсчетных параметров...» УЭС пласта уверенно может быть определено при толщинах более 1.5 м. Однако, электрические параметры пласта надежно определяются по комплексу зондов ИКЗ, БК и ВИКИЗ в прослоях меньшей мощности (1 м), что дает определенные преимущества по сравнению с другими методами электрического каротажа. Определение удельного сопротивления маломощных прослоев происходит при условии, что эти прослои в целом составляют интервал не менее 1 м. Затруднения при оценке УЭС возникают, в основном, в пластах-коллекторах малых толщин, осложненных в кровле (подошве) плотными прослоями и находящимися в зонах экранирования, в интервалах тонкослоистого чередования коллекторов и непроницаемых разностей, в пластах с повышенной глинистостью. В отдельных пропластках толщиной менее 1 м УЭС не оценивается согласно методическим ограничениям. Технология определения УЭС включала 2 этапа: оценку качества результатов исследований по заданному набору опорных пластов и определение УЭС в попластовом режиме.

В поисково-разведочных скважинах, вскрывших отложения продуктивных пластов ЮН<sub>2-4</sub> информация об удельном электрическом сопротивлении породы регистрировалась несколькими способами, в зависимости от записанного в скважине комплекса ГИС.

УЭС определялось в мощных пластах (с мощностью более 1.6 м) по комплексу БКЗ – ИК – МПЗ, в единичных случаях – только по БКЗ. По скважине 2-Р, где отсутствуют замеры ИК в продуктивной части разреза (пласт ЮН<sub>2-4</sub>), представленной тонким чередованием проницаемых прослоев с глинистыми и плотными разностями, УЭС не определено.

При наличии в скважинах замеров многокатушечными индукционными зондами и их аналогов в оцифрованном виде, определение УЭС выполнено по результатам обработки методов ИКЗ. Результаты определения УЭС по трем скважинам месторождения в интервале пластов ЮН<sub>2-4</sub> приведены в табличном приложении А.

### **3.4. Выделение коллекторов и определение эффективных толщин**

Литологическое расчленение разреза скважин в пределах перспективных интервалов предусматривает выделение пластов, различающихся по геофизическим свойствам, определение их границ и глубины залегания. Принадлежность выделенных пластов к определённому литологическому типу определяется по совокупности признаков на диаграммах различных методов ГИС. В целом продуктивный разрез по данным ГИС можно расчленить на песчано-алевритовые породы, аргиллиты, карбонатизированные (плотные) и углистые разности.

Выделенные проницаемые породы, способные вмещать газ, нефть или воду и отдавать их при разработке (коллекторы) характеризуются стабильными признаками и критериями и содержат геологические запасы углеводородов. Выделение коллекторов базируется на различии физических свойств коллекторов и вмещающих пород, и выполняется по прямым и косвенным качественным признакам или количественным критериям (петрофизическое обоснование). Терригенные коллектора месторождения относятся к межзерновому типу.

Выделение эффективных толщин продуктивных пластов ЮН<sub>2-4</sub> проводилось с использованием всей имеющейся геолого-геофизической

информации и, исходя из записанного в каждой конкретной скважине комплекса ГИС. В основу выделения коллекторов по материалам промыслово-геофизических исследований были положены:

1) Прямые качественные признаки коллекторов по данным ГИС, свидетельствующие о подвижности пластовых флюидов (установление факта наличия проникновения в пласты фильтрата промывочной жидкости и формирование зоны проникновения):

- Наличие радиального градиента сопротивлений, измеренных зондами с разной глубиной – БК, ИКЗ и БКЗ
- Сужение диаметра скважины на кривых кавернометрии, вследствие формирования глинистой корки
- Положительные приращения на диаграммах МКЗ

2) Косвенные качественные признаки:

- Аномалии на кривой ПС (отрицательная, если  $УЭС_{p-ра} > УЭС_{\text{пластовой воды}}$ , и положительные при их обратном соотношении)
- Относительное снижение показаний по кривым ГК, ГГКп и водородосодержания, средний уровень значений на кривых интервального времени акустического каротажа.

Отмечено, что на месторождении в разведочных скважинах хорошо выражены прямые качественные признаки, по которым (в подавляющем большинстве случаев) и было выполнено выделение коллекторов. Следует отметить, что, информативность такого подхода в разрезе ограничена геолого-техническими условиями бурения скважин: применением полимерно-глинистых растворов, малыми толщинами фильтрующих и не фильтрующих интервалов, близостью минерализации пластовых вод и фильтрата промывочной жидкости.

При отсутствии качественных признаков выделение коллекторов проводится по количественным критериям. При этом привлекаются

граничные значения петрофизических параметров, определение которых по керновым данным приведено в главе 4.

Приведенная статистика к гистограммам распределения  $K_p$ ,  $K_{пр}$  в углеводородонасыщенной части пласта ЮН<sub>2-4</sub> на рисунке 3.4.1 показывает, что фильтрационные свойства по пласту практически сопоставимы.

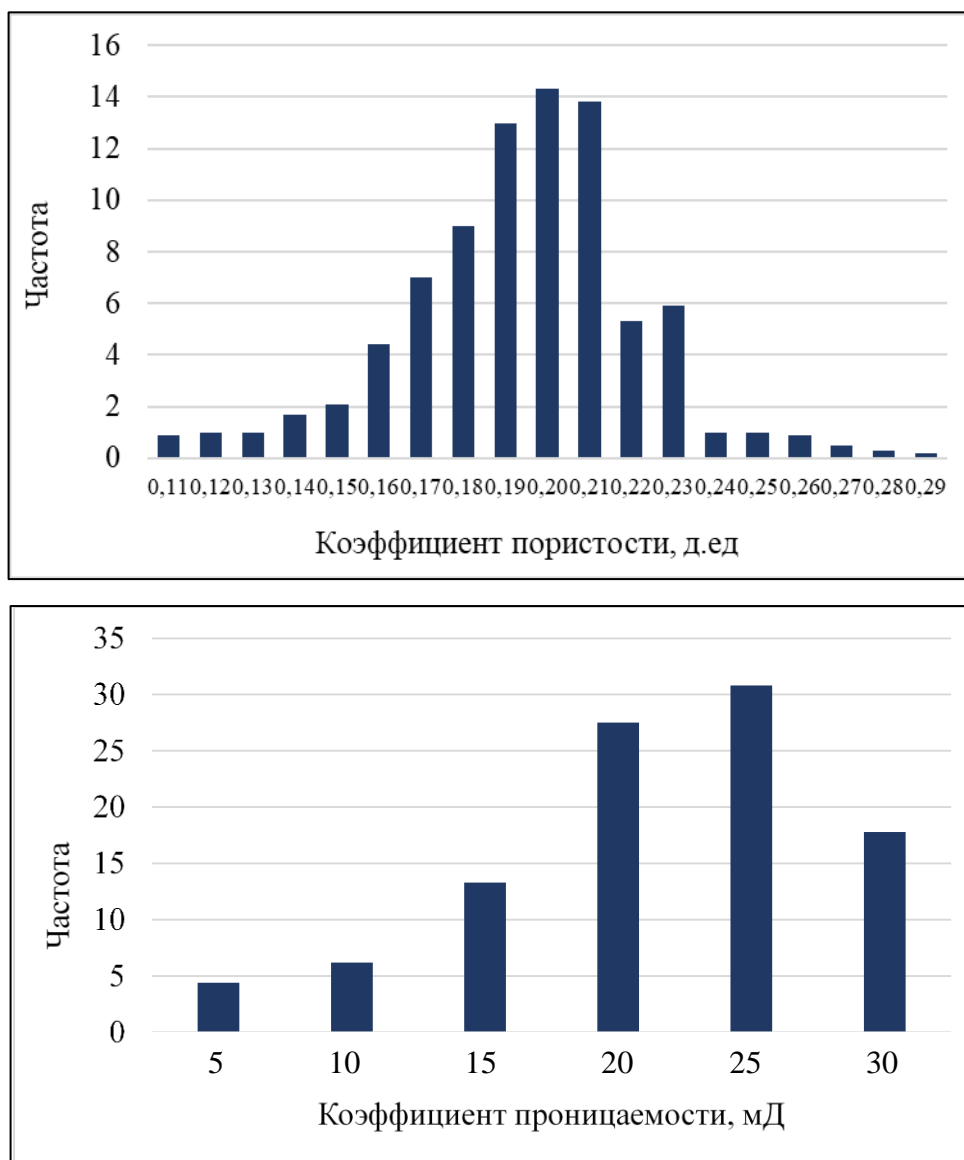


Рисунок 3.4.1. Гистограммы распределения коэффициентов пористости и проницаемости в углеводородонасыщенной части разреза

Границы пластов уточнялись по фокусированным методам, плотные карбонатные, глинистые, а также углистые непроницаемые прослои исключались на основании анализа комплекса методов ГГКп, БК, ИКЗ, ГК, НК и АК. Дополнительным признаком пласта-коллектора и его продуктивности

являлось наличие «кроссовера» (приращения) между диаграммами нейтронного и плотностного каротажей, связанного с разнонаправленным влиянием наличия газа на показания этих методов пористости.

Точность отбивки границ пластов составила 0.2 м, наименьшая мощность выделенных коллекторов – 0.4 м (Приложение Б).

### **3.5 Оценка характера насыщения коллекторов и определение положения контактов**

Существует несколько способов оценки характера насыщенности коллекторов. Один из них: оценка характера насыщенности и положения контактов продукт-вода основана на результатах определения удельных электрических сопротивлений (УЭС) пластов-коллекторов и сопоставления их с критическими величинами ( $\rho_{\Pi}^{кр}$ ). За критическую величину УЭС (согласно «Методические рекомендации по подсчету геологических запасов...» Москва-Тверь, 2003 г.) принимается такое значение, ниже которого при испытании коллектора получают однофазный приток воды, а выше- приток продукта с водой.

Для оценки величин ( $\rho_{\Pi}^{кр}$ ) коллекторов изучаемого месторождения был использован принятый в Западной Сибири тест, который заключается в сопоставлении  $\rho_{\Pi}$  от пористости коллекторов или геофизического параметра, отражающего ёмкостные свойства пород ( $\alpha_{ПС}$ ,  $K_{п}$ ) по опробованным интервалам, давших притоки углеводородов, воды или совместные притоки в различных соотношениях. Такие сопоставления носят статистический характер и для их построения необходимо располагать достаточным количеством пластопересечений по каждому пласту (объекту), свойства которых должны охватывать весь диапазон изменений. Так как нефть и газ в равной степени не электропроводны, то нефтегазонасыщенность коллекторов по электрическому сопротивлению обычно оценивают без их деления на нефте- или газонасыщенные интервалы.

По результатам опробования поисково-разведочных скважин месторождения в продуктивной и водоносной частях пластов ЮН<sub>2-4</sub>, а также надежных данных ГИС, построено сопоставление УЭС с коэффициентом пористости.

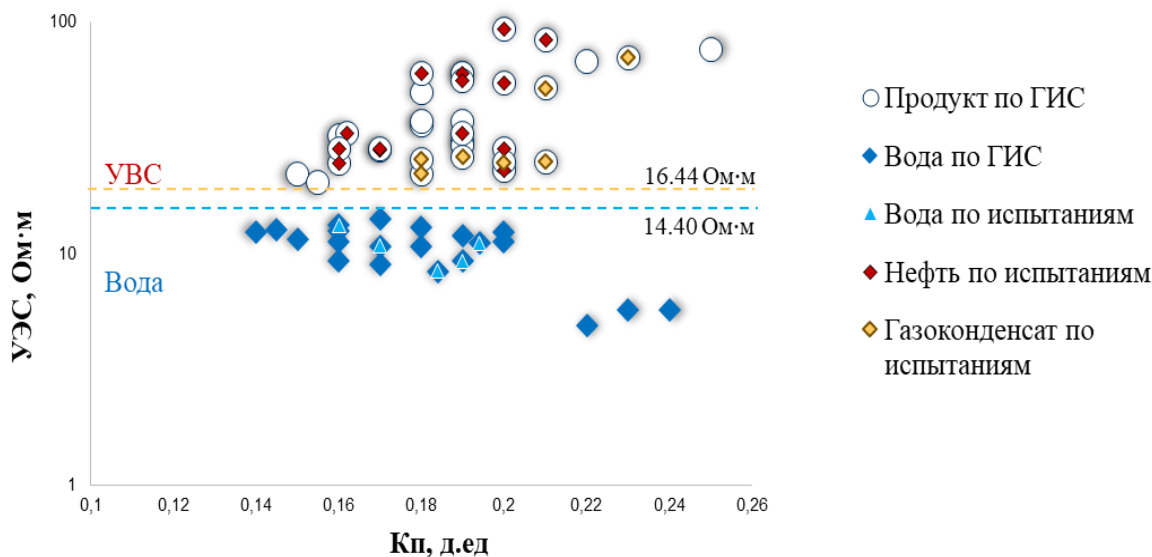


Рисунок 3.5.1. Сопоставление УЭС с коэффициентом пористости (Кп) в пласте ЮН<sub>2-4</sub> (поисково-разведочные скважины 1-Р, 2-Р, 3-Р, 4-Р, 5-Р)

Как видно из рисунка 3.5.1 чистый продукт из пласта ЮН<sub>2-4</sub> получен при УЭС=16.44 Ом·м и выше. Верхняя граница водоносного притока отмечена при УЭС=14.40 Ом·м. Диапазон УЭС, характеризующий неоднозначный характер насыщенности, достаточно узкий от 14.40 до 16.44 Ом·м.

## **ГЛАВА 4. ФИЗИКО-ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА**

### **4.1. Сведения об отборе керна, объеме и методике изучения его физических параметров**

Керновый материал является основой для получения достоверной геологической информации, а результаты его комплексного исследования совместно с геофизическими данными призваны обеспечивать надежную геолого-геофизическую интерпретацию при создании геологической модели и подсчете запасов нефтяных и газовых месторождений.

Физико-литологическая характеристика пород-коллекторов продуктивных объектов месторождения в пределах лицензионного участка изучалась на основе лабораторных исследований кернового материала, отобранного в скважинах 1-Р, 2-Р, 3-Р, 4-Р, 5-Р с привлечением первичного описания, выполненного в полевых и лабораторных условиях. В данном отчете подсчетными объектами являются пласты ЮН<sub>2-4</sub>.

Комплекс исследований, проведенных по скважинам, включает следующие виды анализов:

- Определение коллекторских свойств образцов (открытой пористости, газопроницаемости, остаточной водонасыщенности, плотности объемной и минералогической, карбонатности)
- Литолого-петрографическое исследование керна (макроописание керна, гранулометрический анализ, минералогический анализ)
- Определение удельного электрического сопротивления при 100% и частичном насыщении
- Определение остаточной водонасыщенности капилляриметрическим методом
- Определение относительных фазовых проницаемостей при стационарной двухфазной фильтрации в системе «вода-нефть»



- Определение остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения при вытеснении нефти водой

Методики обработки кернa и проведения анализов в лабораторных соответствующих принятым стандартам отрасли и ГОСТам. Фильтрационно-емкостные свойства, определенные по керну приведены в табличном Приложении В.

Открытая пористость определялась по методу Преображенского согласно ГОСТу 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения открытой пористости», и газоволюметрическим способом. В качестве насыщающей жидкости в методе Преображенского использовался керосин и модель пластовой воды, пористость по газу определялась с использованием гелиевого пикнометра.

Фильтрационные свойства породы характеризуются значениями абсолютной проницаемости, которая определяется по ГОСТу 26450.2-65 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации». Исследования проводились на образцах правильной цилиндрической формы при стационарной фильтрации и линейном направлении потока газа, в качестве которого использовались воздух или гелий.

Остаточная водонасыщенность пород определялась согласно ОСТ 39-204-86 «Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов по зависимости насыщенности от капиллярного давления». Образцы, насыщенные смачивающим флюидом (минерализованной водой), помещали в камеру высокого давления на полупроницаемую мембрану, самые широкие поры которой меньше пор образца. Между образцом и мембраной устанавливался капиллярный контакт через смоченную пластовой водой тонкую фильтровальную бумагу. Внутри камеры несмачивающей фазой (воздухом) создавали давление, под действием которого из образца вытеснялась вода. Давление в камере поддерживали постоянным до полного прекращения отжатия воды при заданном давлении.

Вытеснение воды из образца при таком давлении происходит до тех пор, пока величина капиллярного давления в поровых каналах не уравнивает давление вытеснения.

Объемная плотность определялась расчётным путем после взвешивания образца в жидкости и в воздухе согласно требованиям ГОСТ 26450.1-85. Также проводилось определение минералогической плотности с использованием гелиевого пикнометра и расчет по ней объемной плотности сухой и насыщенной породы.

Карбонатность пород определяется согласно СТП 1.4-97. Для проведения анализа образцы породы экстрагируют, дезинтегрируют и сушат до постоянного веса. Затем навеска породы помещается в емкость реакционной камеры. Производится автоматическая регистрация показаний прибора с дальнейшим определением кальцита, доломита и нерастворимого остатка.

Минералогический состав пород определялся на рентгеновском аппарате. Количественное содержание минералов в пробе устанавливалось по отношению базальных диагностических рефлексов на дифрактограммах, полученных при строго постоянных условиях съемки препаратов.

Изучение гранулометрического состава пород проводилось гидравлическим методом, расчет процентного содержания каждой фракции в исходном образце проводился в соответствии с СТП 1.10-97.

На коллекции образцов скважин 1-Р, 2-Р, 3-Р, 4-Р, 5-Р проведены, как стандартные петрофизические, так и специальные исследования, которые включают в себя следующие определения:

- коэффициента открытой пористости в барических и термобарических условиях
- коэффициента газопроницаемости в барических и термобарических условиях
- удельного электрического сопротивления в термобарических условиях

- скоростей продольных и поперечных акустических волн в термобарических условиях
- относительных фазовых проницаемостей в системе «газ-вода»

При использовании кернового материала для физико-литологической характеристики первоначально устанавливалось его истинное положение в разрезе путем увязки керна по глубинам с каротажными диаграммами. При этом в качестве реперов использовались литологические разности, наиболее четко выделяемые как по керну, так и по каротажу (карбонатизированные прослой, песчаники и аргиллиты значительной толщины) При увязке учитывались также результаты лабораторных исследований, прежде всего величины открытой пористости и проницаемости. Максимальное смещение составляет 3,1 м вверх по разрезу.

Затем была выполнена детальная увязка керна с материалом ГИС. На основе литологического описания и ФЕС образцов интервалы послойно привязывались к интервалам в соответствии с их характеристиками по ГИС, с целью построения связей КЕРН-ГИС.

Проводилась отбраковка образцов керна в процессе привязки по граничным значениям, полученным на основании геофизических зависимостей. Принцип отбраковки предусматривает исключение образцов из результативного анализа при резком несовпадении взаимосвязи коэффициента пористости с коэффициентом проницаемости коэффициентом остаточной водонасыщенности.

#### **4.2 Физико-литологическая характеристика пород-коллекторов и пород-покрышек**

Пласт ЮН<sub>2-4</sub> стратиграфически приурочен к верхней подсвете тюменской свиты. Литологически породы пласта Ю<sub>2-4</sub> представлены чередованием песчаных, алевритовых и глинистых разностей. Породы-коллекторы представлены песчаниками и алевролитами.

Песчаники серые, с прослоями с буроватым оттенком, мелкозернистые, с глинистым цементом, слоистые. Слоистость неравномерная, полого-волнистая, чаще тонкая, за счет намывов углисто-глинистого материала, реже горизонтальная, обусловленная слойками аргиллита, с признаками УВ.

По усредненным данным гранулометрического состава содержание песчаной фракции в песчаниках составляет 65,2% (в составе этой фракции преобладает мелкозернистая часть размером 0,25-0,1 мм), алевритовой - 24,3%, пелитовой - 10,5%, т.е. среди коллекторов преобладают песчаники мелкозернистые, алевритестые (рисунок 4.2.1б).

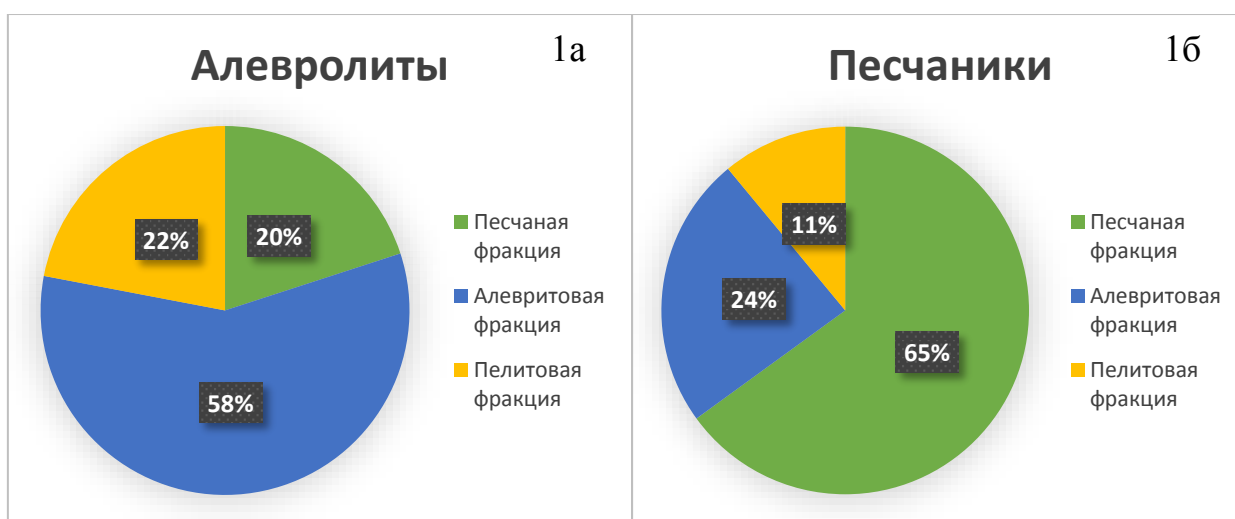


Рисунок 4.2.1. Усредненный гранулометрический состав пласта ЮН2-4

Алевролиты серые, крупнозернистые, от слабо песчанистых до песчаных с глинистым цементом, слоистые. Слоистость субгоризонтальная, подчеркнута линзами, тонкими прослоями темно-серого аргиллита, линзовидными прослоями песчаника и редкими штриховатыми намывами углисто-глинистого материала.

По усредненным данным гранулометрического состава содержание песчаной фракций в алевролитах составляет 19,6 %, алевритовой – 58,3 %, пелитовой - 22.1 % (рисунок 4.2.1а).

Непроницаемые прослои представлены, в основном, аргиллитами и песчано-алевритовыми породами с высоким содержанием карбонатного цемента (более 10—15%). Аргиллиты темно-серые, в разной степени

алевритистые, с неровным изломом и редкими обугленными растительными остатками. Структура алевропелитовая. Текстура слоистая и линзовидно-слоистая, подчеркнута слойками и линзами алевролита, микрослоистая, подчеркнута ориентированным расположением углистого детрита.

### 4.3 Петрофизическая основа интерпретации ГИС

При проведении геологоразведочных работ на нефтяных и газовых месторождениях петрофизические исследования являются одним из основных источников информации об изучаемом объекте. Суть петрофизической основы интерпретации данных ГИС составляют связи типа "кern-кern", "кern-ГИС", "кern-кern-ГИС".

Для петрофизического обоснования методик интерпретации были использованы данные исследования керна, отобранного из продуктивных пластов ЮН2-4 в поисково-разведочных скважинах.

#### *Определение граничных параметров выделения коллекторов.*

Результаты лабораторных исследований керна использовались для создания петрофизической основы определения граничных значений параметров на коллектор-неколлектор, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности и проницаемости коллекторов.

Определение косвенных количественных критериев «коллектор-неколлектор» проводилось петрофизическим способом: через парные корреляционные зависимости типа «кern-кern», связывающие между собою коэффициенты открытой ( $K_p$ ), эффективной ( $K_{p_{эфф}}$ ) пористости, динамической пористости ( $K_{p_{дин}}$ ), абсолютной газовой проницаемости ( $K_{пр}$ ) и остаточной водонасыщенности ( $K_{во}$ ). Граничные значения петрофизических параметров  $K_{п_{гр}}$ ,  $K_{пр_{гр}}$  коллекторов определялись по этим зависимостям при  $K_{п_{дин}}=0$ . Величины  $K_{п_{дин}}$  и  $K_{п_{эфф}}$  рассчитывались по формулам:

$$K_{п_{дин}} = K_p * (1 - K_{во} - K_{но}),$$

$$K_{п_{эфф}} = K_p * (1 - K_{во}), \text{ где}$$

$K_{во}$  - остаточная водонасыщенность;  $K_{но}$  - остаточная нефтенасыщенность.

Граничные значения открытой пористости и проницаемости, отвечающие условию  $K_{пдин}=0$ , устанавливаются по корреляционным связям  $K_{п} = f(K_{пдин})$ ,  $K_{пр} = f(K_{пдин})$ .

Для определения граничных параметров для нефтяной части пласта построены зависимости с рассчитанной динамической пористостью, которые приведены на рисунке 4.3.1-4.3.3. Средний коэффициент остаточного нефтенасыщения для расчетов принят равным 30% по результатам экспериментов по вытеснению на коллекции образцов из скважины 2-Р.

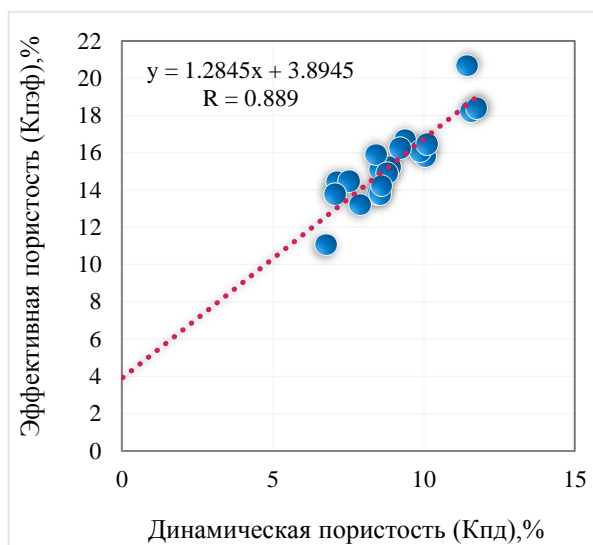


Рисунок 4.3.1. Связь фильтрационных и емкостных свойств коллекторов пластов ЮН2-4 данным керн поисково-разведочных скважин:  $K_{пдин}=f(K_{пэфф})$

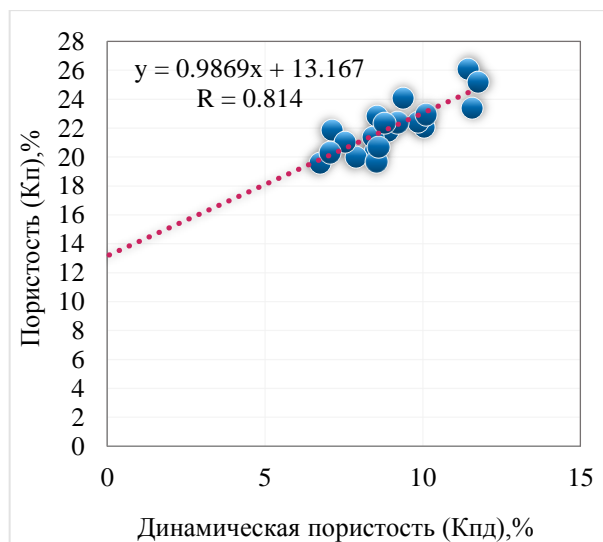


Рисунок 4.3.2. Связь фильтрационных и емкостных свойств коллекторов пластов ЮН2-4 данным керн поисково-разведочных скважин:  $K_{п}=f(K_{пдин})$

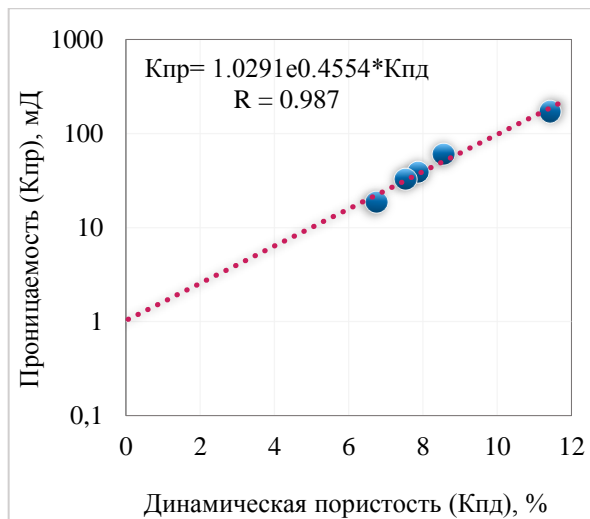


Рисунок 4.3.3. Связь фильтрационных и емкостных свойств коллекторов пластов ЮН2-4 данным керн поисково-разведочных скважин:  $K_{пр} = f(K_{пд})$

Принятые граничные значения параметров ФЕС получены по достаточно выраженным связям, в которых парные связи хорошо согласуются друг с другом. В итоге, принятые для работы граничные критерии «коллектор-неколлектор» представлены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1. Граничные параметры выделения коллекторов

	$K_{пэф гр} \%$	$K_{пгр} \%$	$K_{пргр}, мД$
ЮН <sub>2-4</sub>	3.9	12.7	1

#### Определение связей «кern-кern»

Корреляционная зависимость коэффициента проницаемости от пористости построена по результатам лабораторных анализов керн в термобарических условиях (ТБУ) и представлена на рисунке 4.3.4.

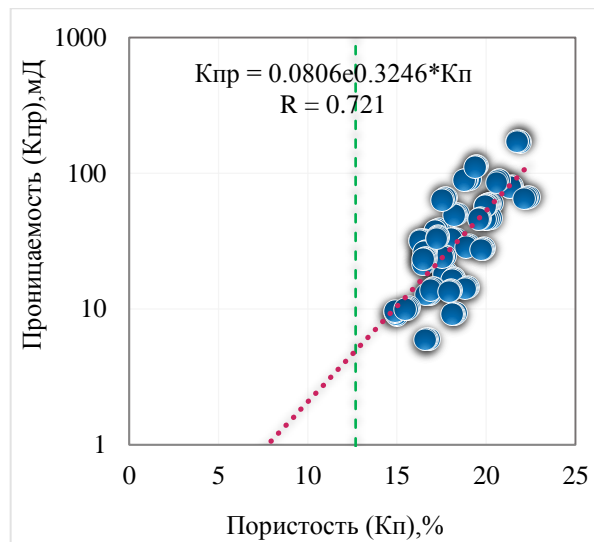


Рис.4.3.4. Корреляционная зависимость коэффициента проницаемости в ТБУ от пористости в ТБУ по результатам анализов керн из пластов ЮН2-4

На рисунке 4.3.5 приведена зависимость остаточной водонасыщенности динамической пористости.

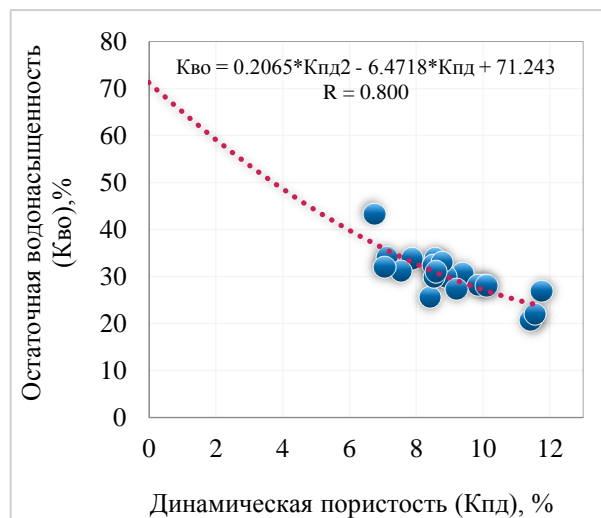


Рисунок 4 3.5. Зависимость остаточной водонасыщенности от динамической пористости по результатам анализов керн

Коэффициент нефтегазонасыщенности пластов ЮН2-4 определялся по традиционной методике с использованием зависимостей  $R_p=f(K_p)$  и  $R_n=f(K_v)$ . Графическое представление этих связей приведено на рисунках 4.3.6 и 4.3.7. Для построения связи  $R_n=f(K_v)$  использованы результаты капиллярметрических исследований на полупроницаемой мембране.



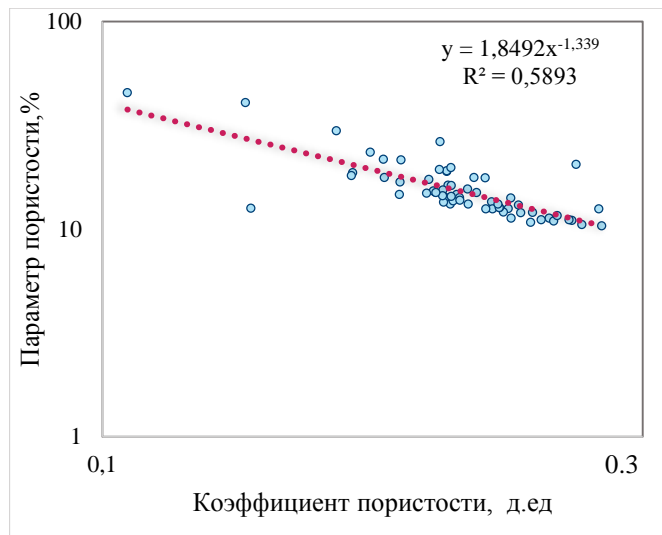


Рисунок 4.3.6. Зависимость параметра пористости (Рп) от коэффициента пористости (Кп) по керну пластов ЮН2-4 в термобарических условиях.

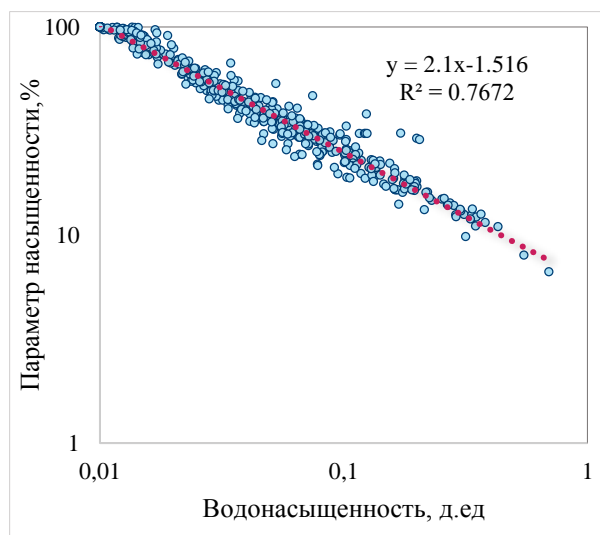


Рисунок 4.3.7. Зависимость параметра насыщения (Рн) от коэффициента водонасыщенности (Кв) по керну пластов ЮН2-4

Зависимости для пластов юрских отложений имеют вид:

$$P_{\Pi} = 1.8492 \cdot K_{\Pi}^{-1.339}$$

$$P_{\text{н}} = 2.1 \cdot K_{\text{в}}^{-1.516}$$

Полученные зависимости информативны и рекомендуются для практического применения и обоснования алгоритмов количественной интерпретации данных ГИС.

### *Определение связей «кern-ГИС»*

Основой для определения пористости по методу потенциалов самопроизвольной поляризации служит корреляционная зависимость «кern-ГИС» между  $\alpha_{\text{сп}}$  и  $K_p$ , которую получают, сопоставляя  $\alpha_{\text{сп}}$  со средними значениями  $K_p$  для интервалов, в которых пористость определена по данным представительного керна. Однако, в разведочных скважинах на месторождении представительных замеров в разведочных скважинах получено не было, в связи с этим пористость определялась по методу ГГК-п.

Гамма-гамма каротаж (ГГК-П) основан на изучении рассеяния и поглощения гамма квантов стационарного источника окружающими скважину породами. Степень рассеяния гамма-квантов определяется электронной плотностью (количество электронов на  $1 \text{ см}^3$  породы), которая связана с фактической плотностью породы, зависящей от минералогической плотности матрицы и пористости последней, а также плотности флюида, заполняющего ее поры. Расстояние, которое проходят гамма-кванты в породе, обратно пропорционально ее плотности. Глубинность метода ГГК-П невелика и зависит от длины зонда и объёмной плотности пород. Вследствие малой глубинности метода влияние на результаты замеров ГГК глинистой корки неровностей стенки скважины и отклонений зонда от последней весьма большое. Для исключения отмеченного, используется раздельное определение плотности пород по результатам измерений двумя зондами ГГК-П разной длины с последующей обработкой их данных. Вычисление значений  $\delta\rho$  производится в процессе измерений аппаратурой ГГК-П с помощью специальных вычислительных устройств, преобразующих информацию от каналов двух зондов в диаграмму объёмной плотности пород. При измерениях зондовое устройство ГГК-П прижимается к стенке скважины; зонды экранированы от её ствола.

При расчёте по данным замеров ГГК-П величин  $\delta\rho$  принимается, что измеряемая плотность реальной породы, поры которой насыщены жидкостью,

практически не отличается от её объёмной плотности. Это справедливо для пород, слагающих геологический разрез месторождения. Плотность породы связана с её пористостью простым соотношением:

$$\delta_n = Kn * \delta_{жс} + (1 - Kn) * \delta_{ск},$$

где  $\delta_{жс}$ ,  $\delta_{ск}$  – плотности соответственно флюида, заполняющего пустоты породы, и её минерального скелета.

Для определения плотности минерального скелета пород было построено распределение минералогической плотности по керну, оно приведено на рисунке 4.3.8. Из распределения следует, что плотность минерального скелета для месторождения составляет 2.676 г/см<sup>3</sup>.



Рисунок 4.3.8. Распределение минералогической плотности пород

По ГГК-П коэффициент пористости определялся по формуле:

$$Kп = \frac{\delta_{ск} - \delta_{п}}{\delta_{ск} - \delta_{ж}},$$

где  $\delta_{ск}$  принималась равной 2.676 г/см<sup>3</sup> для пласта,  $\delta_{ж} = 1$  г/см<sup>3</sup>,  $\delta_{п}$  - плотность породы. Как видно из рисунка 4.3.9, погрешность в определении коэффициента пористости по методу ГГК-П укладывается в 5%.

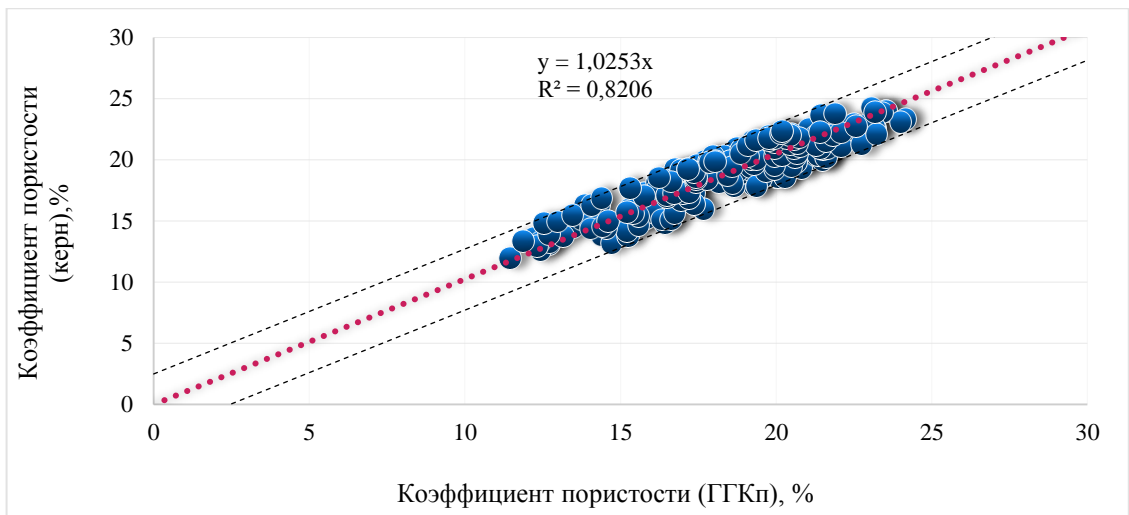


Рисунок 4.3.9. Сопоставление К<sub>п</sub> определенного по данным керна и по методу ГГК-II

## **ГЛАВА 5. СОЗДАНИЕ 3Д ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Трехмерное геологическое моделирование продуктивных пластов месторождения выполнялось согласно «Методическим указаниям по построению постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений» с использованием программного комплекса Petrel 2016 компании Schlumberger.

### **5.1. Исходные данные для моделирования**

Исходной цифровой информацией для построения геологической модели пластов являлись:

- Координаты и альтитуды устьев скважин, инклинометрия. Инклинометрия закружена с помощью напрямую замеренных величин зинитного угла и азимута распространения
- Набор каротажных кривых ГИС. Кривые сохранены в папку GIS и систематизированы по методам
- Глубины стратиграфических границ продуктивных пластов, положения флюидальных контактов в скважинах
- Результаты интерпретации данных сейсморазведки 3Д формализованные в виде структурных карт по отражающим горизонтам
- Данные результатов интерпретации ГИС, нижние предельные значения пористости и проницаемости для пород-коллекторов, критические значения нефтенасыщенности коллекторов, статистические данные петрофизических параметров (пористости, проницаемости)
- Петрофизические зависимости, обоснованные по исследованиям керна

В проект загружена информация по пяти разведочным скважинам. Площадь модели выбиралась таким образом, чтобы от границы участка моделирования до контура нефтеносности было не менее 15 ячеек. Построение

трехмерных геологических моделей выполнялось в следующей последовательности:

- Контроль качества, подготовка и загрузка исходных данных
- Построение структурного каркаса
- Создание трендовых и вспомогательных карт
- Выбор напластования и обоснование параметров трехмерных геологических сеток
- Осреднение скважинных данных на трехмерную сетку
- Построение литологической модели пластов
- Создание петрофизической модели
- Создание куба насыщения флюидом
- Оценка запасов по сформированным геологическим моделям

## 5.2. Структурное моделирование

Основой для структурных построений послужили результаты обработки и интерпретации данных сейсморазведки 3Д, выполненной в пределах ЛУ. В качестве структурной кровли пласта ЮН<sub>2-4</sub> принята сейсмическая поверхность ОГ Т<sub>1</sub>, поверхность подошвы пласта ЮН<sub>2-4</sub> отстроена пропорционально. Подошва пласта ЮН<sub>2-4</sub> отстроена с учетом кровли пласта ЮН<sub>5</sub>, залегающего ниже, чтобы избежать пересечения структурных поверхностей, в том числе на крыльях структуры и краевых частях. Кроме того, была рассчитана карта общих толщин как разница между кровлей и подошвой пласта ЮН<sub>2-4</sub>. Все поверхности посажены на скважинные отбивки, оцифрованные разломы учтены как зигзагообразные для сохранения максимальной ортогональности границ ячеек в гриде.

Далее производилось разбиение полученных зон между горизонтами на прослой, т.е. нарезка слоев (процесс Layering). Тип нарезки для пласта ЮН<sub>2-4</sub> основной залежи был выбран пропорциональный ввиду сохранения толщин пласта по площади. Количество слоев для каждой зоны задавалось таким

образом, чтобы максимально учесть неоднородность по каждой скважине при переносе коллекторских свойств на сеточную область модели и минимизировать общее количество ячеек. Горизонтальные размеры ячеек выбраны 50х50м для восстановления геометрии структуры ввиду большого количества разломов. Параметры трехмерной сетки по модели пласта ЮН<sub>2-4</sub> представлены в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1. Параметры структурной сетки трехмерной модели.

Пласт	Модель пластования	Количество ячеек			Общее количество ячеек	Средняя толщина ячейки
		I	J	K		
ЮН <sub>2-4</sub>	Пропорциональная	216	333	358	25 750 224	0.4

После создания трехмерного грида, проводилась процедура осреднения скважинных данных на сетку (scale up well logs). Для дискретного параметра литологии, который в представленной модели описывается кривой ЛТО, осреднение осуществлялось способом «most of». Непрерывный параметр нефтегазонасыщенности осреднялся арифметическим методом, с настройками для варианта попластовой интерпретации ГИС.

В качестве проверки осреднения кривой, построен кросс-плот суммарных эффективных толщин по скважинам, рассчитанных вдоль ствола скважины по кривой литологии РИГИС и по осредненным ячейкам литологии вдоль траектории скважин.

Для оценки качества осреднения диаграмм литологии, пористости, насыщенности строились гистограммы распределения этих параметров до и после осреднения (Рисунок 5.2.2-5.2.4). По этим гистограммам контролировалось расхождение между исходными данными и моделируемыми параметрами, которое не должно превышать пяти процентов.

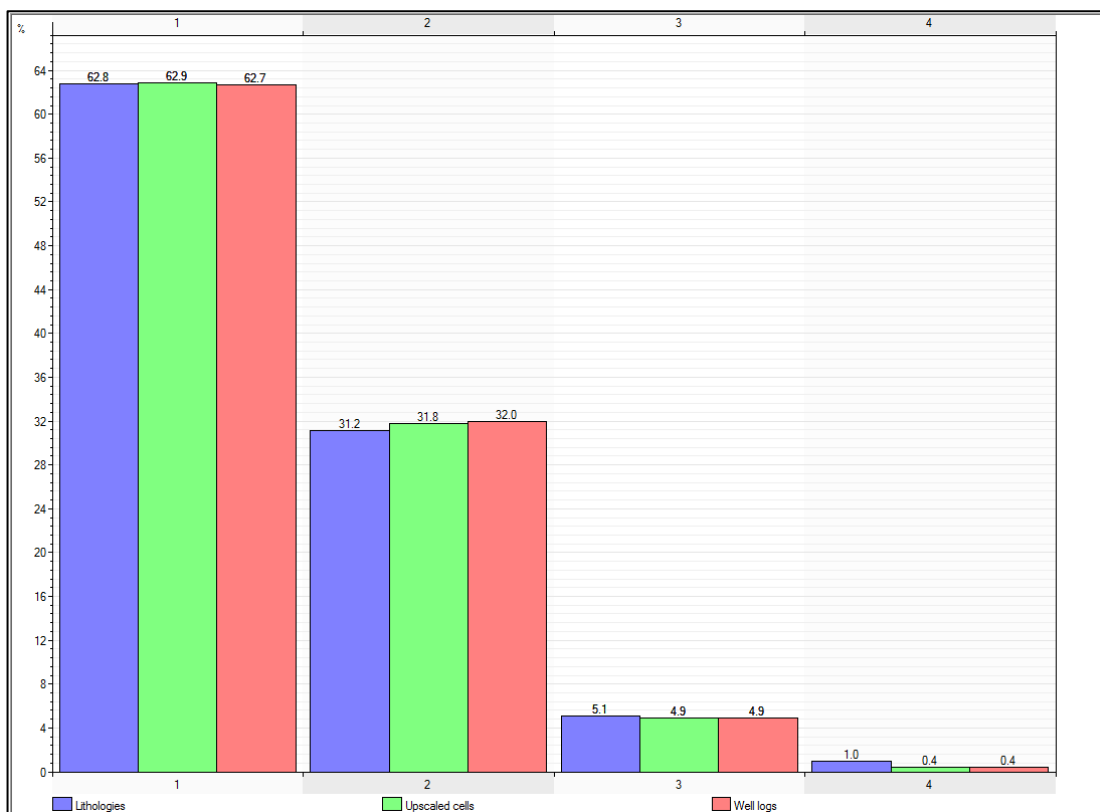


Рисунок 5.2.2. Гистограмма распределения параметра литологии до и после осреднения на трехмерную сетку.

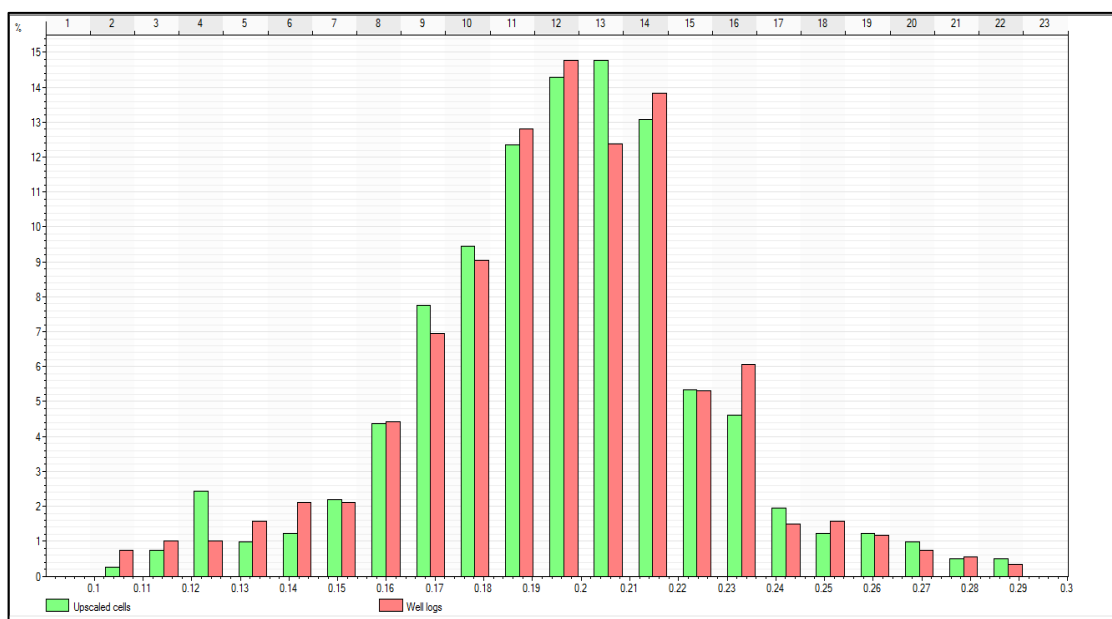


Рисунок 5.2.3. Гистограмма распределения параметра пористости до и после осреднения на трехмерную сетку.

Рисунок 5.2.4. Гистограмма распределения параметра нефтегазонасыщенности до и после осреднения на трехмерную сетку.



### 5.3. Создание модели литологии

Целью этого этапа является получение представления о пространственном распределении пород. В данном случае это разделение пород на коллектор (песчаник) и неколлектор (глина, уголь и карбонатизированный песчаник). Данные о типах пород в скважинах получены в результате комплексной интерпретации ГИС. В результате моделирования определено, где осадочные тела находятся в настоящий момент, каков их размер и как они взаимосвязаны друг с другом в пространстве.

Для моделирования параметра литологии в трехмерном пространстве, предварительно были построены двухмерные карты и ГСР, использовавшиеся в качестве трендов. По скважинам, вскрывшим весь разрез (от кровли до подошвы), рассчитаны значения песчаности, по которым построена карта песчаности. Эта карта песчаности умножена на карту общих толщин для получения карты эффективных толщин. ГСР для моделирования литологии построен по всем разведочным скважинам, в которых выполнена интерпретация литологии.

Моделирование литологии в трехмерной модели выполнено методом Sequential indicator simulation. Построено 11 реализаций, которые далее осреднены в непрерывный куб вероятности. Вертикальные ранги вариограмм определялись на основе осредненных на сетку скважинных данных в модуле Data analysis (Рисунок 5.3.1). На основе вариограммного анализа исходных данных не удалось получить литеральных рангов, адекватно характеризующих распространение песчаных и глинистых тел. Поэтому горизонтальные ранги вариограмм приняты едиными 5500X5500 м. К тому же было проведено исследование влияния изменения горизонтальных рангов на конечный результат, показавшее низкую чувствительность предлагаемой методологии к изменению рангов. В качестве трендов использовались карты

песчанности, глинистости (единица минус карта песчанности) и геолого-статистический разрез.

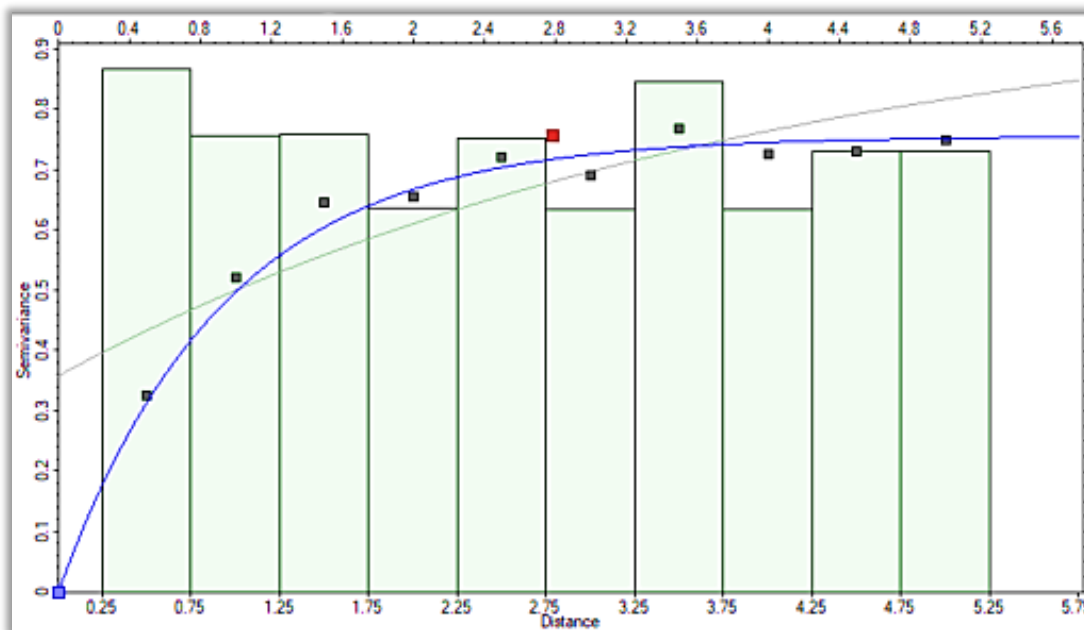


Рисунок 5.3.1. Вертикальные ранги вариограмм использовавшиеся при создании параметра литологии.

Результат создания куба литологии представления на рисунке 5.3.2. Сравнение трендового ГСР по скважинам и ГСР результирующего куба представлено на рисунке 5.3.3.

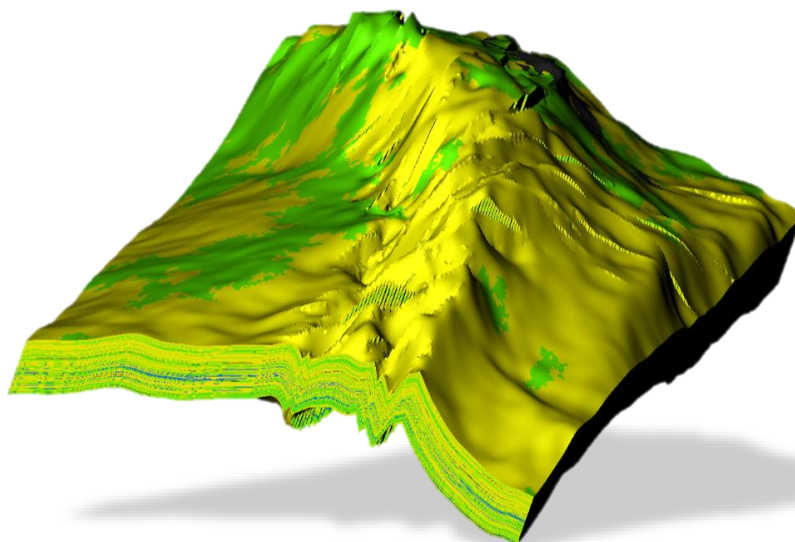


Рисунок 5.3.2. Итоговый куб литологии

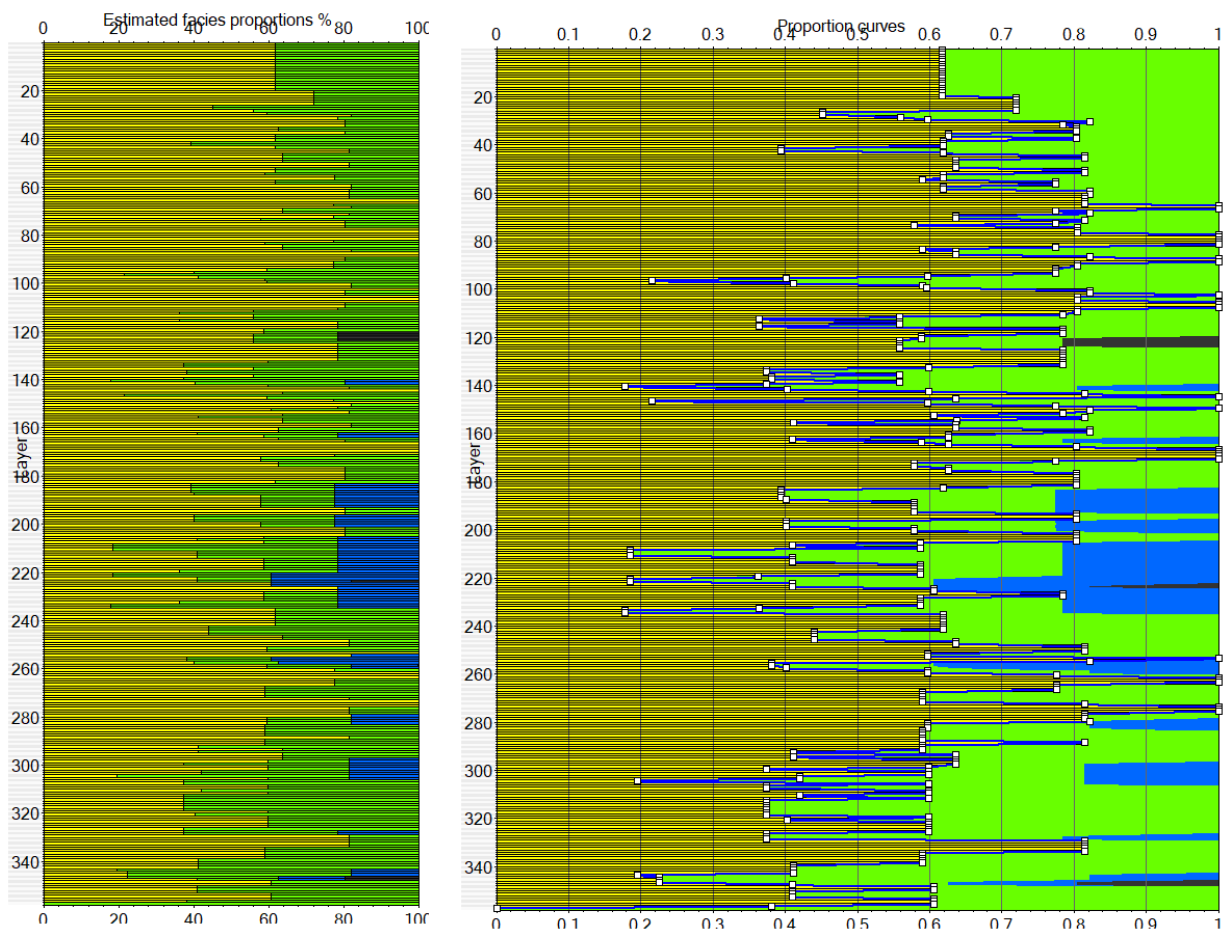


Рисунок 5.3.3. Сравнение трендового геолога - статистического разреза и ГСР результирующего куба

#### 5.4. Создание модели фильтрационно-емкостных свойств

После получения о пространственном распределении коллектора в пластах, выполнялось построение моделей открытой пористости и проницаемости. Основой для построения послужили результаты попластовой интерпретации данных ГИС и петрофизические зависимости, обоснованные на данных исследований керна. Значения пористости смоделированы только в коллекторе, в неколлекторе значение пористости принято нулевым.

Перед моделированием параметра пористости на основе скважинных данных построена двумерная трендовая карта, она получена следующим образом. На первом этапе выполнена статистическая оценка значений пористости по скважинам, а именно определены минимальное, максимальное и среднее значение пористости. На втором этапе на основе всех скважинных

данных, перенесенных на сетку, построена модель пористости методом Kriging interpolation и интерационно были подобраны ранги вариограмм (8000x8000 м), при которых статистика результирующей модели пористости соответствует следующим критериям:

- Совпадают минимальное, максимальное и среднее значение пористости по результирующему кубу и скважинным данным, определенным на первом этапе.
- Гистограмма распределения значений пористости соответствует распределению пористости по скважинным данным, определенным на первом этапе.

Далее с полученного куба пористости снята карта средней пористости (Рисунок 5.4.1) которая была в дальнейшем использована как 2Д-тренд для моделирования итоговой модели пористости. Ранги вариограмм использованы такие же, как при моделировании литологии. Построена одна реализация пористости методом Kriging interpolation.

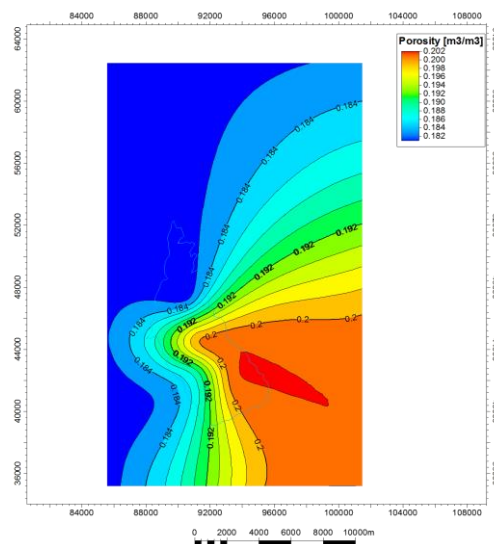


Рисунок 5.4.1. Трендовая карта средней пористости для построения модели пористости.

Предложенная методология позволяет добиться высокой корреляции трендовых карт и итогового куба с относительно высоким сохранением распределения параметра пористости (Рисунок 5.4.2). Также этот метод

минимизирует артефактные эффекты в межскважинном пространстве, наличие которых, существенно сказывается на модели проницаемости, которая экспоненциально зависит от пористости.

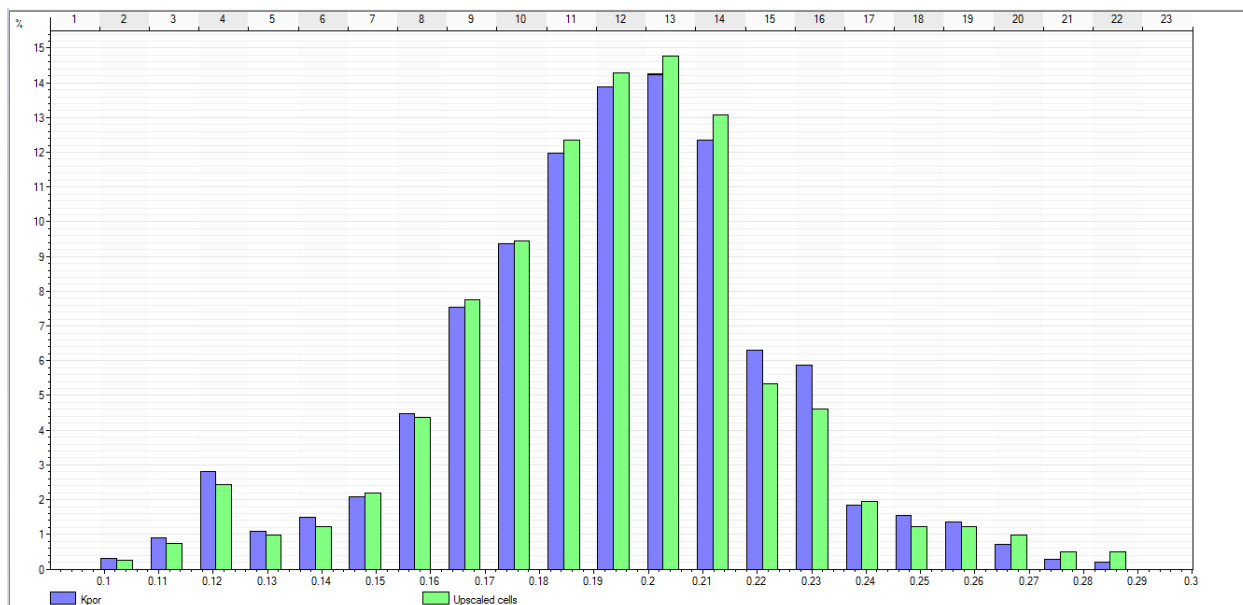


Рисунок 5.4.2. Гистограммы распределения параметра пористости, осредненного на трехмерную сетку, и итогового куба.

### 5.5. Создание модели нефтегазонасыщенности

Обоснование положения флюидальных контактов выполнено по результатам испытания скважин и РИГИС (принятого характера насыщения). Уровень водонефтяного контакта (ВНК) принят на уровне -1935м (согласно РИГС, определения УЭС и испытаний скважин), ГВК на уровне -1865м по нижней границе газонасыщенного интервала по результатам испытаний

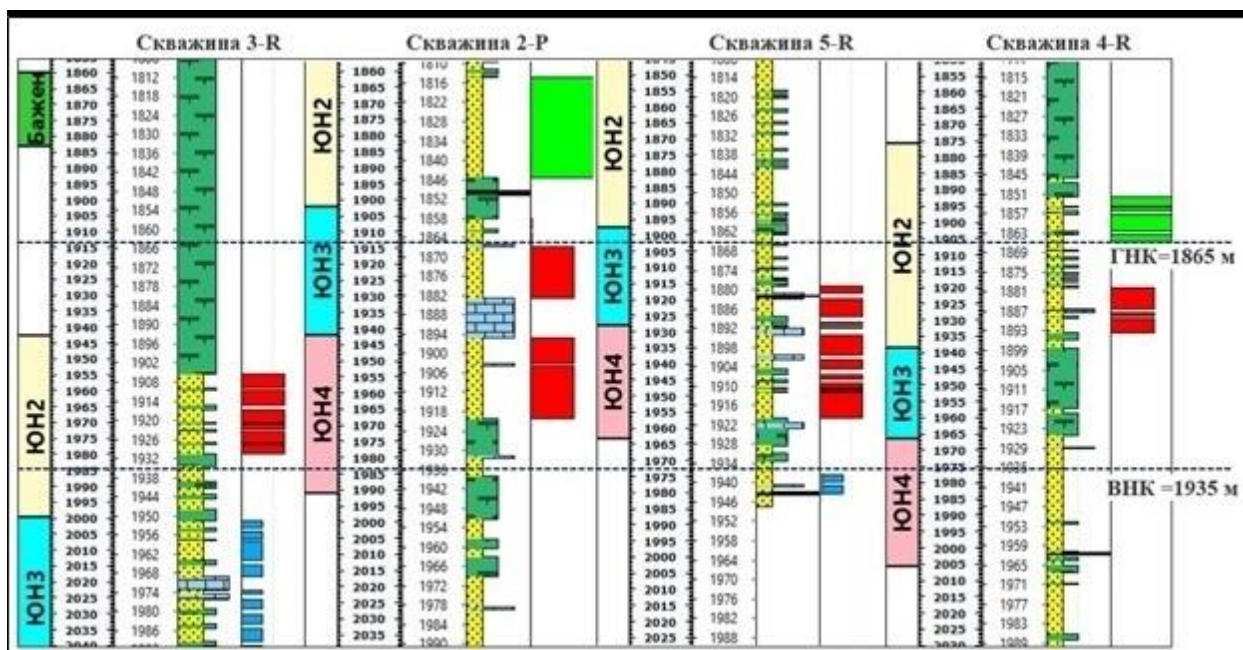


Рисунок 5.5.1. Обоснование положения ГНК и ВНК

Построение модели нефтегазонасыщенности осуществлялась на основе данных попластовой интерпретации ГИС и модели переходной зоны, созданной на основе данных капилляриметрических исследований по 4 скважинам (2-Р, 3-Р, 4-Р, 5-Р). Количество экспериментов позволило создать зависимости водонасыщенности от J-функции Леверетта. Все величины, участвующие в расчетах, переведены в систему СИ. Капиллярное давление приведено к пластовым условиям. Для этого использовались величины поверхностного натяжения для нефти – дин/см, соответствующие пластовым условиям. Краевой угол смачиваемости, ввиду отсутствия экспериментов, принят условно 75 гр. Результирующая зависимость водонасыщенности от J-функции Леверетта представлена на рисунке 5.5.2.

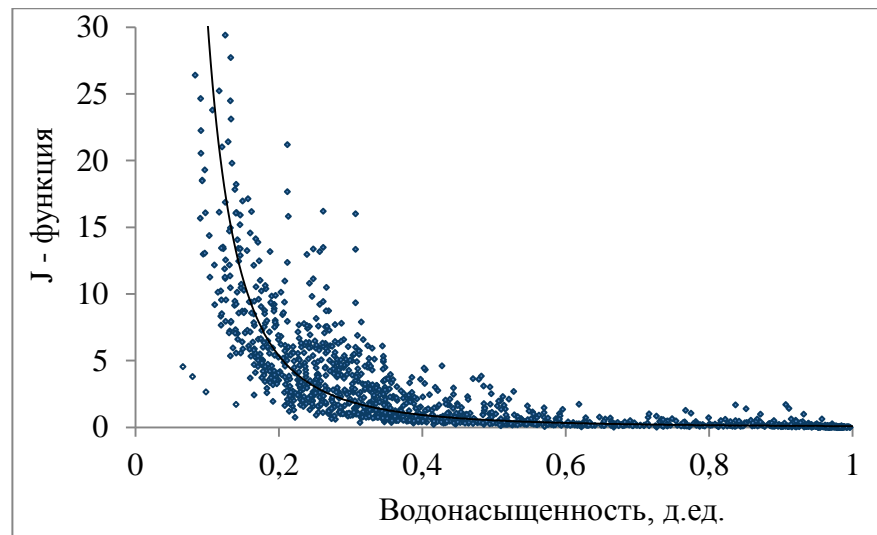


Рисунок 5.5.2. Зависимость водонасыщенности от J-функции Леверетта  
Итоговый куб водонасыщенности, рассчитанный по J-функции, получен по формуле:

$$K_{в} = K_{во} + (1 - K_{во}) * K_{в(норм)}$$

Полученный в результате куб нефтегазонасыщенности  $(1 - K_{в})$  использовался в качестве тренда при моделировании насыщенности по скважинным данным. Итоговый куб нефтегазонасыщенности построен с помощью метода Krining interpolation. В качестве тренда использовался куб, полученной с помощью J-функции Леверетта.

### 5.6. Обоснование подсчетных параметров и подсчет геологических запасов месторождения

Подсчет объемов и запасов УВ производился по стандартной методике. Она включает в себя последовательное перемножение геологического объема, песчаности, пористости, нефтенасыщенности и газонасыщенности с учетом коэффициентов усадки и плотности нефти, а также с учетом начального и конечного пластового давлений, поправок на отклонения свойств газа от законов Бойля-Мариотта и температуру.

Формула подсчета геологических запасов газа:

$$Q_{г} = F * h * K_{п} * K_{г} * \{(P * \alpha - P_{к} * \alpha_{к}) / P_{ст}\} * f ,$$

где:  $Q_{\Gamma}$  – начальные геологические запасы пластового газа, млн.м<sup>3</sup>;  $F$  – площадь газоносности, тыс.м<sup>2</sup>;  $h$  – средняя эффективная газонасыщенная толщина, м;  $K_{\text{п}}$  – коэффициент открытой пористости газосодержащих пород, доли ед.;  $K_{\Gamma}$  – коэффициент газонасыщенности, доли ед.;  $P$ ,  $P_{\text{к}}$  – начальное и конечное пластовые давления в залежи, Мпа;  $\alpha$ ,  $\alpha_{\text{к}}$  – поправки на отклонение свойств природного газа от закона Бойля-Мариотта, соответственно для давлений  $P$  и  $P_{\text{к}}$ ;  $P_{\text{ст}}$  – давление при стандартных условиях, равное 0,1 Мпа;  $f$  – поправка на температуру, для приведенных объема газа к поверхностным условиям;

Формула подсчета запасов конденсата:

$$Q_{\text{к}} = (Q_{\Gamma} * \text{ПС}(C_{5+}))/1000,$$

где  $Q_{\text{к}}$  – начальные геологические запасы конденсата, т;  $Q_{\Gamma}$  – начальные запасы пластового газа, млн.м<sup>3</sup>;  $\text{ПС}$  – среднее потенциальное содержание  $C_{5+}$  в залежи, г/м<sup>3</sup>.

Подсчет геологических запасов нефти, исходя из степени изученности месторождения, произведен объемным методом с использованием общепринятой формулы:

$$Q_{\text{геол. н}} = F * h * K_{\text{п}} * K_{\text{н}} * \theta * \rho_{\text{н}},$$

где:  $F$  – площадь нефтенасыщенности, тыс.м<sup>2</sup>;  $h$  – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м;  $K_{\text{п}}$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.;  $K_{\text{н}}$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;  $\rho_{\text{н}}$  – плотность нефти в стандартных условиях, г/см<sup>3</sup>;  $\theta$  – пересчетный коэффициент для перевода объема нефти из пластовых условий в поверхностные, доли ед.

Извлекаемые запасы определены путем умножения геологических запасов на коэффициент извлечения (доли ед.), рассчитанные по модели.

Площади нефте- и газоносности каждой залежи определялись по структурной карте кровли коллектора исходя из принятых положений межфлюидальных контактов (ГНК, ВНК).



Эффективные толщины продуктивных пластов ЮН<sub>2-4</sub> по каждой скважине выделялись с использованием всего комплекса имеющейся геолого-геофизической информации и исходя из записанного в каждой конкретной скважине комплекса ГИС, с применением современных вычислительных и программных средств на базе персонального компьютера.

Поправка на температуру (f) вводится в подсчетную формулу для приведения объема газа к стандартной температуре (20°C) и рассчитывается по формуле:

$$f = (T + T_{ст}) / (T + T_{пл})$$

где: T=273°C – абсолютная температура; T<sub>ст</sub>- стандартная температура в °C; T<sub>пл</sub> – пластовая температура в °C на уровень середины объема залежи

Поправки на сверхсжимаемость углеводородных газов ( $\alpha$  и  $\alpha_k$ ) вводятся в подсчетную формулу для учета отклонения свойств газов от закона Бойля-Мариотта соответственно для начального и конечного давлений. Величина  $\alpha$  учитывает сверхсжимаемость газа в зависимости от начального пластового давления, температуры и компонентного состава газа и определяется по формуле:  $\alpha = 1/Z$ , где: Z – коэффициент сверхсжимаемости газа.

Величина поправки на сверхсжимаемость газа для конечного пластового давления ( $\alpha_k$ ) принимается равной 1, так как для рассчитанной величины конечного пластового давления, изменяющегося в диапазоне 0.1-0.119 Мпа для рассматриваемой залежи, Z практически равен 1.

Таблица 5.6.1. Оценка запасов газа по трехмерной геологической модели пласта ЮН<sub>2-4</sub>

Параметры	ГМ
Объем газонасыщенных пород тыс. м <sup>3</sup>	512 391
Средняя газонасыщенная толщина, м	26.26
Площадь газоносности, тыс. м <sup>2</sup>	19 512
Пористость, д.ед	0.185
Газонасыщенность, д.ед	0.562
Начальное давление, Мпа	18.2
Конечное давление, Мпа	0.1

Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта	1.314
Поправка на температуру	0.916
Начальные запасы газа, млн.м <sup>3</sup>	11 605.77

Таблица 5.6.2. Оценка запасов нефти по трехмерной геологической модели пласта ЮН<sub>2-4</sub>

Параметры	ГМ
Объем нефтенасыщенных пород тыс. м <sup>3</sup>	1357763
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	31.35
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	43031
Пористость, д.ед	0.194
Нефтенасыщенность, д.ед	0.626
Плотность нефти, т/м <sup>3</sup>	0.820
Пересчетный коэффициент	0.8
Начальные запасы нефти, тыс. т	107 472.88

## 5.7. Многовариантные расчеты

После построения 3Д геологической модели месторождения выполнены многовариантные расчеты с использованием модуля Uncertainty and Optimization (метод латинского гиперкуба) в программном продукте Petrel компании Schlumberger. Для определения наиболее вероятного, оптимистичного и пессимистичного варианта варьировался наиболее неопределенный параметр – уровень газонефтяного контакта, а также кубы пористости и литологии. Значения, полученные в результате расчетов приведены в таблице 5.7.1.

Таблица 5.7.1. Вероятностное распределение запасов

Параметр	Значения		
	P10	P50	P90
Площадь, км <sup>2</sup>	43 058	43 033	43 025
Толщина, м	34,35	32,15	30,30
Пористость, %	0,193	0,194	0,194
Геологические запасы нефти, тыс. тонн	112 045	101 466	96 732

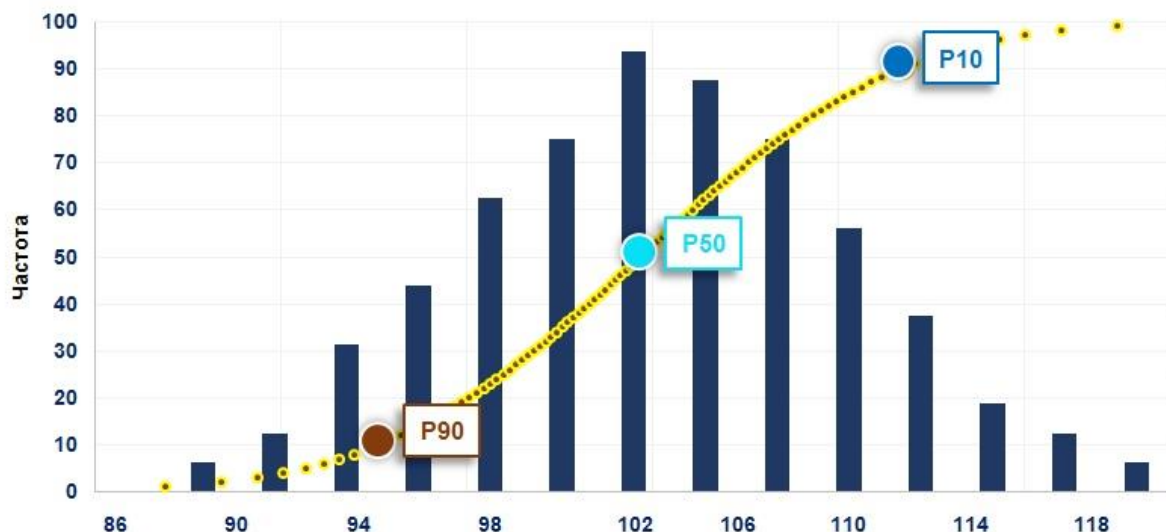


Рисунок 5.7.1. Вероятностное распределение запасов

## ГЛАВА 6. СОЗДАНИЕ 3Д ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

### 6.1. Ремасштабирование геологической модели месторождения

Исходная геологическая модель пластов ЮН<sub>2-4</sub> насчитывает 26 миллионов ячеек. Размерность модели по осям X\*Y\*Z составляет 50x50x0.4 метров (216x333x458 ячеек). Для снижения времени расчёта на полномасштабной ГДМ было выполнено ремасштабирование (укрупнение) ячеек модели. С целью сохранения неоднородности ФЕС по разрезу разбиение на слои в фильтрационных моделях рассматриваемых пластов осуществлялось на основе анализа геолого-статистических разрезов по параметру литологии, число слоев выбиралось с учетом гистограммы толщин пропластков породы-коллектора и на основании сравнения вертикального распределения коллектора до и после апскелинга. Песчанистость, пористость и нефтенасыщенность масштабировались методом арифметического осреднения с взвешиванием по объему ячеек и соответствующим свойствам (пористость с взвешиванием по песчанистости, а нефтенасыщенность по песчанистости и пористости). После выполнения процесса ремасштабирования сетки и свойств было выполнено сравнение геометрических объемов и запасов углеводородов, разница не превысила 5 процентов.

Таблица 6.1.1. Сравнение геометрических объемов и запасов по модели

Модель	Объем пород, тыс. м <sup>3</sup>	Эффективный новый объем пород, тыс. м <sup>3</sup>	Запасы нефти, тыс. т	Запасы газа, млн. м <sup>3</sup>
ГМ (50x50)	2 796 775	236 625	101 466	11 623
ГДМ (50x50), 119 слоев	2 771 604	232 129.46	97 634	11 395
Отклонение, %	0.9	1.9	3.7	1.9

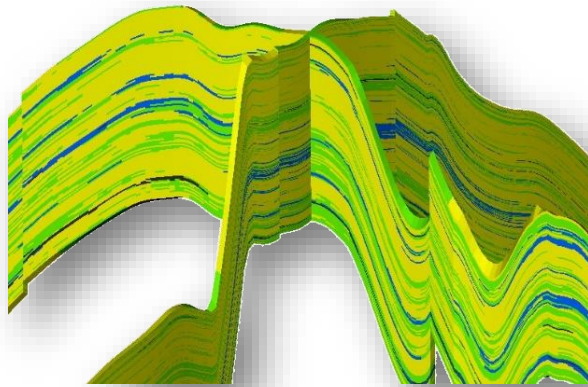


Рисунок 6.1.1. Сравнение геологического разреза до и после ремасштабирования

## 6.2. Создание флюидальной модели.

При анализе проб выполняют эксперименты в пластовых и поверхностных условиях. В поверхностных условиях определяют плотность нефти, плотность газа, вязкость нефти, вязкость газа.

Для изучения свойств в пластовых условиях лабораторные эксперименты выполняются на глубинных пробах или на рекомбинированных пробах, полученных в результате приведения условий отбора к пластовым (когда проба отбирается на устье скважины или в сепараторе). Для нефтей средней плотности применяется эксперимент однократного разгазирования и дифференциальное разгазирование (DLE). Для газоконденсата и легких нефтей выполняется CVD тест (снижение давления при постоянном объеме). Тесты SSE (снижение давления при постоянном составе образца) выполняют для любых типов флюидов.

Экспериментальная процедура метода дифференциального разгазирования производится следующим образом. В PVT-бомбу загружается образец пластового флюида при начальном пластовом давлении и температуре. Далее снижают давление в бомбе на определенную величину и оставляют систему в покое до состояния равновесия. Выделившийся газ, если

таковой имеется, полностью удаляется из бомбы. После этого опять снижают давление и повторяют цикл. Во время этого эксперимента на каждом шаге давления фиксируют следующие параметры:

- Объем нефти
- Объем газовой фазы
- Объем выделенного газа в стандартных условиях
- Объем оставшейся в ячейке нефти в стандартных условиях

Из этого исследования определяют объемный коэффициент нефти  $V_o$ , объемный коэффициент газа  $V_g$ , газосодержание.

#### *Построение флюидальной модели в tNavigator*

Для выполнения построений ФМ месторождения использовался модуль PVT программы *tNavigator*. Для создания модели поведения пластового флюида использовались следующие исходные данные:

- Начальное пластовое давление и температура
- Стандартные условия эксперимента (20°C и 760 мм рт.ст.,)
- Состав пластовой нефти
- Молекулярный вес остатка
- Замер давления насыщения
- Замер газосодержания
- Плотность нефти в поверхностных или пластовых условиях
- Вязкость нефти в пластовых условиях,
- Данные экспериментов по дифференциальному разгазированию нефти.

Так как в пласте происходит разгазирование нефти, но отсутствует необходимость в расчетах процессов, связанных со смешиванием, рассчитывалась трехфазная система в модуле Black Oil, В начале вводились данные о составе нефти и молекулярный вес остатка. После нажатия кнопки Apply пакет рассчитывал удельный вес остатка и весовые доли каждого компонента. Затем были загружены данные, перебором определена необходимая комбинация корреляций и произведена адаптация рассчитанных

данных на замеры и результаты эксперимента. Адаптация флюидальной модели представлена в Приложении Г.

### 6.3. Задание функций ОФП

Кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и капиллярного давления являются важными характеристиками взаимодействия флюидов между собой и с породой. На фильтрационный поток разных фаз суммарно оказывает влияние геометрия порового пространства, смачиваемость породы, распределение флюидов и история насыщения горной породы. Относительная проницаемость определяется как отношение эффективной проницаемости для данного флюида при известном значении его насыщенности к абсолютной проницаемости. Под абсолютной проницаемостью в академическом смысле понимают проницаемость породы при отсутствии взаимодействия флюидов и наличии одной какой-либо фазы, химически инертной по отношению к породе. Поэтому измерение абсолютной проницаемости керна проводят при помощи инертного газа (азот) или керосина. При применении инертного газа возможно проявление эффекта Клинкерберга (проскальзывание газа). Измерения проводят в лаборатории на небольших образцах породы. При отсутствии лабораторных кривых ОФП возможно получить их при помощи адаптации обводненности или газового фактора по скважинам. Капиллярное давление также определяют на основе лабораторных экспериментов на образцах породы, и при помощи капиллярметрии в открытом стволе скважины. При отсутствии экспериментальных данных можно найти аналоги либо рассчитать кривую КД, зная нефтенасыщенность в точке и расстояние от зеркала свободной воды. Остаточные насыщенности определяют по данным лабораторных экспериментов. Для получения критических значений насыщенности исследования на керне выполняются в российской практике значительно реже, хотя эти параметры очень важны.

В нашем случае исходные данные были представлены набором таблиц с зависимостями и результатам керновых исследований в разведочных

скважинах. Было выполнено построение ОФП при помощи корреляции Correy:

$$K_{ro}(S) = K_{ro}(S_{wmin}) \left( \frac{1-S_{or}-S}{1-S_{or}-S_{wmin}} \right)^{C_o},$$

$$K_{rw}(S) = K_{rw}(S_{wmin}) \left( \frac{S-S_{wmin}}{1-S_{or}-S_{wmin}} \right)^{C_w},$$

где:  $K_{ro}(S)$  – ОФП по нефти при текущей водонасыщенности  $S$ ;  $K_{ro}(S_{wmin})$  – ОФП по нефти при связанной водонасыщенности  $S_{wmi}$ ;  $S_{or}$  – остаточная нефтенасыщенность;  $C_o$  – степень изгиба кривой ОФП по нефти;  $K_{rw}(S)$  – ОФП по воде при текущей водонасыщенности  $S$ ;  $K_{rw}(S_{or})$  – ОФП по воде при текущей нефтенасыщенности  $S_{or}$ ;  $C_w$  – степень изгиба кривой ОФП по воде.

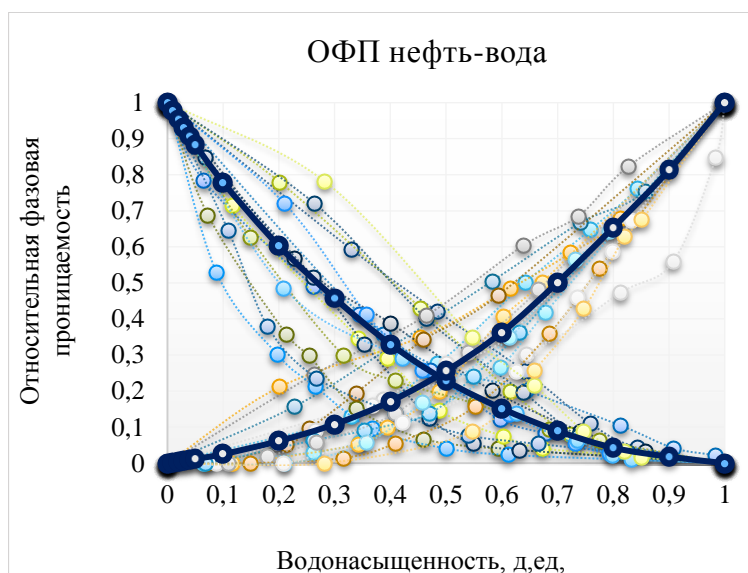
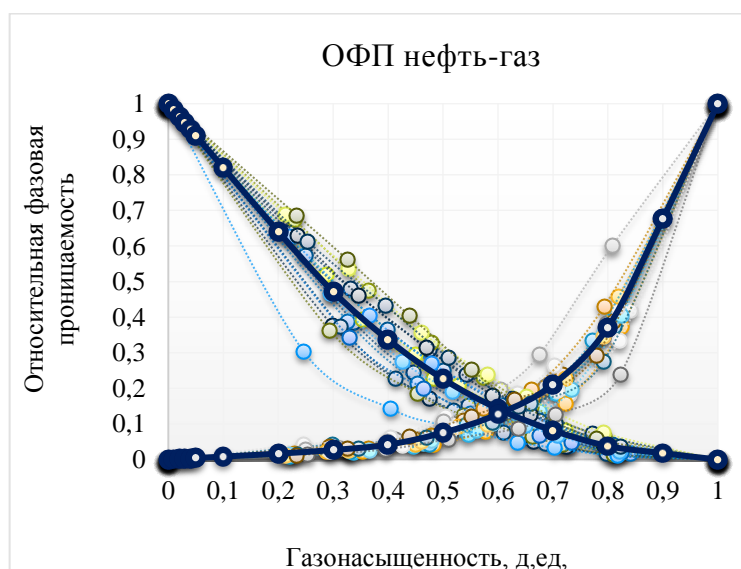


Рисунок 6.3.1. Кривые ОФП в системе нефть-вода





### Рисунок 6.3.2. Кривые ОФП в системе нефть-газ

Кривые ОФП системы вода-нефть являются один из основных показателей при заводнении залежей нефти. Физической основой этого процесса является теория Бакли-Левретта, т.е. теория вязкостного несмешивающегося вытеснения нефти водой. Функция Бакли-Левретта строится по следующему уравнению:

$$F(S) = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}u_w}{k_{rw}u_o}}$$

Где:  $k_{ro}$  – ОФП по нефти;  $k_{rw}$  – ОФП по воде;  $u_w$  – вязкость воды;  $u_o$  – вязкость нефти.

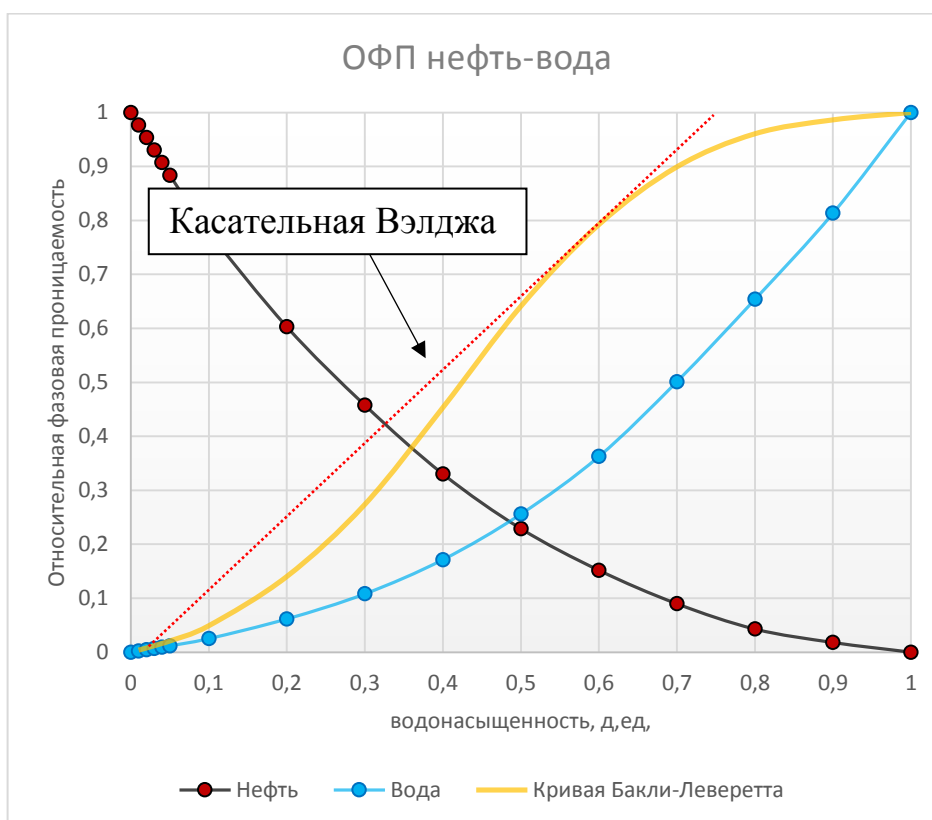


Рисунок 6.3.3. Кривая Бакли-Левретта и касательная Вэлджа

Касательная линия, проведенная к кривой Бакли-Левретта из точки связанной водонасыщенности, называется касательной Вэлджа, по фамилии автора, впервые это сделавшего. Полученная точка называется точкой прорыва и характеризует значения водонасыщенности, при котором происходит прорыв воды. Насыщенность, получаемая при пересечении

касательной Велджа с горизонтальной линией ОФП=1, используется для расчета нефтеотдачи на этот момент.

На основе этого можно сделать прогноз конечного КИН при заводнении в расчетах на полное развитие:

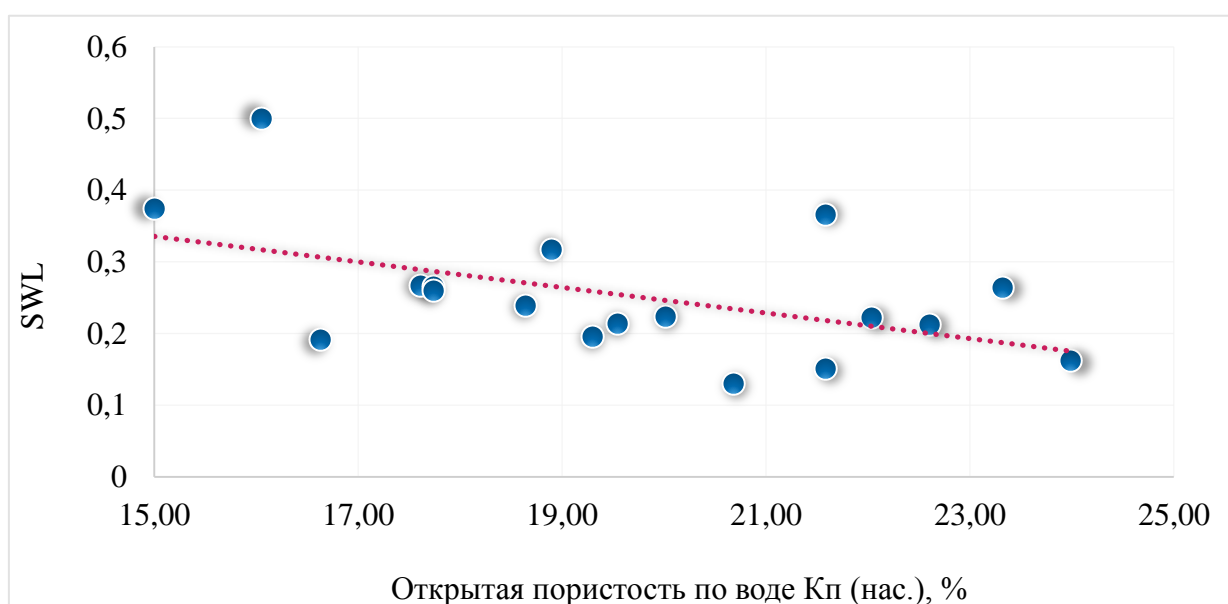
$$\text{КИН} = \frac{1 - S_{wco} - S_{oco}^{\min}}{1 - S_{wco}} = 0,256,$$

где:  $S_{wo}$  – связанная вода;  $S_{oco}^{\min}$  - насыщенность нефти в точки пересечения касательной Велджа с горизонтальной линией максимальных значений ОФП=1.

Выделить зависимость ОФП с высокой степенью корреляции для всех концевых точек кроме SWL не представляется возможным, поэтому КТ задавались константами.

Таблица 6.3.1. Концевые точки ОФП

KRORW = 0.29	KRORG = 0.24
KRO = 0.46	KRG = 0.1
KRW = 0.63	KRGR = 0.04
KRWR = 0.11	SGOR = 0.11
SOWCR = 0.32	SOGCR = 0.32
SWU = 1-SGL	SGL = 0
SWCR = SWL	SGU = 1-SWL
SWL = -0.0178 · Кп + 0.6029	



#### Рисунок 6.3.4. Зависимость SWL от открытой пористости по воде

На основе конечных точек ОФП вычислялся коэффициент вытеснения нефти по следующей формуле:

$$K_{\text{ВЫТ}} = \frac{S_{oi} - S_{oso}}{S_{oi}} = 0,57,$$

где  $S_{oi} = 1 - S_{wso}$  – начальная нефтенасыщенность;  $S_{oso}$  – насыщенность остаточной нефти.

## ГЛАВА 7. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 7.1. Выбор типа конструкции скважины

Для формирования системы разработки был осуществлен поиск скважины, отвечающей лучшим технико-экономическими показателями разработки залежи. В расчет были приняты три типа скважин: ННС, ГС, ГС+МГРП. Длина горизонтальных стволов принималась равной 1000 метров. Каждый тип скважин дублировался три раза – с расположением в самой продуктивной зоне пласта, средней и наиболее маломощной зоне. Для расчета параметров трещин ГРП использовались положения работы М. Экономидеса и П. Валько «Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой». Безразмерная проводимость трещины:

$$C_{fd} = \frac{k_f w}{k x_f},$$

Где:  $k_f$  - проницаемость трещины;  $w$  - средне-удерживающая ширина трещины;  $k$  - Проницаемость трещины;  $x_f$  – продуктивная длина трещины;  $C_{fd}$  – Безразмерная проводимость трещины;  $k_f w$  – способность трещины доставлять жидкость в скважину;  $k x_f$  – способность пласта доставлять флюид к трещине.

С использованием корреляции Синко-Ли и Саманиего вычислено значение скин фактора ГРП – минус 4.

$$f = S_f + \ln \frac{x_f}{r_w}; \quad f = \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.005u^3}; \quad u = \ln C_{fd}$$

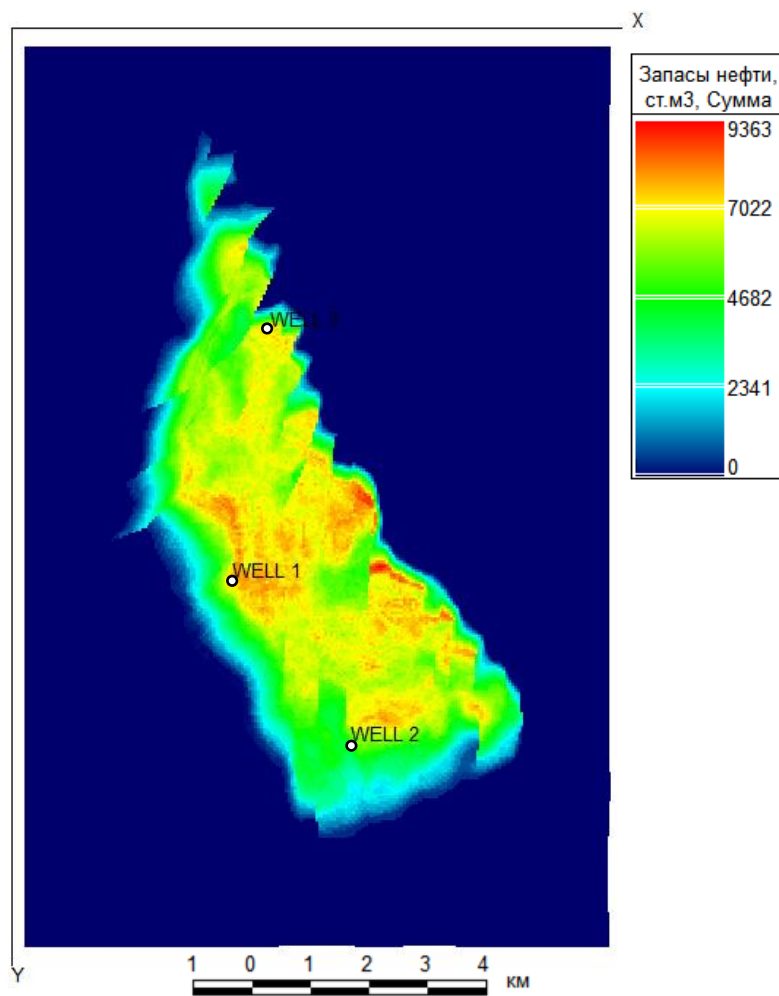


Рисунок 7.1.1. Расположение скважин по площади залежи

По показателям стартового дебита нефти наилучшие результаты показали горизонтальные скважины, однако в скважине ГС с МГРП наблюдался резкий прорыв газа из газовой шапки, что негативно сказалось на накопленной добыче. Таким образом, в качестве оптимального варианта была принята горизонтальная скважина без гидроразрыва.

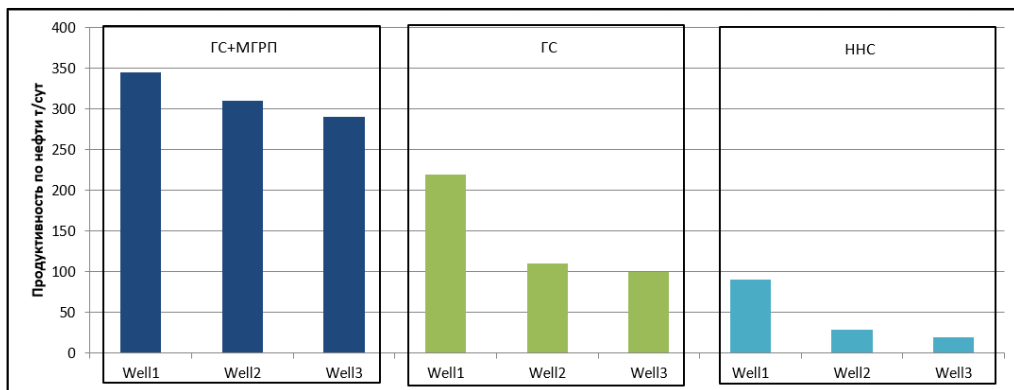


Рисунок.7.1.2. Гистограмма распределения входных дебитов по типам заканчивания скважин

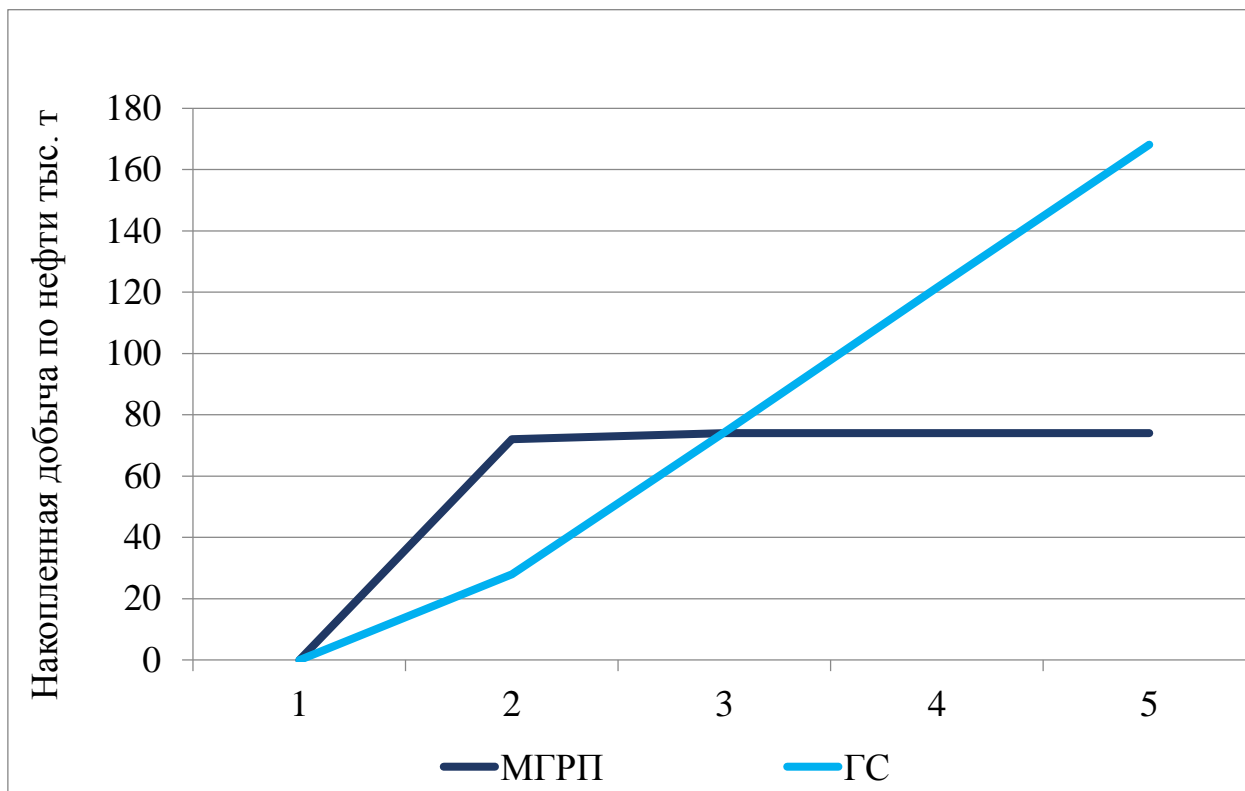


Рисунок 7.1.3. Накопленная добыча нефти за 5 лет разработки

## 7.2. Обоснование системы разработки залежи

Для удобного модифицирования системы ППД в связи с отсутствием достоверной информации о проводимости разломов была выбрана рядная система расстановки скважин. Горизонтальные стволы ориентировались перпендикулярно контуру нефтеносности, так как залежь имеет вытянутую с севера на юг форму, а также с учетом литологических характеристик разреза и положений разломов. Для подбора и обоснования оптимальной системы разработки нефтегазоконденсатной залежи были выполнены предварительные многовариантные расчеты на модели низкого уровня сложности, с последующим уточнением результатов на полномасштабной гидродинамической модели. В результате расчетов оптимальная длина ствола составила 1000 метров. Оптимальное межрядное расстояние 500 метров с количеством эксплуатационных скважин равным 35 шт.

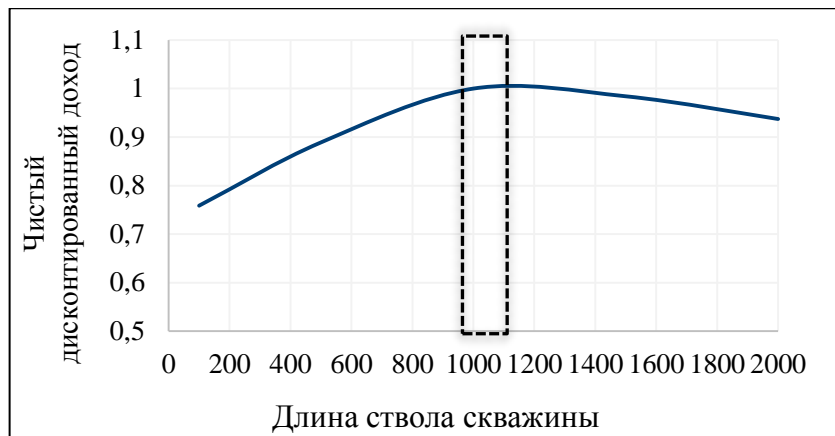


Рисунок 7.2.1. Выбор оптимальной длины горизонтального ствола

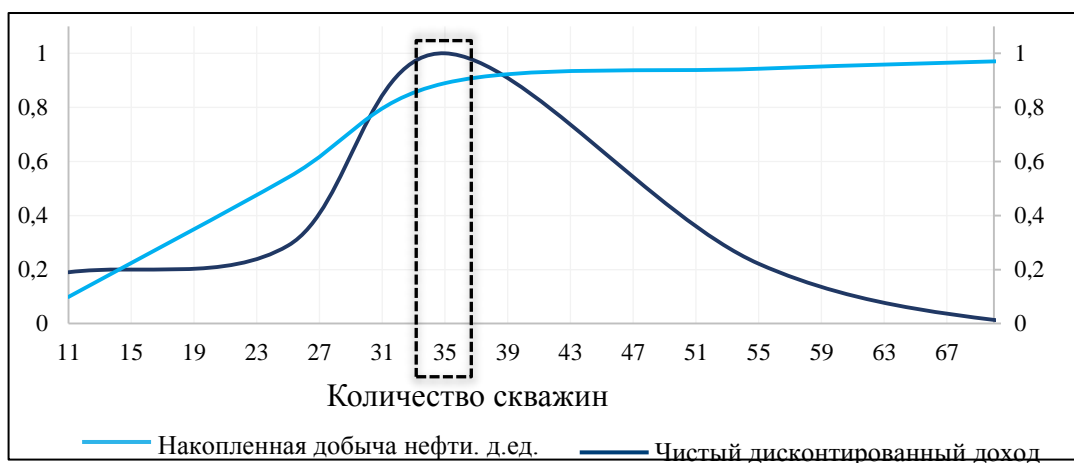


Рисунок 7.2.2. Оптимальное количество скважин

Анализ зависимости накопленных показателей дисконтированной добычи нефти и газа от положения ствола в геологическом разрезе показал оптимальный результат в случае, когда скважина находилась на восемь метров ниже центра продуктивного интервала, однако при расчете на полномасштабной ГДМ данные положения корректировались с учетом особенностей геологического строения, толщины продуктивного интервала и литологической расчлененности разреза.

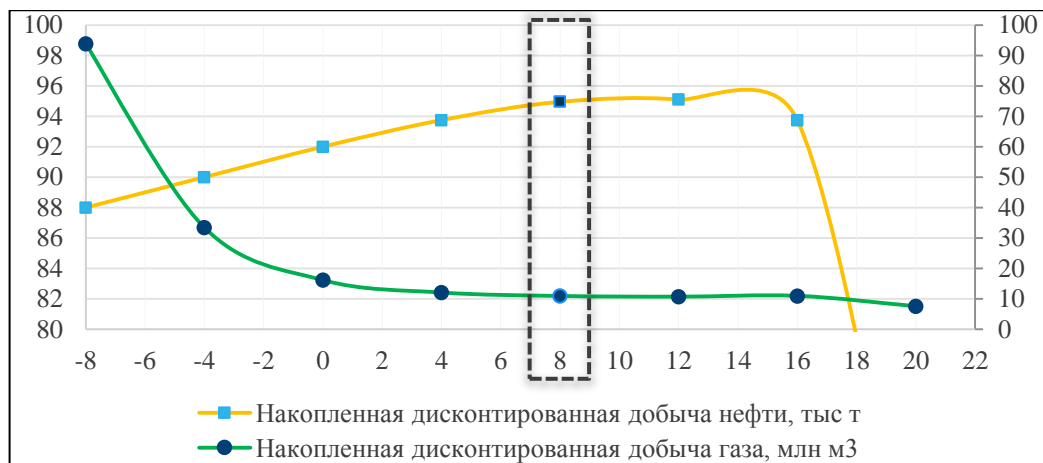


Рисунок 7.2.3. Обоснование положения горизонтального ствола скважин в разрезе

### 7.3. Выбор системы поддержания пластового давления

Первым был рассчитан вариант с работой скважины на естественной энергии пласта без дополнительных ограничений, показавший низкую эффективность.

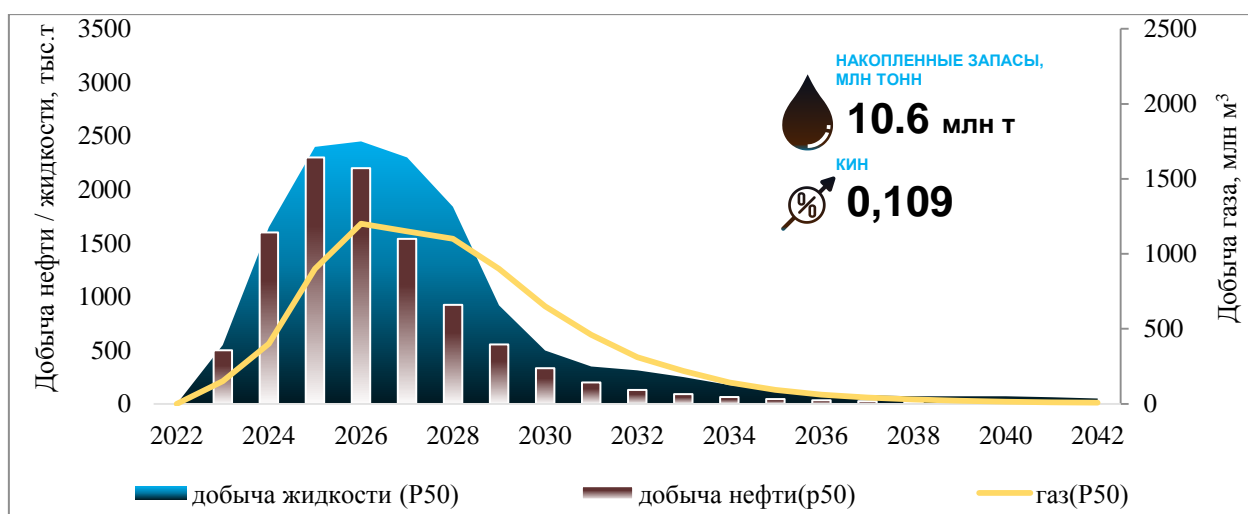


Рисунок 7.3.1. Профиль добычи с работой скважин на естественной энергии пласта

После этого было рассчитано несколько вариантов системы ППД. Наилучшую накопленную добычу и коэффициент извлечения нефти показал вариант внутриконтурного блокового заводнения с расположением нагнетательных скважин через один ряд. Скважины кандидаты для перевода в



ПВД, а также этапность их ввода рассчитывались итерационно на полномасштабной гидродинамической модели. Также была рассчитана обратная закачка газа в пласт, однако данный вариант показал низкую эффективность в связи с резким прорывом газа к забоям добывающих скважин, приводящим к выводу скважин из эксплуатации и снижению накопленных показателей по нефти.

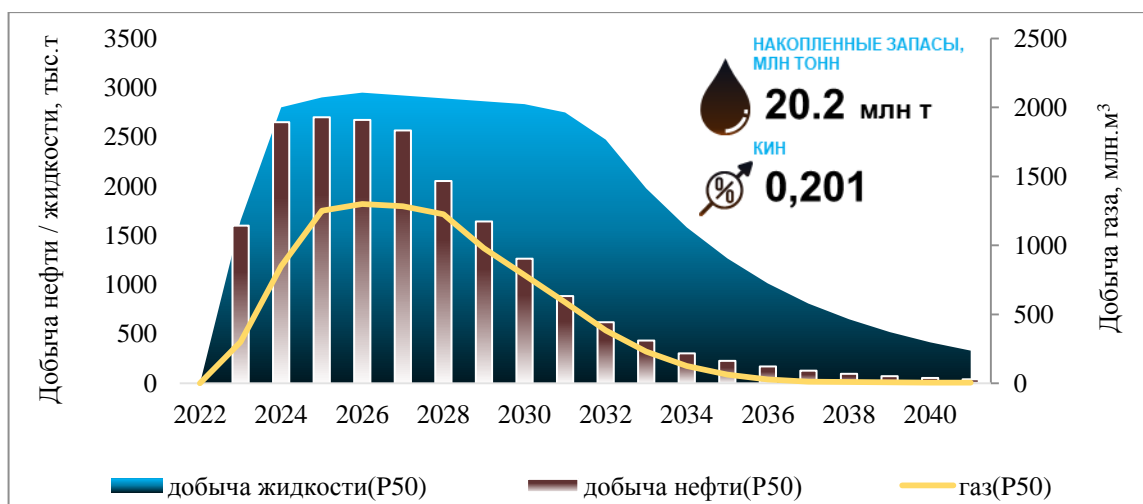


Рисунок 7.3.2. Нагнетание воды через один ряд

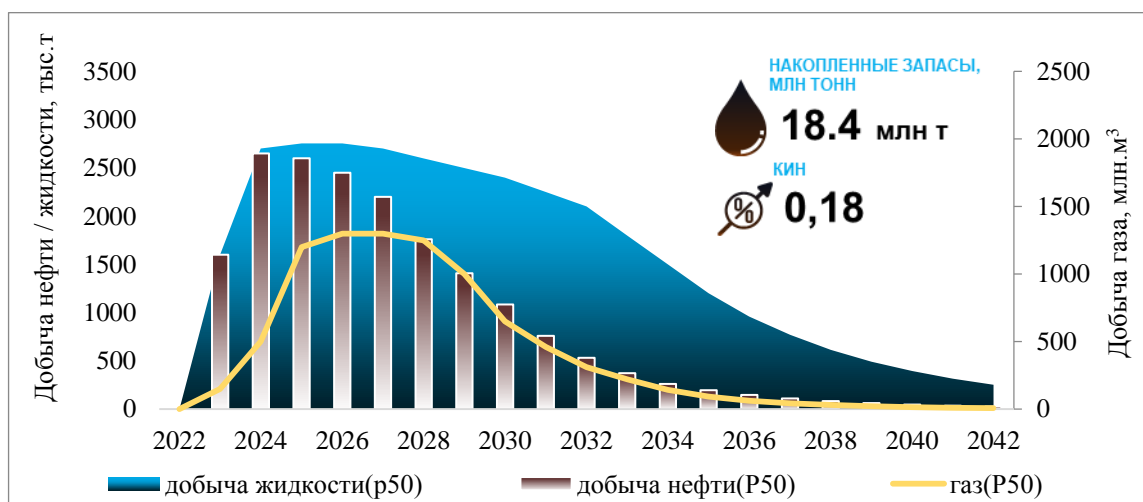


Рисунок 7.3.3. Нагнетание воды через два ряда

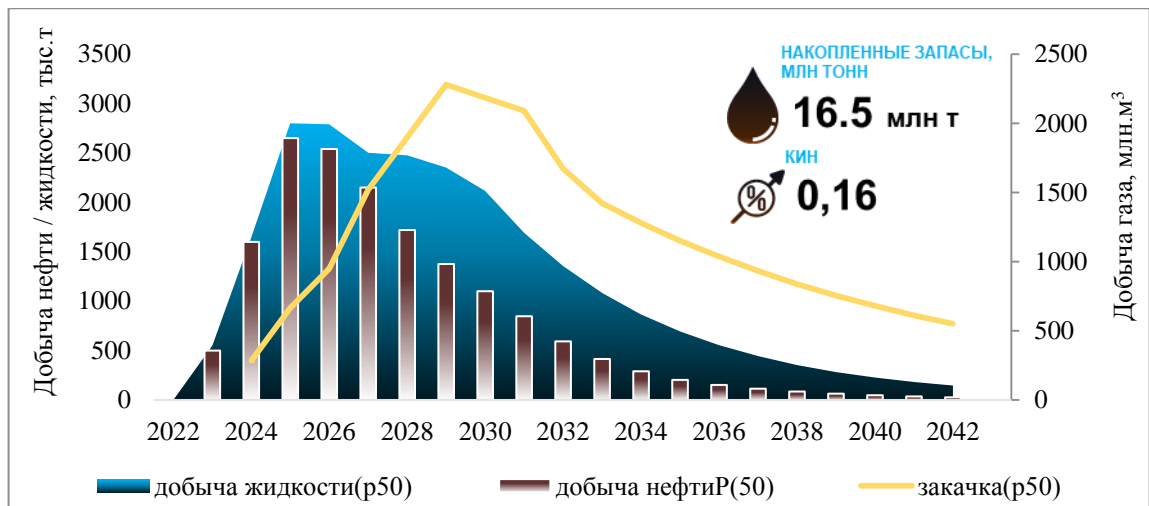


Рисунок 7.3.4. Газовое ППД

Выбор оптимального варианта разработки залежи ввиду малого разброса между величиной начальных геологических запасов и ограниченности во временных ресурсах производился на базовой модели нефтегазоконденсатного месторождения, которая соответствует варианту P50 с количеством НГЗ нефти 101 466 тыс.т. После чего оптимальный вариант разработки рассчитывался на оптимистичном и пессимистичном варианте ГДМ для получения профилей и накопленных показателей разработки.

#### 7.4. Прогнозные расчеты

Перед началом выполнения расчетов на инициализированной ГДМ была выполнена адаптация на историю испытаний разведочных скважин. Адаптация производилась локальным модифицированием проницаемости в околоскважинных ячейках. После выбора базовой концепции разработки месторождения расчеты выполнялись на гидродинамических моделях, соответствующих вариантам P10 и P90 для получения представления о разнице в накопленных показателях и корректного учета неопределенностей. В связи с невысокой разницей в величине геологических запасов нефти диапазон неопределенности накопленных показателей также не велик. Это позволяет проектировать более гибкую систему подготовки и транспорта нефтепродуктов.

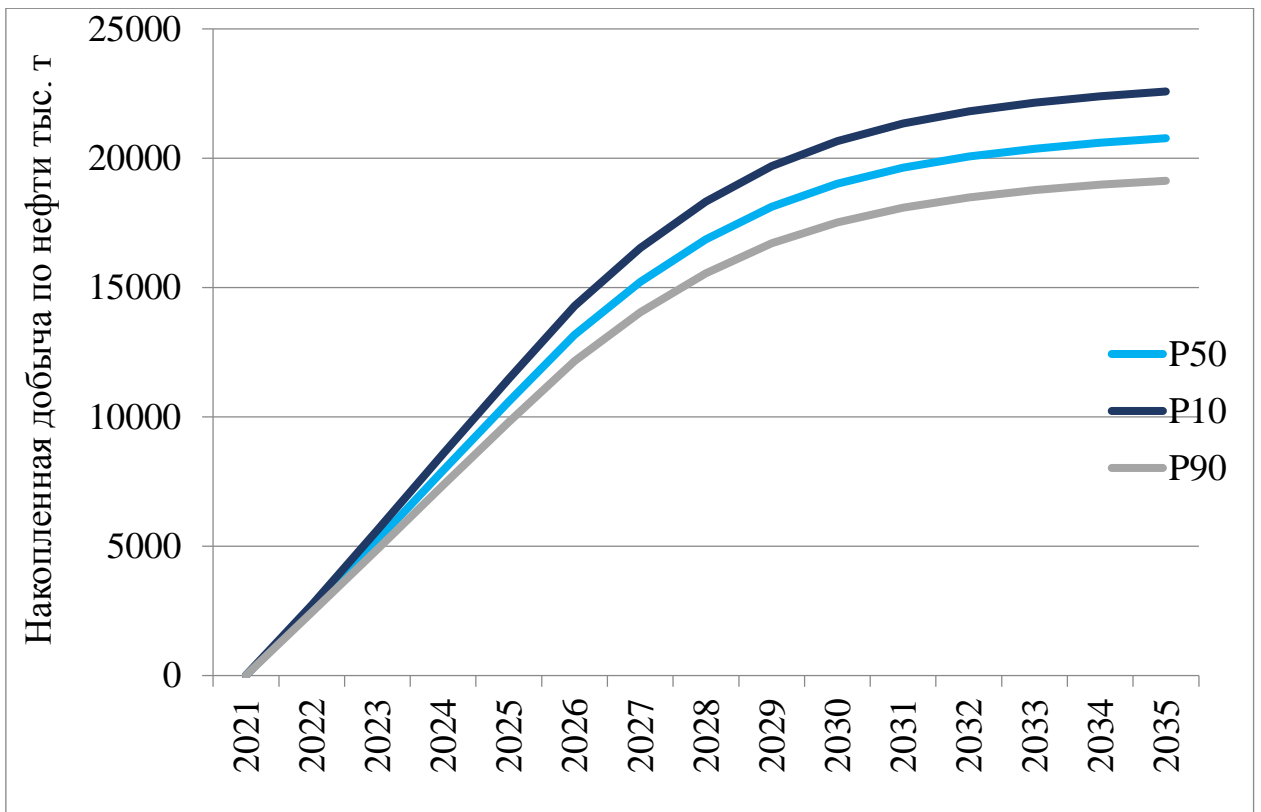


Рисунок 7.4.1. Накопленная добыча нефти

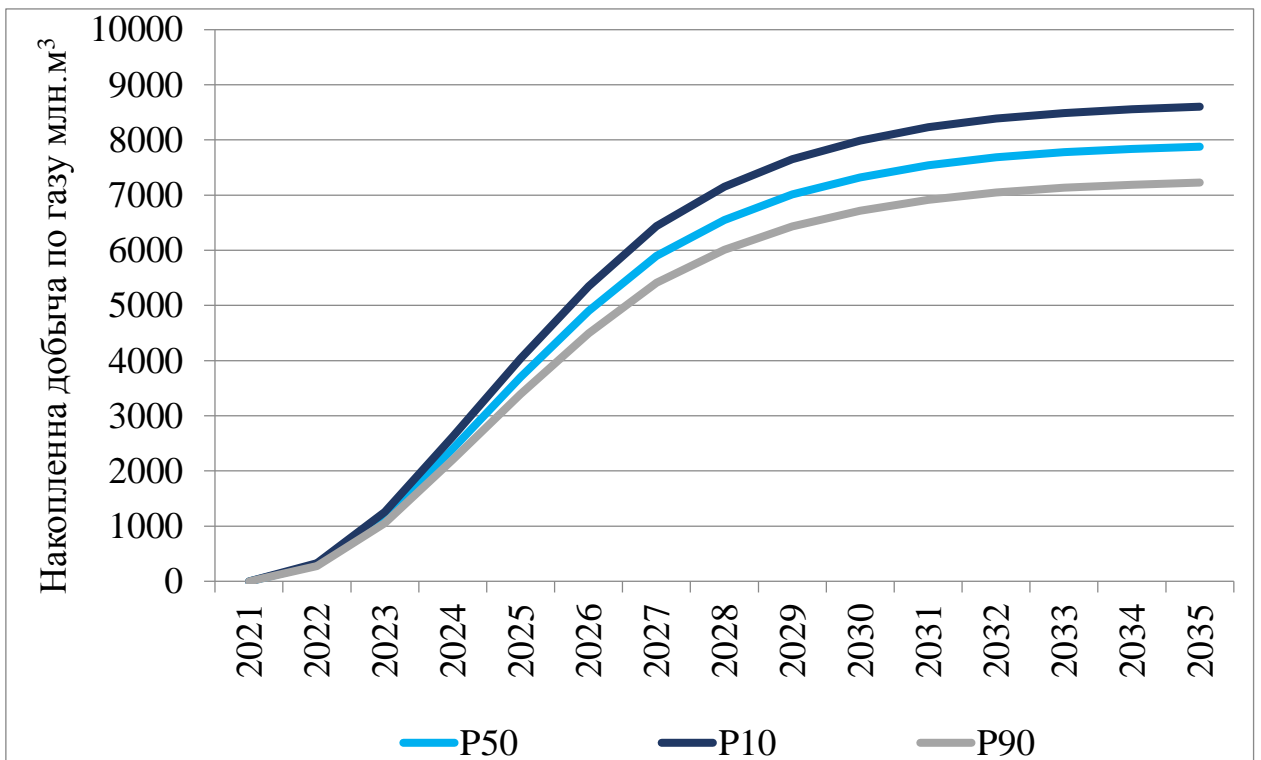


Рисунок 7.4.2. Накопленная добыча газа

## **ГЛАВА 8. ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ И КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН. КУСТОВАНИЕ**

### **8.1. Определение конструкции скважин**

Выбранная типовая компоновка скважин отвечает требованиям как со стороны геологии и бурения, так и со стороны последующей эксплуатации. В разрезе проектируемой скважины отсутствуют горизонты с аномально высоким пластовым давлением и зоны значительных осложнений, в связи с чем, геологический разрез представляет область совместимых условий бурения. Принимая во внимание геологические особенности разреза (региональные градиенты давления) и конструкцию скважин по аналогу - Новопортовскому нефтегазоконденсатному месторождению была предусмотрена следующая конструкция скважины: направление диаметром 324 мм спускаемое на глубину 50 м с целью обеспечения надежного перекрытия интервала залегания неустойчивых, склонных к осыпям и обвалам отложений, предупреждения размыва устья скважины; кондуктор диаметром 245 мм спускаемый на глубину 500 м по вертикали для перекрытия зоны ММП, залегающей на уровне около 400 м; эксплуатационная колонна диаметром 178 мм спускаемая на глубину 1900 м по вертикали. Служит для крепления стенок скважины, разобщения продуктивных горизонтов и их испытания; и не обсаженный хвостовик с диаметром по долоту 114 мм.

### **8.2. Выбор типа буровой установки и кустование**

Для выбора оптимального типа буровой установки проведен расчет максимально возможной длины горизонтальной скважины с длиной ГС 1000 метров при применении станка трех типов грузоподъемности 160, 175 225. Расчеты приведены в Приложениях Д и Е.

В ходе подбора БУ рассчитаны:

- Максимальный возможный вес на БУ
- Максимальная длина скважины до точки  $T_1$

- Максимальная длина скважины до точки  $T_3$
- Проверка возможности спуска хвостовика
- Расчет максимально возможной длины скважины согласно ПБ при бурении под эксплуатационную колонну  $MD_{эк}$

Определены максимальные отходы от устья скважины до точки входа в пласт для этих БУ и выполнено кустование с учетом ограничений ВНТП 3-85 по количеству скважин, суммарному дебиту и газовому фактору на куст, а также поверхностных условий при расположении КП. Исходя из капитальных затрат на бурение и обустройство кустовых площадок была выбрана БУ2900/175, с пятью кустами.

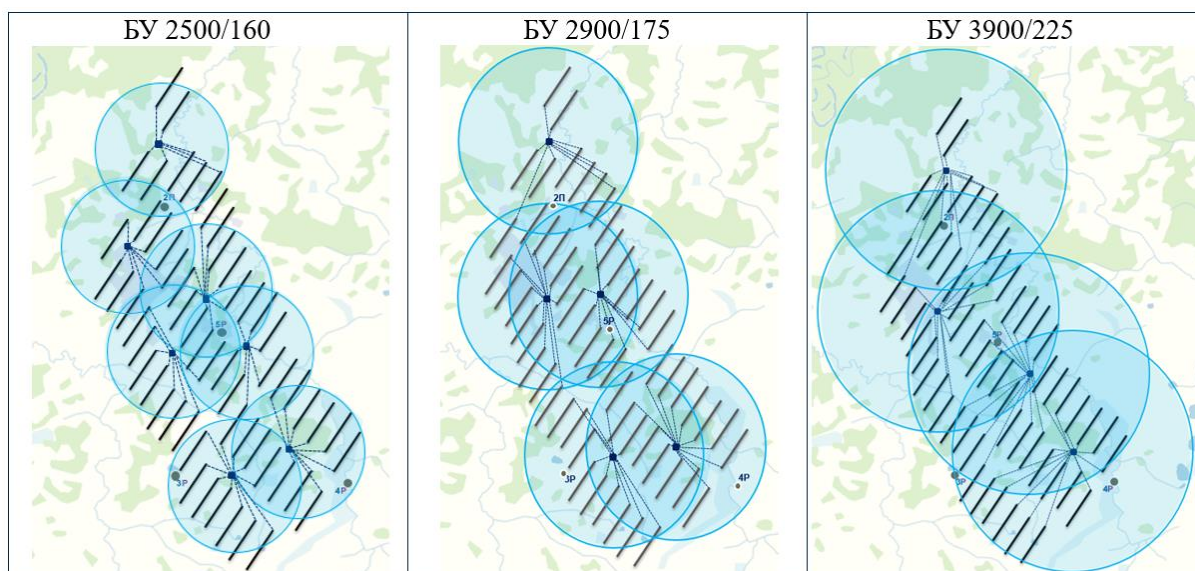


Рисунок 8.2.1. Кустование с применением трех типов буровых установок

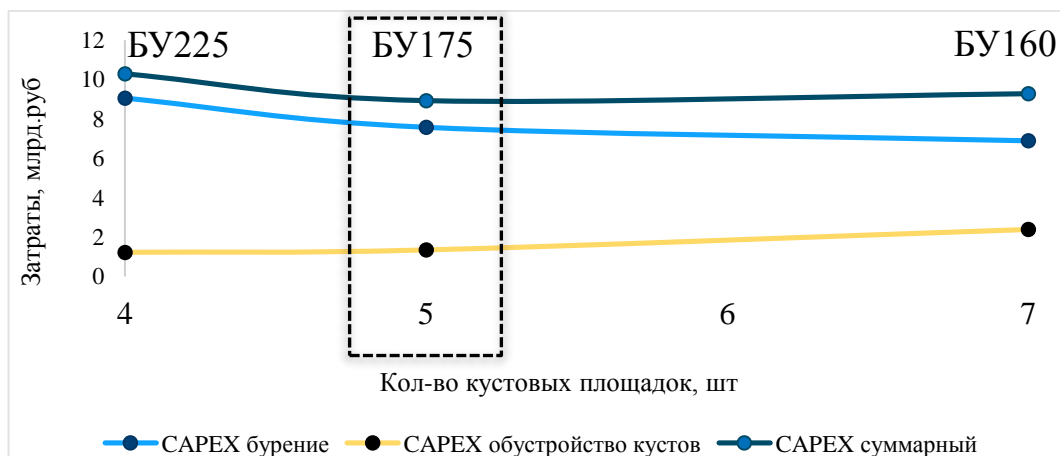


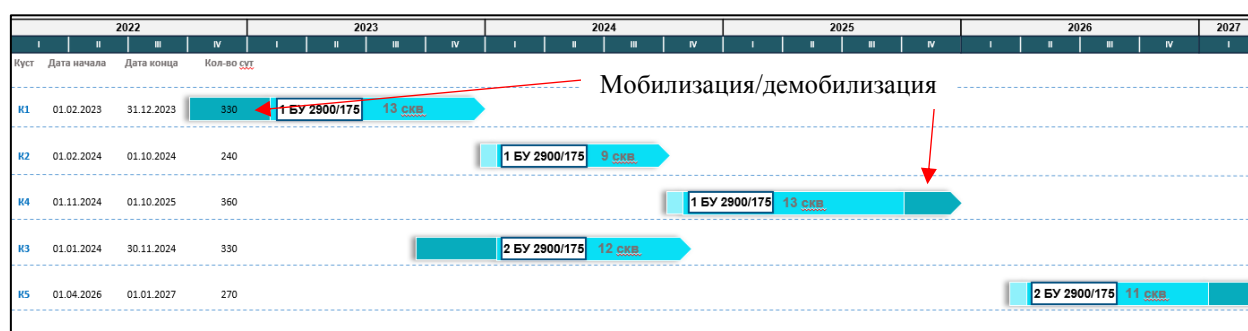
Рисунок 8.2.2. Определение оптимального количества кустовых площадок

Таблица 8.2.1. Параметры кустования скважин

	БУ 2500/160	БУ 2900/175	БУ 3900/225
Количество кустов, шт	7	5	4
Количество скважин, шт.	58		
Отход от устья, м	1394.769	1735.008	2743.142
MD <sub>T1</sub>	2530.700	2789.173	3650.746
MD <sub>T3</sub>	3530.700	3789.173	4650.746
Бурение, млн.руб	6 892	7 578	9 058
Обустройство КП, млн.руб	2 391	1 352	1 233
Всего CAPEX, млн.руб	9 283	8 930	10 291

### 8.3. Формирование графика бурения

Под принятый вариант разработки месторождения был рассчитан оптимальный с точки зрения экономических и технологических показателей ковер бурения, учитывающий период опытно-промышленной разработки. Сроки бурения учитывают скорость проходки, а также мобилизацию/демобилизацию БУ и переезд с куста на куст. Оптимальным вариантом является бурение одного куста на период ОПР с последующим запараллеливанием бурения оставшихся кустов с использованием 2-х буровых станков.



## **ГЛАВА 9. НАЗЕМНОЕ ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Для формирования концепта обустройства нефтегазоконденсатного месторождения был проведен анализ региона работ:

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

Так как месторождение является новым, в текущий момент находится на стадии разведки и значительно удалено от существующей инфраструктуры, то систему транспорта и подготовки необходимо проектировать с нуля.

### **9.1. Система сбора продукции и ППД**

Сеть отбора представляет собой систему трубопроводов, по которой пластовая смесь транспортируется от кустов нефтяных скважин до приемных сооружений комплекса сбора и подготовки. При выполнении этапа концептуальной оценки рассматривались варианты подземной и надземной прокладки трубопроводов сети. Поскольку месторождение расположено в зоне распространения вечной мерзлоты, а также на территории ЛУ преобладают просадочные и пучинистые грунты с низкой несущей способностью, а рельеф местности осложнен большим количеством оврагов, озер и рек, то предусматривается надземная прокладка трубопроводов нефтесборной сети на эстакадах в соответствии с РД 39-132-94.

Сеть нефтесборов месторождения характеризуется небольшой протяженностью – максимальное расстояние от отдельных кустов скважин до приемных сооружений по трассе трубопровода достигает семи километров.

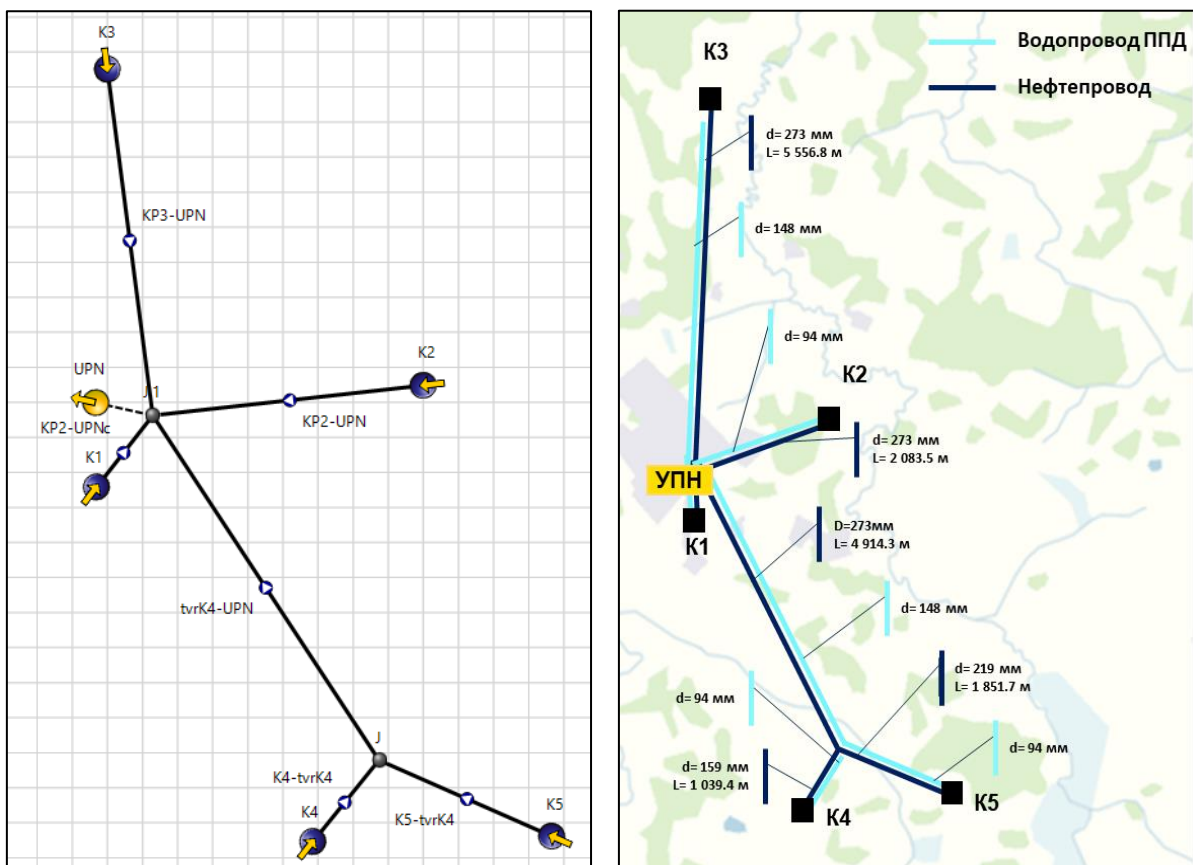


Рисунок 9.1.1. Принципиальная схема нефтесборов

Для обоснования возможности мультифазного транспорта продукции нефтяных скважин от кустовых площадок до центрального пункта сбора была проведена серия гидравлических расчетов. При расчете трубопроводов использовался программный продукт Pipesim компании Schlumberger.

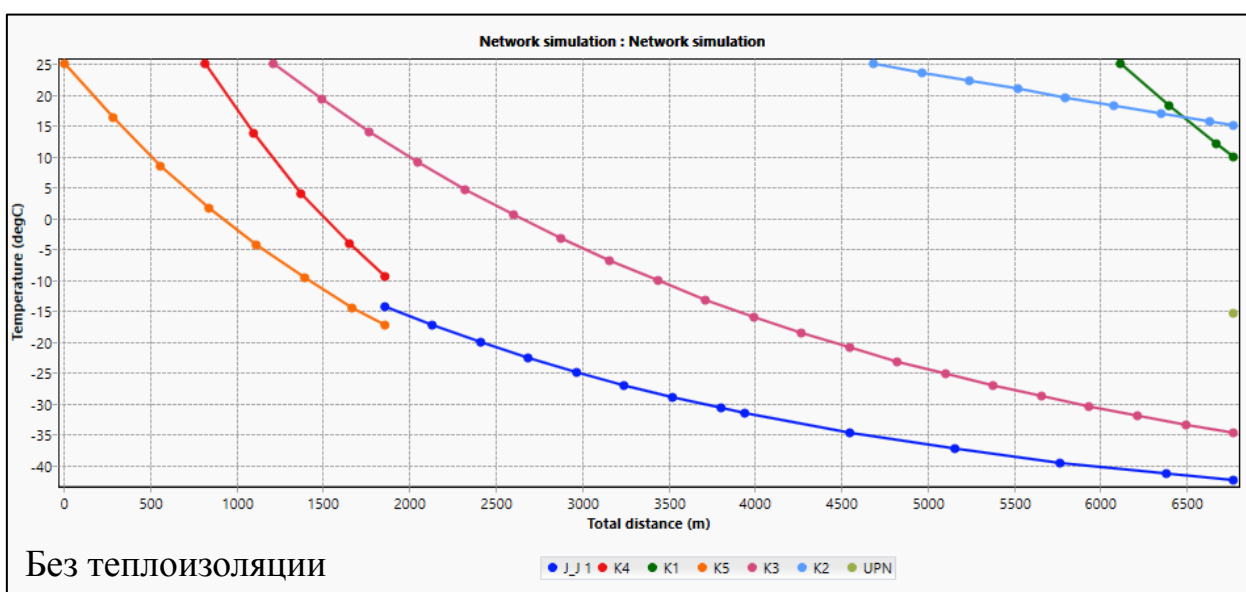
Добываемый флюид был охарактеризован посредством модели «Black oil». В расчетах были приняты следующие исходные данные:

- плотность нефти – 825 кг/м<sup>3</sup>
- плотность газа – 0.8570 кг/м<sup>3</sup>
- плотность воды 1000 кг/м<sup>3</sup>
- вязкость углеводородной жидкости при 20 °С – 1.557 сПз и при 48 °С – 0.626 сПз
- давление насыщения – 19.2 МПа, температура – 48 °С, газосодержание – 162.56 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>
- давление на приеме объекта подготовки – 0,6 МПа (изб)



При подборе основных трасс трубопроводов и коридоров коммуникаций использовался метод ХУ координаты. Подбор оптимального положения объектов подготовки и транспорта нефти производился на основании карты желательности и вычисления центра масс (подробнее в п.9.2.). Качественное моделирование эмульсии требует проведения реологических исследований для составления матрицы зависимостей вязкости от температуры и обводненности. Ввиду отсутствия такого рода исследований на данном этапе при моделировании использовались корреляции Vasquez & Beggs и Chew & Connally.

Принято условие, что скорость потока в продуктопроводе не должна быть ниже 1 м/с для исключения проявления ручейковой коррозии. Максимально допустимая скорость потока – расчётный параметр, на который влияет диаметр трубопровода, шероховатость и другие параметры. Срок службы трубопроводов в соответствии с РД установлен периодом в 20 лет и не превышает расчётного срока службы месторождения. Результаты расчётов показали, что отсутствие изоляции на трубопроводах нефтесборных сетей приводит к остыванию флюида до отрицательной температуры уже через 1000 м, вследствие чего эксплуатация данного трубопровода невозможна, поэтому были выполнены расчеты с разной толщиной теплоизоляции от 25 до 75 мм.



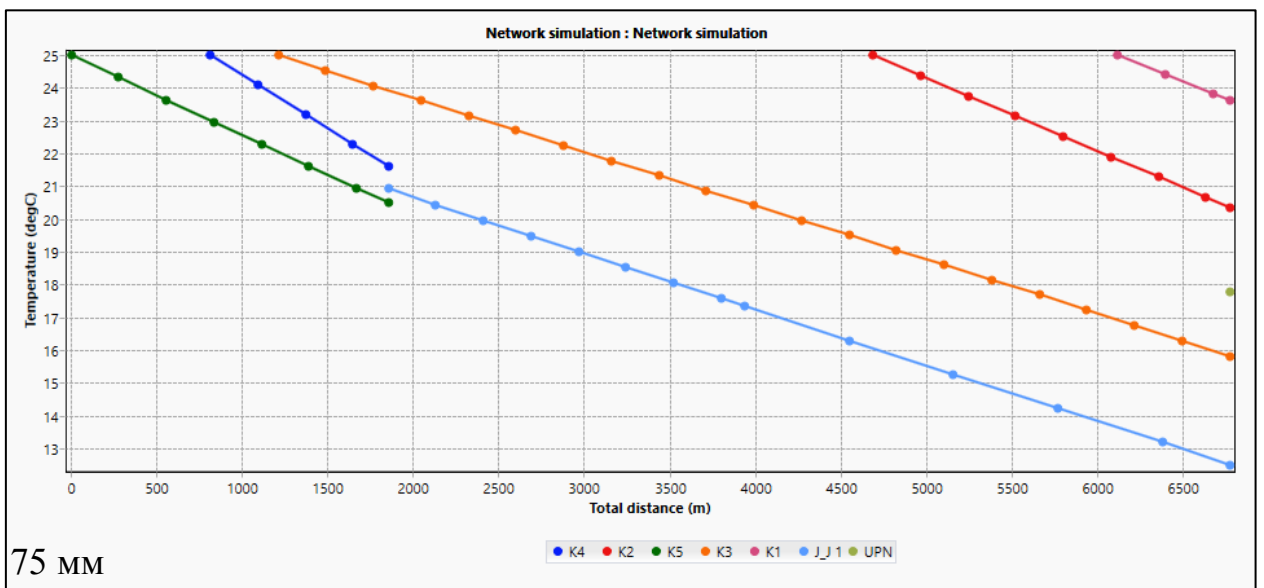
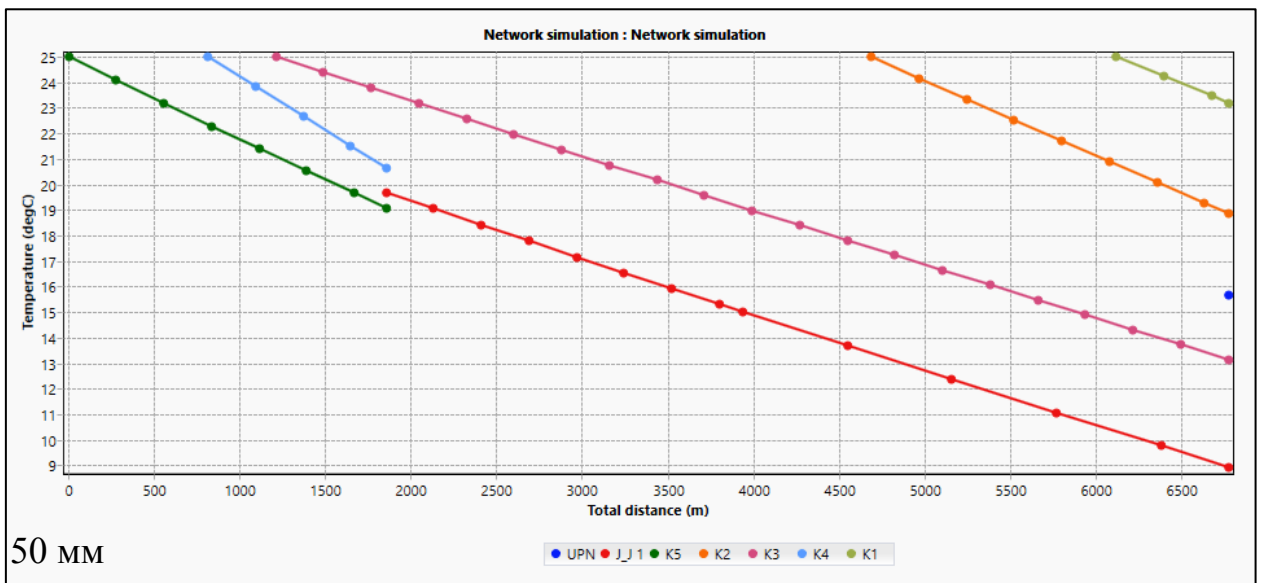
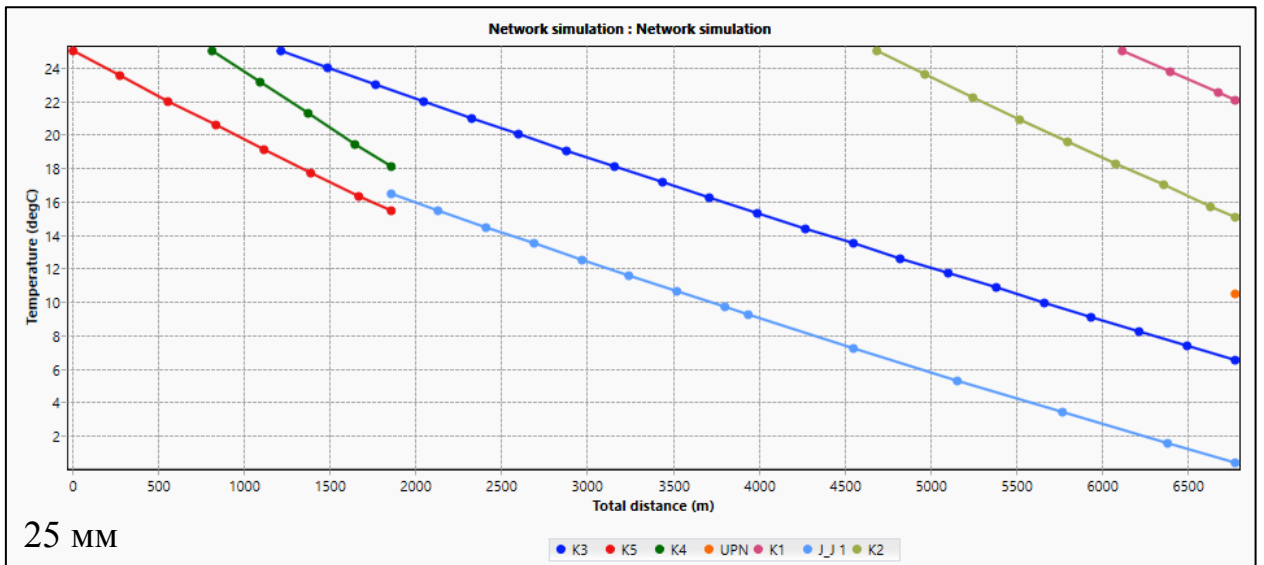


Рисунок 9.1.2. Расчет толщины теплоизоляционного слоя

Несмотря на то, что теплоизоляция толщиной 25 мм уже позволяет доставить флюид до ЦПС с положительной температурой, выбор в пользу большего слоя был сделан т.к. теплоизоляция имеет свойство деградировать со временем и коэффициент её теплопроводности может значительно увеличиться. Теплоизоляция 75 мм не приводит к значительному росту температуры, поэтому в качестве оптимального был выбран вариант 50 мм.

Также был выполнен анализ работы нефтесборной сети. При расчёте трубопровода критически важным было подбирать диаметры так, чтобы режим течения был не ламинарный – т.к. ламинарный способствует образованию ручейковой коррозии.

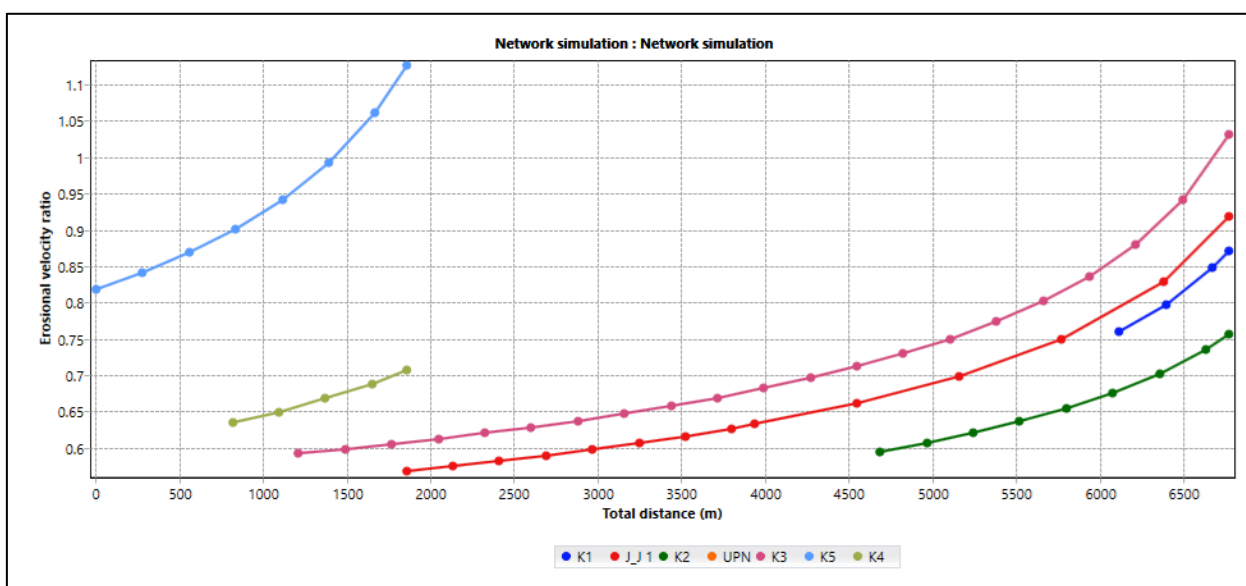


Рисунок 9.1.3. Анализ работы сети нефтесборов

Как видно из графика, спроектированные нефтесборные сети практически не подвержены эрозии. В случае необходимости возможны следующие решения для уменьшения эрозионных процессов: увеличение типоразмера трубопровода от K1 и сборного коллектора от K4-5. Данное решение приведет к снижению давления в трубопроводе, большему выделению газа, увеличению количества пробок для пробкового режима течения и их средней длины, а также увеличению капитальных затрат. Другим вариантом является нанесение дополнительного внутреннего покрытия на

трубопровод, что также приведет к дополнительным капитальным вложениям, но в меньших объемах.

Прокладка водоводов осуществляется на одной эстакаде с нефтесборными сетями. При расчете водоводов была выбрана централизованная система обеспечения водой ППД от БКНС как более энергоэффективная и менее затратная по сравнению с локальной закачкой (ЭЦН «перевертыш» из водозаборной скважины в нагнетательную). Также строительство водоводов позволяет отказаться от строительства водозаборных скважин на кусту в целях ПБ.

В связи с большой удалённостью объектов сдачи нефти необходимо строительство двух дожимных компрессорных станций. Диаметр трубы 325мм. Так как согласно нормам СТУ для газовой инфраструктуры допустимы более высокие давления, строительство дополнительных КС (за исключением КС на самом месторождении) не требуется. Диаметр 273мм. Схемы представлены в Приложении Ж.

## **9.2. Система подготовки скважинной продукции**

Изначально подбор оптимального положения объектов подготовки и транспорта нефти производился на основании вычисления центра масс, но учитывая, что ЦМ по географическому положению совпадает с речной поймой, для минимизации затрат на подготовку площадки и снижения рисков подтопления, принято решение о переносе центра масс на более возвышенный участок на 1 км в северо-западном направлении.

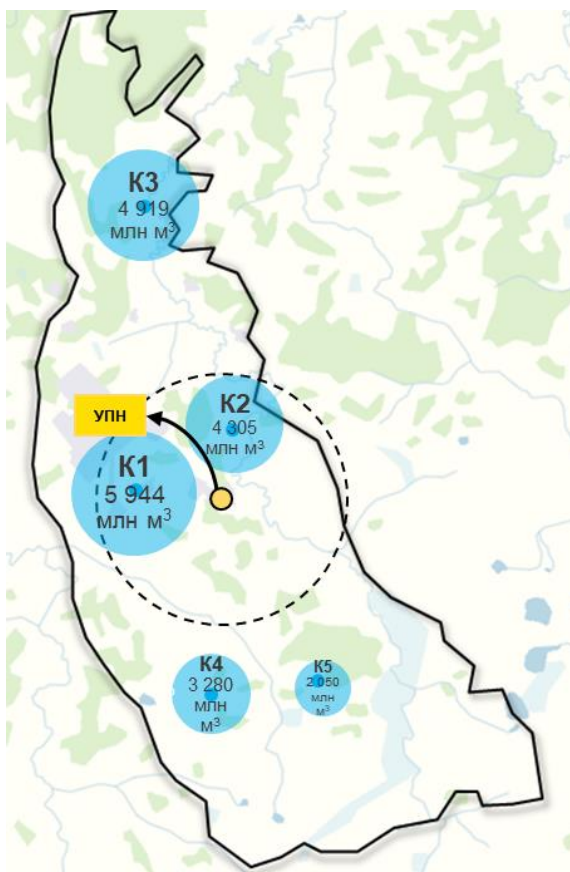


Рисунок 9.2.1. Расположение центра подготовки скважинной продукции

Смоделирована принципиальная типовая схема установки подготовки нефти, ПНГ и воды для ППД в ПО «НУСЫС», исходя из уровня добычи нефти, её типа, физико-химических свойств и газового фактора.

Таблица 9.2.1. Входные параметры флюида на УПН

Температура, °С	16
Давление, МПа	0,6
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	213.8
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	175.87
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	0.8570
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	825
Вязкость нефти, мПа·с	1.557

Таблица 9.2.1. Компонентный состав

Компонентный состав пробы нефти	Содержание		Компонентный состав пробы газа	Содержание	
	Масс, %	Моль, %		Масс, %	Моль, %

He	0,0000	0,0000	He	0,0008	0,0040
H <sub>2</sub>	0,0000	0,0000	H <sub>2</sub>	0,0004	0,0040
N <sub>2</sub>	0,2025	0,6408	N <sub>2</sub>	1,7499	1,2618
CO <sub>2</sub>	0,0563	0,1135	CO <sub>2</sub>	0,1099	0,0504
C <sub>1</sub>	8,0545	44,5281	C <sub>1</sub>	64,6297	81,4065
C <sub>2</sub>	2,6412	7,7887	C <sub>2</sub>	14,7828	9,9324
C <sub>3</sub>	2,8675	5,7671	C <sub>3</sub>	10,4512	4,7891
i-C <sub>4</sub>	1,1176	1,7052	i-C <sub>4</sub>	2,4430	0,8492
n-C <sub>4</sub>	1,6710	2,5494	n-C <sub>4</sub>	2,7609	0,9597
i-C <sub>5</sub>	1,0182	1,2514	i-C <sub>5</sub>	0,8697	0,2435
n-C <sub>5</sub>	0,9751	1,1984	n-C <sub>5</sub>	0,6399	0,1792
C <sub>6+</sub>	81,3962	34,4574	C <sub>6+</sub>	1,5619	0,3201

Так как для проекта предусмотрен этап опытно-промышленных работ, было принято решение арендовать мобильную установку подготовки нефти (МУПН) для первого куста до ввода установки подготовки нефти (УПН) в 2024 году. В период ОПР предусматривается автовывоз товарной нефти до точки сдачи потребителю и 100%- сжигание попутного нефтяного газа.

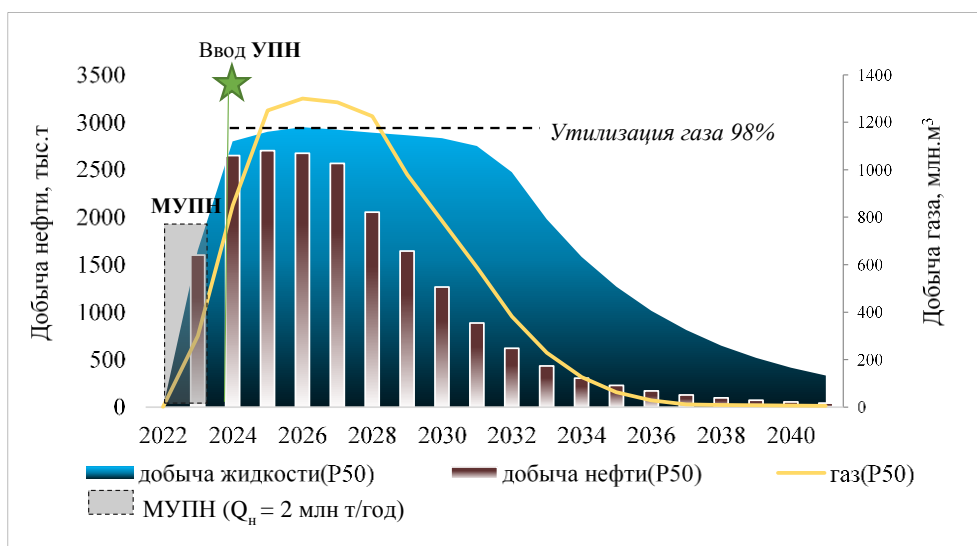


Рисунок 9.2.1. Профиль добычи для базового варианта разработки

Так как целевым продуктом является нефть, то выделившийся конденсат смешивается с потоком отсепарированной нефти, ввиду отсутствия точек

сдачи, а также относительно высоких затрат на реализацию и сбыт подготовленного конденсата.

На ЦПС нефть проходит полный цикл обработки, который включает 3-х ступенчатое разгазирование нефти с помощью сепараторов и стабилизацию нефти методом горячей сепарации, т.е. нагрев до 30° С и сепарация при давлении 0,105 Мпа (Рисунок 9.2.2.). На выходе получается стабильная нефть с давлением насыщенных паров 61.12 кПа, удовлетворяющая всем требованиям по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». Отделение капельной жидкости из отсепарированного попутного нефтяного газа осуществляется в газовых сепараторах, использующих принципы центробежного разделения сред и каплеотбойных устройств.

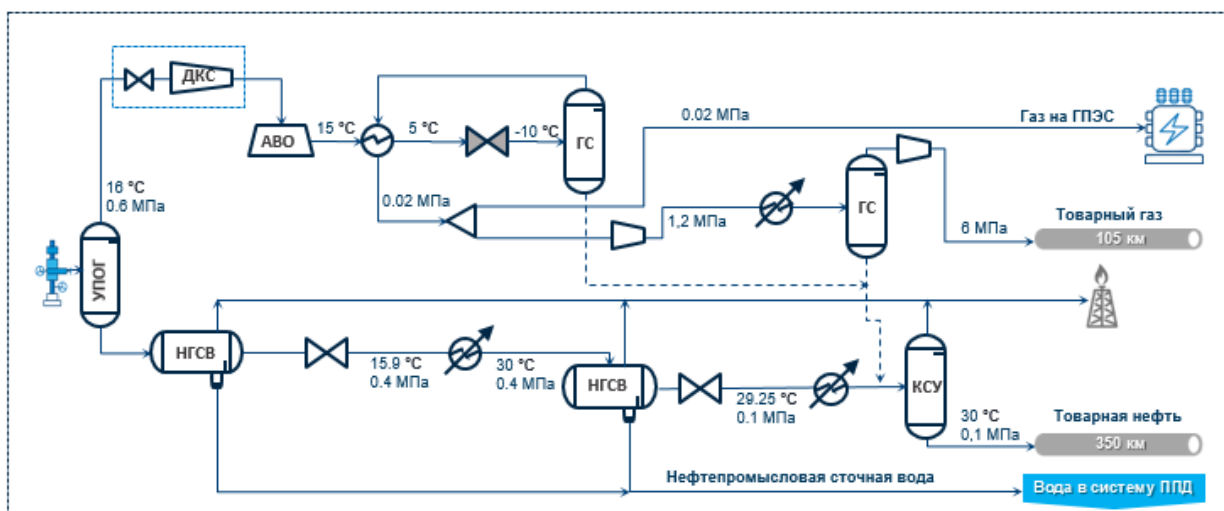


Рисунок 9.2.2. Принципиальная технологическая схема подготовки нефти и газа методом НТС с дросселирующим клапаном

Для подготовки газа, после скрининга технологий, была выбрана дроссельная технология НТС, поскольку она характеризуется низкими капитальными и эксплуатационными затратами, а также легкостью регулирования технологического процесса. Для того, чтобы дроссельная технология могла успешно применяться с обеспечением требуемого уровня температуры НТС и отрицательной температуры газа на выходе в любое время года, в схему УКПГ было включено воздушное охлаждение газа первичной

сепарации. Для системы воздушного охлаждения газа были предусмотрены следующие условия:

- Продолжительность холодного периода года с температурой воздуха ниже  $-5^{\circ}\text{C}$  составляет в среднем 5 месяцев, и в этот период возможно охладить газ в АВО до температуры ниже  $0^{\circ}\text{C}$
- В переходный период года, продолжительностью 4 месяца (при изменении температуры воздуха от  $-5$  до  $+10^{\circ}\text{C}$ ), температуру, за счет воздушного охлаждения газа, можно поддерживать в диапазоне от  $0$  до  $10 - 12^{\circ}\text{C}$
- В теплый период года, для охлаждения газа в АВО, должна быть предусмотрена дополнительная ступень охлаждения газа

Принцип работы технологической схемы для подготовки газа состоит в следующем: попутный нефтяной газ со скважин поступает на первую ступень сепарации во входной сепаратор, где от газа отделяется водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат. Так как требуемый перепад давления по установке НТС составляет 5 МПа, вводится дожимная компрессорная станция (ДКС). Далее отсепарированный газ, пройдя через АВО, поступает в теплообменник типа «газ-газ» для рекуперации холода сдросселированного газа, где охлаждается на  $10-15^{\circ}\text{C}$ . Охлажденный газ из теплообменника подается на расширительное устройство, после которого температура, вследствие эффекта Джоуля-Томсона, понижается от  $-10$  до  $-30^{\circ}\text{C}$ . После дроссельного устройства обрабатываемый газ вместе со сконденсировавшейся жидкой фазой поступает в низкотемпературный сепаратор, где от него отделяется жидкая фаза, а очищенный от влаги и тяжелых углеводородов ( $\text{C}_5+$ ) холодный газ проходит рекуперативный теплообменник в противотоке с «сырым» газом и далее разделяется на два потока. Первая часть поступает в газопровод в качестве товарного продукта, предварительно пройдя компримирование, а вторая часть поступает на ГПЭС для электрогенерации собственных нужд. Были соблюдены все требования к



качеству газа по СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» для подачи газа в магистральный газопровод, и ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия» для подачи газа на ГПЭС. Эффективность охлаждения газа с рекуперацией холода, в данном случае, достигает 10-12° С на 1 МПа свободного перепада давления.

Таким образом, подготовка нефти происходит путем трехступенчатой сепарации, проектируемая УКПГ включает двухступенчатую сепарацию газа, при этом предусматривается резервная линия. Температура в конечном низкотемпературном сепараторе поддерживается на уровне от -23 до -30° С, что одновременно обеспечивает извлечение тяжелых углеводородов C5+ и требования к качеству подготовки товарного газа. Газ на выходе из УКПГ имеет давление 6 МПа. Накопленные показатели по добыче попутного нефтяного газа на рассматриваемый период разработки представлены в таблице 9.2.3.

Таблица 9.2.3 Накопленная добыча ПНГ

<b>Накопленные показатели</b>	<b>2022-2040 гг.</b>
ПНГ на сжигание, млн м <sup>3</sup>	221
ПНГ на технологические нужды, млн м <sup>3</sup>	2 000
ПНГ на реализацию, млн м <sup>3</sup>	7 207

### **9.3. Энергоснабжение**

Система снабжения электричеством – совокупность определенного количества электроустановок, систем преобразования, распределения, передачи электрической энергии для обеспечения нужд потребителей. Система электроснабжения месторождения, является одной из важнейших система поверхностного обустройства, которая развивается в процессе освоения. Одной из важнейших задача является поддержание заданных мощностей. Системы электроснабжения должны удовлетворять следующим

требования: экономичность, надежность, безопасность, удобство в эксплуатации, обеспечения надежного качества электрической энергии, стабильной частоты, адаптивность системы с возможностью масштабирования.

Основные потребители электроэнергии на месторождении:

- Буровые станки
- скважинные насосы для подъема флюида из пласта
- насос для системы ППД
- насос для транспортировки нефти
- аппараты и установки для подготовки скважинной продукции
- линейные объекты
- электрообогрев систем
- объекты инженерного и социально-бытового обеспечения

Расчет электрических нагрузок проводился по удельным показателям:

- Удельная норма расхода электроэнергии для добычи нефти 20 кВт.ч/тн
- Удельная норма расхода электроэнергии для добычи жидкости 14 кВт.ч/тн
- Удельная норма расхода электроэнергии для закачки воды 11 кВт.ч/тн
- Удельная норма расхода электроэнергии для подготовки и транспортировки нефти 6 кВт.ч/тн

Таблица 9.3.1. Максимальны прогнозируемый график нагрузки

№	Объект	Ед.изм.	2020	2021	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Добыча нефти	Тыс.тн.	1600	2650	2700	2673	2566	2052	1642	1264
	Потребление Энергии	Тыс. Квт.ч	32000	53000	54001	53461	51321	41057	32845	25291
	Удельная норма расхода	Квт.ч/тн	20	20	20	20	20	20	20	20
2	Добыча жидкости	Тыс.тн.	1650	2800	2900	2950	2920	2890	2862	2833
	Потребление Энергии	Тыс. Квт.ч	23100	39200	40600	41300	40887	40007	39672	38482
	Удельная норма расхода	Квт.ч/тн	14	14	14	14	14	14	14	14
3	Закачка воды	Тыс.тн.	1650	2000	2700	3538	3687	3845	3856	3856
	Потребление Энергии	Тыс. Квт.ч	18150	22000	29700	38919	40562	41763	42299	42299
	Удельная норма расхода	Квт.ч/тн	11	11	11	11	11	11	11	11

4	Подготовка и транспор. Нефти	Тыс.тн.	1600	2650	2700	2673	2566	2052	1642	1264
	Потребление Энергии	Тыс. Квт.ч	9600	15900	16200	16038	15396	12317	9853	7587
	Удельная норма расхода	Квт.ч/тн	6	6	6	6	6	6	6	6
5	Прочие	Тыс. Квт.ч	16584	18654	25369	25369	25369	25369	25369	25369
6	Мах прогноз потребление электроэнергии	МВт	10	22	24	24	24	21	18	14

После определения требуемой электрической мощности выполнен поиск оптимального решения по обеспечению месторождения электроэнергией. Наиболее привлекательным является строительство собственной ГПЭС на 18 МВт и аренда недостающих мощностей.

Таблица 9.3.2. Выбор оптимального варианта энергоснабжения

Вариант	CAPEX	OPEX
Подключение от города Надым	2.4 Млрд. рублей	5.46 Млрд. рублей
Строительство ГПЭС на 32 МВт	2.2 Млрд. рублей	3.2 Млрд. рублей
Строительство ГПЭС на 18 + Аренда	1.2 Млрд. рублей	3.13 Млрд. рублей
ГТЭС 24 МВт	2.3 Млрд. рублей	2.8 Млрд. рублей
ДЭС 24 МВт	1.3 Млрд. рублей	4.3 Млрд. рублей

### *Формирование внутрипромысловых сетей*

Внутрипромысловая сеть месторождения – совокупность соединённых между собой электротехнических объектов, которые предназначены для непосредственного распределения нагрузок по потребителям на месторождении от главного источника питания.

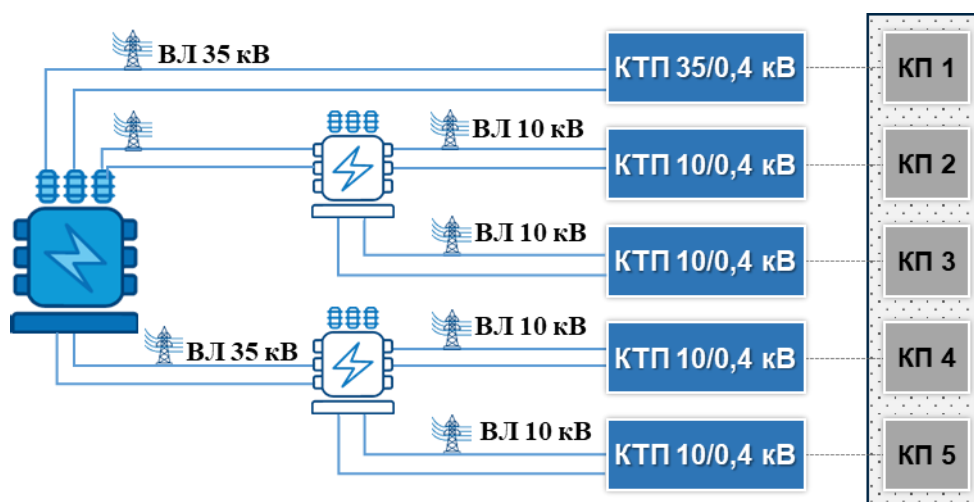


Рисунок 9.3.1. Принципиальная схема внутрипромысловых сетей месторождения

В качестве аварийных источников электроснабжения проектом предусматриваются автоматизированные АДЭС на жидком топливе и СБП со встроенными аккумуляторными батареями. Для питания силовых потребителей особой группы, которые имеются на площадках входных сооружений, резервуаров хранения нефти, а также насосной противопожарного водоснабжения будет применена централизованная схема аварийного электроснабжения на протяжении 10 кВ.

На остальных объектах предусматривается децентрализованная схема аварийного электроснабжения с установкой локальных автоматизированных АДЭС в контейнерном исполнении с выходным напряжением 0,4 кВ АДЭС подключается на шины 0,4 кВ комплектных трансформаторных подстанций (КТП). При исчезновении напряжения на шинах 0,4 кВ КТП, аварийные ДЭС автоматически запускаются и возобновляют питание потребителей.

Для питания потребителей, которые не допускают бестоковую паузу, а также светильников аварийного освещения будут предусмотрены системы бесперебойного питания (СБП) со встроенными аккумуляторными батареями. Емкость аккумуляторной батареи для СБП будет рассчитана на 60 млн поддержки автономного питания. Распределительные щиты для потребителей, подключенных к аварийным источникам электроснабжения, устанавливаются в отдельных помещениях.

Проектом предусматривается компенсация реактивной мощности до коэффициента мощности 0,98. Для достижения такого коэффициента мощности и установке приняты регулируемые комплектные конденсаторные установки 0,4 кВ, которые подключаются на шины КТП-10/0,4 кВ. Конденсаторные установки выполняют компенсацию реактивной мощности автоматическом и полуавтоматическом режимах работы. Конденсаторные установки 0,4 кВ снабжены антирезонансными фильтрами гармоник, а также оборудованы автоматическим регулятором мощности и цифровым интерфейсом с выходом в ИСАУ ТП.

Распределение электроэнергии на напряжениях 35,10 и 0,4 кВ будет выполнено по радиальным линиям. С целью оперативного определения технического состояния и мест повреждения кабельных линий, сокращения сроков ремонта кабелей, проектом будет предусмотрена преимущественно открытую прокладку по кабельным конструкциям и эстакадам (количество и протяженность прокладываемых в земле кабельных линий будет сведено к минимуму).

Типы кабелей выбраны исходя из способов прокладки. Кабели 35 и 10 кВ приняты бронированные с медными жилами с изоляцией из этиленпропиленовой резины. Преимуществами этих кабелей по сравнению с кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена и кабелей с изоляцией из пропитанной бумаги является то, что изоляция из этиленпропиленовой резины устойчива к высоким значениям допустимой токовой нагрузки, обеспечивая хороший запас прочности кабеля. В таблице 8.18.1 приведены значения температуры жилы кабелей.

#### **9.4. Вспомогательные объекты инфраструктуры месторождения**

Сложные инженерно-геологические условия района строительства с распространением многолетнемерзлых пород, наличием глинистых грунтов с тиксотропными свойствами и сильной пучинистостью при промерзании, пылеватых песков, также обладающих сильной пучинистостью при

промерзания, заболоченности местности отрицательно влияют на устойчивость зданий и строений. Для уменьшения их воздействия, с целью инженерной защиты территории, площадки будут отсыпаться из подготовленного в летний период песчаного карьера грунта. Грунты основания площадок будут использоваться по I принципу (сохранения в мерзлом состоянии), с применением свайных фундаментов с проветриваемыми подпольями. Выполнение насыпей рекомендуется в зимне-весенний период на очищенную от снега поверхность после полного промерзания сезонно-талого слоя. Благоустройство территории выполняется по окончании строительства и заключается в устройстве автопроездов технологических площадок, тротуаров и озеленении территории.

Ширина проезжей части проектируемых автодорог 4-6 метров. Покрытие автопроездов на площадках предусмотрено из железобетонных плит ПДН (6.0x2.0x0.14м), на кустах скважин – из грунтощебня. Для прохода работников к зданиям и сооружениям предусмотрены тротуары шириной не менее 1м из бетонных тротуарных плиток.

Согласно проекту разработки, предлагается обустройство 58 скважин, сгруппированных в 5 кустов. Распределение скважин по кустам приведено в таблице 9.4.1.

Таблица 9.4.1. Распределение скважин по кустам

№ Куста	№ скважин пластов ЮН <sub>2-4</sub>
1 (13 скв)	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13
2 (12 скв)	14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25
3 (9 скв)	26,27,28,29,30,31,32,33,34
4 (11 скв)	35,36,37,38,39,40,41,42,43,44,45
5 (13 скв)	46,47,48,49,50,51,52,53,54,55,56,57,58

Оперативный дистанционный контроль работы эксплуатационных скважин производится с помощью скважинной автоматизированной телеметрической системы, с возможностью передачи по радиоканалам на пульт оператора основных параметров работы скважин (давление, температура, расход) и сигналов об их отклонениях. На рабочей струне каждой

скважины устанавливается устройство отсекающее, перекрывающее трубопровод при аварийном понижении давления.

К основным объектам инфраструктуры месторождения относятся:

#### 1. Зона вспомогательных служб

В состав зоны вспомогательных служб входят следующие здания и сооружения:

- административный корпус, предназначенный для размещения административно-управленческого персонала комплекса
- центральная заводская лаборатория
- центральный узел связи
- ремонтно-механическая мастерская (РММ). Для выполнения необходимых слесарных, сварочных, металлообрабатывающих регламентных работ и аварийно-восстановительных ремонтов, изготовления технологической оснастки, восстановления изношенных узлов и деталей, изготовления новых деталей и запасных частей, изготовление крепежных и других изделий, а также для ремонта и обслуживания дорожной и специальной техники.
- открытая стоянка с воздухоподогревом
- открытая площадка для хранения оборудования и спецтехники
- материально-технический склад
- гараж-стоянка
- наружная мойка для автомобилей
- котельная.

#### 2. Вахтовый поселок эксплуатационного персонала

Вахтовый поселок должен быть рассчитан на постоянное пребывание 150 человек с учетом возможного расширения. Структура общественного обслуживания поселка должна обеспечивать удовлетворение повседневных первичных потребностей сменного персонала и включать общественное питание, медицинское и бытовое обслуживание, организацию повседневного

кратковременного досуга. В состав вахтового поселка эксплуатационного персонала входят следующие здания и сооружения:

- Общежития, вместимостью 150 чел.
- Переходные галереи
- Общественный центр
- Столовая
- Оздоровительный блок с фельдшерским пунктом
- Склад продовольственных и непродовольственных товаров с овощехранилищем
- Крытая парковка
- Контрольно-пропускной пункт

Учитывая суровые климатические условия, все общественные здания должны соединяться переходными галереями.

### 3. Полигон для захоронения твердых бытовых и промышленных отходов.

Предназначен для централизованного приема и захоронения твердых бытовых, нетоксичных и малотоксичных (IV класс опасности) промышленных отходов с площадок месторождения. Место размещения полигона определялось, исходя из максимально-близкого расположения к эксплуатационным объектам и объектам соцкультбыта (при полном выполнении санитарных норм); возможности подвода к полигону автодороги и линии электропередач минимальной протяженности.

### 4. Вертолётная площадка

### 5. Площадки базы подрядных организаций

### 6. Площадки сервисных предприятий

### 7. Пожарное депо

### 8. Склады ГСМ

### 9. Песчаные карьеры



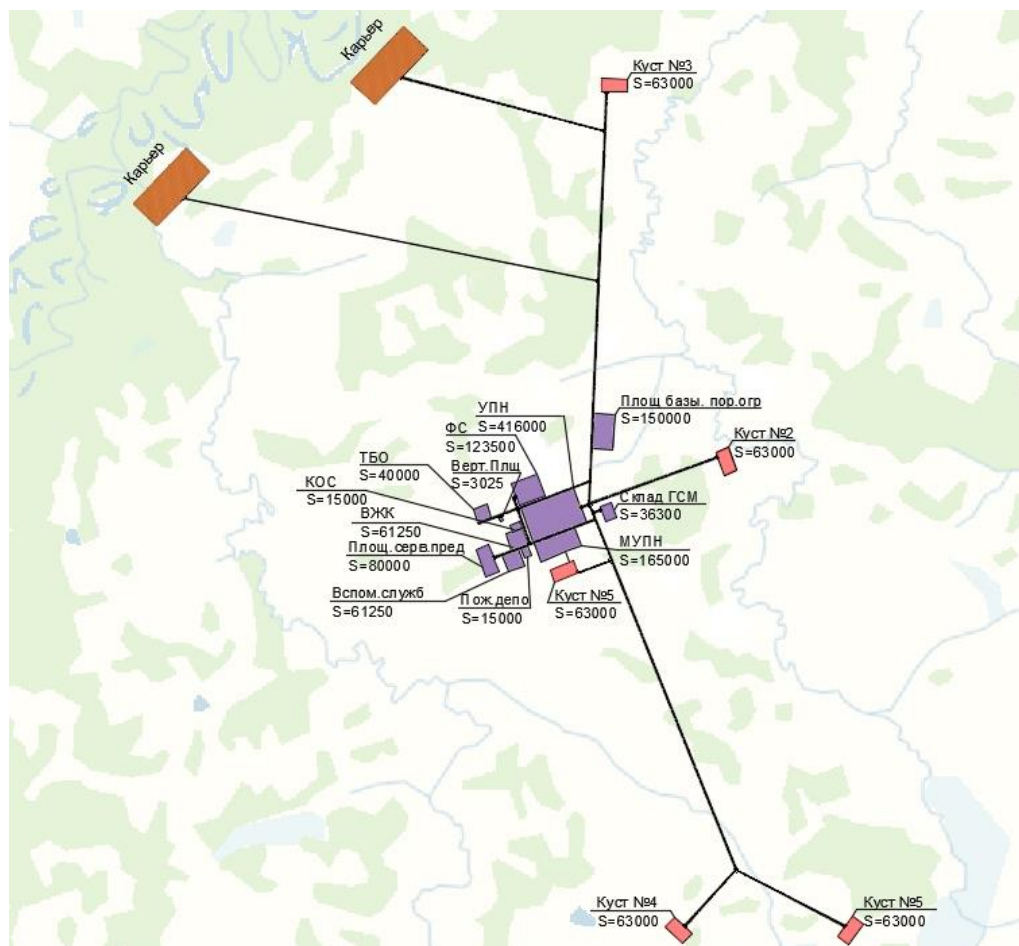


Рисунок 9.4.1. Принципиальная схема расположения площадных объектов

Расположение зданий и сооружений на площадках строительства определено их взаимосвязью, требуемыми противопожарными разрывами и минимизацией протяженности инженерных коммуникаций. Эти условия обуславливают необходимость применения сравнительно простых объемно-пространственных решений, имеющих чисто утилитарные, подчиненные основным технологическим требованиям, формы. В проекте приняты решения, сокращающие до минимума сроки производства работ на площадке:

- Каркасно-панельные здания (каркас из легких металлических конструкций, стеновые и кровельные сэндвич-панели)
- Блочно-комплектные здания, состоящие из одного или нескольких блок-боксов полной заводской готовности, поставляемые на площадку и устанавливаемые на основание в собранном виде.

## 9.5. Численность эксплуатационного персонала

Общая численность эксплуатационного персонала рассчитана с учетом потребности в специалистах определенных категорий и нормативов численности. Предусмотрен вахтовый метод нахождения персонала на месторождении.

Таблица 9.5.1. Распределение численности персонала по направлениям

Руководители	20
ИТР	30
Рабочие	186
Работники пожарного депо	20
Прочие	36
Всего	292

Таблица 9.5.2. Укрупненная структура численности персонала

№ п.п.	Наименование	Численность человек	
		Всего	1 Вахта
1	Руководство и функциональные подразделения	20	10
2	Производственно-диспетчерская служба	10	5
3	Производство по добыче нефти	40	20
	Итого	70	35
4	Общеплощадочные объекты		
4.1	Факельное хозяйство	6	3
4.2	АКС и воздуха КИП	8	4
4.4	Площадка твердых бытовых отходов	4	2
	Итого по п.4	18	9
5	Специализированные службы		
5.1	Химическая лаборатория	10	5
5.2	Механоремонтная служба	12	6
5.3	Служба автоматизации	16	8
5.4	Служба связи	8	4
5.5	Энергоснабжение		
5.5.1	Инженерно-технические работники	10	5
5.5.2	энергообъекты	14	7

5.5.3	электростанция	12	6
5.5.4	котельная	2	1
5.5.5	объекты водоснабжения и канализации	12	6
	Итого по п.5	96	48
6	Подразделения вспомогательного назначения		
6.1	Служба по эксплуатации ВЖК	20	10
6.2	Медпункт	4	2
6.3	Отдел рабочего снабжения (столовая, буфет, магазин)	12	6
6.4	Гараж	12	6
6.5	Складское хозяйство	6	3
6.6	Хозяйственный отдел	10	5
	Итого по п.6	64	32
7	Подразделение сторонних организаций		
7.1	Служба безопасности	10	5
7.2	Газоспасательная служба	14	7
7.3	Пожарное депо	20	10
	Итого по п.7	44	22
	Всего	292	146

## ГЛАВА 10. ЛОГИСТИЧЕСКАЯ СХЕМА

Ближайшее нефтяное месторождение – Лензитское, находящееся на стадии разведки, располагается в 51 км на востоке от ЛУ. В 67 км на юго-восток расположено Надымское газоконденсатное месторождение, на данный момент находящееся на стадии доразведки. Ближайшее действующее/эксплуатируемое месторождение – Медвежье на расстоянии 105 км от ЛУ.

### 10.1. Варианты транспортировки и сбыта нефти

Основными направлениями использования нефти традиционно являются:

- Сдача в систему ОАО «Транснефть»
- Сдача на НПЗ
- Транспорт на экспорт

Варианты с нефтеперерабатывающими заводами являются заведомо неактуальными ввиду их отсутствия в радиусе 500 км от месторождения, а также нехватки свободных мощностей в существующих НПЗ России. Вариант со строительством собственного НПЗ не рассматривается ввиду удаленности месторождения от населенных пунктов и отсутствия потребителя. Ближайшая точка сдачи Транснефти расположена в г.Новый Уренгой, однако в ней также отсутствуют свободные мощности. Следующим по дальности является ПСП в поселке Пурпе.

Рассмотрено три варианта доставки углеводородов до ПСП. Первый вариант – строительство магистрального нефтепровода протяженностью около 350 км 426 диаметра с дополнительной инфраструктурой в виде двух ДНС. Второй вариант с транспортировкой нефтепродуктов автоцистернами. Для доставки необходимых мощностей требуется закупка автопарка на 250 автомобилей. Третьим вариантом доставки нефти до пункта сдачи является строительство трубопровода до г.Надым с последующей транспортировкой вагонами -цистернами, вариант включает строительство нефтеналивной эстакады.

Для транспорта углеводородов на экспорт потребуется строительство собственного нефтеналивного терминала и аренда или покупка танкерного флота, а также строительство нефтепровода протяженностью около 100 км с подводными переходами. Вариант сопряжен с огромными капитальными затратами и высокими экологическими рисками.

И последним вариантом является рассмотрение возможности синергии с проектом Ямбург, на котором предусмотрено строительство собственного нефтеналивного терминала. Однако отсутствие достоверной информация о свободных мощностях, а также необходимость строительства дополнительной линейной инфраструктуры делает этот вариант сложно прогнозируемым и высокорискованным.

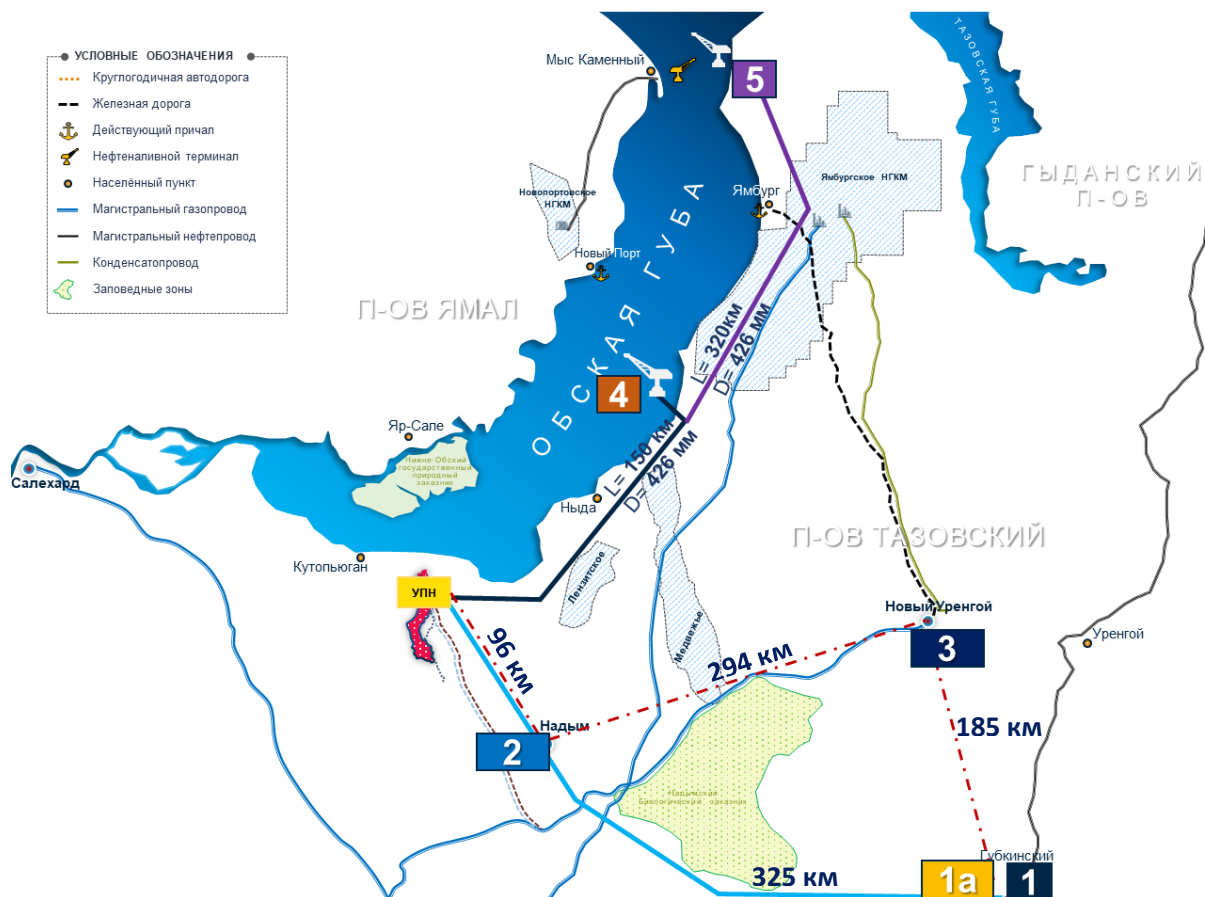


Рисунок 10.1.1. Схема возможных вариантов сдачи нефти

## 10.2. Варианты утилизации и полезного использования ПНГ

Основные направления использования ПНГ:

- На собственные нужды (подогрев нефти, котельные и проч.)
- Использование в качестве топливного газа для электрогенерации на нужды месторождения
- Использование в качестве топливного газа для нужд газлифта
- Закачка газа в пласт
- Внешний транспорт (реализация) на газоперерабатывающий завод
- Внешний транспорт (реализация) в систему магистральных газопроводов ПАО «Газпром»
- Строительство завода по производству метанола
- Строительство завода GTL

- Строительство собственной электростанции большой мощности с продажей электроэнергии потребителю

Попутный нефтяной газ используется в качестве топливного газа для газопоршневой электростанции и на собственные нужды на протяжении всего срока эксплуатации месторождения. В период проведения ОПР попутный газ сжигается на факельной установке. Далее для обеспечения 95% утилизации рассматриваются различные варианты. Обратная закачка в пласт не рентабельна, в связи с резкими прорывами газа из шапки. Строительство мини завода GAS to LIQUID или завода по производству метанола не актуально в связи с относительно небольшими объемами газа и отсутствием потребителя в регионе, а также отсутствием опыта строительства подобной инфраструктуры.

Для реализации в систему магистральных газопроводов ПАО «Газпром» требуется строительство газопровода протяженностью около 100 км диаметром 310 мм с двумя дожимными компрессорными станциями. Либо вариант синергии с Медвежьим НГКМ, в случае наличия потребности в газовых мощностях.

Кроме этого, также рассмотрен вариант закачки газа в подземное хранилище. Предпосылкой формирования варианта является наличие по результатам обработки и интерпретации данных 3д сейсморазведки газоконденсатной ловушки юрского возраста южнее основной залежи в пределах лицензионного участка. Предполагается закачка газа в водонасыщенную ловушку неглубокого залегания для его отложенного использования в период разработки южной залежи на поддержание полки после падения добычи. Однако ввиду малоизученности южной залежи, отсутствия данных о размерах углеводородо- и водонасыщенных ловушек, объемах добычи флюида, пластовых давлениях и, соответственно, требуемом давлении для закачки газа, принято решение отказаться от данного варианта утилизации попутного газа.

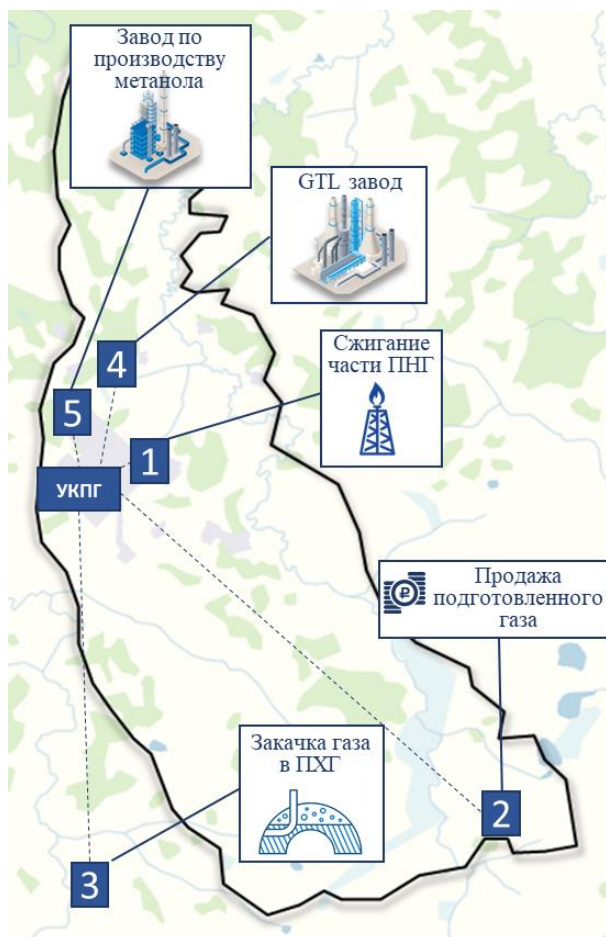


Рисунок 10.2.1. Схема возможных вариантов сдачи газа

Таким образом, с учетом рисков и неопределенностей, окончательным решением является строительство магистрального газопровода

## ГЛАВА 11. АНАЛИЗ РИСКОВ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ

Риск – вероятность потери ценностей (финансовых, материальных, человеческих ресурсов) в результате деятельности, если обстановка и условия проведения деятельности будут меняться в направлении, отличном от предусмотренного планами и расчетами. Для того, чтобы избежать и минимизировать как можно больше неопределенностей и ошибочных решений, был проведен качественный анализ рисков, т.е. были выявлены риски присущие данному проекту, проведено их описание и выявлены мероприятия по их митигации. Итогом этапа качественного анализа рисков является карта рисков проекта, построенная по результатам оценки и расчета степени вероятности и последствий событий.



Рисунок 11.1. Матрица рассмотренных рисков, согласно таблице 11.1

По итогам качественного анализа, наиболее вероятными выявлены группы геологических и HSE рисков, а рисками с максимальным ущербом приняты: HSE, экономические и политические риски



Таблица 11.1. Качественная оценка рисков

Группа	Описание риска	№	Описание риск-факторов	Последствие риска	Мероприятия по митигации рисков
Геологические риски	Не подтверждение запасов и профиля добычи жидкости, ПНГ	1	Преждевременное обводнение	Реализация рисков может привести как к росту капитальных затрат, так и операционных затрат (Расширение мощности УПН и УКПГ, высокая загруженность магистрального трубопровода)	Проведение ОНР, уточнение запасов
		2	Преждевременная загазованность		
	Подтверждение непроводящих разломов	3	Неэффективность системы ППД, неконтролируемый поток флюида в пласте	Низкие дебиты, возможная нерентабельность проекта	Проведение ОНР, доизучение строения залежи
Технологические риски	Инженерно-технические проблемы, отказы оборудования, остановки процессов добычи и подготовки	4	Разгерметизация трубопроводной системы (потери нефти, простой фонда, остановка оборудования).	Реализация риска может привести к остановке фонда, потерям и разливам нефти, при этом чем длиннее трубопроводная система, тем вероятность реализации риска больше.	Своевременное техническое обслуживание и ремонт. Проведение мероприятий по поддержке и восстановлению экосистемы
		5	Внештатные ситуации на площадочных объектах (потери нефти, простой фонда, остановка оборудования).	Реализация риска может привести к остановке фонда и потерям нефти.	Своевременное техническое обслуживание и ремонт, постоянный контроль и проверка оборудования
	Невозможность сбыта продукции	6	Отсутствие свободных мощностей в нефтеналивном терминале «Ямбург»	Реализация риска может привести к остановке фонда/ высокие затраты на логистику, не окупаемость проекта	Автовывоз нефтепродуктов
Риски HSE (охрана труда, промышленная и экологическая безопасность)	Травматизм персонала	7	Нарушение правил безопасности при эксплуатации оборудования, ошибочные действия персонала	Реализация риска приведет к убыткам в результате техногенной аварии (затраты на ликвидацию последствий), увеличении эксплуатационных расходов, связанных с уплатой штрафов, а также к человеческим жертвам.	Проведение регулярных проверок, обучение сотрудников в области промышленной безопасности
Экономические риски	Инфляция, глобальный финансовый кризис, банкротство	8	Риск снижения доходности	Нерентабельность проекта	Диверсификация закупок, Диверсификация рынка сбыта (развитие рынка). Как метод компенсации риска – стратегическое планирование
Политические риски	Ограничение доступа к технологиям в результате политических санкций	9	Задержка сдачи - приемки объекта в эксплуатацию, несвоевременная поставка МТР	Реализация риска приведет к убыткам в результате "заморозки" месторождения	Поиск альтернативных технологических ресурсов в России. Диверсификация закупок

Таблица 11.2. Оценка вероятности события

Качественная оценка	Бальная оценка	Интерпретация	Интерпретация в %-ах вероятности
Очень высокая	5	Событие почти точно произойдет	>80%
Высокая	4	Событие скорее произойдет, чем не произойдет	50-80%
Средняя	3	Событие может произойти	20-50%
Низкая	2	Событие скорее не произойдет, чем произойдет	5-20%
Очень низкая	1	Крайне маловероятно, что событие может произойти	<5%

Таблица 11.3. Оценка последствий события

Категория ущерба	Бальная оценка	Ущерб людям	Воздействие на экологию	Влияние на репутацию	Финансовый ущерб
Очень высокий	5	Непоправимый вред здоровью (полная нетрудоспособность) / групповой смертельный случай	Ущерб предприятиям, зонам отдыха или природным заповедникам	Внимание международной общественности. Широкое негативное освещение в международных СМИ	Увеличение CAPEX/OPEX более чем на 30%
Высокий	4	Непоправимый вред здоровью (полная нетрудоспособность) / смертельный случай 1 сотрудника	Необходимость осуществления масштабных восстановительных работ для ликвидации ущерба	Озабоченность общественности на национальном уровне. Широкое негативное освещение в национальных СМИ	Увеличение CAPEX/OPEX на 20-30%
Средний	3	Частичная нетрудоспособность сотрудника/ продолжительная (от 2-х недель) временная нетрудоспособность сотрудников	Ограниченные выбросы, влияющие на прилегающие территории и наносящие ущерб окружающей среде	Озабоченность региональной общественности. Негативная позиция местных органов власти и/ или общественных групп	Увеличение CAPEX/OPEX на 10-20%
Низкий	2	Временная нетрудоспособность (не более 2-х недель) не более 5 сотрудников	Заметное загрязнение или выброс в окружающую среду, но без долговременных последствий (не более 1 года)	Некоторая озабоченность местной общественности. Определенное внимание со стороны местных СМИ или местных политических властей.	Увеличение CAPEX/OPEX на 5-10%
Очень низкий	1	Получение работником травмы без потери трудоспособности	Незначительный ущерб окружающей среде на территории ЛУ	Общественности может быть что-то известно, но выражения озабоченности нет	Увеличение CAPEX/OPEX менее чем на 5%

## 11.1. Оценка рисков HAZID / ENVID

Верхнеуровневая оценка рисков HAZID / ENVID проведена для данного проекта, чтобы идентифицировать опасности, которые способны потенциально причинить вред, в том числе вызвать заболевания и травмы, нанести ущерб имуществу и окружающей среде, а также привести к производственным потерям, увеличению обязательств или к комбинации указанных негативных последствий при проектировании, строительстве и эксплуатации месторождения.

Таблица 11.1.1. Оценка рисков HAZID/ENVID

№	Категория опасности	Рассматриваемый фактор, описание риска	Последствие	Уровень текущего	Управляемос	Меры по управлению риском (мероприятия по снижению вероятности события и тяжести его последствий)	Уровень остаточного
1	Природные	Нападение диких животных, укусы насекомых, паукообразных	Испуг, летальный исход	Значительный	Средняя	Своевременное прохождение вакцинации от укусов животных и насекомых. Организация мероприятий по снижению случаев взаимодействия человека с дикими животными	Незначительный
2	Природные	Суровые метеорологические условия- сильный порывистый ветер, снегопад, критически низкие температуры воздуха	Обморожение, летальный исход	Значительный	Высокая	Активировки при аномально высоких температурах, обеспечения работников всеми средствами сезонной экипировки + СИЗы	Незначительный
3	Антропогенные	Беспорядки, забастовки местных жителей	Происшествие	Незначительный	Высокая	Активное взаимодействие с местным населением, помощь населению	Неущественный
4	Окружающая среда	Аварийные/незапланированные выбросы/сбросы, нарушение эксплуатации системы водоотведения	Происшествие, ущерб экологии	Значительный	Высокая	Своевременный осмотр оборудования и устранение дефектов. Использование систем быстрого реагирования на ЧС	Значительный
5	Окружающая среда	Влияние на слой ММГ при прокладке трасс трубопроводов	Негативное влияние на окружающую среду	Незначительный	Высокая	Использование регулируемых опор для надземных трубопроводов.	Незначительный

6	Окружающая среда	Трудности при вывозе, удалении и размещении отходов	Негативное влияние на окружающую среду, ущерб	Не существенный	Высокая	Применять захоронение отходов/ утилизировать	Не существенный
7	Здоровье, опасность заболеваний	Загрязненная/зараженная вода и продукты питания, нездоровые условия проживания	Эндемические болезни, инфекции, ущерб здоровью сотрудников	Значительный	Высокая	Соблюдение условий хранения продуктов питания, использование бутилированной воды, организация условий для комфортного проживания	Незначительный
8	Механическая неисправность, отказ оборудования, опасные производственные факторы	Недопустимая нагрузка на строительные леса, вождение в суровых климатических условиях, работа на высоте, опасное оборудование	Травма, летальный исход, падение	Значительный	Средняя	Проведение своевременного обучения персонала навыкам вождения в условиях крайнего севера. Прохождение наряд-допусков для всех видов работ	Незначительный
9	Планирование действий в ЧС	Несвоевременная эвакуация с месторождения ввиду географической специфики	Травма, летальный исход	Значительный	Средняя	Проведение плановых и внеплановых учений с целью обучения, устранения ошибок при эвакуации	Значительный
10	Компетентность, уровень подготовки персонала	Неукомплектованный и неквалифицированный персонал	Травма, происшествие, возможен летальный исход	Значительный	Высокая	Проведение ежедневных селекторов по ПБ, ОТ и ГЗ. Формирование плана мероприятий по увеличению компетенции в сфере ПБ, ОТ и ГЗ	Незначительный
11	Электричество	Удар током/ ожог, пожар, взрыв	Ущерб объектам, травма	Значительный	Средняя	Использование СИЗ, прохождение наряд-допусков, прохождение обучения «работы с электричеством». Проверка квалификации персонала	Незначительный
12	Давление	Разгерметизация трубопровода	Ущерб объектам и окружающей среде	Значительный	Высокая	Проведение мероприятий, определяющих техническое состояние внешних и внутренних трубопроводов-дефектоскопия, определение износа с помощью толщиномеров	Незначительный
13	Шум	Повышенный уровень промышленного шума	«Синдром звона в ушах», ухудшение слуха	Незначительный	Высокая	Использование СИЗ (беруши, наушники)	Не существенный

14	Вибрация	Повышенный уровень вибрации в производственных помещениях и в процессе работы с инструментами	«Синдром белых пальцев», расстройство системы кровообращения	Незначительный	Высокая	Улучшение конструктивных особенностей деталей, (уменьшение зазоров, повышения точности центровки). Использование СИЗ	Не существенный
15	Организация работ	Несоблюдение технических и строительных норм и правил	Травмирование работников	Значительный	Средняя	Организация рабочего места, соблюдение технических решений в процессе строительства зданий и сооружений	Незначительный
16	Бурение/заканчивание/ кап. ремонт/ испытание скважин	Потеря контроля скважины, обрушение или движение буровой вышки, механические неисправности, повреждения	Выброс, массовая гибель людей, экологический ущерб	Высокий	Высокая	Своевременный осмотр буровой, наряд-допуск, использование СИЗ	Значительный

Таблица 11.1.2. Результаты исследования по методике HAZID/ ENVID

Управляемость риском	РИСКИ			
	Не существенный	Незначительный	Значительный	Высокий
ВЫСОКАЯ	1	4	5	1
СРЕДНЯЯ	-	-	5	-
НИЗКАЯ	-	-	-	-

Всего по результатам оценки рисков было выявлено 16 рисков:

- Один риск высокого уровня, находится под высоким уровнем управления
- 5 значительных рисков, находятся под высоким управлением, и 5 под средним управлением
- 4 незначительных риска находятся под высоким управлением.
- Один несущественный риск находится под высоким уровнем управления.

На все выявленные риски определены мероприятия по их минимизации.

## ГЛАВА 12. ПЕРИОД ОПР И РАННЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Сложное геологическое строение месторождения (наличие многочисленных разрывных и трещинных дислокаций, наличие многолетнемерзлых пород, недостаточная изученность геолого-физических характеристик пластов), а также отсутствие ряда важных исследований не позволяет воспроизвести достоверные гидродинамические модели с хорошими прогностическими свойствами. Малая степень изученности разведочным бурением, (5 скважин в пределах ЛУ), не обеспечивает надежное определение контуров месторождения и поверхностей контактов, а также не позволяет прогнозировать с высокой степенью достоверности распространение свойств коллекторов в межскважинном пространстве. Не выделены сейсмофации и не проведен атрибутный анализ. Результаты испытаний не позволяют однозначно разделить продуктивный интервал на газо- и нефтенасыщенные породы.

Однако, несмотря на неоднозначность определения состава и свойств пластовой системы, месторождение характеризуется достаточной степенью подготовки запасов к опытно-промышленной разработке. Целью которой является снятие ключевых геологических рисков и неопределенностей, определение оптимальной технологии выработки запасов и уточнение добывных возможностей продуктивных пластов.

Задачи ОПР:

- Выбор способа подъема жидкости
- Отработка различных режимов эксплуатации скважин
- Определение темпов прорыва газа, воды и падения дебита
- Выбор технологии бурения, траекторий и типов заканчивания скважин
- Определение проницаемости разломов
- Уточнение геологических запасов месторождения

В рамках реализации проекта разработки месторождения предложена концепция ранней добычи нефти с вывозом продукции до точки сдачи

автотранспортом. Запуск основных объектов (МУПН, ГПЭС) запланирован на конец 2022 года.

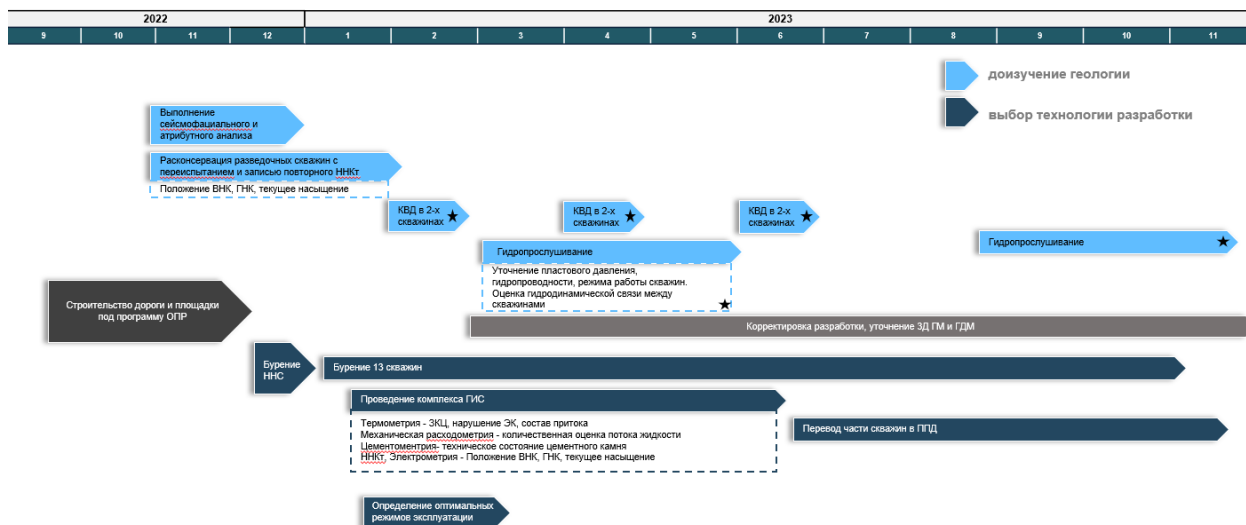


Рисунок 12.1.1. Дорожная карта проекта на этапе ОПР

В первый год запланировано проведение опытно-промышленной разработки месторождения, для уточнения газонефтяного контакта и снижения геологических неопределенностей, включающей в себя проведение исследований таких как ИД, КВД, а также гидропрослушивание для уточнения пластового давления, гидропроводности и режима работы скважин. Проведение повторных замеров нейтрон-нейтронного каротажа в разведочных скважинах, а также контроль эксплуатационных характеристик новых скважин.

## ГЛАВА 13. ЭКОНОМИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 13.1. Первоначальная оценка рентабельности проекта

После первичной оценки запасов месторождения, для получения представления о ценности проекта, был проведен анализ экономической эффективности инвестиционного проекта (EMV). В его основе лежит оценка NPV при различных вероятностях подтверждения или не подтверждения запасов (P10, P50, P90). Был определен объект – аналог (Новопортовское м/р), обладающий схожими фильтрационными свойствами и принадлежащий к одному с рассматриваемым месторождением геохронологическому времени.

Таблица 13.1.1 Оценка вариантов P10, P50 и P90

	<b>P10</b>	<b>P50</b>	<b>P90</b>
NPV, млрд.р	10.4	4.6	0.9
IRR, %	28	21	15
PI	1.43	1.21	1.05

EMV проекта составил 5.2 млрд. рублей, он показывает, что проект является экономически рентабельным и имеется смысл начинать его разработку. Важно отметить, что на данном этапе EMV считался укрупненно, дальнейшие расчеты будут более детальными.

### 13.2. Выручка

Выручка – это финансовый показатель, отражающий денежные средства, которые получает организация за продажу товара/услуги, в нашем случае товарной продукцией является нефть и попутный газ.

Для того, чтобы рассчитать выручку, нам необходимо определить величину netback и профиля добычи нефти и ПНГ. Netback - это стоимость нефти за вычетом всех транспортных издержек от точки сдачи продукции до конечного потребителя. Netback в частности для точки сдачи в НПС Пур-Пе



составляет 28219,3 рублей за тонну нефти. Для ПНГ же Netback равен 2198,4 рублей за тысячу метров кубических.

Таблица 13.2.1 Netback нефти и газа

Юралс	\$/барр	64.59
Юралс	\$/барр	64.59
Коэффициент баррелизации	руб./т	7.3
Юралс	\$/т	471.507
Расходы по реализации на экспорт	\$/т	46.88528838
Перевалка	\$/т	5.189179775
Фрахт	\$/т	10.81999187
Транспорт	\$/т	2134.46595
Корект коэфф	\$/т	0.167
Экспортная пошлина	\$/т	19.3556507
НЕТ-БЭК ЯНАО	руб/т	28219.3
НЕТ-БЭК Газ	руб/1000м <sup>3</sup>	2198.405669

### 13.3. Прибыль. Чистая прибыль.

Прибыль — положительная разница между суммарными доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг. Прибыль = Доходы – Затраты. В нашем случае для получения представления о величине прибыли необходим более детальный расчет, включающий в себя CAPEX, OPEX, налоги.

OPEX - операционные затраты компании, идущие на производства товаров и услуг, измеряется в рублях на тонну или метр кубический. В OPEX были включены затраты на выплаты зарплаты сотрудникам, хим. реагенты для подготовки нефти и газа, стоимости ГСМ для ЭСН и автопарка и т.д. В таблице ниже приведены основные показатели для подсчета операционных затрат.

Таблица 13.3.1 Удельные операционные затраты

На добычу нефти	руб/т	54.74938061
На сбор и подготовку нефти	руб/т	197.0977702
На закачку	руб/м <sup>3</sup> ж	26.76636385
На подготовку ПНГ	руб/1000 м <sup>3</sup>	121.6652902
На добычу и подготовку газа и конденсата	руб/1000 м <sup>3</sup>	60.83264512
На подготовку конденсата	руб/т	425.8285158

Оплата труда	млн руб/чел в год	2.433305805
Численность на скв	чел	0.5
Отчисления на соцстрах	млн руб/чел в год	0.827323974
ПФ ср. з/п	тыс. руб	46.74502116
ПФ Коэф-нт к ср. з/п		2.5
ПФ лимит на человека	млн. руб	1.402350635
СЦ в пределах лимита		0.029
СЦ лимит на человека.	,млн. руб	0.873556784
МС	% от ФОТ	0.051
Страх. от несч. случаев	млн руб/чел в год	0.004866612
На содерж. и эксплуатац. скв и оборуд.	млн руб/скв	9.124896768
На содерж. и эксплуатац. наг скв.	Почемуничего нет??	4.501615739
Общепроизводственные расходы	%	0.2

CAPEX – это расходы на приобретение необоротных активов, т.е. инвестиции в проект. Расчет капитальных вложений производился в соответствии с удельными показателями, рассчитанными на основе стоимостей необходимого оборудования и тех. обеспечения находящихся в открытом доступе. В части капитальных затрат были учтены стоимости бурения скважин, ЭСН, ВЛ, трубопроводов внутреннего и внешнего транспорта, дороги (внешние и внутривнепромисловые), УПН, УКПГ, МУПН, стоимости отсыпки площадок, автотранспорта, ВЖК, ПС, ДНС, в вариантах с использованием ПХГ также рассматривались КС, в вариантах со строительством собственного нефтеналивного терминала по укрупненным показателям учитывались стоимости строительства терминала по объектам аналогам и приобретение танкеров/вагонов-цистерн. В соответствии с дорожной картой проекта были заложены разные капитальные и операционные части проекта в зависимости от года. В таблице ниже приведены основные показатели стоимости для расчета CAPEX.

Таблица 13.3.2 Удельные показатели стоимости для расчета CAPEX по базовому варианту сдачи нефти в НПС Пур-Пе, млн.руб

Показатели	P <sub>10</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>90</sub>
Скважина	336	336	336
Кустовая площадка	270.4	270.4	270.4
Автодорога	2640	2640	2640
ЭСН	2400	2400	2400

Трубопровод внешнего транспорта нефть	17500	17500	17500
Трубопровод внешнего транспорта нефть	5775	5775	5775
Установка подготовки нефти (УПН)	11879,52	10000	9172,77
УКПГ	10058,39	8467	7766,59
ДНС	884	884	884

### 13.4. Налоги

Помимо операционных расходов большую часть затрат составляют налоги. Основными являются НДС, имущественный налог, налог на прибыль. Основная доля налогов приходится на долю НДС. Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) – это обязательный, индивидуально безвозмездный платеж, взимаемый с пользователей недр при добыче (извлечении) полезных ископаемых из недр. Для вычисления ставки налога принимались данные из открытых источников, НДПИ средний в РФ на 2018 год учитывая прогнозируемую инфляцию рубля с учетом льготы на ТРИЗ ( $K=0.8$ ). НДПИ на начало эксплуатации месторождения составил 18745,04 рублей за тонну нефти. НДПИ на добычу ПНГ не взимается, так как ПНГ является побочным продуктом, так же 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%.

Так же учитывается налог на прибыль, который составляет 20 %. Стоит отметить и амортизационные отчисления, который для скважин рассчитываются на семь лет, для наземного оборудования десять лет.

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:

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

где CF – денежный поток за расчетный период;

r – ставка дисконтирования;

t – номер расчетного периода.

Ставка дисконтирования для каждого предприятия устанавливается индивидуально, так как за неимением исходных данных, для наших расчетов была взята ставка в размере 11.7%.

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<sub>10</sub>, P<sub>50</sub> и P<sub>90</sub>. Количество скважин во всех вариантах было одинаково, по соображениям ранее приведенным в отчете, оно равно 58, НИЗ = 112,045 млн т нефти; при P<sub>50</sub>: НИЗ = 101,466 млн т нефти; P<sub>90</sub>: НИЗ = 96.732 млн. т нефти (Рис. 1.1-1.3).



Рисунок 13.4.1. NPV для варианта P10



Рисунок 13.4.2. NPV для варианта P90



Рисунок 13.4.3. NPV для варианта P50

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:

$$PI = \frac{NPV}{\text{Инвестиции}} + 1$$

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.

Таблица 13.4.1 Результаты оценки экономической эффективности по укрупненным показателям для P10, P50 и P90

Показатель	Ед.измерения	P <sub>90</sub> «Пессимистичный прогноз»	P <sub>50</sub> «Консервативный прогноз»	P <sub>10</sub> «Оптимистичный прогноз»
NPV	млн. руб	14 277,86	26 035	31 357,76
PI		1,29	1,45	1,56
PP	год	5	5	5
ГЭП	год	2026	2026	2026

### 13.5 Варианты транспорта нефти. Выбор наиболее оптимального варианта

Рассматривали следующие варианты:

1) сдача нефти в НПС Пур-Пе и газа в Надым (протяженность нефтепровода 350 км, газопровода 105 км до Надыма, CAPEX – 57754,8 млн руб.) (базовый вариант);

2) сдача нефти в НПС Пур-Пе посредством транспортировки нефти автоцистернами (покупка) и сдачей газа в Надым (протяженность газопровода 105 км до Надыма, CAPEX – 39230,8 млн руб.);

3) сдача нефти в НПС Пур-Пе посредством транспортировки нефти автоцистернами (аренда) и сдачей газа в Надым (протяженность газопровода 105 км до Надыма, CAPEX – 38486,8 млн руб.);

4) сдача нефти в мощности Ямбурга и газа в Надым (протяженность нефтепровода 320 км, газопровода 105 км до Надыма, CAPEX – 56254,8 млн руб.);

5) строительство собственного нефтеналивного терминала на базе ж/д путей Надыма и сдача газа в Надым (строительство нефтепровода – 105 км и газопровода 105км, CAPEX – 59600 млн р.);

6) строительство собственного нефтеналивного терминала в районе Обской губы и сдача газа в Надым (строительство нефтепровода – 150 км и газопровода 105км, CAPEX – 133408,13 млн р.).

Вариант со сдачей нефти в Ямбург показал наивысший NPV, среди рассмотренных вариантов. Но, так как существует возможность отказа в сдаче нефти со стороны ПАО «ГАЗПРОМ», данный вариант стал запасным. Базовым является вариант со сдачей нефти в НПС Пур-Пе посредством строительства нефтепровода.

Таблица 13.5.1 Результаты расчета NPV для разных вариантов реализации нефти (P50)

Наименование объектов	Ед.изм.	Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.4	Вар.5	Вар.6
CAPEX	млн. руб.	57754	38486	39230	56254	133408	59600
OPEX за 20 лет	млн. руб.	17337	49866	99270	18641	46925	21945
NPV	млн. руб.	26 035	-46722	-6464	19 950	-1634	-17305
PP	лет	5	-	5	5	6	6
IRR	%	25	16	12	18	7	9
PI	усл.ед.	1,45	-0,21	0,84	1,34	0,97	0,7

Данные варианты так же оптимальны и при P10 и P90. Для более углубленного и детального ознакомления с расчетами рекомендуется обратиться к приложению к данному отчету.

Итогом экономической оценки является проведение анализа чувствительности (Рис. 13.5.1). В широком смысле, анализ чувствительности оценивает степень изменчивости выходного параметра к изменению одного из входных параметров при условии, что остальные входные параметры остаются неизменными. При анализе чувствительности инвестиционного проекта, как правило, оценивается воздействие изменения объема продаж, переменных затрат, постоянных затрат, ставки дисконтирования, ставки налога на прибыль и т.п. на его чистую приведенную стоимость (англ. Net Present Value, NPV). Наибольшее влияние оказывает параметр Netback и объем добычи, при уменьшении на 1% NPV меняется на -8,867%, Капитальные затраты при уменьшении на 1% NPV увеличивается на 12 %, операционные



затраты на 5,25 % 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.

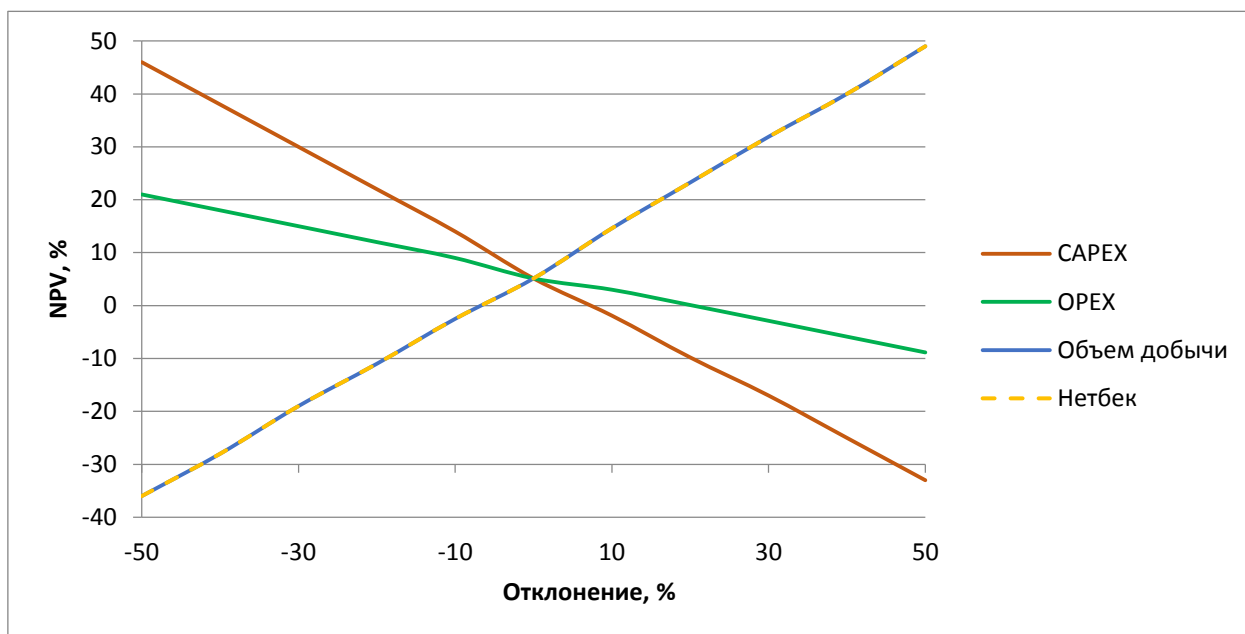


Рисунок 13.5.1 Анализ чувствительности проекта

Положительное значение данного показателя дает основание нам утверждать, что существует положительный кейс в реализации проекта. Итоговый NPV варианта 1 вероятности P50 составил 26 млрд руб., PI 1.45 и IRR 25%. Основными cost driver проекта является CAPEX, объемы добычи и Netback, что следует учитывать при дальнейших расчетах.

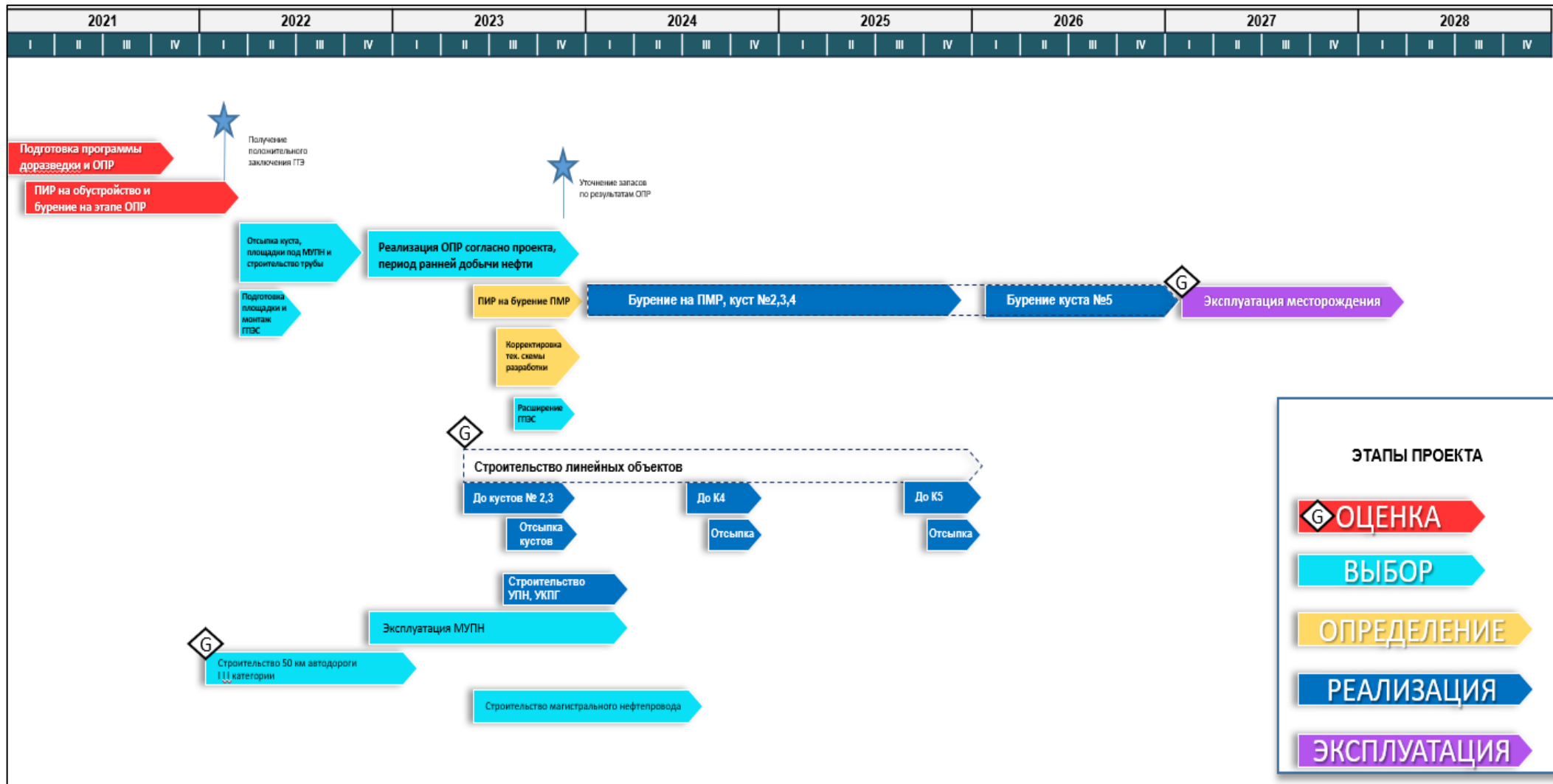
## ВЫВОДЫ

В ходе работы была сформирована концепция разработки и обустройства нефтегазоконденсатного месторождения на этапе «оценка».

После первичной оценки рентабельности реализации проекта (EMV), которая оказалась положительной, были выполнены построения 3Д ГМ и 3Д ГДМ моделей, сформированы концепции разработки и транспорта углеводородов, а также проведен анализ точек сбыта.

Принята рядная схема размещения горизонтальных скважин длиной 1000 м без ГРПР, с соотношением нагнетательных к добывающим скважинам 1 к 1 на конец разработки. Накопленная добыча нефти составила 20.2 млн тонн при КИН 0,201.

Рассчитаны основные экономические показатели проекта, проведен анализ чувствительности проекта, получен положительный кейс с NPV 26 млрд руб., PI 1.45 и IRR 25%.



Дорожная карта проекта

## Литература

1. АО «Гипростокнефть». ВНТП 3-85 – Нормы технологического проектирования объектов сбора транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений
2. Выбор оптимальной регулярной системы разработки на этапе геолого-экономической оценки эффективности перспективных участков, находящихся на стадии «Поиск» и «Разведка». Группа компаний ГПН
3. Дахнов В.Н. Определение петрофизических характеристик по образцам. Лабораторный практикум.
4. Долганов И.М. Технология подготовки нефти и газа: пособие для студентов магистерской программы «Концептуальный инжиниринг месторождений нефти и газа»
5. Закревский К. Е. Геологическое 3D моделирование
6. Методические рекомендации по определению стоимости объектов капитального строительства при концептуальном проектировании обустройства на этапах «Оценка» и «Выбор» Крупного проекта. Группа компаний ГПН
7. Методические указания к формированию вариантов обустройства по основным технологическим процессам, системам и объектам на этапе «Выбор» Крупного проекта. Группа компаний ГПН
8. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья. ФБУ «ГКЗ»
9. Бакин Д.А., Рожкова В.В., Сугунушев С.С. Пути повышения эффективности разработки нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей
10. Вахитова Айгуль. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта
11. Долганов И.М. Технология подготовки нефти и газа
12. Казаков Е., Верещагин С., Кичигин А., Оленникова О. и соавторы. Ювелирный гидроразрыв – увеличение стадийности при снижении размеров трещин в подгазовых нефтяных пластах Новопортовского месторождения
13. Колбиков С.В. Оценка факторов, влияющих на разработку нефтяных оторочек

14. Практическое руководство по созданию гидродинамических моделей. ТНК ВР
15. Салаватов Т.Ш., Аль Саид Гариб. Изучение влияния различных параметров пласта и жидкости на процесс конусообразования в горизонтальных скважинах
16. Твердая Л.А. Совершенствование экономических методов регулирования разработки нефтяных месторождений
17. Требования к электростанциям для электроснабжения объектов предприятий БРД. Группа компаний ГПН
18. Яртиев А.Ф. Определение экономической обоснованной эффективной нефтенасыщенной толщины пласта для расстановки скважин на объекте разработки

## Приложение А

Скважина 2-Р		Скважина 3-Р			Скважина 5-Р		
Глубина после увязки, м	УЭС(АУ) при 100%-м водонасыщении, Ом·м	Глубина после увязки, м	УЭС(АУ) при 100%-м водонасыщении, Ом·м	УЭС(ТБУ) при 100%-м водонасыщении, Ом·м	Глубина после увязки, м	УЭС(АУ) при 100%-м водонасыщении, Ом·м	УЭС(ТБУ) при 100%-м водонасыщении, Ом·м
1878.25	6.9	1954.60	56.79	14.15	1856.48	12.14	13.08
1888.03	7.4	1955.30	25.03	12.69	1879.93	9.06	6.59
1889.34	7.3	1955.63	20.60	7.07	1886.84	8.93	5.89
1909.13	9.2	1957.03	12.21	11.76	1888.97	9.60	6.51
1916.15	9.6	1966.35	24.41	-	1889.92	8.18	6.00
1917.26	10.7	1968.54	12.33	3.55	1891.02	12.90	8.65
1917.96	8.7	1972.85	13.02	6.01	1891.55	65.74	66.42
1939.00	11.8	1976.93	17.86	7.55	1892.86	14.28	12.11
		1982.84	90.93	52.41	1893.22	12.84	10.54
		1986.15	11.88	6.12	1902.28	9.11	7.63
		1988.07	11.21	8.73	1906.50	8.26	6.53
		1990.90	17.71	8.66	1911.02	8.01	6.05
		1991.17	11.08	9.17	1914.00	7.03	4.91
		1996.86	12.03	11.10	1916.10	8.28	5.20
		2009.00	8.84	5.70	1916.42	9.41	6.26
		2009.20	8.33	5.38	1917.10	9.86	6.47
		2010.38	10.17	6.02	1918.34	9.40	7.17
		2010.55	8.84	5.84	1921.32	9.39	6.45
		2010.70	9.46	6.22	1923.18	12.94	9.30
		2011.25	8.75	5.98	1928.74	9.83	6.76
		2012.90	8.48	6.06	1930.53	9.56	7.79
		2013.40	181.46	256.53	1932.08	9.78	7.36
		2015.24	8.69	6.28	1932.34	9.39	7.13
		2015.60	8.53	5.95	1932.70	8.92	6.73
		2016.20	11.73	9.06	1933.36	9.72	7.72
		2017.03	10.52	5.63	1933.70	8.45	6.74
		2019.47	63.84	46.31	1934.45	7.92	7.08
		2021.94	49.18	57.73	1934.80	8.14	6.52
		2022.72	9.26	6.62	1935.56	6.47	5.61
		2023.00	26.79	5.33	1940.18	8.85	6.94
		2023.75	159.43	152.76	1940.76	8.55	7.34
		2027.60	9.88	6.53	1941.30	27.23	29.74
		2028.82	55.31	62.68	1941.54	25.98	30.49
		2030.94	9.00	6.39	1941.85	24.61	31.21
		2032.73	10.01	5.94	1942.50	6.99	6.05
		2033.35	10.56	6.76	1946.65	8.82	6.63
		2034.32	107.61	127.55	1947.00	8.12	6.11
		2035.00	8.58	5.61	1948.73	8.73	6.85
		2036.57	10.10	6.34	1948.86	7.54	6.04
		2038.70	7.42	6.44	1952.44	7.79	6.16
		2041.04	7.18	6.07	1952.98	9.08	6.81
		2042.80	9.76	8.10	1959.60	86.36	168.33
		2044.37	9.30	6.01	1961.49	7.58	5.92
		2044.65	9.14	5.54	1976.60	9.67	8.18
		2045.40	8.79	5.50	1982.41	8.35	6.82
		2045.83	7.32	5.47	1983.70	12.11	11.79
		2047.25	8.33	7.02	1984.70	9.11	8.69
		2057.10	12.12	6.79	1992.62	6.26	4.81
		2058.34	13.31	7.50	1992.94	6.87	5.22
		2065.16	14.03	12.34	1993.37	7.26	6.34
		2065.55	11.43	7.55			

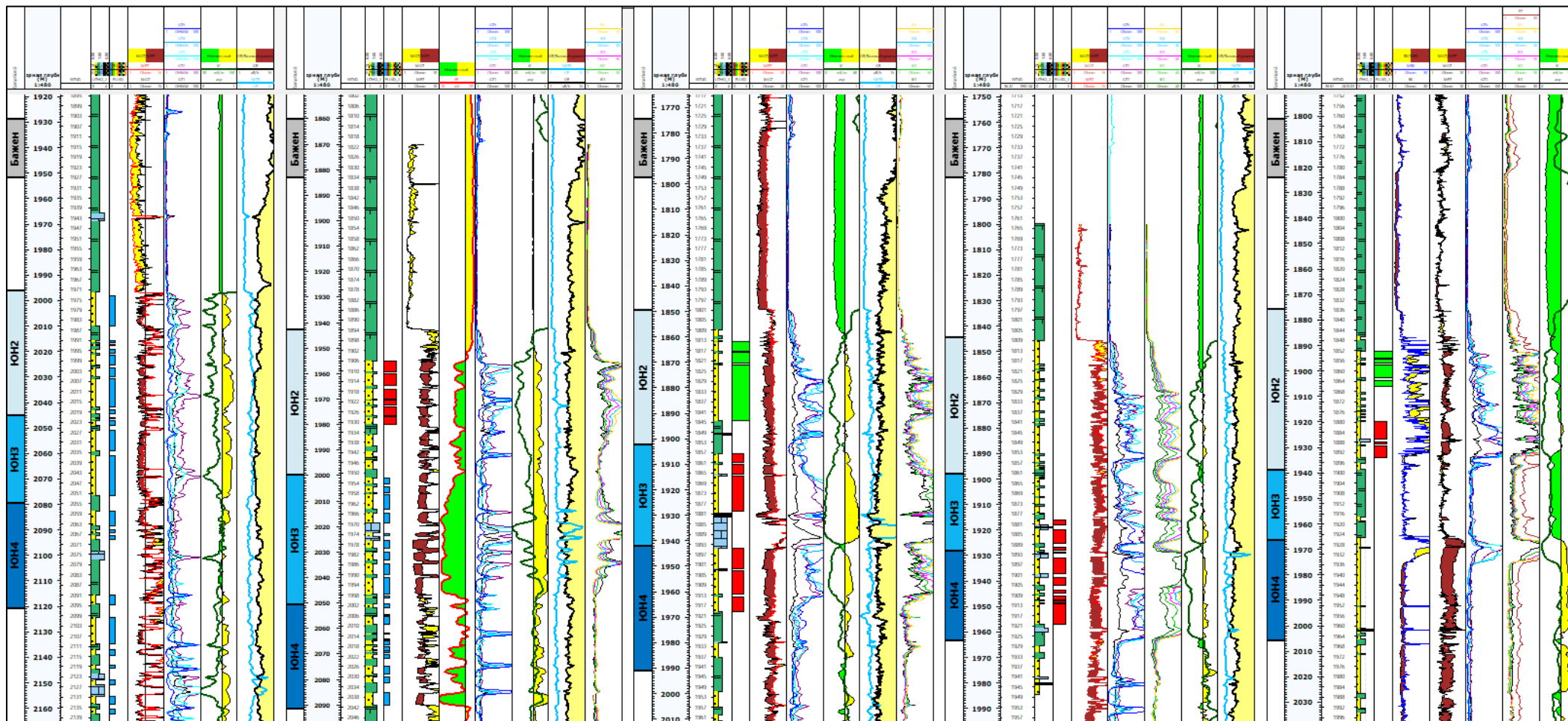
Скважина 1-Р

Скважина 3-Р

Скважина 2-Р

Скважина 5-Р

Скважина 4-Р



Скважина 2-Р														
Результаты определения коллекторских свойств горных пород (стандартные образцы)							Капилляриметрия (метод центрифугирования)							
Глубина по керну, м	Открытая пористость по воде Кп (нас.), %	Открытая пористость по гелию Кп (гелий), %	Газопроницаемость параллельно направлению с поправкой по Клинкенбергу Кпр абс, мД (по	Объемная плотность (по гелию), г/см <sup>3</sup>	Кажущаяся минералогическая плотность (по гелию), г/см <sup>3</sup>	Параметр пористости Рп	Глубина по керну, м	Открытая пористость по воде Кп (нас.), %	Открытая пористость по гелию Кп (гелий), %	Газопроницаемость параллельно направлению с поправкой по Клинкенбергу Кпр абс, мД	Давление, атм	Кв (центрифуга), %	Параметр насыщенности (центрифуга)	Эффективная пористость Кп эфф (центрифуга), %
1876,95		21,47	18,8	2,702	2,338		1876,90	26,76	26,96	404,751	2,45	15,72	18,22	22,55
1877,5		23,94	99,33	2,656	2,261		1877,36	30,09		1422,840	2,45	10,00	51,80	27,08
1877,85	22,94	24,74	209,87	2,656	2,247	10,7	1877,90	24,77	24,85	203,148	2,45	19,06	18,22	20,05
1878,15		24	143,95	2,658	2,261		1878,10	23,92	24,16	148,227	2,45	23,33	12,50	18,34
1887,63	21,58	22,89	47,6	2,65	2,274	12,4	1887,48	23,56	23,79	34,972	2,45	24,97	10,61	17,68
1887,96	22,09	23,61	82,84	2,651	2,263	12,6	1887,86	23,80	23,50	37,360	2,45	25,30	11,33	17,78
1888,36		23,88	90,25	2,654	2,26		1888,29	22,86	22,85	28,626	2,45	25,91	9,27	16,94
1888,94		23,35	75,85	2,659	2,273		1888,80	23,64	23,58	31,853	2,45	25,63	11,28	17,58
1889,54	21,55	23,33	75,8	2,644	2,262	12,6	1889,74	23,45	23,14	32,545	2,45	27,13	10,60	17,09
1910,23	18,89	20,28	22,45	2,678	2,339	15,4	1910,40	18,85	18,99	8,682	2,45	45,41	3,58	10,29
1910,48	17,64	19,18	13,97	2,678	2,357	17,3	1910,48	20,17	20,67	11,874	2,45	34,71	5,13	13,17
1910,73	19,31	19,66	18,6	2,658	2,333	14,6	1910,94	21,04	21,35	21,007	2,45	32,90	5,82	14,12
1917,15	18,64	19,96	35,27	2,649	2,321	16	1917,05	20,03	20,10	21,585	2,45	32,12	6,18	13,60
1917,92		21,76	78,54	2,652	2,294		1917,93	20,95	21,31	33,409	2,45	29,16	7,94	14,84
1918,26	17,74	19,5	25,74	2,645	2,325	17,9	1918,07	21,77	21,25	32,395	2,45	27,90	7,80	15,70
1918,64		22,23	87,3	2,65	2,285		1918,40	20,44	20,15	20,951	2,45	33,27	6,24	13,64
1918,96	19,54	20,96	34,38	2,651	2,306	14,4	1918,92	20,79	21,05	28,215	2,45	28,97	7,41	14,76
1928,2		23,91	190,52	2,645	2,253		1928,18	23,72	24,41	155,236	2,45	24,78	11,76	17,84
1928,53		23,37	199,99	2,644	2,261		1928,49	24,68	25,35	245,331	2,45	18,85	19,99	20,03
1929,71	25,01	26,03	259,67	2,646	2,22	9,2	1928,78	21,67	22,35	26,191	2,45	26,36	10,07	15,96
1939,1	16,05	16,72	9,23	2,656	2,38	19,7	1939,00	16,47	16,60	9,333	2,45	34,19	6,08	10,84
1939,75		17,83	16,2	2,652	2,358		1939,90	16,85	16,53	8,620	2,45	33,62	5,57	11,19
1940,65		19,74	25,52	2,655	2,329		1940,52	19,40	19,70	10,987	2,45	26,83	8,86	14,19
1940,95	20,01	21,01	40,18	2,657	2,31	8	1941,00	20,48	20,69	27,021	2,45	25,41	10,75	15,28

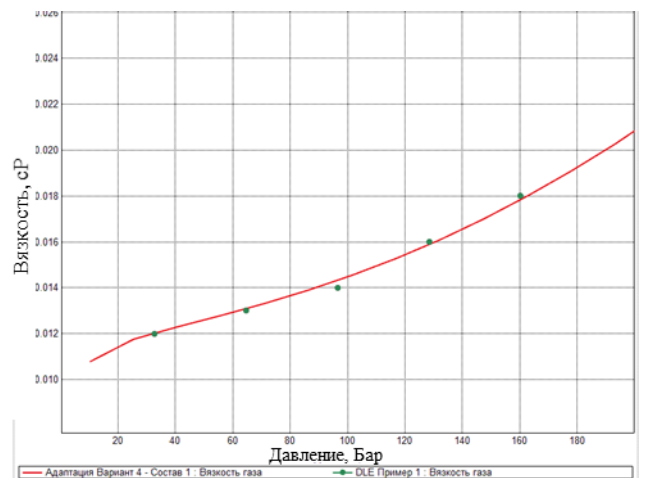
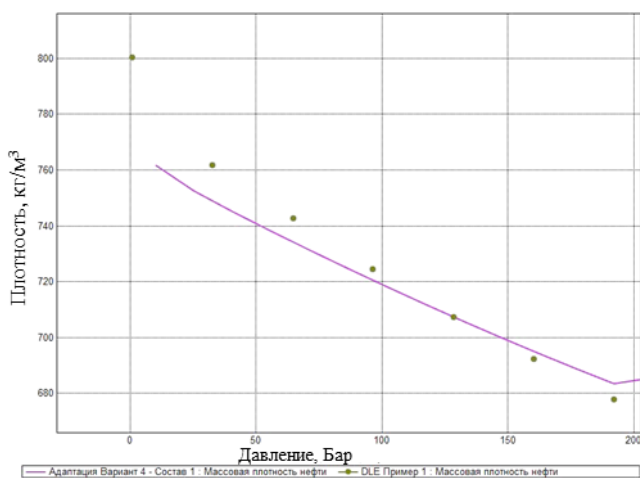
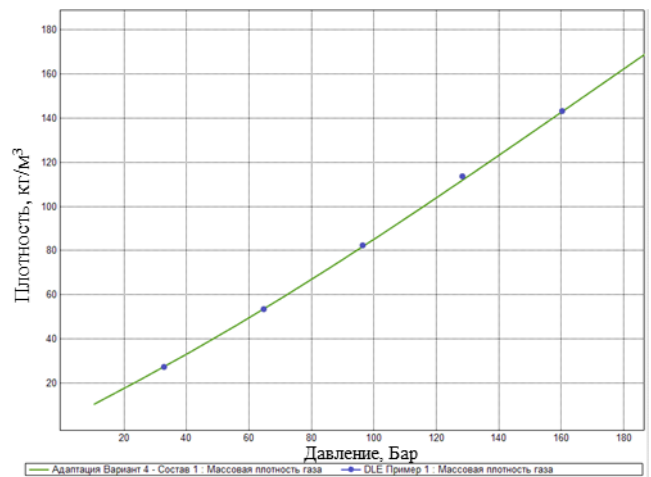
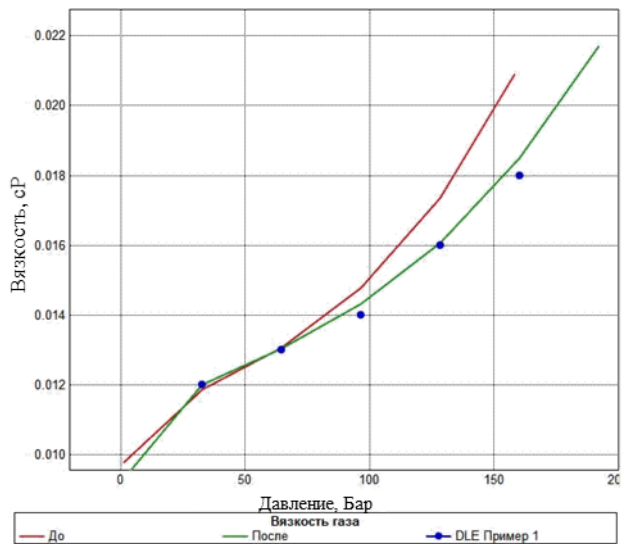
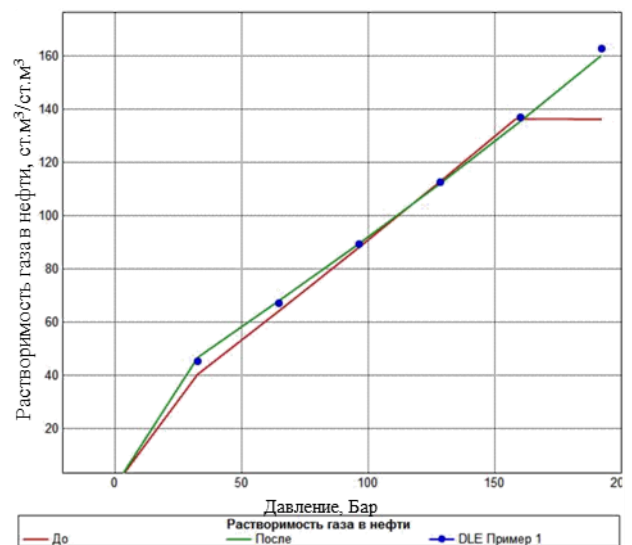
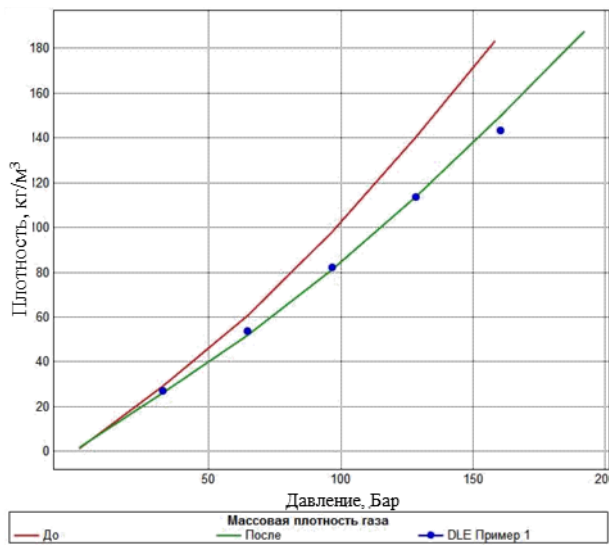


**Приложение В (продолжение 1)**

<b>Скважина 3-R</b>											
Результаты определения коллекторских свойств горных пород (стандартные образцы)							Капилляриметрия (метод центрифугирования)				
Глубина по керну, м	Открытая пористость по воде Кп (нас.), %	Открытая пористость по гелию Кп (гелий), %	Газопроницаемость параллельно напластованию с поправкой по	Объемная плотность(по гелию), г/см <sup>3</sup>	Кажущаяся минералогическая плотность(по гелию), г/см <sup>3</sup>	Параметр пористости Rp	Глубина по керну, м	Открытая пористость по воде Кп (нас.), %	Газопроницаемость параллельно напластованию с поправкой по	Давление, атм	Кв (центрифуга), %
1952,00	9,12	13,53	0,858	2,342	2,709	94,64	1952,44	13,78	3,623	0,40	85,31
1952,00	11,66	14,12		2,340	2,725	136,62	1952,44	13,78	3,623	1,61	51,05
1952,25	12,83	14,40	1,991	2,298	2,685	47,96	1952,44	13,78	3,623	3,4	42,04
1958,00	13,16	14,73	0,702	2,286	2,680	30,31	1958,70	21,27	53,261	0,40	71,89
1958,30	11,18	14,07	1,856	2,287	2,662	21,38	1958,70	21,27	53,261	1,61	51,76
1958,53	20,41	22,44	37,259	2,052	2,645	27,36	1958,70	21,27	53,261	3,4	45,33
1960,23	11,76	14,49	0,785	2,245	2,625	30,81	1960,60	17,97	5,968	0,40	74,62
1960,90	15,11	17,12	1,118	2,110	2,546	29,30	1960,60	17,97	5,968	1,61	59,76
1961,48	12,79	15,11	0,495	2,259	2,661	18,85	1960,60	17,97	5,968	3,4	52,82
1967,00	14,91	16,45	0,470	2,247	2,689	28,84	1967,88	20,56	49,529	0,40	67,89
1967,53	15,69	17,28	2,681	2,020	2,442	23,27	1967,88	20,56	49,529	1,61	52,20
1968,23	13,64	16,01	3,497	2,202	2,621	27,25	1967,88	20,56	49,529	3,4	43,00
1968,23	16,86	19,76		2,122	2,645	25,77	1968,96	18,21	7,304	0,40	77,78
1968,56	18,48	21,29	23,362	2,118	2,691	17,76	1968,96	18,21	7,304	1,61	54,44
1969,28	9,15	8,85	0,671	2,401	2,634	21,57	1968,96	18,21	7,304	3,4	52,36
1982,08	12,84	14,68	2,684	2,263	2,652	20,49	1982,30	20,35	29,493	0,40	70,15
1982,45	16,44	18,44	12,997	2,189	2,684	19,97	1982,30	20,35	29,493	1,61	52,58
1982,78	19,91	22,48	47,797	2,067	2,667	14,45	1982,30	20,35	29,493	3,4	51,44
1983,06	14,76	15,84	5,619	2,239	2,661	20,29	1983,76	20,26	52,561	0,40	76,08
1983,38	12,69	12,51	4,107	2,325	2,657	21,28	1983,76	20,26	52,561	1,61	56,15
1983,55	17,83	20,31	16,575	2,141	2,686	19,80	1983,76	20,26	52,561	3,4	54,13
1983,55	18,87	21,34		2,109	2,681	19,93	1984,33	19,89	76,194	0,40	68,05
1984,03	19,18	21,46	43,690	2,099	2,673	16,65	1984,33	19,89	76,194	1,61	52,14
1984,03	18,81	21,07		2,115	2,679	17,04	1984,33	19,89	76,194	3,4	51,56

**Приложение В (продолжение 2)**

<b>Скважина 5-R</b>											
Результаты определения коллекторских свойств горных пород (стандартные образцы)							Капилляриметрия (метод центрифугирования)				
Глубина по керну, м	Открытая пористость по воде Кп (нас.), %	Открытая пористость по гелию Кп (гелий), %	Газопроницаемость параллельно напластованию с поправкой по	Объемная плотность(по гелию), г/см <sup>3</sup>	Кажущаяся минералогическая плотность(по гелию), г/см <sup>3</sup>	Параметр пористости Rp	Глубина по керну, м	Открытая пористость по воде Кп (нас.), %	Газопроницаемость параллельно напластованию с поправкой по	Давление, атм	Кв (центрифуга), %
1915,22	19,12	21,28	50,421	2,097	2,663	15,7	1920,38	17,21	5,43	0,4	81,33
1915,90	18,39	20,50	37,395	2,112	2,657	16,4	1920,38	17,21	5,43	1,61	56,87
1916,67	18,00	20,18	35,921	2,126	2,664	16,8	1920,38	17,21	5,43	3,4	50,58
1917,14	17,74	19,93	29,116	2,123	2,652	15,7	1922,16	17,61	15,67	0,4	71,95
1917,30	17,14	19,15	22,366	2,144	2,652	15,8	1922,16	17,61	15,67	1,61	48,72
1920,00	16,37	20,14	11,981	2,133	2,670	19,0	1922,16	17,61	15,67	3,4	44,50
1920,12	18,59	21,54	42,294	2,081	2,652	15,6	1923,10	19,22	21,26	0,4	72,35
1920,67	15,95	19,64	8,088	2,162	2,691	19,1	1923,10	19,22	21,26	1,61	49,81
1921,46	13,94	18,37	3,649	2,199	2,694	24,3	1923,10	19,22	21,26	3,4	44,14
1921,82	16,58	19,53	9,379	2,164	2,689	16,4	1929,90	18,86	23,76	0,4	70,82
1921,98	14,84	18,36	6,232	2,174	2,663	21,6	1929,90	18,86	23,76	1,61	48,93
1927,35	20,05	21,78	15,971	2,122	2,714	17,6	1929,90	18,86	23,76	3,4	40,21
1927,54	19,98	21,56	19,997	2,132	2,719	16,4	1932,80	19,29	20,02	0,4	65,94
1929,33	17,78	19,63	15,881	2,136	2,658	15,9	1932,80	19,29	20,02	1,61	55,58
1930,24	16,63	19,43	12,240	2,151	2,670	17,3	1932,80	19,29	20,02	3,4	47,89
1930,88	17,90	20,19	29,423	2,125	2,663	16,3	1934,72	26,72	207,05	0,4	62,85
1931,14	18,47	20,32	34,114	2,117	2,657	15,7	1934,72	26,72	207,05	1,61	61,42
1931,50	17,53	19,92	22,271	2,139	2,671	14,9	1934,72	26,72	207,05	3,4	53,89
1931,78	17,09	19,99	21,024	2,138	2,672	15,8	1935,35	27,93	308,38	0,4	63,57
1932,16	17,03	20,33	16,243	2,127	2,669	16,2	1935,35	27,93	308,38	1,61	62,69
1932,50	18,17	20,90	31,895	2,113	2,672	14,1	1935,35	27,93	308,38	3,4	56,32
1933,25	18,88	20,28	24,202	2,118	2,657	13,2	1938,53	24,45	55,08	0,4	78,81
1933,60	18,84	20,66	22,517	2,113	2,663	13,6	1938,53	24,45	55,08	1,61	69,24
1934,36	22,35	23,88	72,108	2,019	2,652	10,8	1938,53	24,45	55,08	3,4	60,25



Расчет максимально возможной длины скважины согласно ПБ при спуске обсадных колонн

Секция	Длина, м	Глубина по стволу, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Вес, кг/м	Описание компонента	Вес Секции, тонн	Вес Секции ПБ, тонн	Грузоподъемность буровой установки, тонн
<b>БУ 2500 / 160</b>									
Направление	50	50	323.9	304.9	76	Обсадная колонна	3.8	4.2	160
Кондуктор	600	600	244.5	220.4	59.62	Обсадная колонна	35.7	39.7	
Экспл. колонна	-	3684.74923	177.8	159.4	39.08	Обсадная колонна	-	144	
Хвостовик	-	3684.74923	73	60	16.94	Бурильные трубы	143.9	159.9	
	4 685	-	114.3	101.5	17.4	Хвостовик			
<b>БУ 2900 / 175</b>									
Направление	50	50	323.9	304.9	76	Обсадная колонна	3.8	4.2	175
Кондуктор	600	600	244.5	220.4	59.62	Обсадная колонна	35.7	39.7	
Экспл. колонна	-	4030.19447	177.8	159.4	39.08	Обсадная колонна	-	157.5	
Хвостовик	-	4030.19447	73	60	16.94	Бурильные трубы	155.7	173.1	
	5 030	-	114.3	101.5	17.4	Хвостовик			
<b>БУ 3900 / 225</b>									
Направление	50	50	323.9	304.9	76	Обсадная колонна	3.8	4.2	225
Кондуктор	600	600	244.5	220.4	59.62	Обсадная колонна	35.7	39.7	
Экспл. колонна	-	5181.67861	177.8	159.4	39.08	Обсадная колонна	-	202.5	
Хвостовик	-	5181.67861	73	60	16.94	Бурильные трубы	195.3	217.0	
	6 182	-	114.3	101.5	17.4	Хвостовик			

## Приложение Е

### Расчет максимально возможной длины скважины согласно ПБ при бурении под эксплуатационную колонну

БУ 2500 / 160						БУ 2900 / 175						БУ 3900 / 225					
Элемент КНБК	Длина, м	Описание компонента	Глубина по стволу, м	Вес, кг/м	Вес секции тонн	Элемент КНБК	Длина, м	Описание компонента	Глубина по стволу, м	Вес, кг/м	Вес секции тонн	Элемент КНБК	Длина, м	Описание компонента	Глубина по стволу, м	Вес, кг/м	Вес секции тонн
Бурильные трубы	2091.3	Бурильные трубы	2091.3	34.8	72.819	Бурильные трубы	2349.7	Бурильные трубы	2349.7	34.82	81.8	Бурильные трубы	3211.3	Бурильные трубы	3211.3	34.8	111.8
КНБК	50	УБТ	2141.3	73.9	3.698	КНБК	50	УБТ	2399.7	73.96	3.698	КНБК	50	УБТ	3261.3	73.9	3.698
	10	Ясс	2151.3	102.4	1.024		10	Ясс	2409.7	102.4	1.024		10	Ясс	3271.3	102.4	1.024
	50	УБТ	2201.3	73.9	3.698		50	УБТ	2459.7	73.96	3.698		50	УБТ	3321.3	73.96	3.698
	300	Бурильные трубы	2501.3	34.8	10.446		300	Бурильные трубы	2759.7	34.82	10.446		300	Бурильные трубы	3621.3	34.8	10.446
	10	Немагнитная УБТ	2511.3	143.9	1.439		10	Немагнитная УБТ	2769.7	143.92	1.439		10	Немагнитная УБТ	3631.3	143.9	1.439
	11	Телесистема	2522.3	156.3	1.720		11	Телесистема	2780.7	156.38	1.720		11	Телесистема	3642.3	156.3	1.720
	8	ВЗД	2530.3	138.5	1.108		8	ВЗД	2788.7	138.59	1.108		8	ВЗД	3650.3	138.5	1.108
	0.4	Долото	2530.7	115	0.046		0.4	Долото	2789.1	115	0.046		0.4	Долото	3650.7	115	0.046
Максимально возможный вес буровой установки г/п 160 тонн согласно ПБ				160	96	Максимально возможный вес буровой установки г/п 270 тонн согласно ПБ				175	105	Максимально возможный вес буровой установки г/п 320 тонн согласно ПБ				225	135
MDэкТ1 для 160					2530.7	MDэкТ1 для 175					2789.1	MDэкТ1 для 225					3650.7
MDТЗ для 160					3530.7	MDТЗ для 175					3789.1	MDТЗ для 225					4650.7
А <sub>БУ160</sub> =1394.76925						А <sub>БУ175</sub> =1735.008341						А <sub>БУ225</sub> =2743.142689					

