

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

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ

Директор Политехнической школы

М.О. Писарев
2018 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(магистерская диссертация)

**ИНТЕГРИРОВАННАЯ КОНЦЕПЦИЯ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА
«НЕФТЯНЫЕ ОТОРОЧКИ»**

Направление подготовки 03.04.02 Физика

Магистерская программа «Концептуальный инжиниринг месторождений
нефти и газа»

Выполнили групповой
проект

студенты 2 курса
очной формы обучения

Научный руководитель

директор программы
Политехнической школы ТюмГУ
канд. хим. наук

Консультант

начальник отдела геологии и
разработки месторождений
«Арктикгаз» управления геологии
и разработки месторождений
«Эмал»

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Рецензент

Директор по развитию функции
Инжиниринга и Реинжиниринга
ООО «Газпромнефть НТЦ»
канд. химич. наук



Андреев Анатолий Валерьевич
Аругюнян Лусинэ Ваниковна
Балканов Сергей Владимирович
Бородкина Дарья Васильевна
Воробьев Илья Юрьевич
Димитриев Антон Сергеевич

Гребнев Александр Николаевич



Выдрин Александр Геннадьевич



Исмагилов Ринат Рафаэлевич

г. Тюмень, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращения.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ОЦЕНКА АКТИВА.....	9
ГЛАВА 2. СОЗДАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	20
2.1. Определение концептуальной геологической модели.....	20
2.1.1. Стратиграфия.....	21
2.1.2 Региональная геологии.....	24
2.1.3. Фациальная обстановка.....	27
2.1.4. Тектоника.....	33
2.1.5. Анализ кернового материала и интерпретация ГИС.....	34
2.2. Создание геологической модели.....	39
2.2.1. Обработка данных.....	39
2.2.2. Создание структурной модели.....	39
2.2.3. Создание сетки GRID.....	41
2.2.4. Блокирование скважин и распространение свойств.....	41
2.2.5. Распространение свойств в цифровой геологической модели.....	44
2.2.6. Создание модели насыщения.....	46
2.3. Оценка запасов.....	46
2.4. Характеристика целевых пластов.....	47
ГЛАВА 3. СОЗДАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	49
3.1. Создание прокси-моделей ГДМ.....	49
3.2. Экспорт данных из ГМ.....	51
3.3. Создание сетки (грида).....	51
3.4. PVT-модель.....	52
3.5. Относительные фазовые проницаемости.....	54

3.6. Инициализация модели	55
3.7. Контроль скважин и ограничения	57
3.8. Технологическая схема месторождения	58
ГЛАВА 4. КОНЦЕПЦИЯ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	62
4.1. Анализ имеющейся инфраструктуры	62
4.2. Базовая концепция обустройства	64
4.3. Кустование скважин и расчет системы сбора скважинной продукции	69
4.4. Расчет объектов электроэнергетики.....	81
4.5. Внешний транспорт нефти.....	94
4.6. Система сбора и подготовка при прорывах газа.....	95
4.7. Оценка экономической эффективности вариантов разработки.....	100
ГЛАВА 5. УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТОМ	103
5.1. Дорожная карта	103
5.2. Матрица рисков	103
5.3. SWOT-анализ.....	104
5.4. Программа опытно-промышленной разработки.....	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	106
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	107
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	109
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	110

Сокращения

ГНК	– газонефтяной контакт
ВНК	– водонефтяной контакт
ОПР	– опытно-промышленная разработка
ГДМ	– гидродинамическая модель
ГРП	– гидравлический разрыв пласта
ГИС	– геофизические исследования скважины
EMV	– Expected Monetary Value, ожидаемой денежной стоимости
NPV	– Net Present Value, чистая приведенная стоимость
PI	– Profitability Index, индекс рентабельности инвестиций
IRR	– Internal Rate of Return, внутренняя норма доходности
НДПИ	– налог на добычу полезных ископаемых
НГКМ	– нефтегазоконденсатное месторождение
ММГ	– многолетнемерзлые грунты
УКПГ	– установка комплексной подготовки газа
ДНС	– дожимная насосная станция
ЦПС	– центральный пункт сбора
УПГ	– установка подготовки газа
КС	– компрессорная станция
НС	– нефтесбор
ГП	– газопровод
ПСП	– приемо-сдаточный пункт
НН	– напорный нефтепровод от площадочного объекта до центра сбора
ТВ	– трубопровод внешнего транспорта от центра подготовки нефти до точки сдачи
ГПЭС	– газопоршневая электростанция.
МФНС	– мультифазная насосная станция
УПН	– установка подготовки нефти.
ЛЭП	– линия электропередач
КНС	– кустовая насосная станция
ВЛ	– воздушная линия
ПС	– подстанция
ППД	– поддержание пластового давления
УПСВ	– установка предварительного сброса воды

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день большинство нефтяных компаний столкнулись с проблемой низкой рентабельности доступных для разработки месторождений. В число таких месторождений входят залежи с нефтяными оторочками. В рамках стратегии развития ПАО «Газпром нефть» рассматривает возможность освоения таких месторождений.

Целью данной работы является формирование интегрированной концепции разработки и обустройства нефтяных оторочек Е-го и П-го месторождений.

Ключевой сложностью проекта является работа с двумя месторождениями. Кроме двойного объема работ на всех этапах проекта, сложной задачей является проработка стратегии совместной системы обустройства и внешнего транспорта месторождений. В рамках работы рассмотрены комбинации нескольких бизнес-кейсов по обоим активам.

Для успешного выполнения проекта были определены следующие задачи:

- предварительная оценка актива;
- построение полномасштабной геологической модели;
- построение гидродинамической модели;
- формирование системы разработки;
- формирование вариантов системы наземного обустройства;
- оценка ключевых экономических показателей;
- подготовка материалов на ИК Компании.

Результатом выполнения проекта стало решение о перспективности разработки этих месторождений и, соответственно, их покупке, или наоборот.

В рамках первого этапа выполнялась предварительная оценка актива. Для этого было определено месторождение-аналог, на основе которого производились расчеты по предварительным запасам (P10, P50, P90), и экономическая оценка – предварительный EMV проекта. На этом этапе оценка параметров разработки проводилась с использованием бенчмаркинга,

а экономические показатели каждого варианта разработки проекта рассчитывались на основе полученных данных. Экономически нерентабельные варианты – отбраковывались. По результатам предварительной оценки было принято решение о дальнейшей проработке проекта. Также в рамках этого этапа были созданы концептуальная и полномасштабная геологическая модели, благодаря которым стало возможным оценить величину запасов углеводородов.

Вторым этапом проекта стало создание базовой интегрированной концепции разработки. Созданная на основе геологической модели, гидродинамическая модель позволила оценить профили добычи, которые затем были использованы при расчете системы обустройства месторождений.

На третьем этапе была произведена более детальная проработка технических решений по наиболее оптимальному варианту обустройства месторождения. Здесь же просчитывались стоимостные модели разработки активов, при этом были проанализированы риски, которые могут оказать влияние на проект.

Работа выполнялась группой студентов: Анатолий Андреев, Лусинэ Арутюнян, Сергей Балканов, Дарья Бородкина, Илья Воробьев и Антон Димитриев.

Димитриев Антон на первом этапе проекта взял на себя ответственность за создание концептуальной геологической модели месторождений, положенной в основу создания цифровой геологической модели, на последующих этапах занимался созданием pvt-модели для гидродинамической модели, а также прорабатывал варианты энергообеспечения с их технико-экономической оценкой, выполнил расчет материального баланса рабочей жидкости в системах подготовки нефти, формировал программу ОПР. Помимо этого выполнил оценку эффективности применения мобильных УПН на этапе ОПР.

Сергей Балканов занимался построением гидродинамической модели, что включает в себя апскейлинг геологической модели, создание сетки, насыщение ее свойствами флюидов и инициализация модели. Затем, на полученной

гидродинамической модели производилась расстановка скважин, при этом для выбора конструкции скважин были проведены расчеты на прокси-моделях.

Анатолий Андреев отвечал за адаптацию профилей добычи нефти, газа и конденсата на график бурения и ввода скважин. Прорабатывал матрицу вариантов разработки и обустройства месторождений. Занимался созданием концепции обустройства, осуществлял их экономическое сопровождение. Выполнял анализ промышленной и транспортной инфраструктуры региона. Разработал технически реализуемые варианты внешнего транспорта нефти и газа. Проработал экономически рентабельный вариант реализации конденсата.

Илья Воробьев был ответственным за подбор вариантов обустройства: кустование скважин, анализ имеющейся инфраструктуры, формирование схемы сбора и подготовки продукции, составление технологических схем, гидравлический расчет трубопроводов, формирование перечня линейных и площадочных объектов.

Подбор логистических вариантов транспортировки материальных и нематериальных ресурсов, вариантов сбыта продукции; определение рисков, оказывающих влияние на реализацию проекта находились в зоне ответственности Лусинэ Арутюнян. Результатом стали логистическая схема и матрица рисков.

На протяжении всех этапов просчитывались экономические показатели реализации проекта, на основе которых принимались решения по дальнейшему осуществлению проекта. Ответственной за эти расчеты была Дарья Бородкина. Это способствовало отсеиванию экономически не состоятельных вариантов. Результатом работы стали рассчитанные показатели: NPV, EMV, PI, IRR каждого из технически обоснованных вариантов.

Все крупные работы выполнялись совместно: для этого производилась разбивка на более мелкие подзадачи, каждую из которых выполняли все участники группы. Кроме того, каждый участник команды высказывал свое

мнение при принятии стратегически важных решений, необходимых для перехода на следующий этап.

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ОЦЕНКА АКТИВА

В проект «Интегрированная концепция разработки «Нефтяные оторочки»» входят нефтегазоконденсатные месторождения П-ое и Е-ое (Рисунок 1).

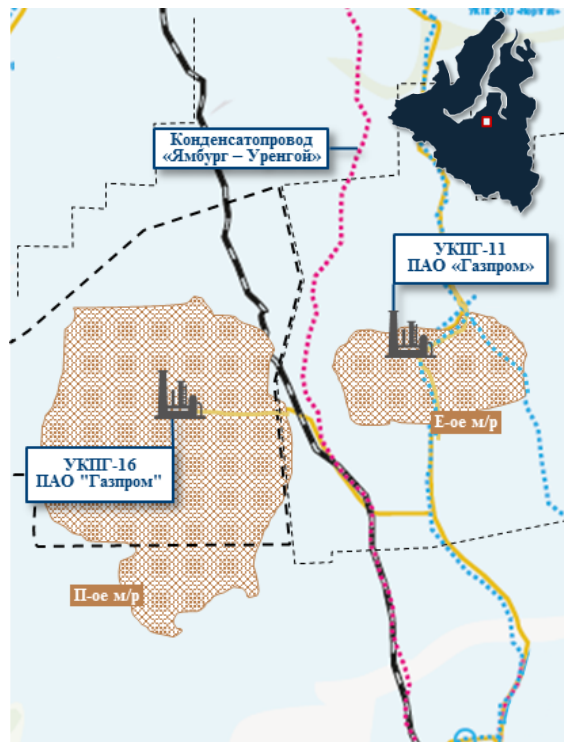


Рис. 1 – Имеющаяся инфраструктура на месторождениях Е-ое и П-е.

П-е НГКМ административно расположено в Надымском районе ЯНАО. Расстояние до г. Новый Уренгой составляет 150 км, до г. Салехард – 390 км. Расположено на 40 км западнее Е-го м/р. Открыто в 1974 году. Строительные работы на П-ом НГКМ начались лишь в 2002 году. В конце 2004 года состоялось открытие первой очереди УКПГ. На П-ом НГКМ ведется разработка сеноманской залежи газа. Запасы нефти приурочены к нефтяным оторочкам неокомской залежи и изучены разведочным бурением. ОПР по добыче нефти не выполнялась. Газовая шапка в разработку не введена

Е-ое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Пуровском районе ЯНАО. Расстояние до г. Новый Уренгой составляет 135 км, до г. Салехард – 430 км. Расположено восточнее П-го м/р на 40 км. Е-ое НГКМ

открыто в 1970 году. Залежи газа обнаружила сейсмостанция «Цыбенко» путем бурения разведывательных скважин. Промышленная добыча газа на «Ур-ом» м/р, в составе которого находится Е-ое НГКММ, началась в 1978 году. За несколько лет было добыто более 100 млрд м³ газа. В 1997 году Е-ое м/р было дополнено несколькими нефтяными скважинами. Открытые запасы нефти относятся к неокомской залежи и классифицируются как нефтяные оторочки с мощными газовыми шапками.

Месторождения находится в районе с развитой инфраструктурой. Ближайшие населённые пункты – г. Новый Уренгой находится в 100-110 км к югу, пос. Тазовский в 120-150 км к северо-востоку, пос. Самбург в 80-120 км к востоку. На самой площади месторождений населенных пунктов нет.

Территориально Е-ое и П-ое месторождения находятся в границах У-го месторождения. По территории У-го месторождения проходят нитки магистральных газопроводов «Заполярье-Уренгой», «Уренгой-Центр-1», «Уренгой-Грязовец», «Уренгой-Помары-Ужгород» и продуктопроводов.

Непосредственно по территории У-го месторождения в направлении на Ямбург вдоль юго-западной границы Е-го месторождения проходит ветка железной дороги. Это решает проблему транспортировки оборудования, грузов и т.д. На территории У-го месторождения развита сеть автодорог с твердым покрытием и автозимников, посредством которых устанавливается сообщение с соседними месторождениями. С областным центром (г. Тюмень) г. Новый Уренгой связывает железная дорога и авиалиния, с окружным центром (г. Салехард) – авиалиния. Для целей энергоснабжения объектов обустройства месторождений протянуты ЛЭП-500 (пересекает территорию У-го месторождения) и ЛЭП-100-220.

Климат территории континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким летом. Самые холодные месяцы - январь и февраль со средней температурой минус 26 °С. Лето теплое и влажное, средняя температура самого жаркого месяца (июль) – плюс 13 °С. Среднегодовая температура минус 7,8 °С.

Абсолютный минимум температуры приходится на февраль минус 58°С, абсолютный максимум приходится на июль – плюс 17°С.

Длительность периода с устойчивыми морозами более 200 дней в год, количество дней с метелями превышает 90. Зимой температура воздуха часто опускается ниже 50 °С. Среднегодовое количество осадков 400 мм. В тёплый период (апрель – октябрь) выпадает около 300 мм/год осадков, за холодный период (ноябрь – март) около 100 мм/год. Средняя относительная влажность воздуха – 81 %. Преобладающее направление ветров в январе южное, юго-западное (реже юго-восточное), в июле – северное (реже северо-западное, северо-восточное). Средняя годовая скорость ветра 6 м/с. Ледяной покров устанавливается в октябре и держится до конца июня. Число дней с устойчивым снежным покровом – 230.

В пределах рассматриваемых месторождений толща многолетнемерзлых пород имеет сплошное распространение по площади и монолитное строение по разрезу. Выше толщи ММП залегает слой сезонного протаивания, глубина которого зависит как от геоморфологии поверхности, так и от литологического состава приповерхностного слоя пород. В пределах водораздельных районов глубина кровли ММП колеблется от 0,3 до 1,5 м, а в долинах крупных рек погружается до 2-5 м и ниже. Глубина залегания подошвы ММП в пределах месторождения изменяется от 350 до 400 м.

Район работ представляет собой заболоченную, слабо всхолмленную равнину с большим количеством мелких рек, ручьев и озер. Главной водной артерией является р. Пур, крупными притоками которой в пределах района работ являются реки Ен-Яха и Хадуттэ. Характерной гидрогеологической особенностью территории месторождений является обилие озер.

На большей части водоразделов Е-го и П-го НГКМ абсолютные отметки рельефа изменяются от 60 до 82 м.

Криогенный фактор представляет особую сложность при освоении северных месторождений. Нарушение температурного равновесия приповерхностного

слоя четвертичных отложений в результате хозяйственной деятельности сопровождается рядом негативных явлений – термокарста, криогенного пучения и т.д., выводящих из строя несущие фундаменты сооружений, свайные опоры, трубопроводы.

Возможны осложнения и в процессе бурения, например, замерзание промывочной жидкости в скважине, а также протаивание и потеря связности в рыхлых породах с образованием значительных по объему каверн. В процессе эксплуатации скважин отмечается образование гидратных пробок, забивающих скважинное оборудование.

Таким образом, территория месторождений характеризуется неустойчивостью термодинамического равновесия геологической среды, обусловленной существованием сплошной толщи многолетнемерзлых пород.

Для водоснабжения объектов Е-го и П-го месторождений рекомендуется использовать подземные воды альбского водоносного горизонта, опробованного на У-ом месторождении.

Энергоснабжение района осуществляется по ЛЭП и с помощью передвижных дизельных электростанций.

В сейсмическом отношении район не активен.

Таким образом, развитая инфраструктура на П-ом и Е-ом НГКМ позволяет снизить риски, связанные со строительством объектов обустройства и уменьшить капитальные затраты на разработку месторождений. К тому же компания ПАО «Газпром нефть» обладает компетенциями разработки и добычи углеводородов в сложных климатических условиях. Учитывая перечисленные преимущества, было принято решение о проведении предварительной экономической оценки активов.

Оценка актива

Авторская оценка запасов производилась объемным методом. В качестве исходных данных для расчетов были рассмотрены пласты БУ 8-9, БУ 10-11 У-го нефтегазоконденсатного месторождения. По аналогу были выбраны

диапазоны по значениям средних эффективных нефтенасыщенных толщин, плотности нефти, а также объемный коэффициент. Коэффициент извлечения нефти также был выбран по аналогу, с принципом одновременной разработки нефтяной оторочки и газовой шапки. Полученные значения извлекаемых запасов далее были использованы в расчете профилей добычи каждого месторождения. Рассчитанные значения представлены в Таблице 1.

Таблица 1 – Результаты предварительной оценки.

Параметры	ед. изм.	Е-ое месторождение			П-е месторождение		
Пласт		БУ 8 3-9			БУ9 2		
Сценарий		P90	P50	P10	P90	P50	P10
Площадь нефтеносности	тыс.м2	108 000	108 000	108 000	161 000	161 000	161 000
Средняя эффективная ННТ	м	4.00	6.00	8.00	7.00	8.00	10.00
Пористость	доли ед.	0.13	0.14	0.16	0.15	0.16	0.19
Нефтенасыщенность	доли ед.	0.46	0.48	0.50	0.57	0.60	0.62
Плотность	т/м3	0.82	0.82	0.82	0.83	0.83	0.83
Объемный коэффициент	м3/м3	1.36	1.36	1.36	1.48	1.48	1.48
Начальные геол. запасы нефти	тыс. т	15 576	26 255	87 981	54 039	69 343	106 362
КИН	доли ед.	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
Извлекаемые запасы	тыс. т	1 787.99	2 860.78	4291.18	3 971.10	5 559.54	8339.31

Оценка уровня добычи производилась также по бенчмаркингу. При формировании предварительных уровней добычи была использована информация по стартовым дебитам на Уренгойском НГКМ. По анализу кривой добычи были построены профили по нефти для Е-го месторождения (Рисунок 2) и по нефти и газу для П-го месторождения (Рисунок 3, Рисунок 4).

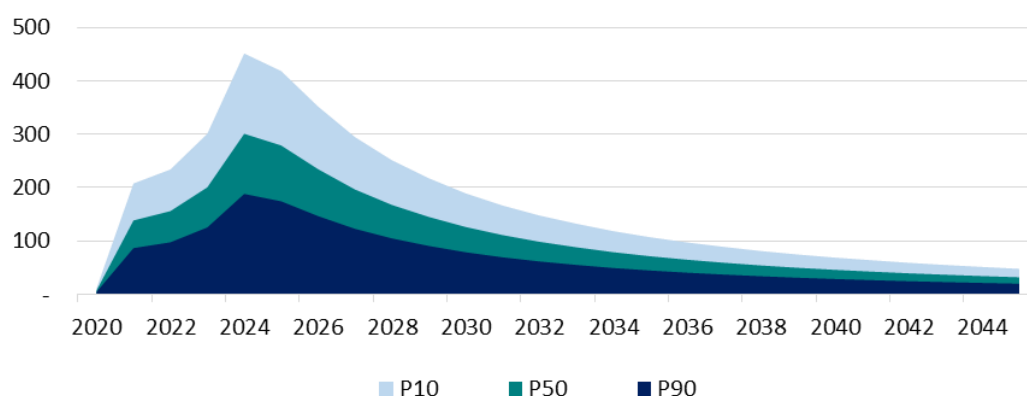


Рис. 2 – Добыча нефти на Е-ом месторождении, тыс.т

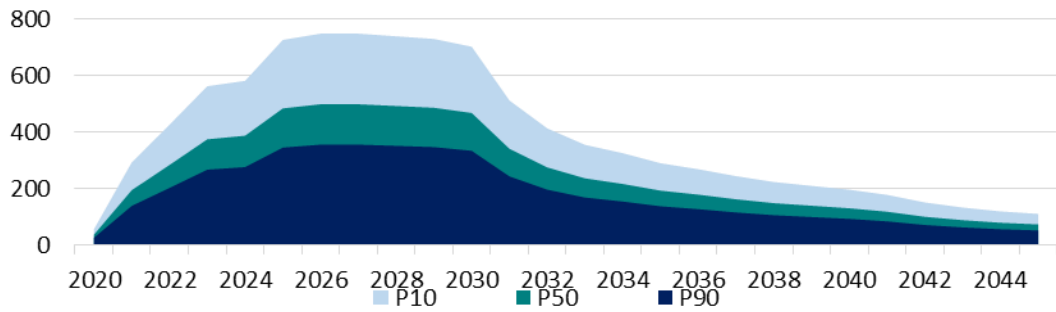


Рис. 3 – Добыча нефти на П-ом месторождении, тыс.т

На П-м месторождении предполагаются значительные запасы природного газа. Также были построены профили по добыче конденсата (Рисунок 4)

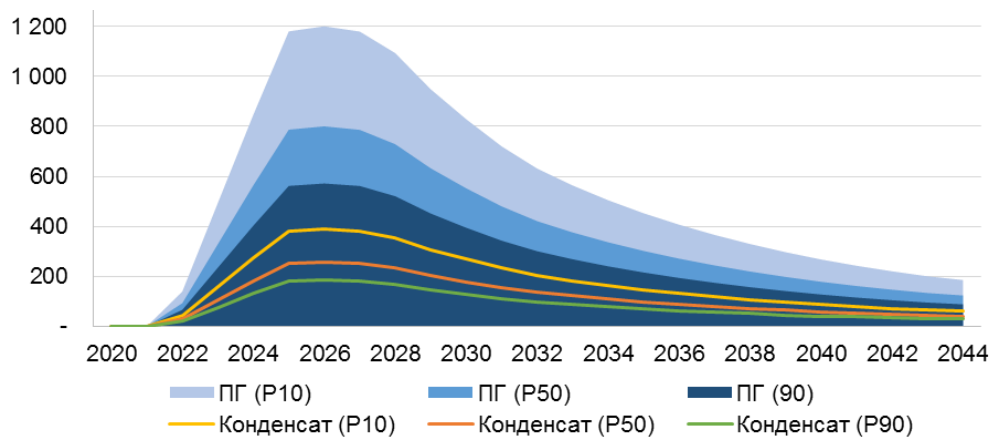


Рис. 4 – Добыча природного газа и конденсата П-ом месторождении, ТНЭ/год

Формирование подходов к обустройству включало в себя выбор варианта транспорта продукции совместно с нефтью Уренгойского месторождения. Затем был сформирован перечень объектов инфраструктуры. Он был сформирован с допущением о совместной разработке двух месторождений. Стоимости объектов были определены по бенчмаркингу, с учетом текущих цен в регионе строительства – ЯНАО.

Продукция П-го месторождения поступает на ДНС, после чего транспортируется на ЦПС Е-го месторождения, для дальнейшей подготовки и сдачи продукции. Размещение ЦПС на данном участке обусловлено его стратегическим расположением относительно существующих месторождений,

а также с учетом потенциала развития проекта разработки Северо-Самбургского месторождения.

Для П-го месторождения характерны значительные объемы газа, подготовку которого предлагается производить на УПГ и сдавать в систему магистральных газопроводов ПАО «Газпром».

Для укрупненной экономической оценки были использованы такие объекты обустройства на П-м месторождении: ДНС, КС с УПГ, нефтесборная сеть, газосборная сеть, нефтепровод, автодороги и на Е-ое месторождении: КС, ЦПС, нефтесборная сеть, ВЛ, ГПЭС, автодороги (Рисунок 5).

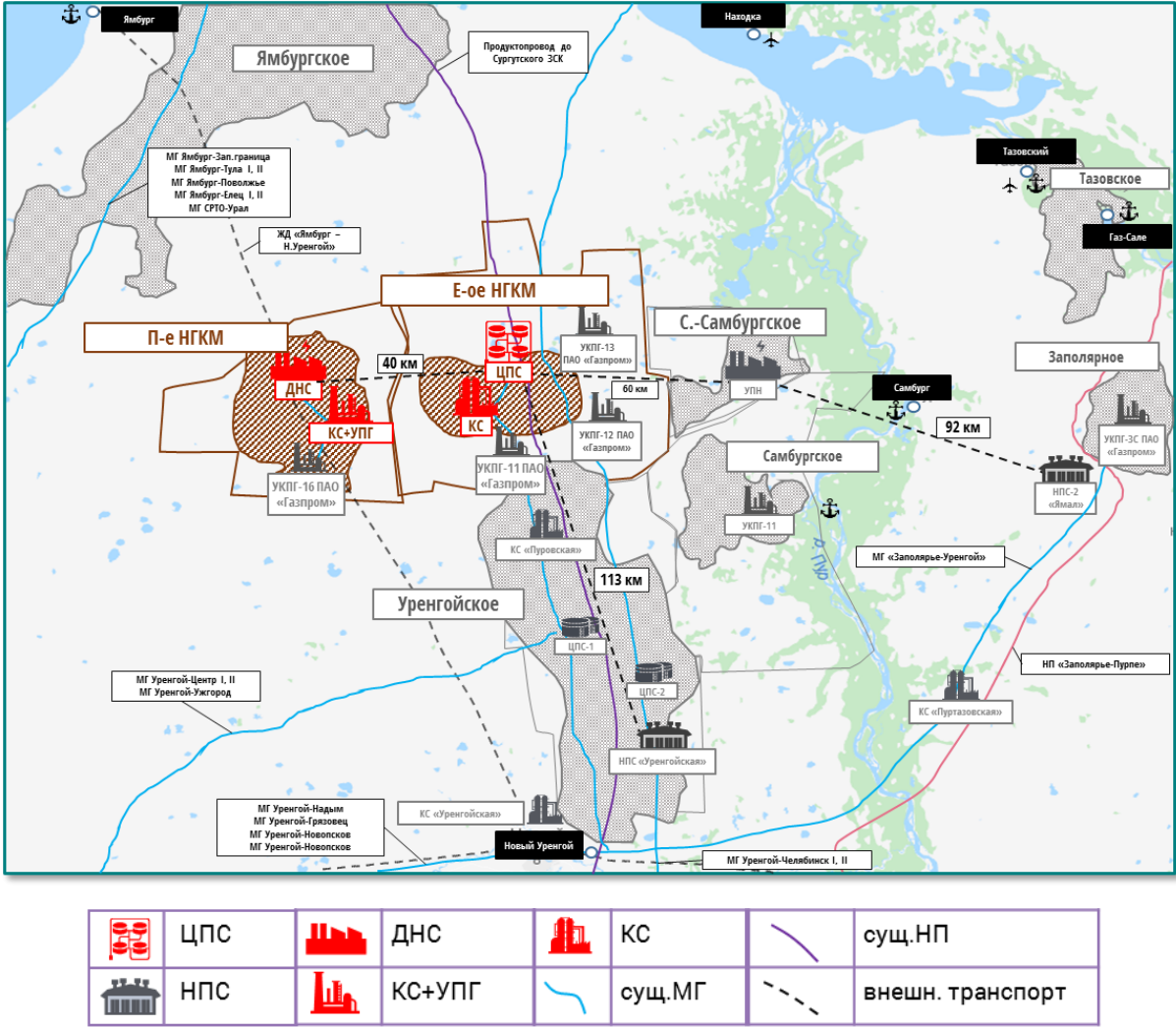


Рис. 5 – Подходы к обустройству и транспорту продукции

На основании полученных по объектам аналогам данных и разработанному подходу к обустройству, была рассчитана экономическая модель П-го и Е-го

месторождения. Основными показателями оценки экономической эффективности являются NPV, PI, IRR.

NPV – чистый дисконтированный доход (ЧДД) показывает стоимость проекта с точки зрения будущих затрат и доходов (Формула 1.1).

$$NPV = \sum_{t=0}^n CF(t) \frac{1}{(1+r)^t} \quad (1.1)$$

где $CF(t)$ – денежный поток в период t , руб;

r – ставка дисконтирования, ед;

t – продолжительность проекта, годы.

Если $NPV < 0$, то, в случае принятия решения о реализации проекта, компания получит убыток.

Если $NPV > 0$, то, в случае принятия решения о реализации проекта, компания получит прибыль.

Если $NPV = 0$, то, в случае принятия решения о реализации проекта, доходы компании будут равны ее расходам.

PI – индекс доходности – показывает эффективность инвестиций, которые определяют размер дохода на единицу затрат (Формула 1.2).

$$PI = \frac{NPV}{IC} + 1 = \sum_{t=0}^n CF(t) \frac{1}{(1+r)^t} + 1 \quad (1.2)$$

где NPV – чистый дисконтированный доход, руб.

IC – капитальные вложения, которые были инвестированы для старта проекта, руб.

$CF(t)$ – денежный поток в период t , руб;

r – ставка дисконтирования, ед;

t – продолжительность проекта, годы;

если $PI > 1$, то проект рентабелен.

если $PI < 1$, то проект рентабелен.

IRR – внутренняя норма доходности – ставка дисконтирования, при которой NPV равен нулю (Формула 1.3).

$$IRR = \sum_{t=0}^n CF(t) \frac{1}{(1+r)^t} = 0 \quad (1.3)$$

Если IRR меньше ставки дисконтирования r , то проект убыточен.

В экономической модели были использованы следующие макропараметры:

- 1) значение нетбэка для нефти – 13836 руб./т
- 2) значение нетбэка для газа – 1400 руб./т
- 3) НДС на нефть – 4453 руб./т
- 4) НДС на газ – 300 руб./т
- 5) курс доллара – 63 руб.

Амортизационные отчисления были рассчитаны с учетом срока полезного использования основных фондов десять лет. Ставка дисконтирования принята на уровне 14%, ставка налога на прибыль – 20%, налога на имущество – 2,2%.

На основании макропараметров был проведен анализ экономической эффективности вариантов обустройства П-го и Е-го месторождений.

Согласно выбранному подходу к обустройству были определены объекты инфраструктуры и определены их стоимости по бенчмаркингу для каждого из вариантов реализации Р10, Р50 и Р90.

В таблице 2 представлены данные по капитальным вложениям по статьям затрат. В общей структуре затрат статья эксплуатационное бурение занимает

Таблица 2 – Статьи затрат по капитальным вложениям

Показатели	Р10			Р50			Р90		
	Е-ое	П-ое	Е-ое +П-ое	Е-ое	П-ое	Е-ое+ П-ое	Е-ое	П-ое	Е-ое +П-ое
Капитальные вложения, млн. руб.	8925	30623	39548	6965	21812	28 777	5292	16949	22241
Эксплуатационное бурение	1520	4992	6 512	950	3040	3 990	380	2090	2 470
Обустройство кустов	152	304	456	152	228	380	76	152	228
Инфраструктура	6442	22543	28985	5230	16561	21 791	4355	13166	17521
Прочие	811	2784	3 595	633	1983	2 616	481	1541	2 022

Наибольший удельный вес в структуре затрат при совместной разработке месторождений П-го и Е-го составляет статья инфраструктура и эксплуатационное бурение (Рисунок 6).



Рис. 6 – Капитальные вложения по статьям затрат П-го и Е-го месторождений, %

На основании данных по объектам аналогам для расчета операционных затрат была использована ставка 1400 руб на т/н.

Используя полученные данные были рассчитаны экономические модели для каждого из вариантов реализации, результаты расчётов представлены в Таблице 3.

Таблица 3 – Техничко-экономические показатели проекта

Показа-тели	P10			P50			P90		
	Е-ое	П-ое	Е-ое + П-ое	Е-ое	П-ое	Е-ое + П-ое	Е-ое	П-ое	Е-ое + П-ое
NPV, млн. руб.	1 720	4 918	6 688	432	725	1 172	-392	-482	-874
IRR, %	18,97	17,25	17,6	15,64	14,74	14,94	11,98	13,36	13,07
PI, ед.	1,27	1,22	1,23	1,09	1,05	1,06	0,90	0,96	0,95
CAPEX, млн. руб	8 925	30 623	39548	6965	21812	28777	5 292	19449	24741

Как видно из таблицы 20 доход от реализации проекта на П-ом месторождении при реализации варианта P10 составил 6,69 млрд. руб, PI - 1,22 ед., на Е-ом месторождении NPV – 1,7 млрд. руб., PI – 1,27 руб. При реализации

проектов в синергии NPV составляет 6,6 млрд. руб, таким образом проект является рентабельным. При реализации варианта P50 NPV на П-ом месторождении составил 0,7 млрд руб., PI – 1,05 ед., на Е-ом NPV – 0,4 млрд. руб., PI – 1,09 руб. Полученные значения индекса доходности не соответствуют критерию реализуемости проекта ($PI > 1,15$), таким образом проект нерентабелен. В варианте P90 разработка является нерентабельной.

Для определения ожидаемого дохода от реализации проекта, был рассчитан EMV. Он используется, чтобы количественно оценить различные риски проекта и сравнить их между собой (Формула 32).

$$EMV = 0.3 \times NPV(P10) + 0.4 \times NPV(P50) + 0.3 \times NPV(P90) \quad (1.4)$$

EMV проекта совместной разработки П-ого и Е-ого месторождений на этапе предварительной оценки составил 2,2 млрд. руб.

ГЛАВА 2. СОЗДАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

2.1. Определение концептуальной геологической модели

Концептуальная или принципиальная геологическая модель предопределяет построение цифровой трехмерной геологической модели, является ее базисом. При проведении корреляционных построений, геологом так или иначе используется некая концепция проведения границ пластов. Поскольку на данный момент не существует общепринятого определения концептуальной модели, в рамках работы было сформулировано это понятие исходя из практической пользы концептуальной модели для цифрового геологического моделирования.

Концептуальная модель — это формализованные на основе имеющегося фактического материала представления о геологическом строении моделируемых объектов, положенные в основу построения цифровой модели: стратиграфии, тектонике, генезисе отложений, их морфологии и закономерностях пространственного изменения ФЕС пород с учётом физико-механического постседиментационного преобразования. В нее входят:

- принципы выделения пластов и корреляции стратиграфических горизонтов;
- карты зональности фаций — распространения фациальных обстановок пластов;
- карты стратиграфических толщин пластов и структурные карты основных горизонтов;
- обоснование способов моделирования фациальных зон пластов и их переходов;
- обоснование форм и размеров геологических тел;
- обоснование статистических характеристик и параметров вариограмм для фациальных зон;

- обоснование вертикальных и латеральных литологических и петрофизических трендов для фациальных зон;
- выбор геометрии сеток для разных пластов.

2.1.1. Стратиграфия

Стратиграфия использует комплексный анализ осадочных образований, основанный на расчленении осадочного бассейна на генетически связанные фации в пределах хроностратиграфически значимых поверхностей (отложения, заключенные между этими поверхностями, формировались в течение определенного времени, фиксируемого возрастом этих поверхностей). Исследуемые отложения представлены тангаловской свитой (Рисунок 7).

система	отдел	ярус	Возраст, млн лет назад
Палеоген	Палеоцен	Датский	меньше
Мел	Верхний	Маастрихтский	72,1—66,0
		Кампанский	83,6—72,1
		Сантонский	86,3—83,6
		Коньякский	89,8—86,3
		Туронский	93,9—89,8
	Нижний	Сеноманский	100,5—93,9
		Альбский	113,0—100,5
		Аптский	125,0—113,0
		Барремский	129,4—125,0
		Готеривский	132,9—129,4
Юра	Верхняя	Валанжинский	139,8—132,9
		Берриасский	145,0—139,8
Юра	Верхняя	Титонский	больше

Рис. 7 – Стратиграфическая колонка меловой системы

Тангаловская свита, известная ранняя как вартовская, (валанжин-аптский ярусы) ($K_{1v}+K_{1h}+K_{1B}+K_{1a}$), представлена чередованием песчано-алевритовых пород, подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя подсвита представлена неравномерным переслаиванием глинистых пачек и песчано-алевритовых пластов. В кровле залегает хорошо выдержанная

пачка «шоколадных» глин, являющихся надежным литолого-геофизическим маркирующим горизонтом в пределах севера Западной Сибири. В составе нижней подсвиты выделены пласты БУ₈₋₉. Толщина подсвиты 130 – 175 м. Песчаники и алевролиты серые, чередующиеся в сложном сочетании с глинами серыми. Характерен обугленный растительный детрит, обрывки растений, корневидные растительные остатки.

Средняя подсвита включает в себя ряд песчаных пластов БУ₇ – БУ₁ и глинистых прослоев.

В кровле подсвиты выделяется пимская пачка сероцветных, аргиллитоподобных глин с маломощными прослоями песчаников. Она также является репером, хорошо выделяется на диаграммах стандартного каротажа. Толщина подсвиты 170 – 330 м.

В верхней подсвите тангаловской свиты наблюдается более частое переслаивание песчано-алевритовых и глинистых пород, к песчаным разностям которых приурочена группа пластов АУ₁₀ - АУ₆.

Продуктивными в пределах тангаловской свиты являются пласты АУ₁₀, БУ₁₋₂, БУ₃, БУ₅, БУ₈⁰, БУ₈ и БУ₉. В рамках проекта рассматриваются пласты БУ₈³⁻⁹ и БУ₉². Выделение продуктивных пластов Е-го месторождения (Рисунок 8).

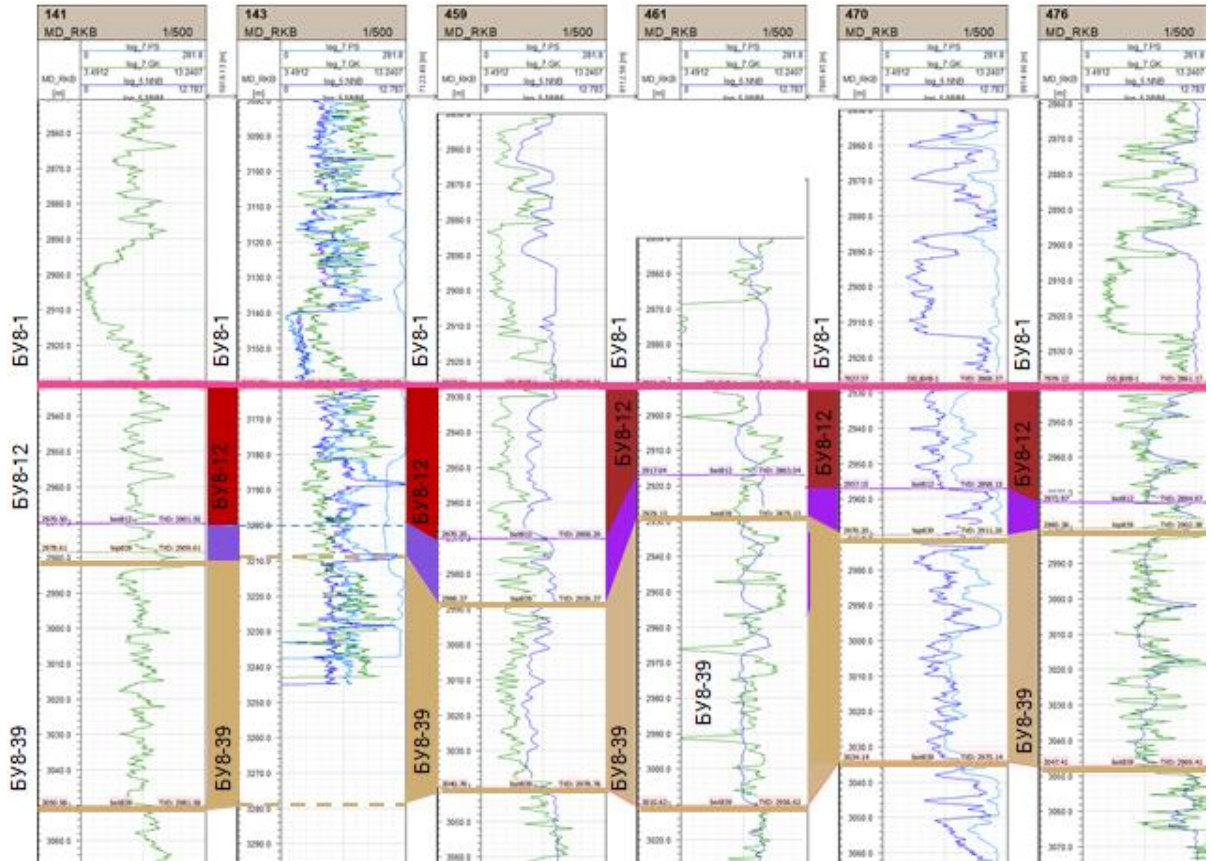


Рис. 8 – Выделение продуктивных пластов Е-го НГКМ.
Целевой пласт БУ₈³⁻⁹. Опорный горизонт – подошва пласта БУ₈¹

Выделение продуктивных пластов П-го НГКМ (Рисунок 9).

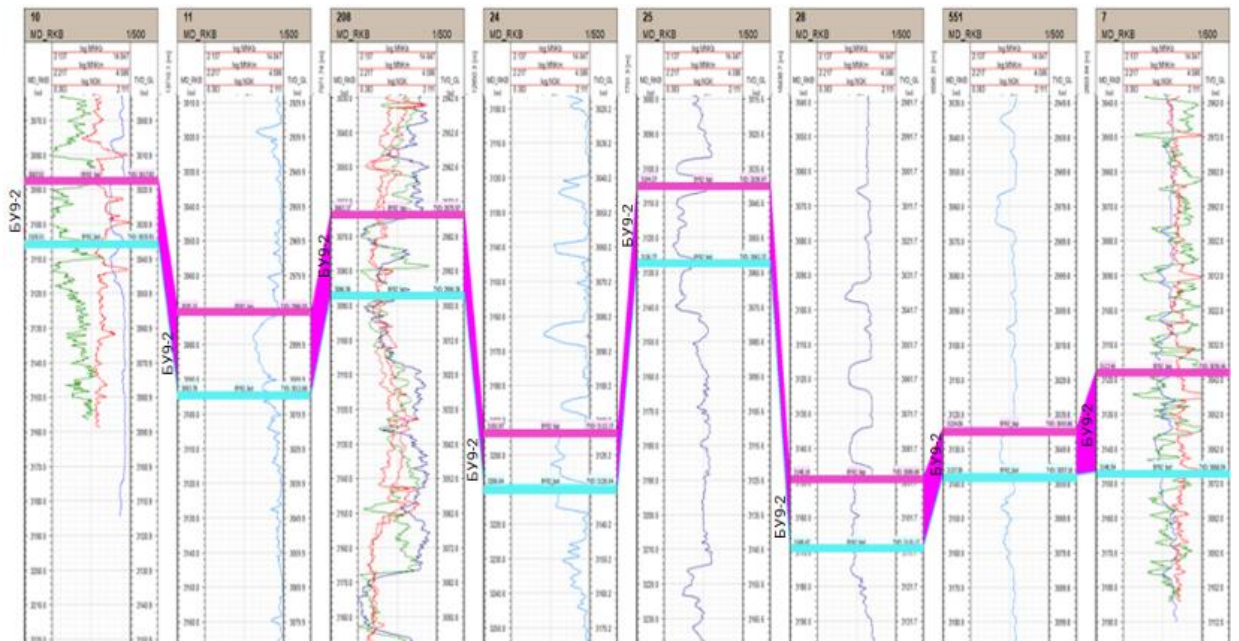


Рис. 9 – Выделение продуктивных пластов П-го НГКМ.

Целевой пласт БУ₉². Опорный горизонт – подошва пласта БУ₈⁰

2.1.2 Региональная геологии

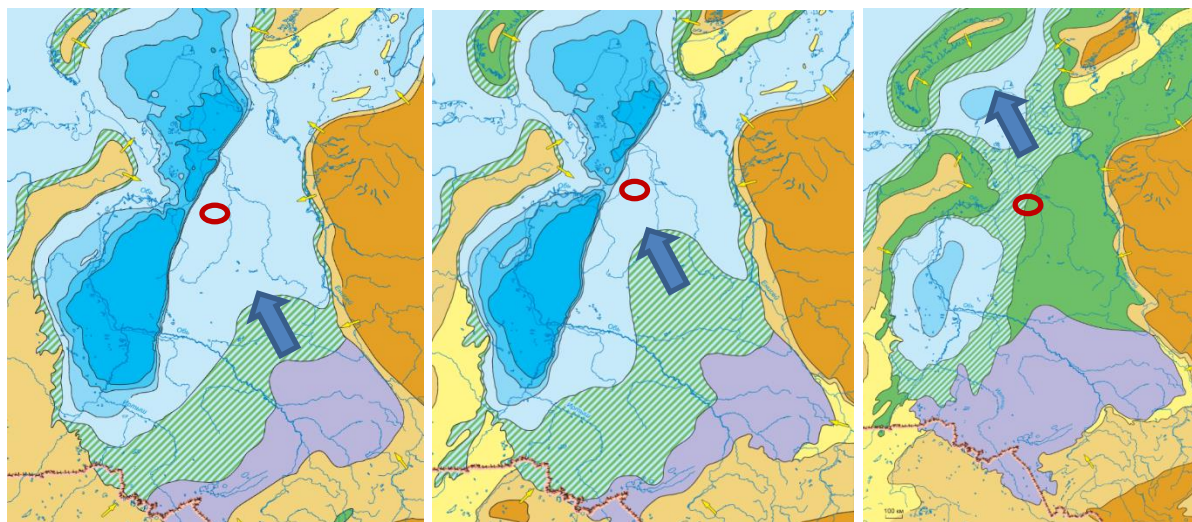


Рис. 10 – Палеогеографическая схема Западной Сибири, поздний валанжин, готерив и баррем



- 1 – море глубокое, более 400 м; 2 – море глубокое, 200–400 м; 3 – море мелкое, 100–200 м; 4 – море мелкое, 25–100 м; 5 – море мелкое, менее 25 м; 6 – области переходного осадконакопления: равнина прибрежная, временами заливавшаяся морем (осадки пойменные, озерно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые); 7 – внутренние водоемы: пресные, временами засолявшиеся; области континентального осадконакопления; 8 – равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, озер); 9 – равнина денудационно-аккумулятивная; области размыва; 10 – равнина возвышенная (денудационная суша); 11 – горы низкие; 12 – главные направления сноса обломочного материала; 13 – государственная граница.

На территории Западной Сибири наблюдается регрессия моря и продвижение берега в С-З направлении. Рассматриваемые пласты БУ₈³⁻⁹ относятся к тангаловской свите (нижний готерив – валанжин) [Н.И. Попова,

С.В. Ершов]. Согласно картам А.Э. Конторовича, Е-ое и П-ое месторождения находятся в области мелкого моря (менее 25 м).

Данные керны и ГИС подтверждают наличие прибрежно-морских фаций, однако встречаются участки, соответствующие переходной обстановке осадконакопления. Основные маркеры, выявленные по описанию керна:

- активная обстановка осадконакопления;
- неравномерное чередование аргиллитов;
- алевролитов и песчаника;
- обилие обугленного растительного детрита;
- уменьшение зернистости обломочного материала от среднемелкозернистого до мелкозернистого вверх по разрезу.

Характерной особенностью отложений этой группы фаций является наличие элементов, типичных как для речных, так и для прибрежно-морских условий осадконакопления.

Отложения пластов БУ₈³⁻⁹ и БУ₉² характерны для групп прибрежно-морских фаций и фаций морского края дельтового комплекса (В.С.Муромцев, с. 64).

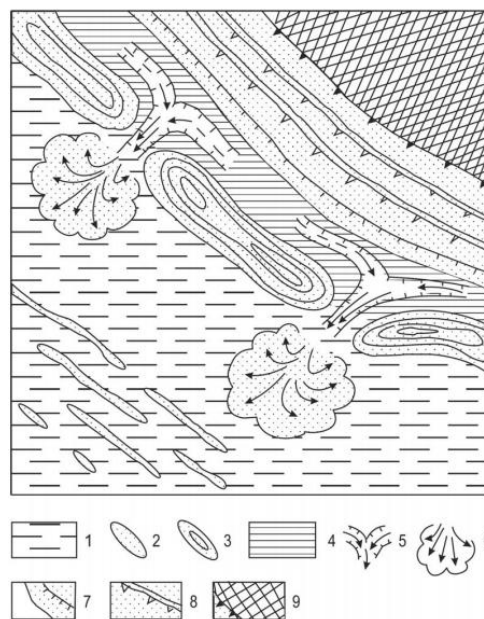


Рис.11 – Схема обоснования и размещения аккумулятивно песчаных тел в прибрежной части мелководного моря: 1 – мелководная часть шельфа;

- 2 – песчаные гряды; бары и барьерные острова; 4 – забаровая лагуна;
 5 – рывтины; образованные вдольбереговыми и размывными течениями;
 6 – головы размывных течений; 6 – головы размывных течений;
 7 – фронтальный откос пляжа; 8 – береговые валы; 9 – клиф.

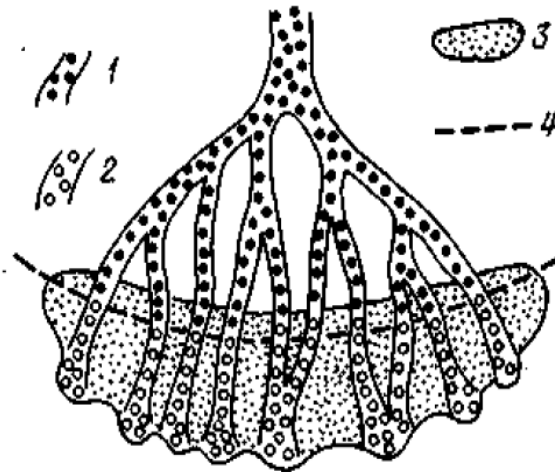


Рис.12 – Схема расположения песчаных тел в пределах дельтового комплекса (дельтового веера) реки равнинного типа: 1 — главные и боковые русла, дельтовые каналы; 2 — подводные бороздины; 3 — авандельта; 4 — морской край дельты.

Фации отложений морского края формируются на стыке надводной и подводной частей дельтового комплекса в участках выхода устьев дельтовых каналов и протоков в море. Они представлены отложениями кос, устьевых баров, сложенными песчаниками светло-серыми средне- и мелко зернистыми слабосцементированными, косо- и волнистослоистыми с включениями обильного обугленного растительного детрита, многочисленными размывами по всему разрезу и иногда содержащими окатанные или угловатые обломки глин и алевролитов; размеры обломков в них уменьшаются вверх по разрезу.

2.1.3. Фациальная обстановка

Литолого-фациальная модель является той основой, которая позволяет обеспечить геологически и статистически достоверное распределение пористости в резервуаре.

В качестве исходных данных при этом используются:

- результаты непрерывной интерпретации ГИС (РИГИС) с выделением литофаций и оценкой ФЕС,
- куб литофаций,
- геологические закономерности вертикальной и латеральной изменчивости пористости, выраженные в формализованной форме — трендовые карты или кубы, ГСР и гистограммы распределений пористости для разных литофаций, полигоны зон замещения и границ зон распространения литофаций, геологические зависимости (например, средняя пористость/суммарная эффективная толщина или средняя пористость/песчанистость).

В качестве исходных данных для Е-го месторождения предоставлены данные керна и ГИС по скважинам 141, 459, 46, 461, 463, 470, 486 (Рисунок

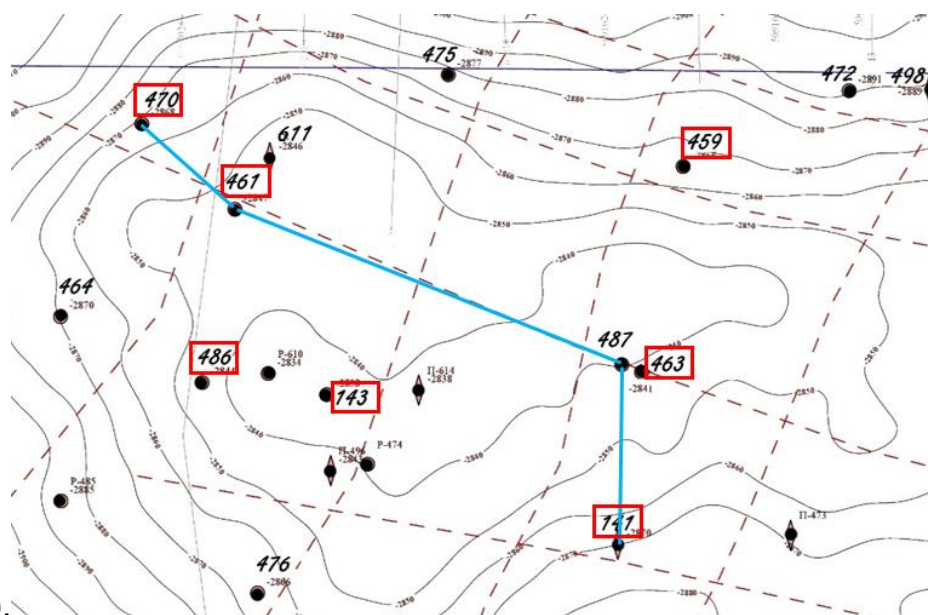


Рис. 13 – Структурная карта по ОГ БУ₈¹ Е-ого месторождения с выделенными скважинами, по которым есть данные керна и ГИС

В связи с низкой представительностью данных керна Е-ого месторождения, а именно – отсутствует привязка описания керна к конкретным глубинным интервалам, обоснование принятой обстановки осадконакопления выполнялись на основании материалов «Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа» В.С. Муромцев.

Выделение фаций пласта БУ8³⁻⁹

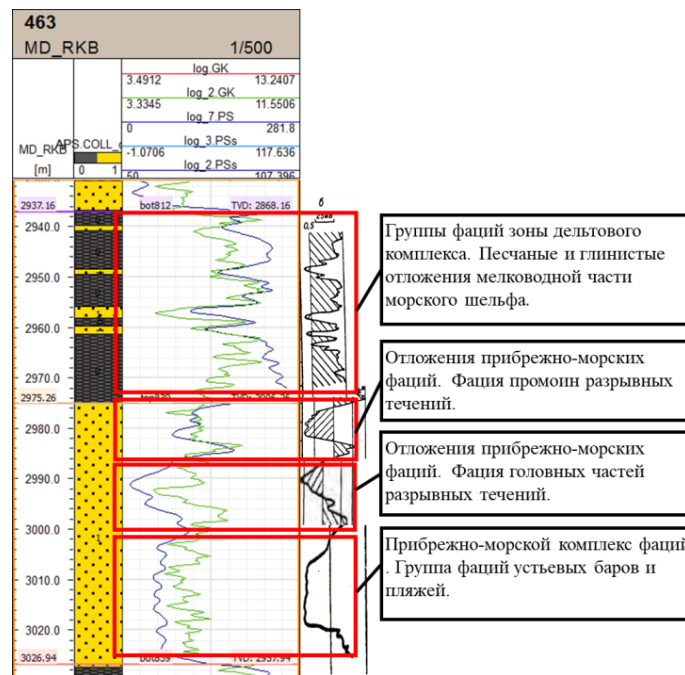


Рис. 14 – Выделение фаций по типовым электрометрическим моделям на примере скв 463

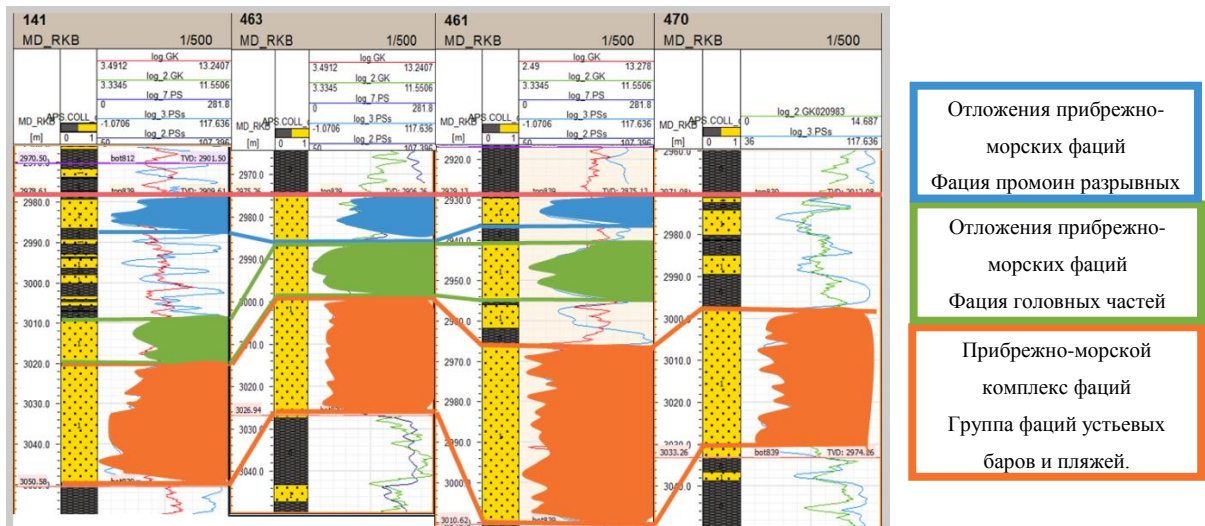


Рис. 15 – Выделение фаций по электрометрическим (скважины 141, 463, 461, 470)

Верхняя часть пласта БУ_{8³-9} характеризуется следующими фациями (вниз по разрезу): промоин разрывных течений, головных частей разрывных течений, группа фаций устьевых баров и пляжей.

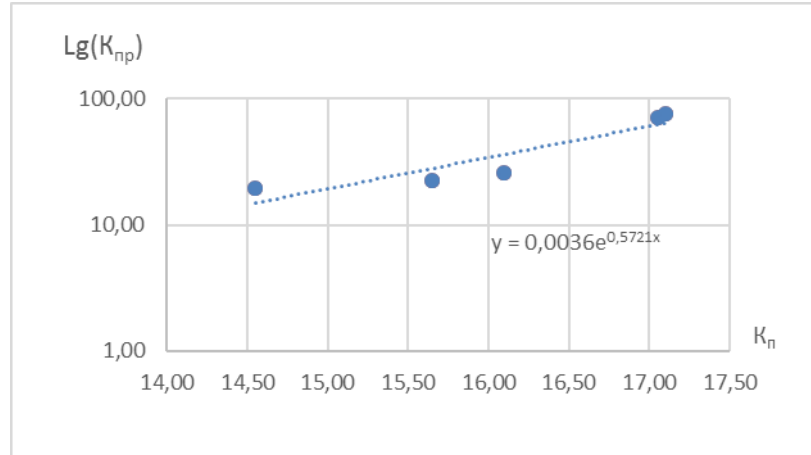


Рис. 16 – График зависимости $K_{пр} = F(K_p)$ фации промоин разрывных течений по 461 скв. $K_{пр\text{ сред.}} = 24$ мД; $K_p\text{ сред.} = 0,14$.

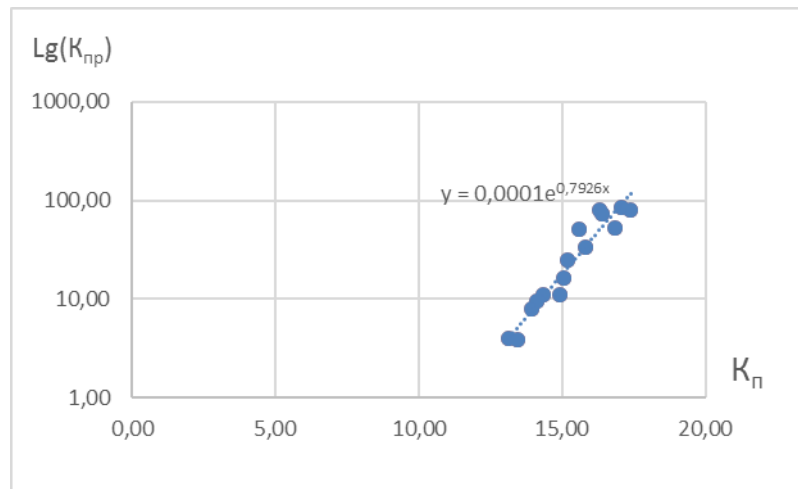


Рис. 17 – График зависимости $K_{пр} = F(K_p)$ фации головных частей разрывных течений по 461 скв. $K_{пр\text{ сред.}} = 28$ мД; $K_p\text{ сред.} = 0,15$

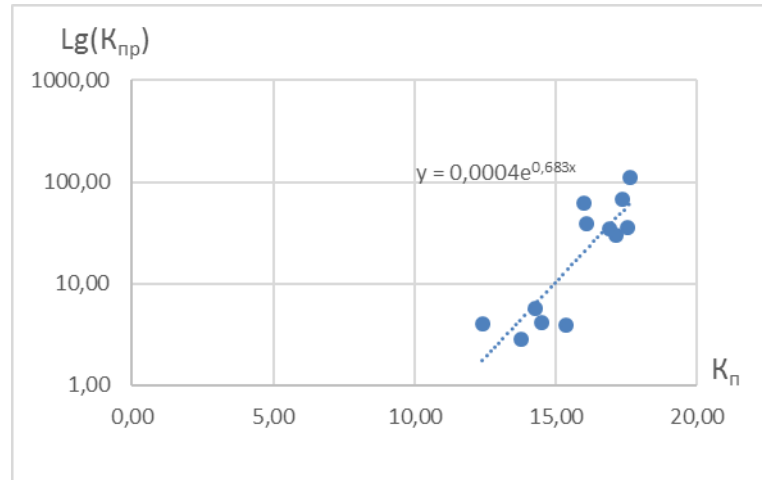


Рис. 18 – График зависимости $K_{пр} = F(K_{п})$ группа фаций устьевых баров и пляжей по 461 скв. $K_{пр\text{ сред.}} = 33$ мД; $K_{п\text{ сред.}} = 0,15$

Для определения коллекторских свойств пластов БУ₈³⁻⁹ и БУ₉² была использована классификация песчано-алевритовых коллекторских пород по пористости и проницаемости предложенная А.А. Ханиным, согласно которой исследуемые отложения имеют средние коллекторские свойства.

Для П-го НГКМ данные керна и ГИС имеются по скважинам 24, 25, 10, 208, 551, 28, однако отсутствует детальное описание керна с выделенными маркерами.

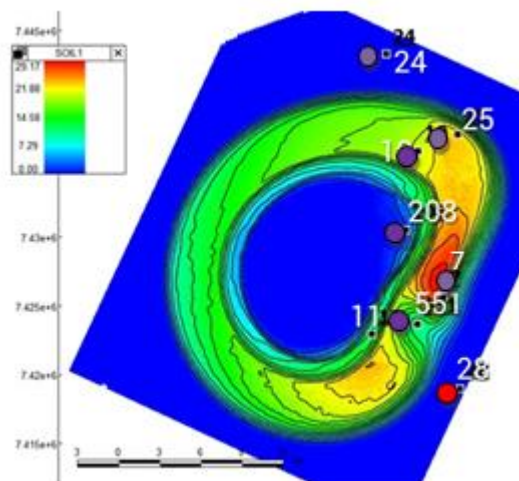


Рис. 19 – Карта нефтенасыщенности пласта БУ₉² П-ого месторождения

Фации, приуроченные к пласту БУ₉² в области скважин 25, 24, 7 по классификации Ханина имеют средние коллекторские свойства (коллектор IV).

$$K_{\text{пр сред.}} = 42 \text{ мД}$$

$$K_{\text{п сред.}} = 0,15$$

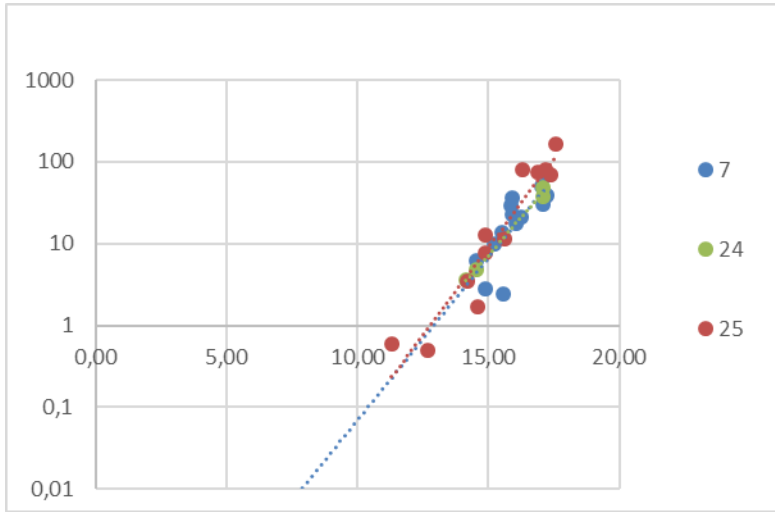


Рис. 20 – Графики зависимости проницаемости от пористости

Фации, приуроченные к пласту БУ₉² в области скважин 10, 208, 551 по классификации И.О. Ханина имеют средние коллекторские свойства (коллектор V). Пониженные ФЕС по вертикали из-за глиняных пропластков.

$$K_{\text{пр сред.}} = 22 \text{ мД}$$

$$K_{\text{п сред.}} = 0,15$$

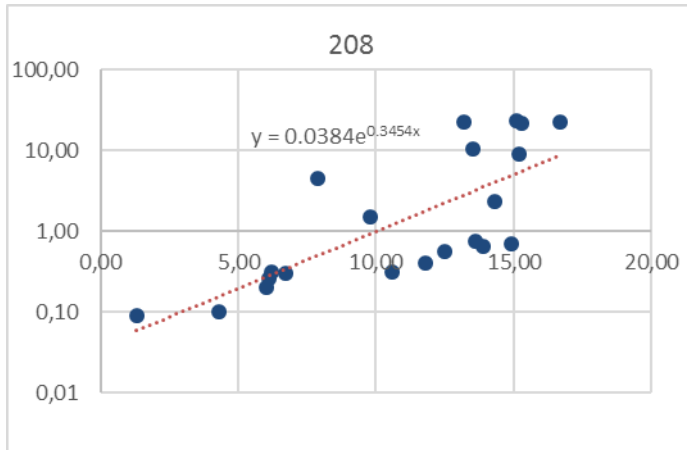


Рис. 21 – Графики зависимости проницаемости от пористости по данным
 керна 208 скв П-ого НГКМ.

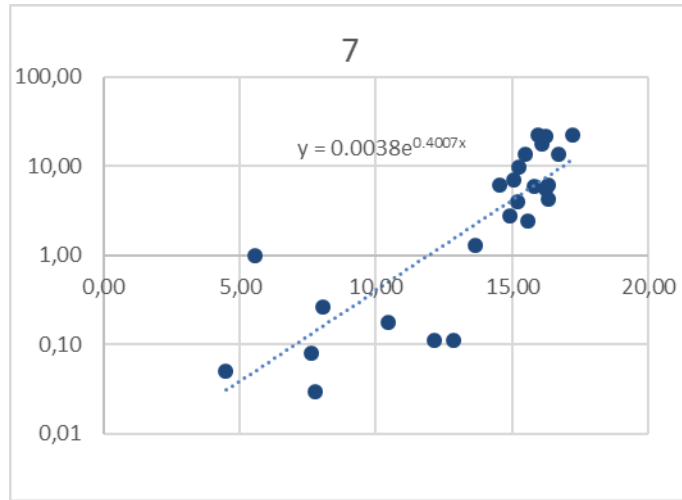


Рис. 22 – Графики зависимости проницаемости от пористости по данным
керна 7 скв П-ого НГКМ

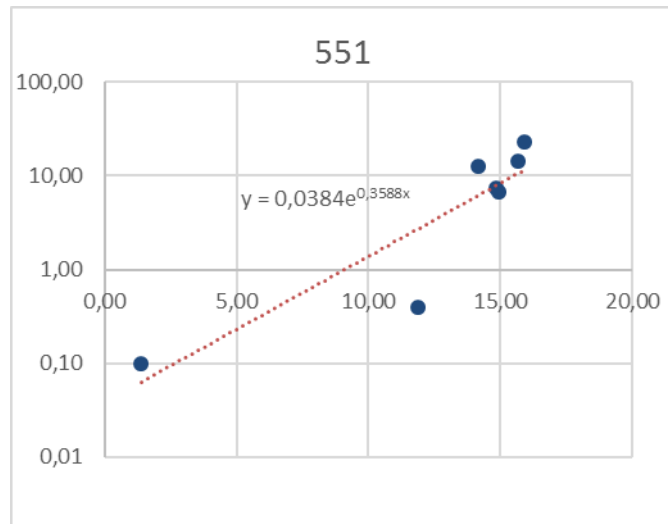


Рис. 23 – Графики зависимости проницаемости от пористости по данным
керна 551 скв П-ого НГКМ

Фации, приуроченные к пласту БУ₉² в районе скважины 28, по классификации И.О. Ханина имеют пониженные коллекторские свойства (коллектор V).

$$K_{\text{пр сред.}} = 10 \text{ мД}$$

$$K_{\text{п сред.}} = 0,13$$

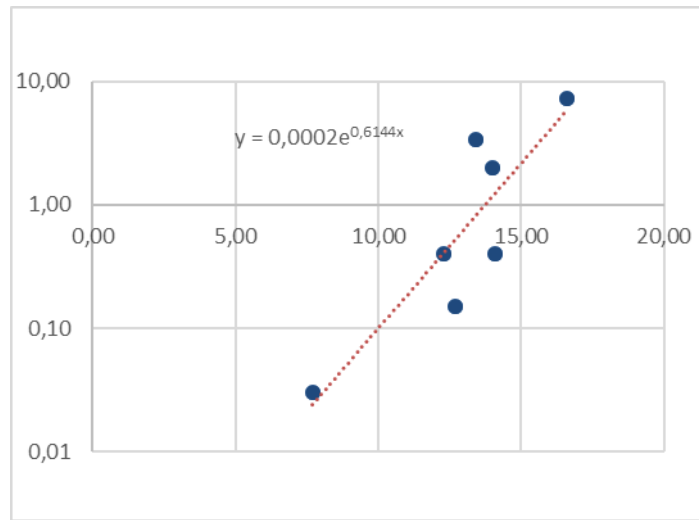


Рис. 24 – Графики зависимости проницаемости от пористости по данным керна 28 скв П-ого НГКМ

2.1.4. Тектоника

Согласно анализу сейсморазведочных работ, проведенных на Е-ом месторождении, было установлено, что разломы имеют пликвативный характер и не нарушают гидродинамическую связь в пласте БУ₈³⁻⁹.

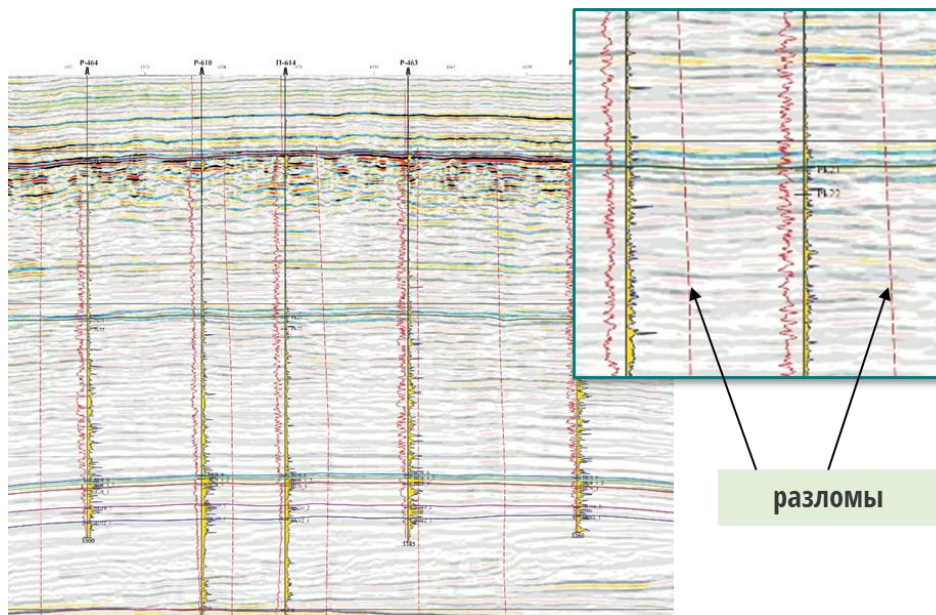


Рис. 25 – Композиционно сейсмический разрез, Е-е месторождение
На П-ом месторождении разломы не обнаружены.

2.1.5. Анализ кернового материала и интерпретация ГИС

В работе были изучены геофизические исследования по предоставленным разведочным скважинам П-го (8 скв) и Е-го (8 скв) месторождений.

Основными каротажными методами для определения пористости являлись каротаж произвольной самополяризации, акустический и гамма каротаж.

С помощью выведенных по керновым материалам зависимостей для П-го (Формула 1) и Е-го (Формула 2) месторождений были построены графики распределения пористости по глубине.

$$K_{\Pi} = 0,1227a_{ps} + 0.0854, R^2 = 0.7694 \quad (2.1)$$

$$K_{\Pi} = 0.1339a_{ps} + 0.579, R^2 = 0.7694 \quad (2.2)$$

Для сравнения полученных данных был также построен график распределения пористости, полученной по данным акустического и гамма-каротажа (рисунки 26 и 27).

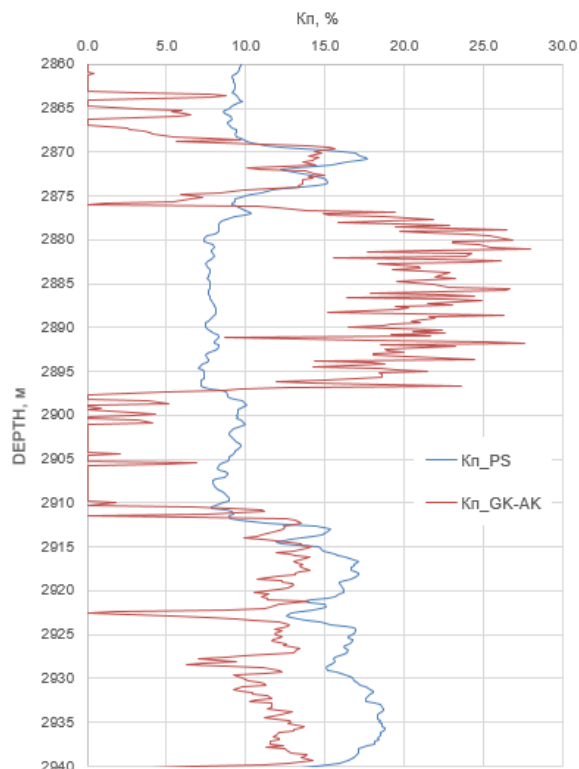


Рис. 26 – Распределение коэффициента пористости по глубине (сква 486R Е-го НГКМ).

Определено небольшое различие показателей на небольших интервалах, а также занижение пористости на некоторых участках. В работу принята пористость, определенная с помощью каротажа произвольной самополяризации.

Коэффициент остаточной водонасыщенности определялся как зависимость от коэффициента проницаемости (рисунки 31 и 32), которая в свою очередь была выведена как функция от коэффициента пористости (рисунки 33 и 34). Созданные зависимости основывались на керновых экспериментах для П-ого и Е-ого м/р, предоставленных для проекта.

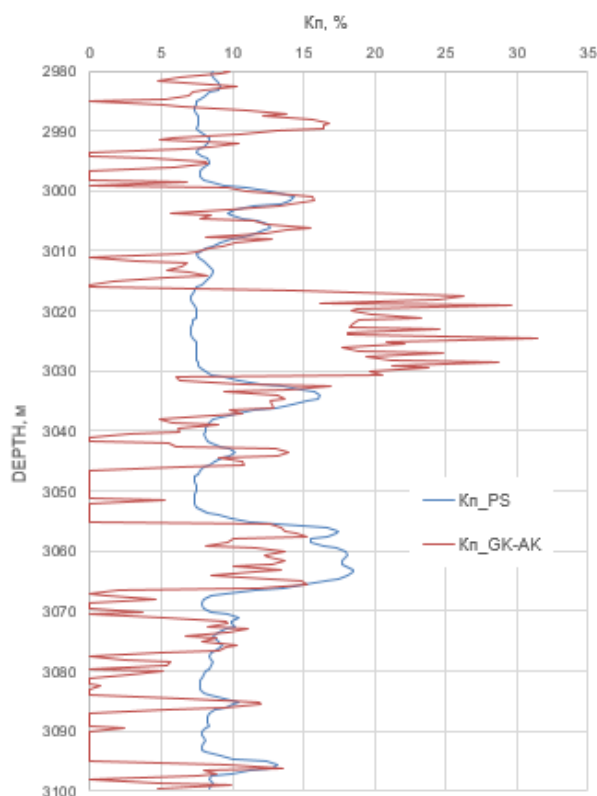


Рис. 27 – Распределение коэффициента пористости по глубине
(сква 551R П-го НГКМ)

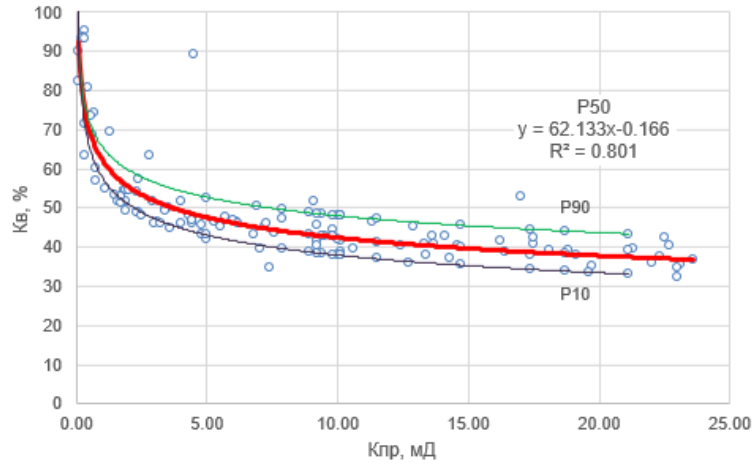


Рис. 28 – Зависимость коэффициента водонасыщенности от проницаемости для II-ого НГКМ

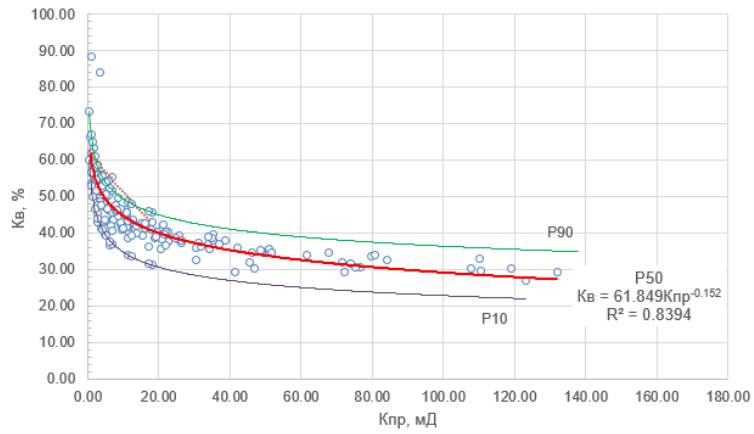


Рис. 29 – Зависимость коэффициента водонасыщенности от проницаемости для E-ого НГКМ

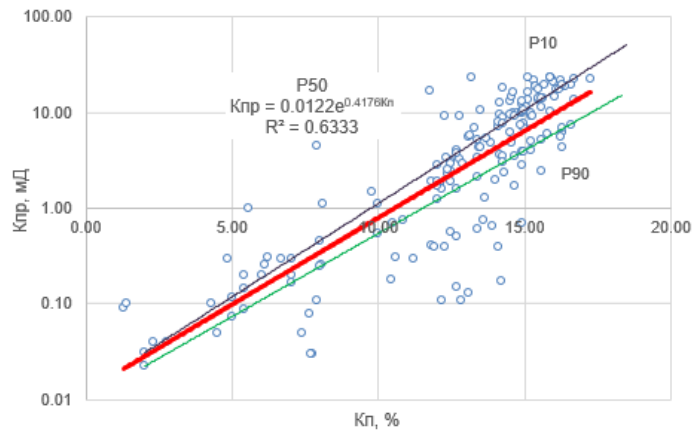


Рис. 30 – Зависимость коэффициента проницаемости от пористости для II-ого НГКМ.

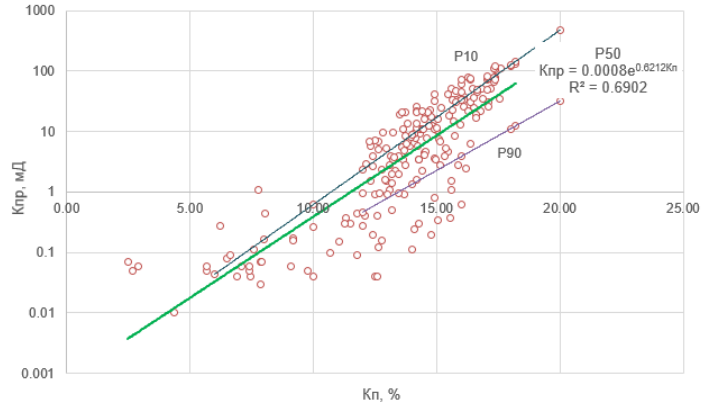


Рис. 31 – Зависимость коэффициента проницаемости от пористости для Е-го НГКМ

Для выделения границ ВНК и ГНК были построены графики распределения $K_{во}$ и K_v по глубине для П-ого (Рисунок 32) и Е-ого (Рисунок 32) м/р. Полученные значения газонефтяного и водонефтяного контактов для различных сценариев использовались в дальнейшем для построение геологической модели.

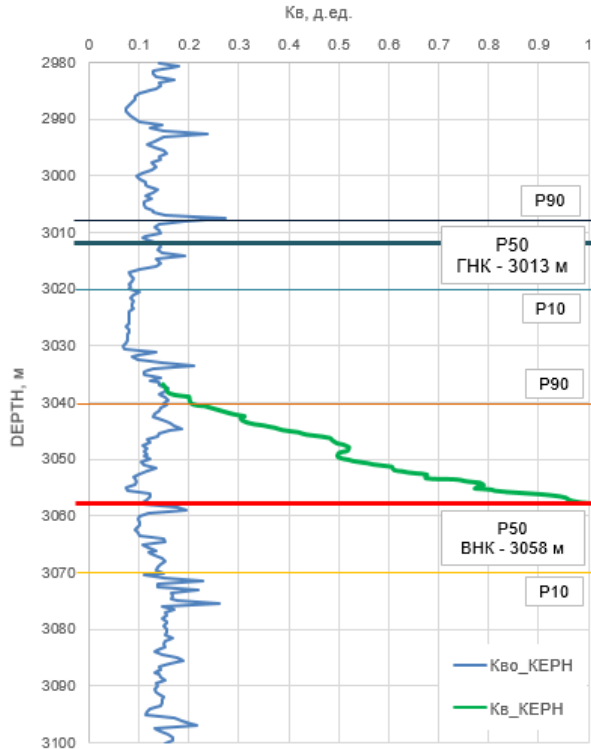


Рис. 32 – Значения $K_{во}$ и K_v по глубине (скв 551R П-ого НГКМ)

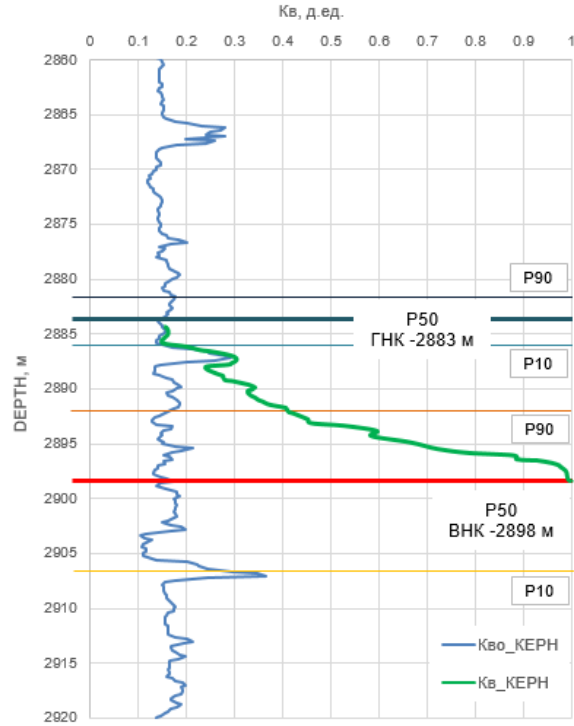


Рис. 33 – Значения Кво и Кв по глубине (скв 486R E-ого НГКМ)

Для нахождения граничных значений проницаемости была построена зависимость коэффициента динамической пористости, полученного из исследований по капилляриметрии для E-ого м/р, от коэффициента пористости (Рисунок 34). Таким образом, был определен показатель граничной пористости Кп.гр. для различных сценариев P10, P50 и P90.

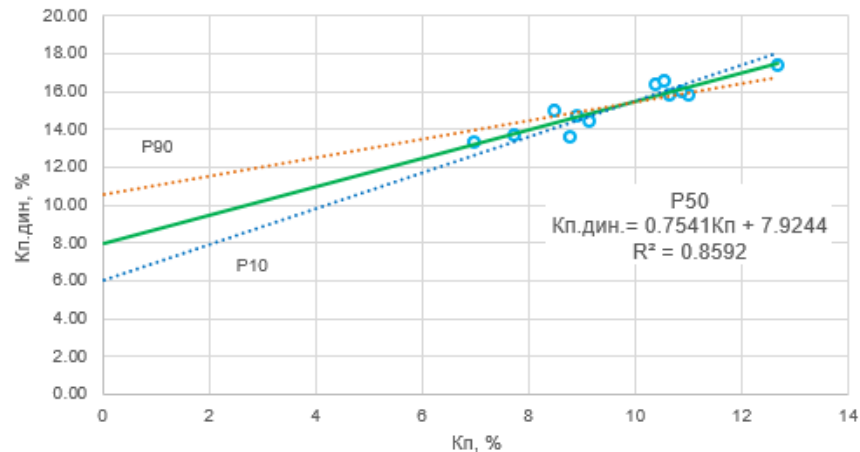


Рис. 34 – Зависимость Кп.дин. от Кп для E-ого м/р.

В связи с отсутствием аналогичных данных по П-ому м/р, показатель Кп.гр. был принят по аналогу – Е-ому м/р.

Руководствуясь полученными значениями граничной проницаемости Кпр.гр. были определены значения «коллектора» и «не коллектора».

По итогам проведенной работы были созданы необходимые зависимости «керна-ГИС» и скомпонованы LAS-файлы по 16 скважинам включающие в себя параметры Кп, Кпр, Кво и Кв для различных сценариев Р10, Р50 и Р90.

2.2. Создание геологической модели

2.2.1. Обработка данных

Первым этапом в создании геологической модели стала обработка данных устьев скважин, инклинометрии и каротажа. Так как данные были приведены в разных форматах, необходимо было привести их к единому образцу. Так, инклинометрия задавалась форматом well MD X Y, файлы координат устьев скважин были заданы в формате well X Y RKB, для файлов каротажа все скважины были переименованы в соответствии с номером, чтобы исключить создание дубликатов. На данных каротажа было выбрано единое значение, показывающее отсутствие данных. Также были отбракованы данные каротажа, которые не доходили до рассматриваемого продуктивного интервала.

2.2.2. Создание структурной модели

По результатам анализа каротажа и РИГИС были выделены и уточнены точки и интервалы пластопересечений. Из точек пластопересечений были созданы Wellpicks изохор (Рисунок 38).

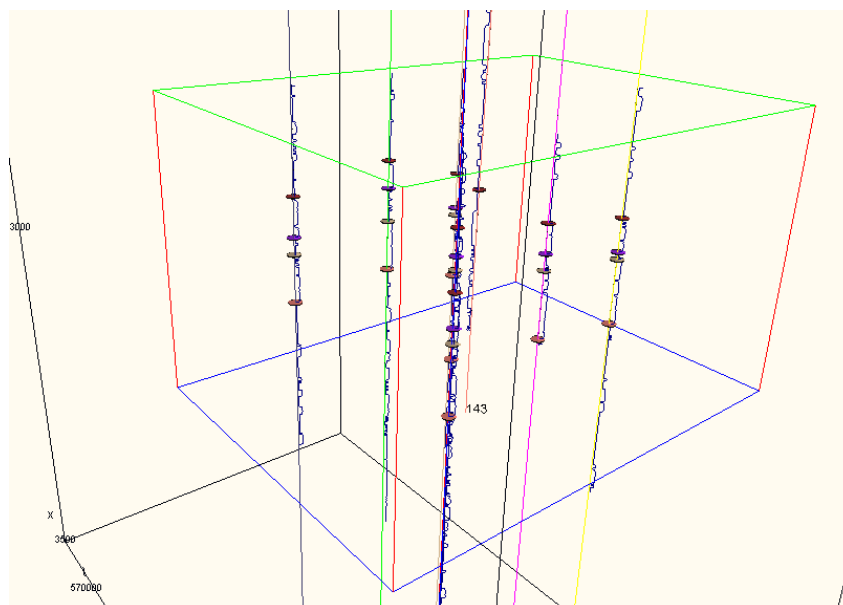


Рис. 35 – Wellpicks изохор E-ого м/р.

Основными составными частями структурного каркаса модели являются стратиграфические разбивки (маркеры) пластов в скважинах, стратиграфические поверхности пластов и плоскости тектонических нарушений, организованные в тектоническую модель (fault model).

На подготовительном этапе при построении структурного каркаса была проведена корреляция пластов на основе концептуальной модели осадконакопления, были выполнены двумерные картопостроения стратиграфических поверхностей пластов.

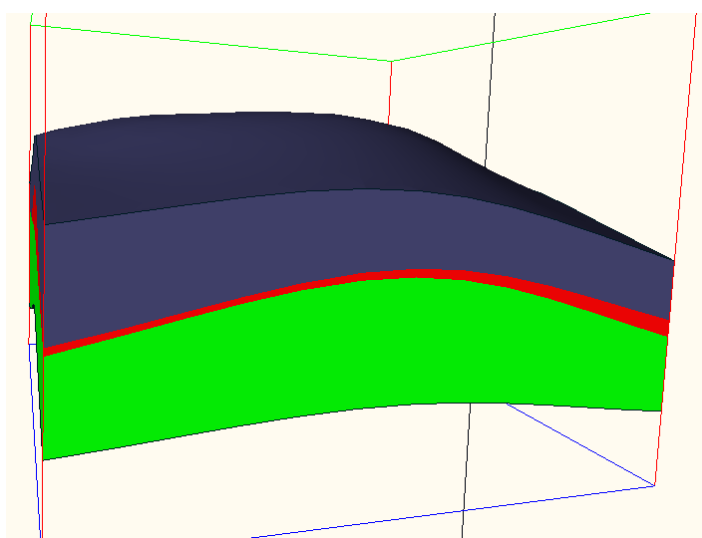


Рис. 36 – Структурный каркас модели

Модель создавалась методом схождений вниз от опорного сейсмического горизонта. Для Е-го таким горизонтом является пласт БУ81 для П-го БУ80.

2.2.3. Создание сетки GRID

Следующим этапом стало построение трехмерной сетки (3D-грида). Трехмерная сетка — это ячеистый каркас, внутри которого происходят все основные этапы геологического моделирования. Главное отличие трехмерной сетки от двумерного грида в том, что каждая ячейка трехмерной сетки занимает определенный объем в пространстве, тогда как ячейка двумерного грида характеризуется только площадью.

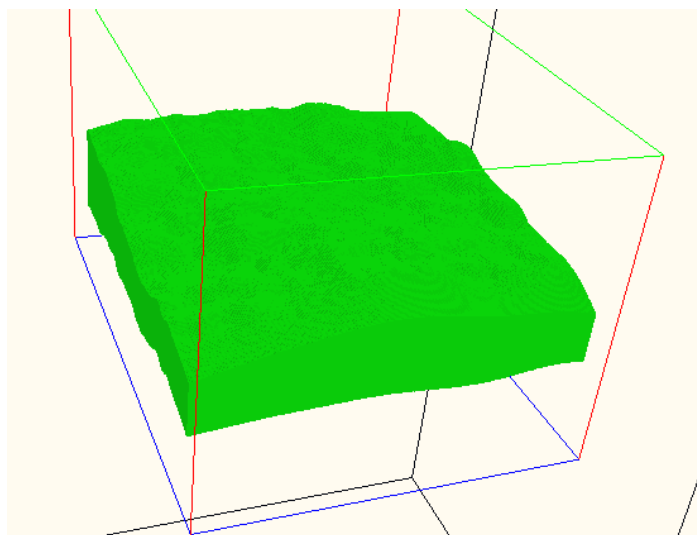


Рис. 37 – Трехмерная сетка (грид)

Нами был выбран структурированный тип трехмерной сетки, так как при передаче результатов геологического моделирования в гидродинамические симуляторы при неструктурированной сетке часто возникают трудности.

2.2.4. Блокирование скважин и распространение свойств

Построение дискретного куба литофаций – важный этап трехмерной геологической модели. Однако в работе был использован упрощенный подход к геологической модели, при котором построения куба литофаций вообще не производится. Таким образом, была выполнена интерполяция (кригинг)

значений пористости по скважинам, если кривые пористости имеют во всем интервале моделируемого пласта. Далее по зависимости K_p - $K_{пр}$ был рассчитан куб проницаемости, что позволило затем в гидродинамической модели сделать часть ячеек неактивными и выполнить фильтрационные расчеты по выбранному для отсечки значению $K_{пр}$.

Такой упрощенный подход имеет следующие недостатки. Во-первых, он применим только для залежей простого геологического строения — простого литологического состава, структурного и стратиграфического строения, имеющих слабую изменчивость свойств по площади и по разрезу.

Во-вторых, без учета распределения литофаций искажаются распределение ФЕС в объеме резервуара, которые корректно восстанавливаются только при использовании фациальной модели, что показано в следующей части на примере пористости. При правильном подходе к созданию геологической модели литолого-фациальная модель является той основой, которая позволяет использовать разработанную геологом концептуальную модель и обеспечить геологически и статистически достоверное распределение ФЕС в резервуаре. При использовании термина «литологическая модель» далее имеется простая литофациальная модель, когда моделируется распределение только коллекторов и неколлекторов.

Наиболее простым способом построения литологической модели является интерполяция (кригинг) параметра «коллектор/неколлектор» по скважинам и получение, таким образом, непрерывного куба песчанистости (NTG).

В ряде случаев дискретизация не выполняется и полученный куб NTG рассматривается в качестве окончательного, как основа для расчета кубов ФЕС. Фактически при таком подходе практически все ячейки сетки, за исключением ячеек вдоль траекторий скважин и коррелируемых пропластков глин, рассматриваются как ячейки-коллектора. Непроницаемые перемычки нивелируются, поскольку все ячейки (кроме скважин и коррелируемых

пропластков глин) имеют ненулевое значение NTG. То есть искусственно завышается связность резервуара.

Наилучшие результаты построения куба литофаций получаются при использовании геологически и статистически обусловленных трендов. В качестве вертикального тренда нами были использованы ГСР по РИГИС. В качестве горизонтальных трендов – карты сейсмических атрибутов, карты эффективных толщин из подсчета запасов и карта эффективных толщин, построенная по значениям в скважинах и отредактированная с учетом концептуальной седиментационной модели. В качестве трехмерных трендов использовались кубы сейсмических параметров либо трехмерные кубы, полученные из горизонтальной карты и вертикального ГСР в результате перемножения с определенными коэффициентами вертикального и горизонтального трендов.

Наиболее распространенная практика создания куба проницаемости $K_{пр}$ заключается в использовании ранее созданного куба пористости K_p .

Поскольку проницаемость имеет лог-нормальный вид распределения, то целесообразно вначале рассчитывать куб логарифма проницаемости $\text{Log}K_{пр}$ ($\text{Ln}K_{пр}$), а затем калькулировать куб проницаемости.

При наличии тесной корреляционной связи между пористостью и проницаемостью коллекторов, устанавливаемой обычно по керну, расчет куба логарифма проницаемости был выполнен пересчетом по этой зависимости.

2.2.5. Распространение свойств в цифровой геологической модели

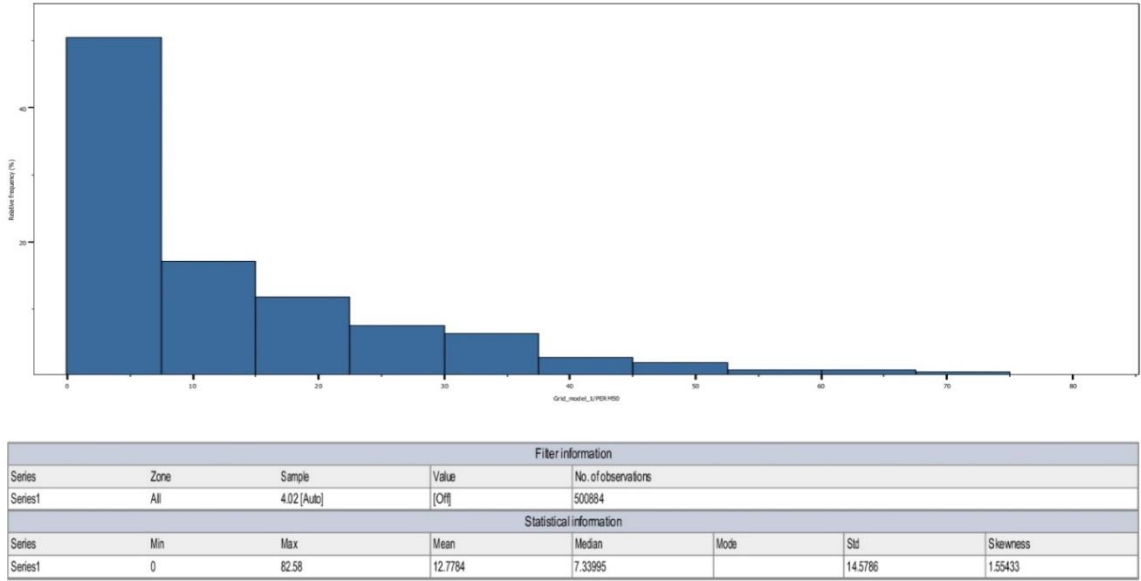


Рис. 38 – Гистограмма распространения проницаемости по геологической модели Е-ого НГКМ

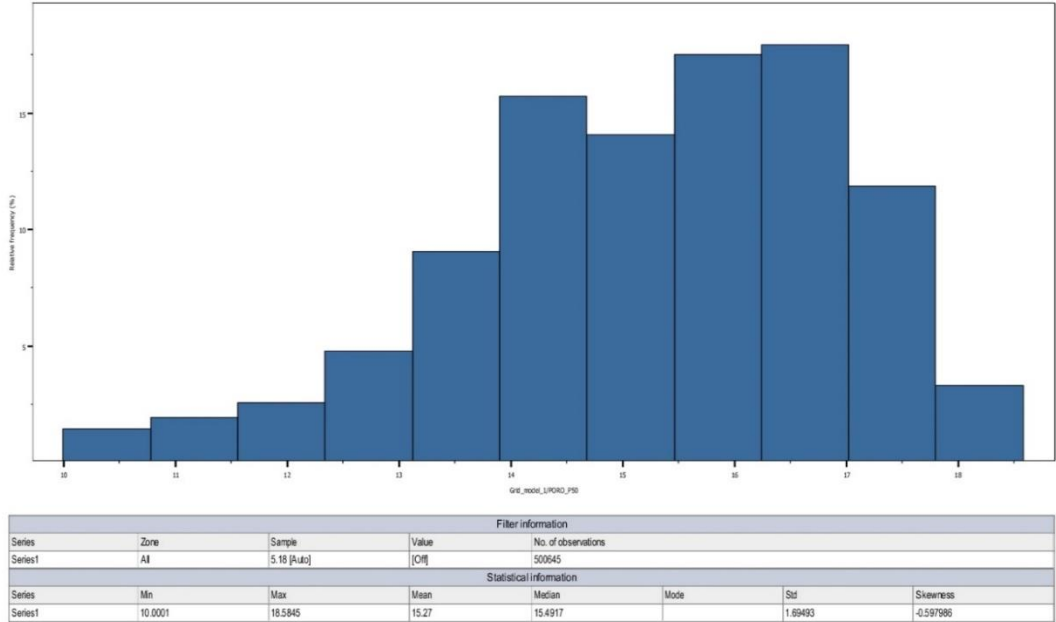


Рис. 39 – Гистограмма распространения пористости по геологической модели Е-ого НГКМ

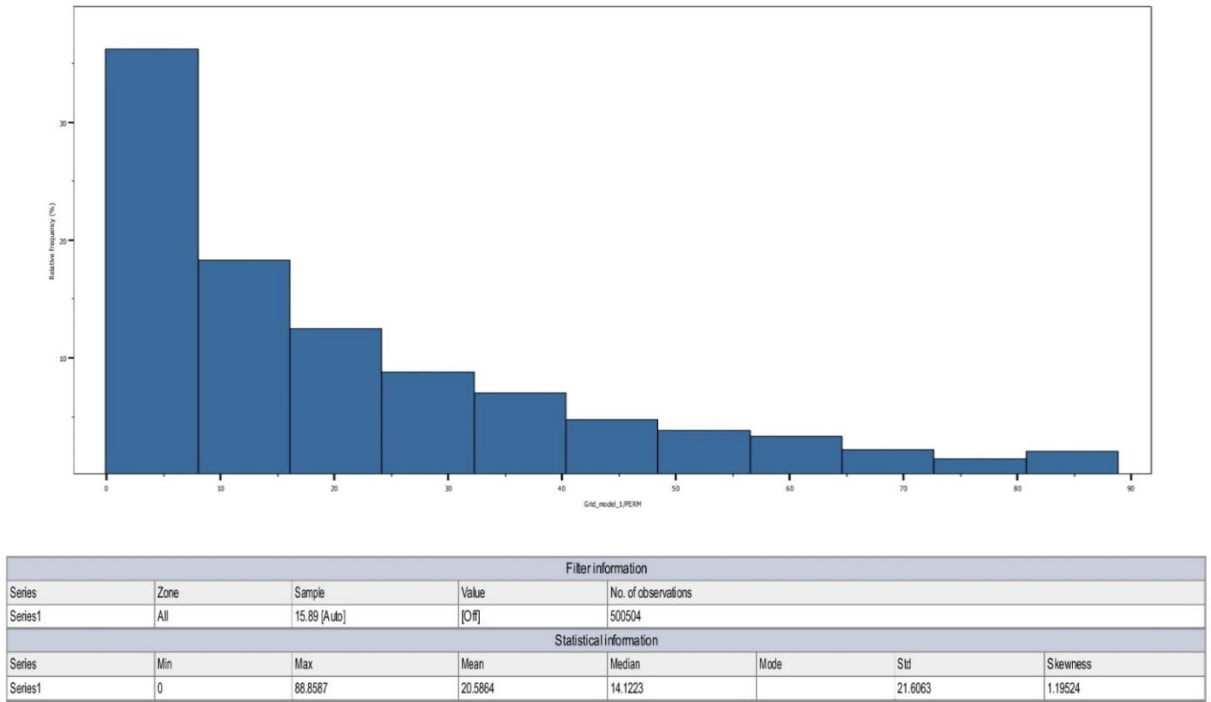


Рис. 40 – Гистограмма распространения проницаемости по геологической модели II-ого НГКМ

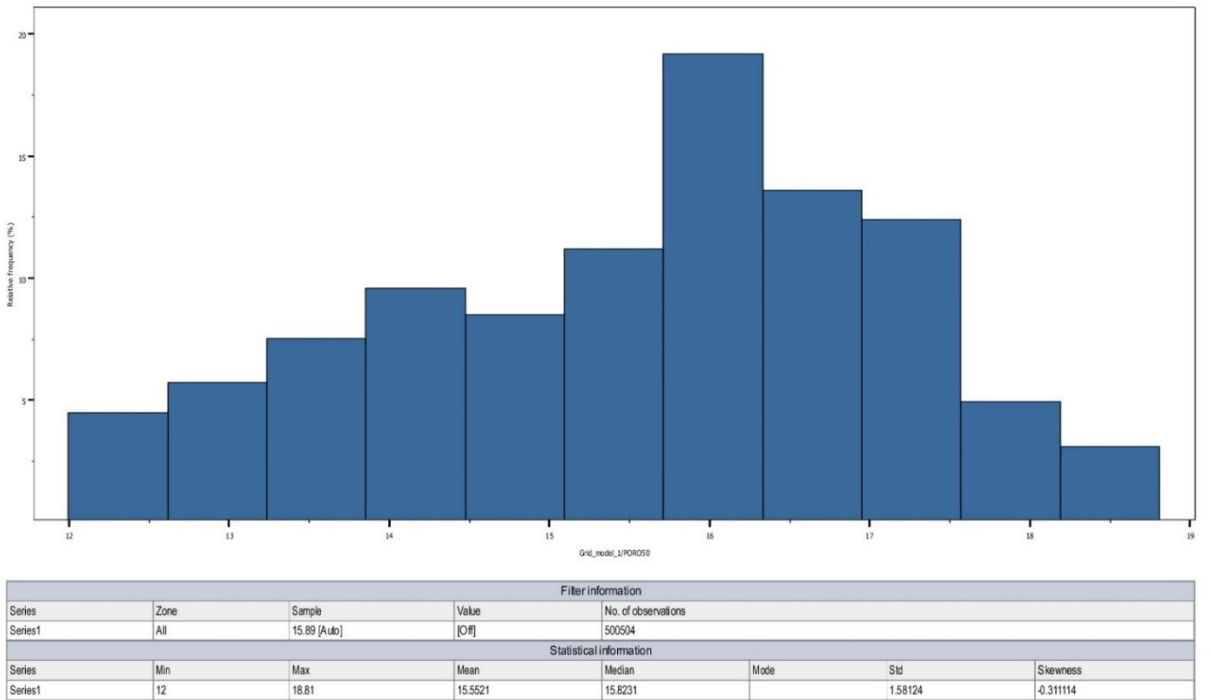


Рис. 41 – Гистограмма распространения пористости по геологической модели II-ого НГКМ

2.2.6. Создание модели насыщения

Построение зависимостей изменения водонасыщенности от ВНК или зеркала чистой воды производилось от эквивалентного радиуса поровых каналов параметра $\sqrt{(K_{пр}/K_p)}$, по функции Леверетта, или параметра FZI (flow zone index — единиц гидравлического потока).

Модель переходной зоны формируется по данным кривых капиллярного давления, результатам интерпретации ГИС или с использованием теоретических зависимостей В.Н. Дахнова. На основе сформированных зависимостей калькулируется куб K_n .

Газонефтяные залежи моделируются с калькулированием первоначально куба водонасыщенности K_v и с учетом наличия остаточной нефти в газовой шапке: $K_g=1-K_v-K_{ност}$. Величина $K_{ност}$ определяется по керну или по данным месторождений-аналогов.

Расчет куба K_n (K_v) был произведен с использованием одной зависимости величины K_v от удаленности ΔH ячейки от поверхности ВНК — $K_v=F(\Delta H)$.

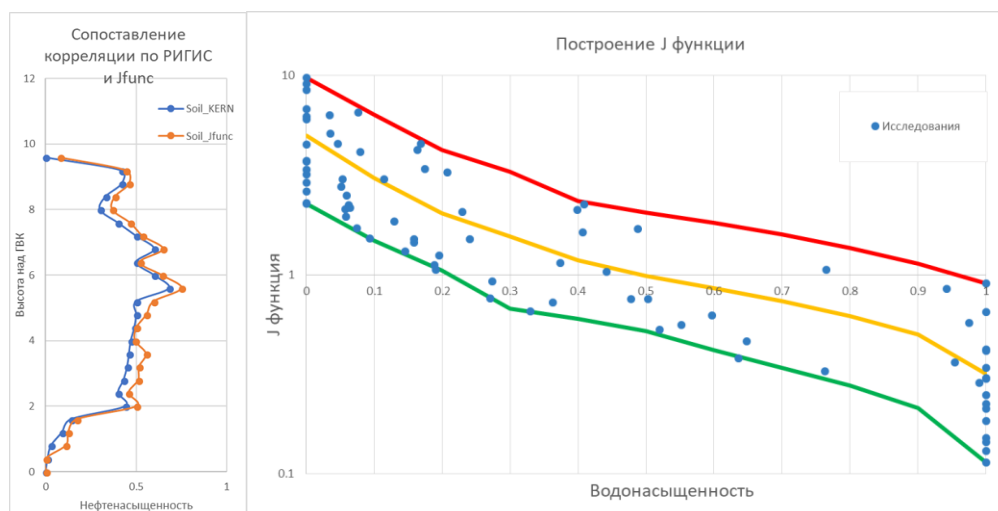


Рис. 42 – Результаты J- функции Леверетта

2.3. Оценка запасов

Оценку запасов углеводородов была выполнена двумя способами, чтобы проконтролировать результат сравнением полученных величин.

Первый способ. По трехмерным гридам ФЕС — суммированием запасов ячеек-коллекторов с учетом поверхностей флюидных контактов:

$$Q3D = \sum_{i=1}^{n} K_{pi} * K_{ni} * NTG_i * V_i, \quad (2.3)$$

где $Q3D$ — интегральный объем запасов нефти (газа) в пласте,

K_{pi} — пористость i -ой ячейки,

K_{ni} — нефтенасыщенность i -ой ячейки (K_{gi} — газонасыщенность),

NTG_i (песчанистость) — доля коллекторов в i -ой ячейке,

V_i — геометрический объем i -ой ячейки с учетом положения флюидных контактов.

Второй способ. По картам нефтенасыщенных (газонасыщенных) толщин, построенным из куба литологии (песчанистости) с использованием фильтра по параметру флюида, нефтенасыщенности или удаленности от ВНК — объемным методом:

$$Q2D = H_{эфф.н} * K_{нсп} * K_{псп} * S \quad (2.4)$$

где $Q2D$ — интегральный объем запасов нефти в пласте,

S — площадь нефтенасыщенных пород,

$K_{псп}$ — средняя пористость продуктивных ячеек-коллекторов,

$K_{нсп}$ — средняя нефтенасыщенность продуктивных ячеек-коллекторов,

$H_{эфф.н}$ — средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, рассчитанная по картам толщин.

2.4. Характеристика целевых пластов

По итогам построения геологических моделей П-ого и Е-ого НГКМ были получены запасы для различных сценариев.

Таблица 4 – характеристика целевых пластов П-ого и Е-ого НГКМ.

Параметры	БУ8 ³ -9	БУ9 ²
Абсолютная отметка глубины кровли, м	2875-2904	2970-3068
Абсолютная отметка ГНК, м	2885	3013
Абсолютная отметка ВНК, м	2896-2906	3040-3070
Размеры залежи, км	12*9	24*18

Средняя толщина пласта, м	73	86
Средняя ГНТ, м	2,4	9,7
Средняя ННТ, м	7,3	8,3
Пористость, д.ед.	0,14	0,18
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,53	0,57
Проницаемость, мД	14	27
Пластовая температура $T_{пл}$, °С	85	84,4
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	29,4...30	29,7...31,7
Вязкость нефти в пл. усл., мПа*с	0,52	0,52
Плотность нефти в ст./пл. усл., кг/м ³	823 / 675	830,7 / 698,9
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,396	1,329
Газосодержание, м ³ /т	170,9	165,8
Вязкость газа в ст. усл., мПа*с	0,847	0,835
Плотность газа в ст./пл. усл., кг/м ³	1 / 0,828	1,107 / 0,799
Содержание C_{5+} , г/м ³	289	401
Вязкость воды в пл. усл., мПа*с	0,36	0,33
Плотность воды в пл. усл., кг/м ³	1003	974

Таблица 5 – Геологические запасы нефти и газа по результатам построения геологической модели

Сценарий	Е-ое НГКМ		П-ое нгкм	
	Нефть	Газ	Нефть	Газ
P10	24 млн т.	2,6 млрд м ³	96 млн т.	88 млрд м ³
P50	19 млн т.	2,5 млрд м ³	77 млн т.	86 млрд м ³
P90	15 млн т.	2,3 млрд м ³	61 млн т.	83 млрд м ³

ГЛАВА 3. СОЗДАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

3.1. Создание прокси-моделей ГДМ

Параллельно с созданием полноценной ГДМ моделью был создан пул прокси-моделей, для просчета различных вариантов разработки, для различных ФЕС, и величин оторочки.

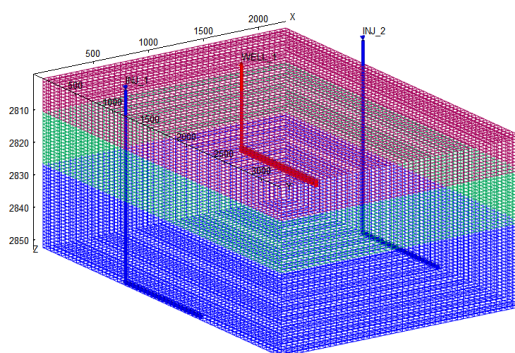


Рис. 43 – Гидродинамическая прокси-модель с ППД водой.

Нами была разработана программа, создающая прокси-модели и .bat файлы для их запуска на расчёт через консоль. Программа представляла из себя три модуля: входные данные, вариации и скважины. В модуле исходных данных была возможность задания таких параметров, как размерность сетки и размер блока, конструкции скважин, ФЕС, и др вручную. В модуле вариации можно задать параметр, предельные значения и шаг вариации, программа автоматически рассчитывает все возможные комбинации параметров и создает нужное количество моделей. В модуле скважины задаются: количество скважин, их заканчивание, перфорации, тип скважины (добывающая/нагнетательная), ограничения по скважинам (забойное давление, дебиты), иерархия скважин. Так основными параметрами для изменения были:

- пористость – от максимальных до минимальных значений;
- проницаемость, (различные зависимости проницаемости от пористости);

– высота нефтяной оторочки и величины газовой шапки/подстилающей воды;

– размер блока.

Полученные модели имитировали различия свойств в разных секторах:

– параметр размера модели;

– в тип заканчивания скважин;

– величина горизонтального ствола, количество ГРП, количество стволов для многозабойной скважины.

Тип поддержания пластового давления:

– газом, полученным с добывающих скважин – выделившийся из нефти газ, прорвавшийся из газовой шапки в пласт;

– газом с бурением газовых скважин;

– водой, отсепарированной от продукции;

– водой с учетом бурения добывающих скважин;

– совместное водогазовое воздействие.

Конструкция скважины	Длина ГС	Межрядное расстояние	Режим разработки
ГС	100	200	Истощение
(М)ГРП	500	500	ППД вода
ННС	1000	1000	ППД газ
ML	1500	1500	
	2000	2000	

Рис. 44 – Матрица вариантов разработки

На основании данных прокси-моделей оптимальным вариантом разработки по экономической оценке для Е-ого месторождения было принято использование горизонтальных скважин с длиной ствола 1500 м (Рисунок 45), межрядным расстоянием от 1,5 до 2 км (Рисунок 46) и поддержанием пластового давления с использованием добытого газа для обратной закачки; для П-ого месторождения – использование горизонтальных скважин с величиной горизонтального ствола 1500 км, и поддержанием пластового

давления закачкой в пласт воды отсепарированной из продукции и из других пластов (бурением водозаборных скважин). Однако при расчетах на прокси-модели не учитывались затраты на обустройство и инфраструктуру для систем ППД.

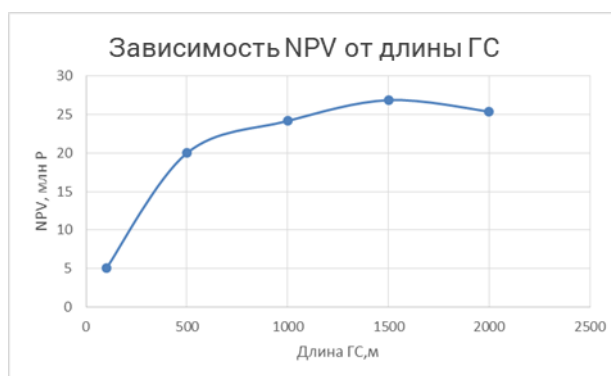


Рис. 45 – График зависимости NPV от длины ГС

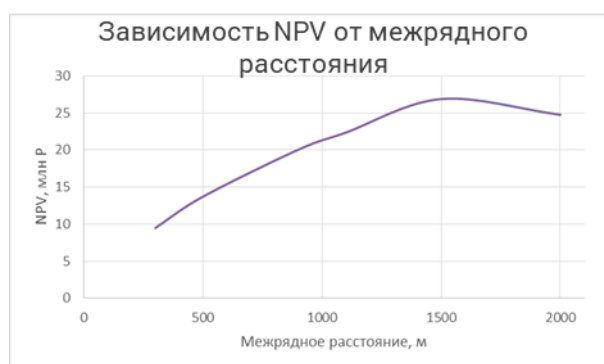


Рис. 46 – График зависимости NPV от межрядного расстояния скважин

3.2. Экспорт данных из ГМ

Для упрощения создания ГДМ из ГМ и конвертации данных был использован инструмент дизайнер моделей. Мы отошли от выгрузки кубов из геологической модели и сконвертировали ее в формат tNavigator, где затем с использованием специального программного обеспечения создали ГДМ.

3.3. Создание сетки (грида)

Файл грид является скелетом всей модели. Именно он отвечает за информацию о структуре модели, на которую впоследствии заносятся свойства. В секцию грид заносятся данные о ФЕС – пористость, NTG

и проницаемости. Ввиду отсутствия подробных данных и для уменьшения размеров модели кубы проницаемости по Y и Z были рассчитаны самим гидродинамическим симулятором, через ключевое слово Арифметик (рисунки 47 и 48).

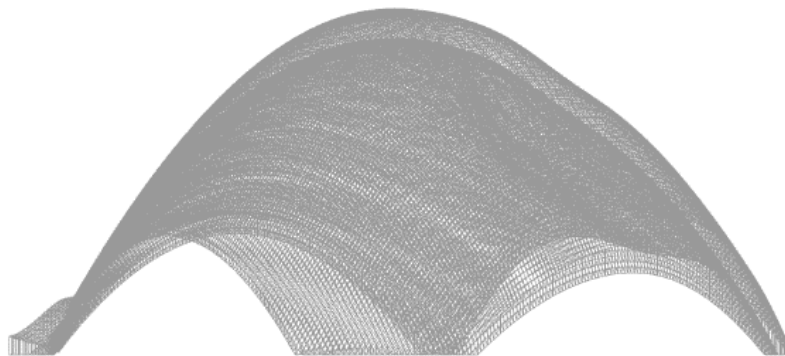


Рис. 47 – Созданная сетка для гидродинамической модели

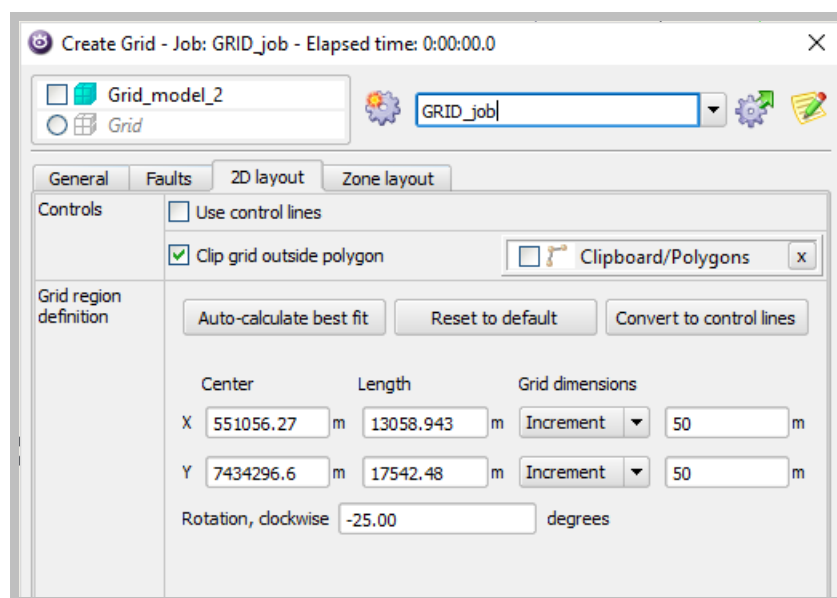


Рис. 48 – Расчет грида в гидродинамическом симуляторе

3.4. PVT-модель

Модель флюида для ГДМ была создана в PVT Дизайнере программного пакета tNavigator.

Предоставленные данные о физико-химических свойствах и составе пластовых флюидов пластов БУ8³-9 и БУ9² П-го и Е-го имеют недостоверный характер, т.к. полноценные исследования не проводились.

Е-ое месторождения является аналогом П-го месторождения, поэтому принята общая фильтрационная модель для обоих месторождений. Жидкая фаза задавалась, как Летучая нефть (PVTO), а газ, как Сухой газ (PVDG).

Настройка флюидальной модели на эксперимент невозможна, т.к. результаты исследования глубинных проб пластовых нефтей не представительны.

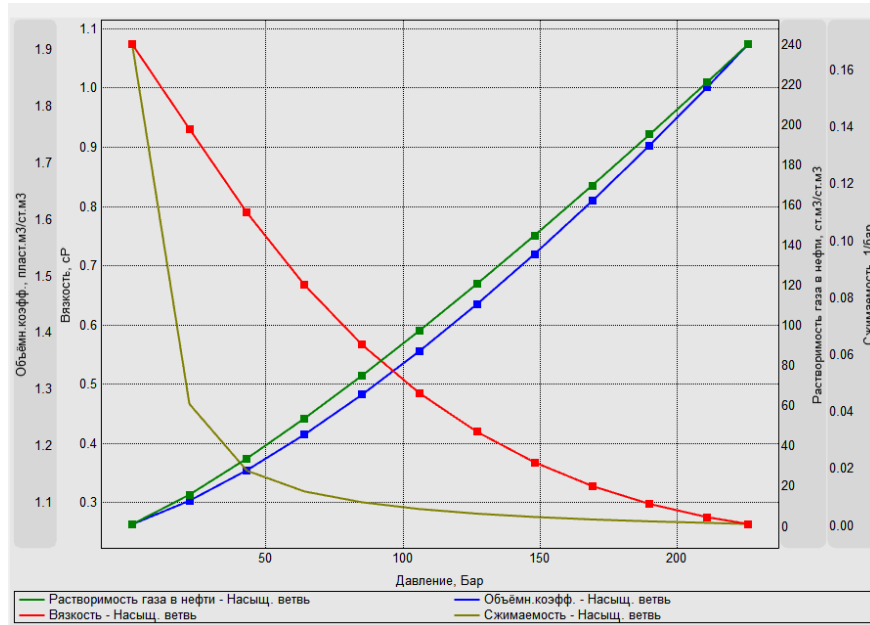


Рис. 49 – График зависимостей PVT характеристик модели Летучая нефть (PVTO)

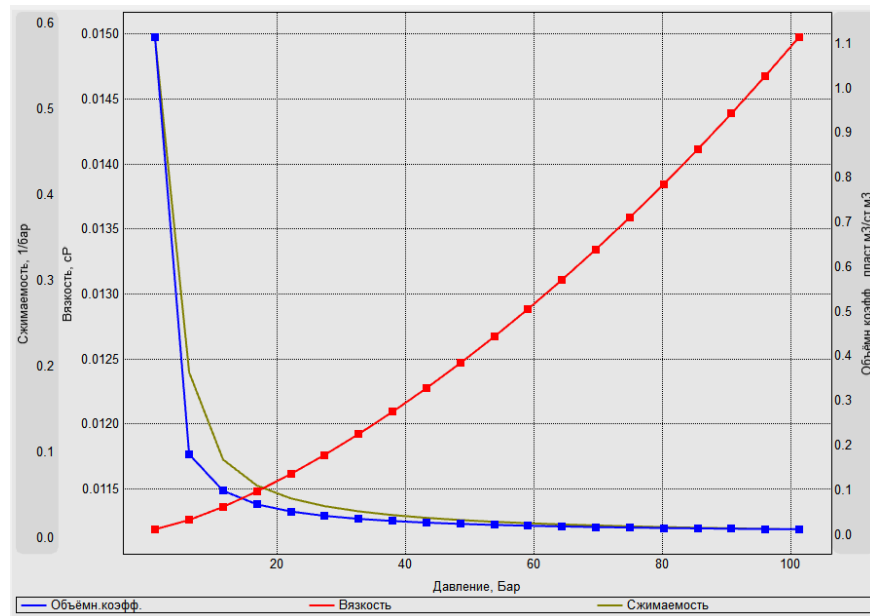


Рис. 50 – График зависимостей PVT характеристик модели Сухой газ (PVDG)

3.5. Относительные фазовые проницаемости

Для использования в ГДМ кривые ОФП необходимо было нормализовать. Затем на основании экспериментов была подобрана средняя кривая, с хорошей корреляцией.

Масштабирование ОФП в системе нефть-вода:

K_{RO} , K_{RW} , K_{RORW} , K_{RWR} – вертикальное масштабирование ОФП. K_{RO} отображает значение относительной фазовой проницаемости при предельной нефтенасыщенности (объём пор – объём, занимаемой остаточной водой). K_{RW} – отображает значение ОФП при предельной водонасыщенности S_{WU} . K_{RORW} и K_{RWR} – показывают значение ОФП при критической водонасыщенности и нефтенасыщенности соответственно.

S_{WU} , S_{WL} , S_{GL} , S_{WOCR} , S_{WOOCR} – вертикальное масштабирование. S_{WL} , S_{GL} – остаточные водонасыщенность и газонасыщенность (экспортируются из геол. модели). S_{WL} – предельная водонасыщенность. S_{WOCR} , S_{WOOCR} критические водонасыщенности и нефтенасыщенности.

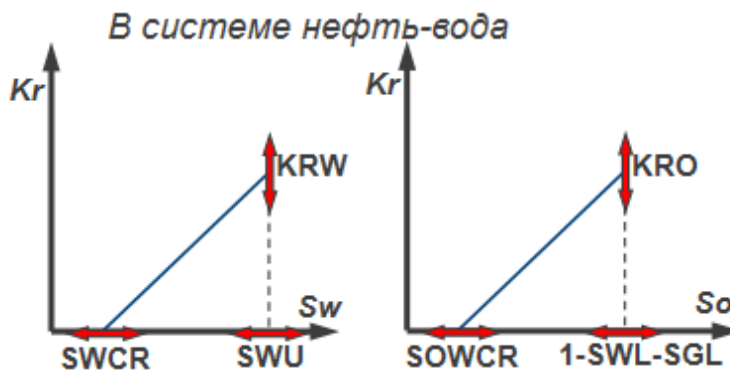


Рис. 51 – Масштабирование ОФП

В модели кривые задавались двухточечным масштабированием.

Для настройки кривых ОФП выбирался сектор пласта с мелкой ячейкой, в который заносились данные по ОФП, а затем, ячейка укрупнялась, расчёты повторялись и ОФП вручную изменялись в пределах изменений по керну до получения схожей динамики обводнения.



Рис. 52 – Двухфазный апскейлинг ОФП

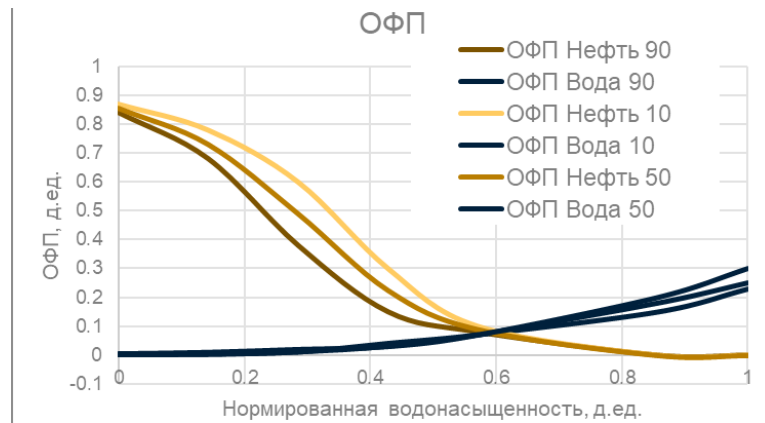


Рис. 53 – График зависимости ОФП (нефть-вода) от водонасыщенности

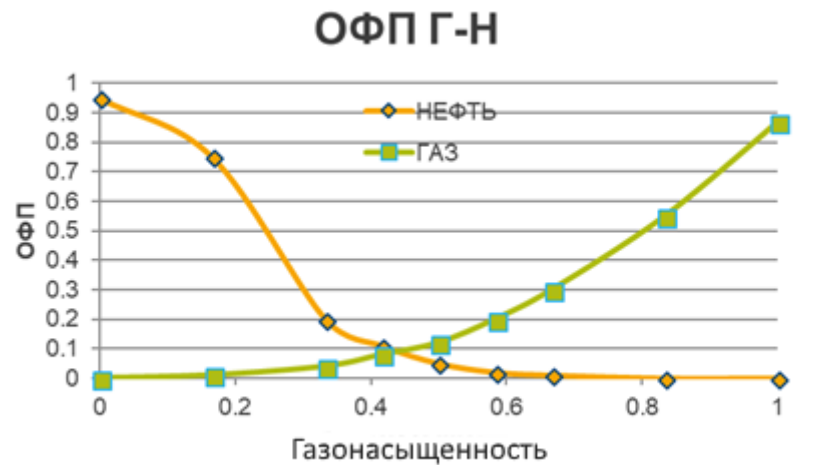


Рис. 54 – График зависимости ОФП (нефть-газ) от газонасыщенности

3.6. Инициализация модели

Для инициализации модели использовались ключевые слова TZONE, JFUNC, EQUIL, и данные о поведении джейфункции при различной водонасыщенности, указанные в файле с зависимостями ОФП.

Модель инициализировалась равновесным способом:

1. Вычисляется давление в нефтяной фазе (P_{oil}) вверх и вниз от точки отсчёта;
2. Определяется давление на заданном контакте;
3. Вычисляется давление в водяной фазе путем вычитания капиллярного давления, заданного на контакте и капиллярного давления;
4. Вычисляется давление в водяной фазе вверх и вниз от точки контакта согласно гидростатике;
5. После расчета давлений во всех фазах согласно $Jfunc$, находится значение водонасыщенности в каждой ячейке согласно разнице давлений фаз $P_c(S_w) = P_{oil} - P_{wat}$.

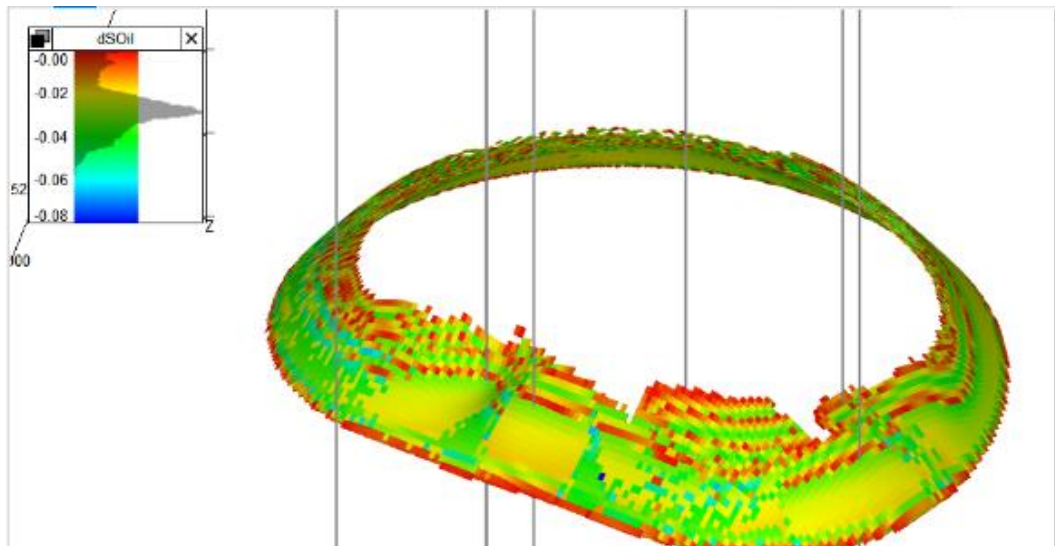


Рис. 55а – Модель насыщения П-го НГКМ, вид сверху

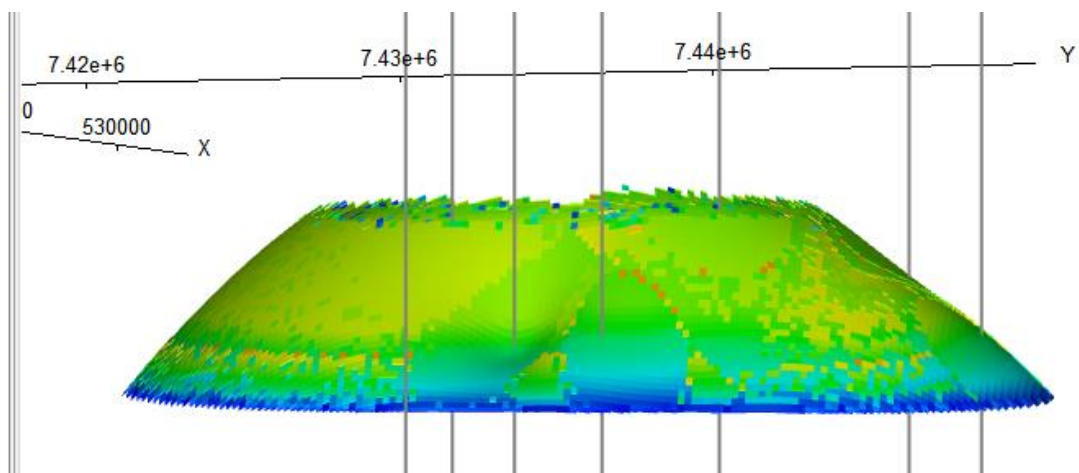


Рис. 56б – Модель насыщения П-го НГКМ, вид сбоку

После инициализации модели, полученные кубы насыщенностей были запущены на расчёт без скважин, для того чтобы удостовериться в отсутствии перетоков между блоками. Затем эти кубы были сравнены с кубами на геологической модели путем вычитания куба насыщенности по геологии из куба насыщенности по ГДМ – в результате был получен куб разницы насыщений, показывающий погрешность при инициализации модели. Так погрешность составила 2 процента, что является хорошим показателем.

Согласованность массивов модели проверялась следующими условиями:

1. $SWL \leq SWCR$ – Связанная вода – минимальная водонасыщенность, которая может быть в пласте;
2. В чисто водяной зоне и переходной зоне подвижная вода ≥ 0 ;
3. Выше ВНК (там, где появляется первая подвижная нефть) коэффициент вытеснения не может быть отрицательным по определению ВНК. $Soil-SOWCR \geq 0$.

3.7. Контроль скважин и ограничения

Добывающие скважины управлялись ограничением по забойному давлению и газовому фактору. Исследования показали, что скважины, которые отключаются при превышении условия по газовому фактору, по окончании периода разработки добывают большее количество нефти, чем скважины, которые продолжают работу. Это связано с тем, что прорывающиеся к скважинам языками газовая и водяная фазы оказывают негативное влияние на ОФП по нефти, уменьшая ее, в то время как закрытие скважины способствует восстановлению давления в зоне дренирования и восстановлению кривизны ВНК и ГНК (диверсификация конусообразования). При этом добыча нефти на критическом дебите (дебит, при котором контролируется форма конуса таким образом, чтобы исключить или максимально уменьшить вероятность прорыва газа из газовой шапки или подстилающей воды

в скважину) не является рентабельной в связи с высокими капитальными вложениями на старте и долгим периодом получения положительного денежного потока.

Максимальные депрессии по управлению группой приняты по 25 атм. Для групп были заданы ограничения по количеству жидкости и газовому фактору

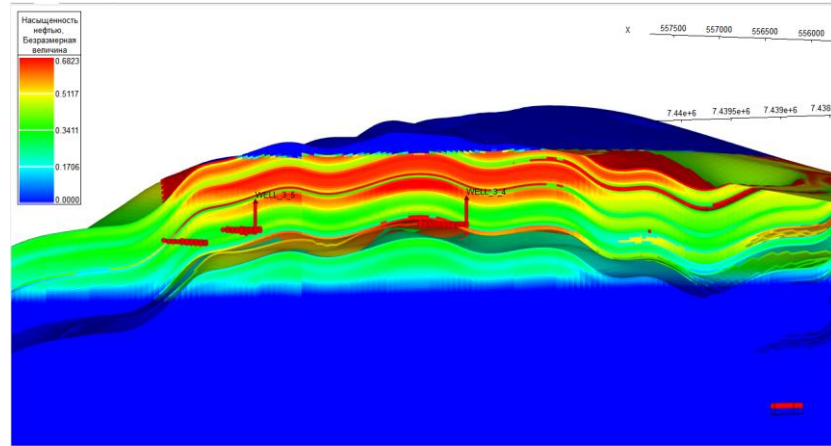


Рис. 57а – Нефтенасыщенность II-го НГКМ в разрезе

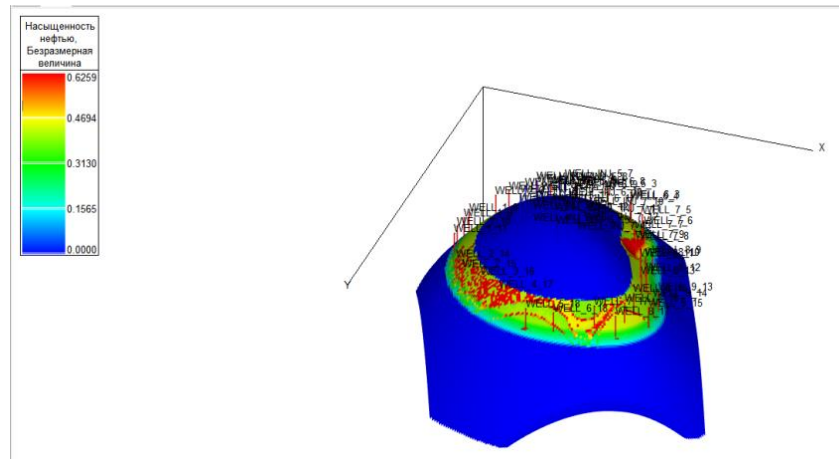


Рис. 58б – Нефтенасыщенность II-го НГКМ

3.8. Технологическая схема месторождения

Профили добычи, полученные по результатам гидродинамического моделирования, наложенные на график бурения и ввода скважин по вариантам P10, P50, P90 представлены ниже (рисунок 59-67).

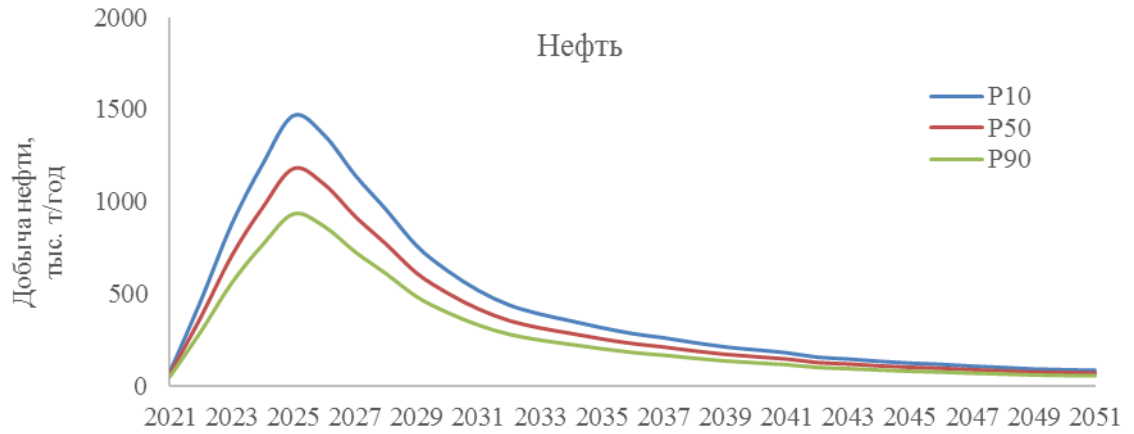


Рис. 59 – Профили добычи нефти П-ого месторождения. Нефтяные скважины

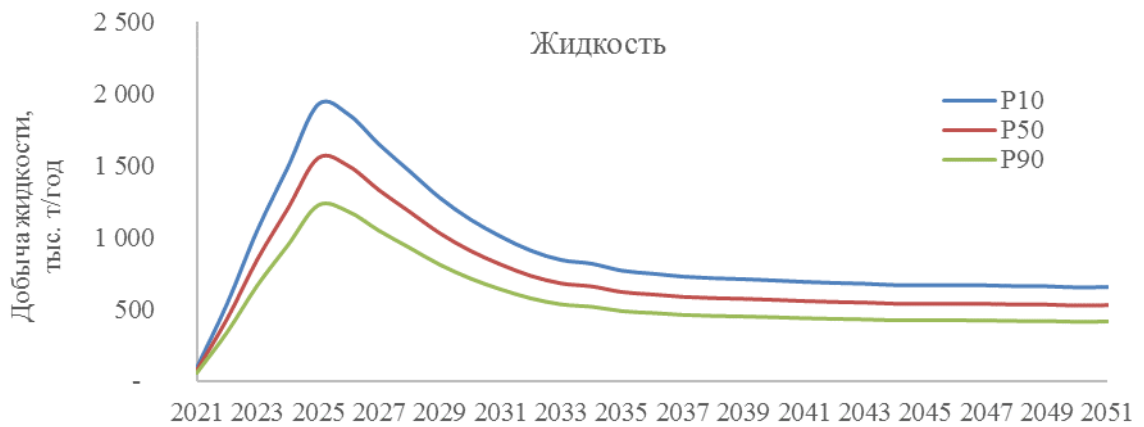


Рис. 60 – Профили добычи жидкости П-ого месторождения. Нефтяные скважины

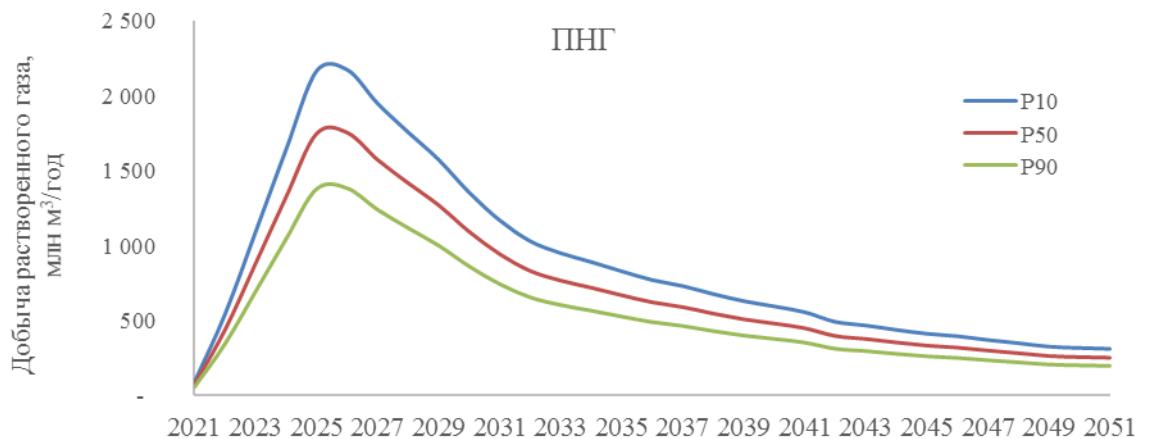


Рис. 61 – Профили добычи ПНГ П-ого месторождения. Нефтяные скважины

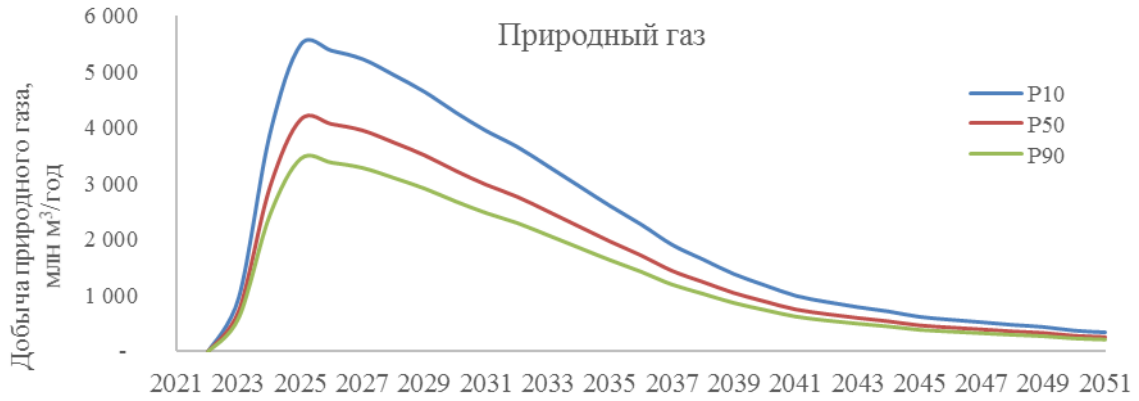


Рис. 62 – Профили добычи ПГ П-ого месторождения. Газовые скважины

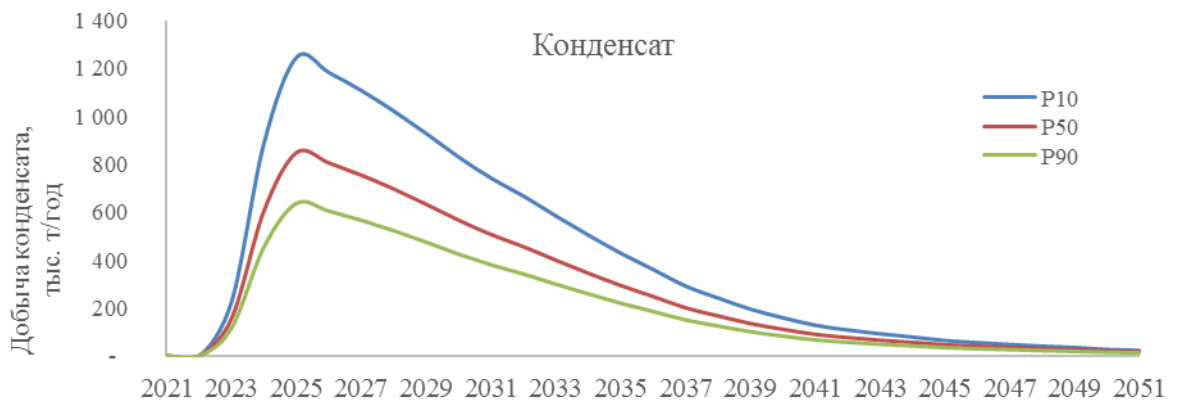


Рис. 63 – Профили добычи конденсата ПГ П-ого месторождения. Газовые скважины

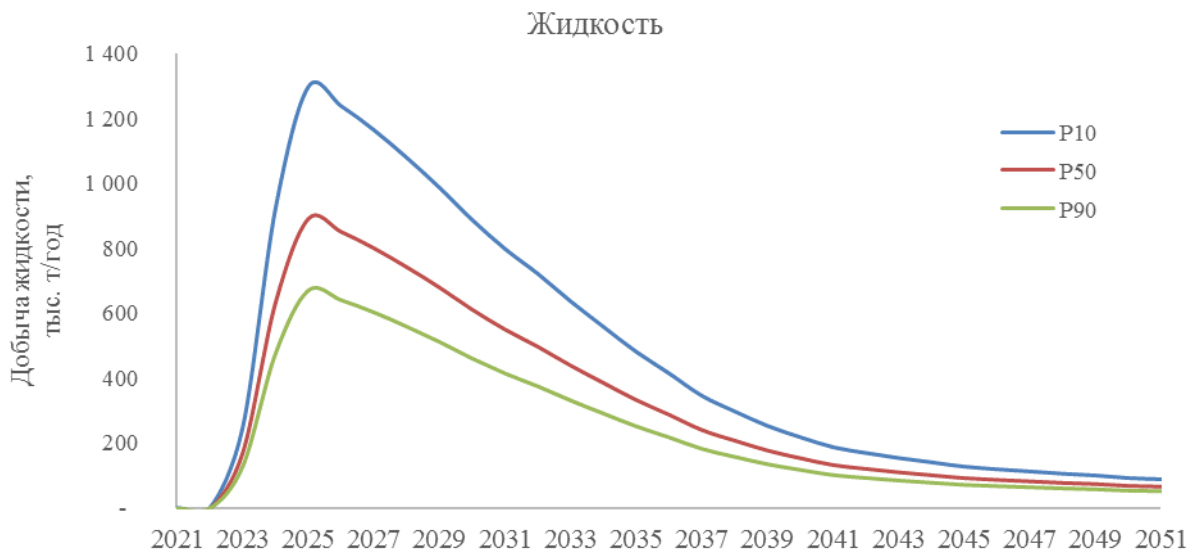


Рис. 64 – Профили добычи жидкости П-ого месторождения. Газовые скважины

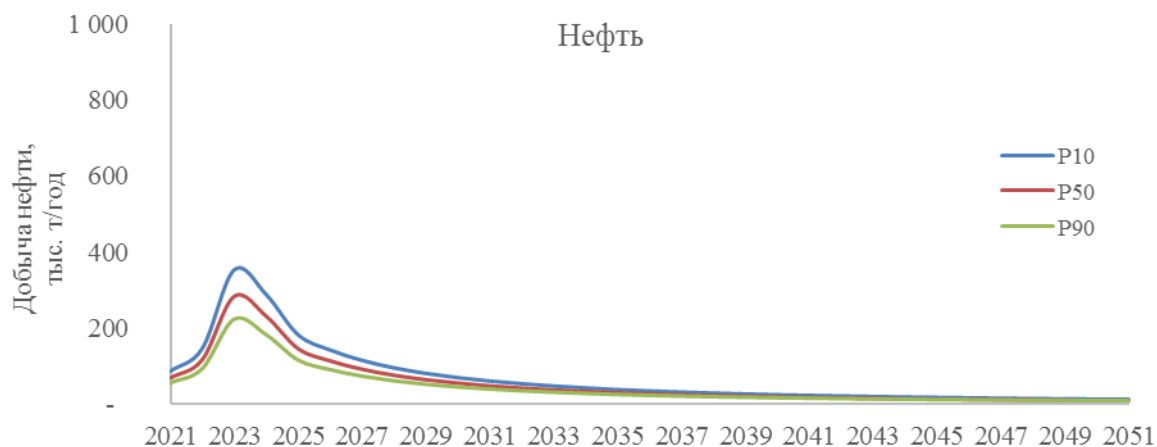


Рис. 65 – Профили добычи нефти Е-ого месторождения

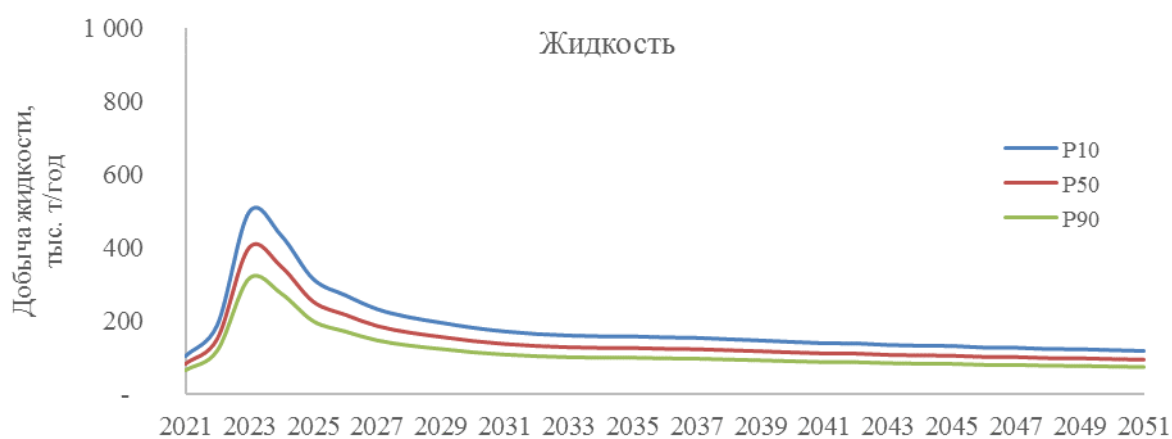


Рис. 66 – Профили добычи жидкости Е-ого месторождения

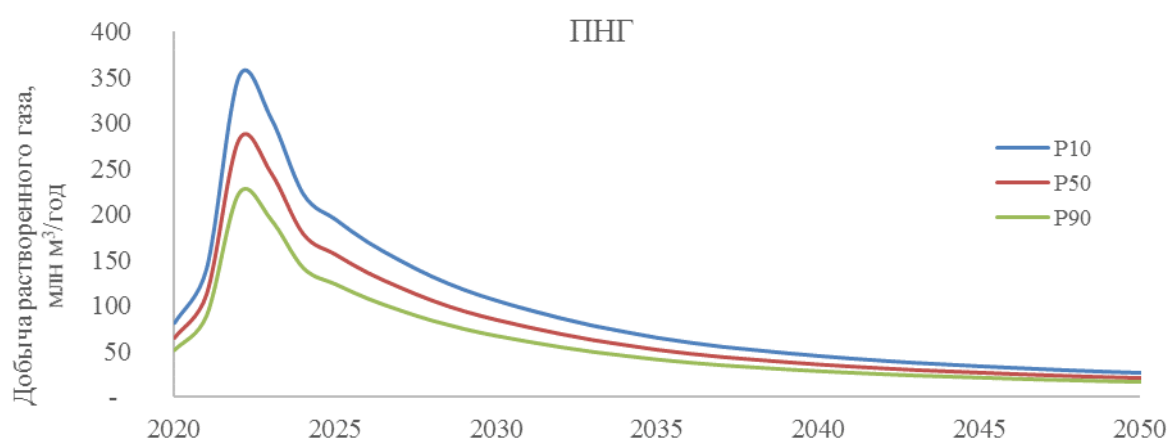


Рис. 67 – Профили добычи ПНГ Е-ого месторождения

ГЛАВА 4. КОНЦЕПЦИЯ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

При формировании подходов к обустройству нефтяных оторочек Е-го и П-го месторождений были решены следующие задачи:

1. Анализ имеющейся инфраструктуры.
2. Базовая концепция обустройства.
3. Кустование скважин и расчет системы сбора скважинной продукции.
4. Выбор схемы подготовки продукции.
5. Расчет баланса электронагрузок, выбор схемы энергоснабжения.
6. Выбор варианта внешнего транспорта нефти и газа.

4.1. Анализ имеющейся инфраструктуры

На рассматриваемых активах П-ом и Е-ом ведется разработка сеноманской газовой залежи компанией ООО «Газпром добыча Уренгой» ПАО «Газпром».

На П-ом м/р расположена УКПГ-16С ($Q_r=29,5$ млрд м³/год, абсорбционная осушка газа, техническими условиями ООО «Газпром добыча Уренгой» предусматриваются требования по составу сдаваемого газа – СТО Газпром 089-2010) (Рисунок 68). Также на П-ом месторождении построена развернутая газосборная сеть, ВЛ, ВЖК, промышленные автодороги и ПС «П-ая» (110/10 кВ, 1x16 МВА, ООО «ГазпромЭнерго»). До П-го НГКМ существует а/д с твердым покрытием «Уренгой – П-ое м/р» и межпромысловая а/д «П-ое м/р – Е-ое м/р». В 20 км от П-го НГКМ проходит ж/д «Ямбург – Уренгой», которая на данный момент неактивна, но в будущем может быть стратегически важным элементом внешнего транспорта. Внешний транспорт газа осуществляется через подключение к МГ «Ямбург – Елец I».



Рис. 68 – Имеющаяся инфраструктура на П-ом месторождении

На Е-ом НГКМ расположена УКПГ-11В ($Q_r=5$ млрд м³/год, $Q_k=1,75$ млн т/год, низкотемпературная абсорбция, техническими условиями ООО «Газпром добыча Уренгой» не предусматриваются требования по составу сдаваемого газа) (Рисунок 69). На месторождении, как и на П-ом, развернуты газосборные сети и промысловые автодороги, ВЛ промысловые и одноцепная 40 км ВЛ «Оленья – П-ое» 110 кВ, построена ПС «Оленья» (220/110 кВ, 2x125 МВА, ПАО «ФСУ ЕЭС»). На территории промысла существует ВЖК и вахтовый поселок. От Е-го м/р проложена а/д с твердым покрытием до г. Новый Уренгой, п. Ямбург и П-го НГКМ. В 13 км от Е-го НГКМ проходит МК «Ямбург – Уренгой». Внешний транспорт газа с Е-го м/р осуществляется через подключение к МГ «Уренгой – Центр I, II».






Рис. 69 – Имеющаяся инфраструктура на Е-ом месторождении

4.2. Базовая концепция обустройства

В условиях разработки 2-х активов, первоначальным шагом при формировании концепции обустройства необходимо было выбрать центр сбора продукции данных месторождений, минимизировав тем самым затраты на капитальное строительство. Основными критериями выбора стали объекты строительства, меняющие свою стоимость в зависимости от центра сбора: дожимная насосная станция, напорный нефтепровод между месторождениями и нефтепровод внешнего транспорта. Параметры и изменения стоимости объектов представлены в Таблице 6.

Таблица 6 – Затраты на капитальные вложения по ключевым объектам сравнения в зависимости от центра сбора, сценарий P50

	Центр Показатель	П-ое НГКМ	Е-ое НГКМ
 ДНС	Производительность	400 тыс. т/год	1 500 тыс. т/год
	CAPEX	859 млн руб.	2 314 млн руб.
 НП «П-е – Е-ое»	Диаметр трубопровода	d = 159 мм	d = 219 мм
	CAPEX	1 871 млн руб.	2 147 млн руб.
 НП «НГКМ – НПС-2»	Диаметр трубопровода	115 км	98 км
	CAPEX	6 726 млн руб.	5 733 млн руб.
	ΔNPV	✓	X
		1 040 млн руб.	

Таким образом, центром сбора и подготовки нефти за базовый вариант принято П-ое месторождение (Рисунок 70), это обусловлено величиной его запасов по отношению к запасам Е-го месторождения, что сказывается на величине суммарных капитальных затрат. Центр сбора и подготовки газа выбран также на П-ом м/р из-за близости точки сдачи товарного газа.

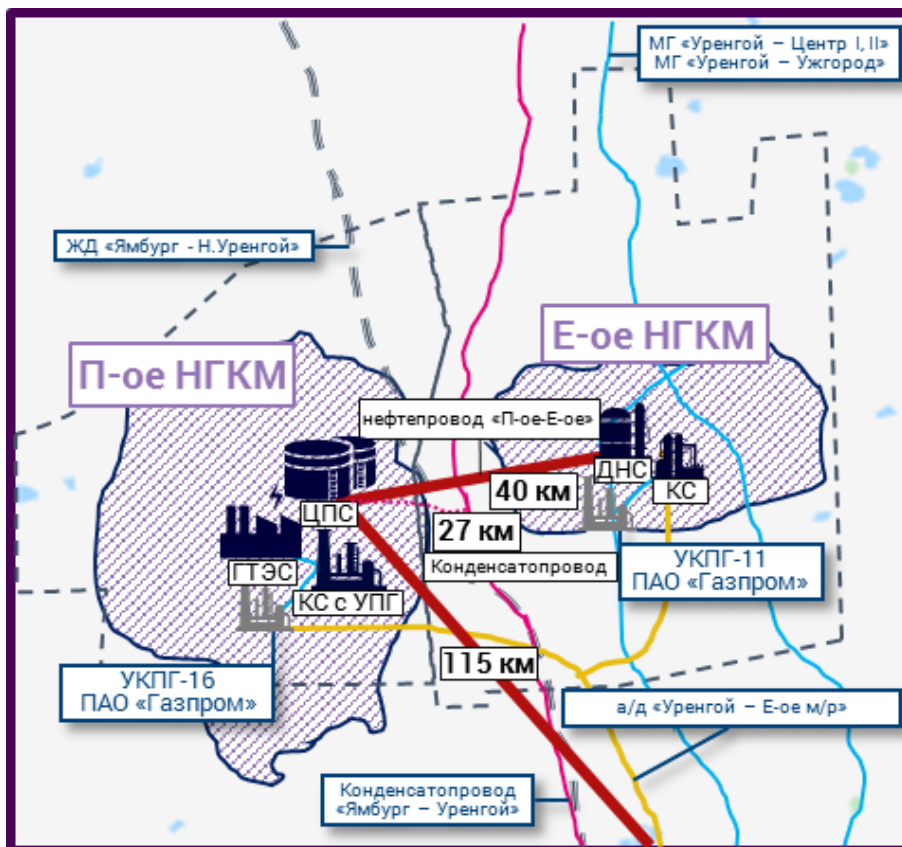


Рис. 70 – Схема обустройства П-го и Е-го месторождений

Состав объектов и сооружений на вариант Р50:

1. П-ое месторождение (кейс «нефть»)

– Бурение – 26 нефтяных скважины.

– Кусты нефтяных скважин – 6 шт.

– Нефтесборные сети – 63,2 км.

– Воздушные линии электропередач (ВЛ 10 кВ) – 63,2 км.

– ЦПС производительностью 1,9 млн тонн жидкости в год.

– ГТЭС «П-ая» 24 МВт.

– Напорный нефтепровод «ЦПС «П-ое» – НПС «Уренгойская» (Ø325 мм) – 60 км.

– Объекты непромышленного строительства:

- Административно-бытовой корпус, (27 человек);
- Общежитие, (35 человек);
- ХАЛ;

- Склад МТР теплый;
- Насосная станция водоснабжения;
- БСО.

– Куст поглощающих скважин – 4 скважины.

2. П-ое месторождение (кейс «газ»)

– Бурение – 16 газовых скважин.

– Кусты газовых скважин – 1 шт.

– УПГ производительностью 7,5 млрд м³ – по газу в год, 1 млн тонн конденсата в год.

– КС производительностью 7,5 млрд м³ в год.

– Газопровод «УПГ «П-ое» – УКПГ-16С П-го мр (d = 426 мм) – 5 км.

– Газосборные сети – 3,1 км.

– Воздушные линии электропередач (ВЛ 10 кВ) – 3,1 км.

3. Е-ое месторождение (кейс «нефть»)

– Бурение 13 нефтяных скважин.

– Кусты нефтяных скважин – 2 шт.

– Строительство ДНС производительностью 0,4 млн. т. жидкости в год.

– КС мощностью 0,25 млрд. м³ в год.

– Нефтесборные сети - 5,8 км.

– Газопровод «КС «Е-ое» – УКПГ-11 Е-го мр (d = 159 мм) – 3,2 км.

– Воздушные линии электропередач (ВЛ 10 кВ) – 5,8 км.

В базовом варианте нефть Е-го месторождения по нефтесборным сетям будет приходить на ДНС «Е-ая», сепарироваться, и далее жидкость будет направляться по напорному нефтепроводу 40 км на ЦПС П-го НГКМ. Отделяемый на ДНС попутный нефтяной газ направляется на КС «Е-ая», где компримируется и направляется на УКПГ-11В ПАО «Газпром» (данная УКПГ мощностью 5 млрд м³/год технически способна принимать «жирный» газ, что способствует монетизации ПНГ). Нефтесборные сети приняты в подземной прокладке в теплоизоляции, напорный нефтепровод принят в надземной

прокладке в теплоизоляции без оборудования скин-системой. Газопровод внешнего транспорта принят в подземном исполнении в теплоизоляции.

В базовом варианте нефть П-го месторождения по нефтесборным сетям и жидкость по напорному нефтепроводу с Е-го месторождения будет приходить на ЦПС «П-ая», сепарироваться, подготавливаться и далее товарная нефть будет направляться по напорному нефтепроводу на НПС «У-ая» и далее в трубопроводную систему ПАО «Транснефть» (магистральный нефтепровод «Заполярье – Пурпе»). Базовой концепцией разработки не предусматривается система поддержания пластового давления, в связи с этим объемы добываемой пластовой воды утилизируются закачкой в пласт. Нефтесборные сети приняты в подземной прокладке в теплоизоляции, напорный нефтепровод принят в надземной прокладке в теплоизоляции без оборудования скин-системой. Газопровод внешнего транспорта принят в подземном исполнении в теплоизоляции.

Отделяемый на ЦПС попутный нефтяной газ направляется на КС «П-ая», где компримируется и направляется на подготовку на УПГ «П-ая» (учитывая значительные объемы добываемого природного газа и ПНГ на П-ом НГКМ, запланировано строительство на месторождении УПГ с НТС), по мере падения пластового давления газоконденсатных пластов, природный газ после первичной сепарации на УПГ направляется на компримирование на КС «П-ая».

Продукция газоконденсатных скважин П-го месторождения по газосборным трубопроводам будет приходить на УПГ «П-ая», на которой:

1. получается сухой отбензиненный газ, который направляется на УКПГ-16С ПАО «Газпром» (данная УКПГ технически способна принимать только «сухой» газ);
2. нестабильный конденсат, который будет направляться по конденсатопроводу в МК «Ямбург – Уренгой».

4.3. Кустование скважин и расчет системы сбора скважинной продукции

Исходя из информации по добыче, расположению и количеству скважин, было рассчитано кустование. Задавшись ограничением по грузоподъемности буровой установки и правилам промышленной безопасности, были рассчитаны максимально возможные длины стволов скважин и величины отхода от устья до точки входа в пласт. По радиусам кустования были определены оптимальные положения кустовых площадок.

Для расчета кустов необходимо произвести следующие шаги:

1. Расчет максимальной длины скважины по стволу для двух типов буровых установок 4500 (270 тонн) и 5000 (320 тонн)
2. Расчет максимального отхода от устья скважины до точки входа в пласт для двух типов буровых установок
3. Расчет длины скважины по стволу для каждой скважины
4. Расчет временных показателей строительства для каждой скважины
5. Расчет стоимости строительства для каждой скважины
6. Расчет капитальных затрат бурения на месторождение для двух типов буровых установок
7. Расчет капитальных затрат на обустройство и инженерную подготовку для двух типов буровых установок
8. Сравнение полученных стоимостных показателей по кустованию двух вариантов, определение наиболее выгодного.

Расчет максимальной длины скважины по стволу для двух типов буровых установок 4500 (270 тонн) и 5000 (320 тонн). Для этого были рассчитаны максимально возможная длины горизонтальных скважин, при применении станка грузоподъемностью 270 и 320 тонн. Также была рассчитана максимально возможная длина скважины согласно ПБ при спуске обсадных колонн.

Для секций – направление, кондуктор были произведены проверочные расчеты на возможность применения данного типа буровой установки: определить вес секции (вес секции = длина * вес) и определить вес секции в соответствии с правилами безопасности (Вес секции ПБ = вес секции / 0,9), полученный результат необходимо сравнить с грузоподъемностью буровой установки.

Для секций эксплуатационная колонна и хвостовик была рассчитана максимальная длина скважины и проведены проверочные расчеты по определению максимально возможного веса секции ПБ, максимальной длины скважины до точки Т1 – точки входа в продуктивный пласт, максимальной длины скважины до точки Т3, и проверке возможности спуска хвостовика с применением данного типа БУ.

Затем была определена максимально возможная длина скважины согласно ПБ при бурении под эксплуатационные колонны МДЭк: рассчитан вес каждой секции элементов КНБК, просуммирован вес всех элементов КНБК, рассчитан максимально возможный вес буровой установки согласно ПБ, вес секции бурильных труб, длины секции бурильных труб, длины скважины по стволу до точки Т1, длины скважины по стволу до точки Т3.

Расчет максимального отхода от устья скважины до точки входа в пласт для двух типов буровых установок согласно ПБ при бурении под эксплуатационную колонну:

$$A_i = \sqrt{(MD_{T3} - KOP - L_{гс})^2 - (TVD - KOP)^2} \quad (4.1)$$

Расчет длинны скважины по стволу для каждой скважины. После выбора схемы разработки, вариантов был произведен расчет длины скважины по стволу для каждой скважины и определен отход от вертикали (Рисунок 71).

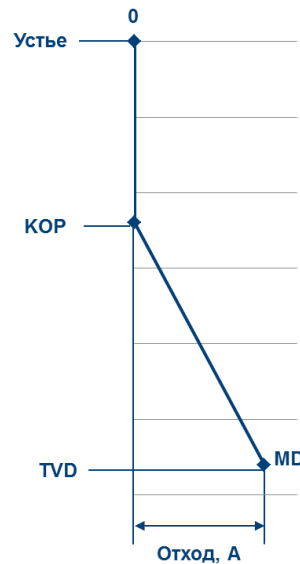


Рис. 71 – Отход от вертикали

При расчете были приняты допущения:

1. Не учтено увеличение MD из-за участков кривизны
2. Не учтено азимутальное искривление

$$MD_i = KOP + \sqrt{(TVD_i - KOP_i)^2 + A_i^2} + L_{гор} \quad (4.2)$$

Расчет временных показателей строительства для каждой скважины. Рассчитываем глубину каждой секции по стволу для типовой скважины и время на механическое бурение каждой секции по следующей формуле

$$T_{бур\ секции} = \frac{L_{секции}}{V_{мех\ секции}} \quad (4.3)$$

Далее необходимо рассчитать время строительства каждой секции по следующей формуле

$$T_{секции\ без\ НПВ} = T_{бур\ секции} + T_{доп\ секции} \quad (4.4)$$

- а. Определяем общее время строительства скважины
- б. Добавляем 5% времени на непроизводительные операции (простои, задержки, аварии и т.д.)

Расчет стоимости строительства для каждой скважины. Необходимо рассчитать стоимость каждой скважины исходя из ее индивидуальной длины

Для расчета стоимости на скважину:

a.Используем разовую ставку ВМР

b. Рассчитываем затраты бурения

$$C_{\text{бур}} = T_{\text{бур с НПВ}} * C_{\text{бурения за сутки}} \quad (4.5)$$

c.Рассчитываем затраты освоения, которые зависят от времени подготовительно-заключительных работ к ГРП (ПЗР к ГРП) и проведения ГРП (исходные данные)

$$C_{\text{осв}} = (T_{\text{ПЗР к ГРП}} + T_{\text{ГРП}}) * C_{\text{освоения за сутки}} + C_{\text{ГРП}} \quad (4.6)$$

d. Рассчитываем суммарные затраты на скважину

$$C_{\text{сум}} = C_{\text{ВМР}} + C_{\text{бур}} + C_{\text{осв}} \quad (4.7)$$

Расчет капитальных затрат бурения на месторождение для двух типов буровых установок. Рассчитываем суммарные затраты по формуле 12:

$$C_{\text{сумма бурения}} = C_{\text{скв1}} + C_{\text{скв2}} + \dots \quad (4.8)$$

Расчет капитальных затрат на обустройство и инженерную подготовку для двух типов буровых установок. Затраты на обустройство и инженерную подготовку первого скважины куста были приняты за 55 млн. руб., каждая последующая скважина на куст добавляет 7 млн. руб. За ограничение было принято максимальное количество скважин на куст – 24. Затем были рассчитаны суммарные затраты:

$$C_{\text{сумма инж.подготовка}} = C_{\text{кп 1}} + C_{\text{кп 2}} + \dots \quad (4.9)$$

Исходя из информации по добыче, расположению и количеству скважин, было рассчитано кустование. Задавись ограничением по грузоподъемности буровой установки и правилам промышленной безопасности, были рассчитаны максимально возможные длины стволов скважин и величины отхода от устья до точки входа в пласт. По радиусам кустования были определены оптимальные положения кустовых площадок (Рисунок 72, 73)

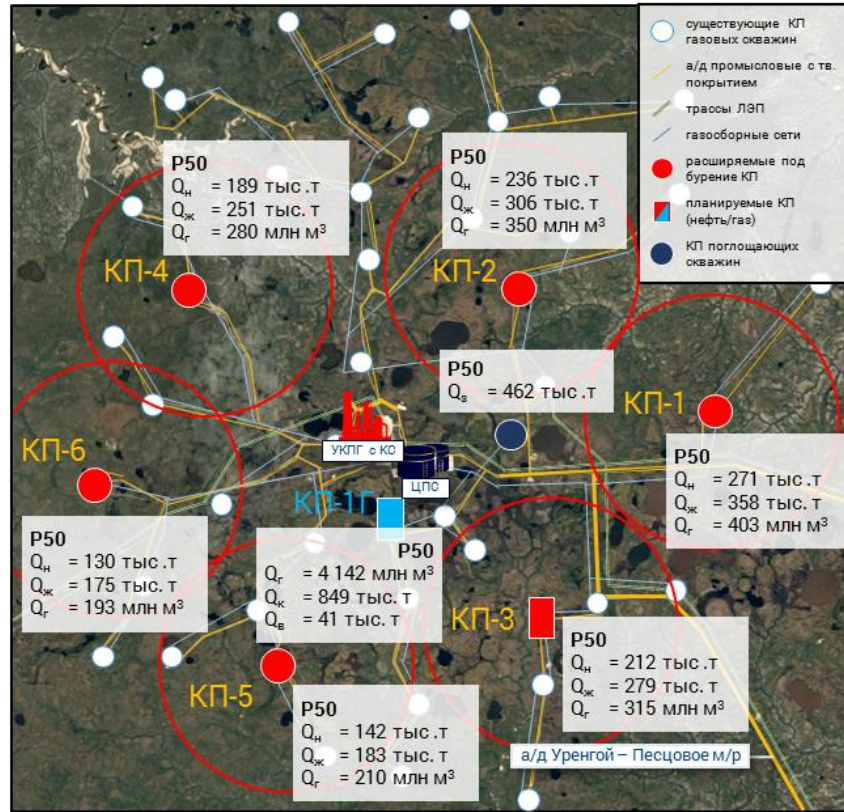


Рис. 72 – Размещение кустов на П-ом м/р

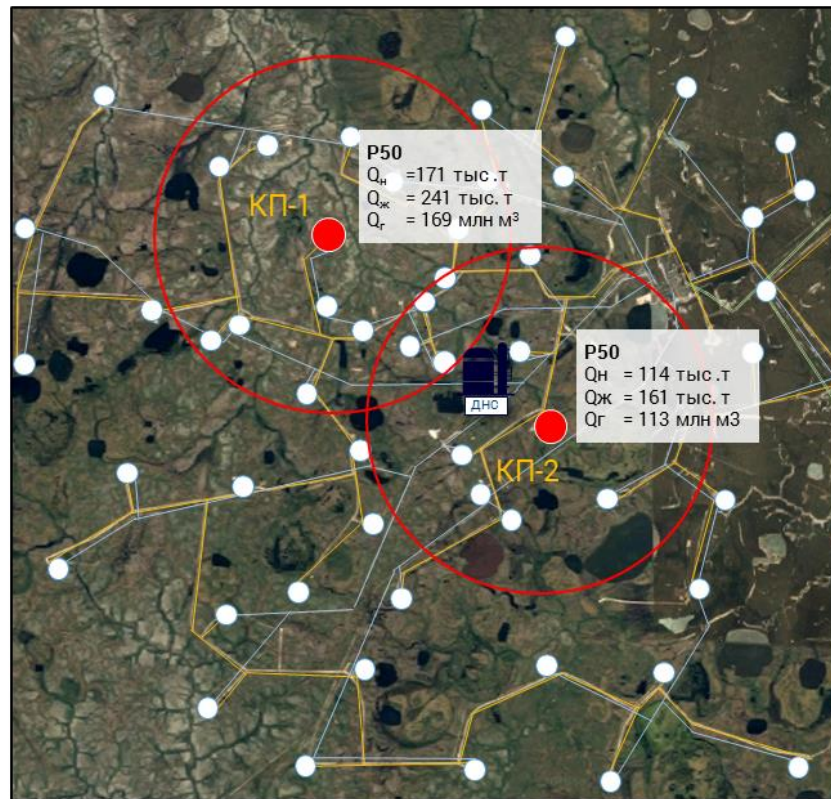


Рис. 73 – Размещение кустов на Е-ом м/р

За счет имеющейся промысловой инфраструктуры на П-ом и Ен-ом м/р проектом заложено строительство 2-х кустов – газовых скважин и нефтяных на П-ом м/р. Уже существующие площадки кустов скважин ПАО «Газпром» планируется расширить и производить бурение остальных скважин. Подробная информация о количестве кустов и скважин представлена в Таблице 7.

Таблица 7 – Количество кустов и скважин

НСК	Длина, км	Условный проход, мм
П-ое		
КП-1 - ЦПС	12	DN150
КП-2 - ЦПС	9,2	DN150
КП-3 - ЦПС	8,1	DN150
КП-4 - ЦПС	10,5	DN150
КП-5 - ЦПС	10,6	DN150
КП-6 - ЦПС	12,8	DN100
КП-1Г	3,1	DN300
Е-ое		
КП-1 - ДНС	3,1	DN150
КП-2 - ДНС	2,7	DN100

Логистика. В районе расположения месторождений уже существует развитая транспортная инфраструктура (Рисунок 64). Непосредственно между П-ым и Е-им месторождениями проходит железная дорога «п. Ямбург – Новый Уренгой» с возможным дальнейшим транспортом до ст. Коротчаево, где расположен ближайший нефтеналив, который будет рассматриваться как один из вариантов внешнего транспорта нефти. На данный момент ж/д «п. Ямбург – Новый Уренгой» не используется, но, с учетом потенциала кластера месторождений Уренгойской группы, проработка варианта с использованием ж/д транспорта также возможна, однако при этом необходимы переговоры с владельцем и оператором.

До П-го и до Е-го месторождений имеются действующие автодороги с твердым покрытием – «Новый Уренгой – П-ое м/р – п. Ямбург» и «Новый Уренгой – Е-ое м/р». В регионе отмечены важные близлежащие порты - п. Ямбург, п. Тазовский, с. Самбург и п. Ныда, которые могут служить для

доставки МТриО в период навигации, а также аэропорты в г. Новый Уренгой, с. Ныда, с. Находка и п. Ямбург.

Регион расположения активов характеризуется развитым трубопроводным транспортом, в частности газовыми трубопроводами – МГ «Ямбург – Елец I, II», МГ «Уренгой – Надым», МГ «Заполярье – Уренгой» и другие локальные газопроводы, связующие различные объекты подготовки газа, располагаемые на разрабатываемых газоконденсатных месторождениях.

С учетом рассмотренных вариантов, было рассмотрено 2 варианта доставки МТриО (Рисунок 74) на рассматриваемые активы:

1. «Ж/д – автотранспорт» (Рисунок 75);
2. «Ж/д – навигация – автотранспорт» (Рисунок 76).

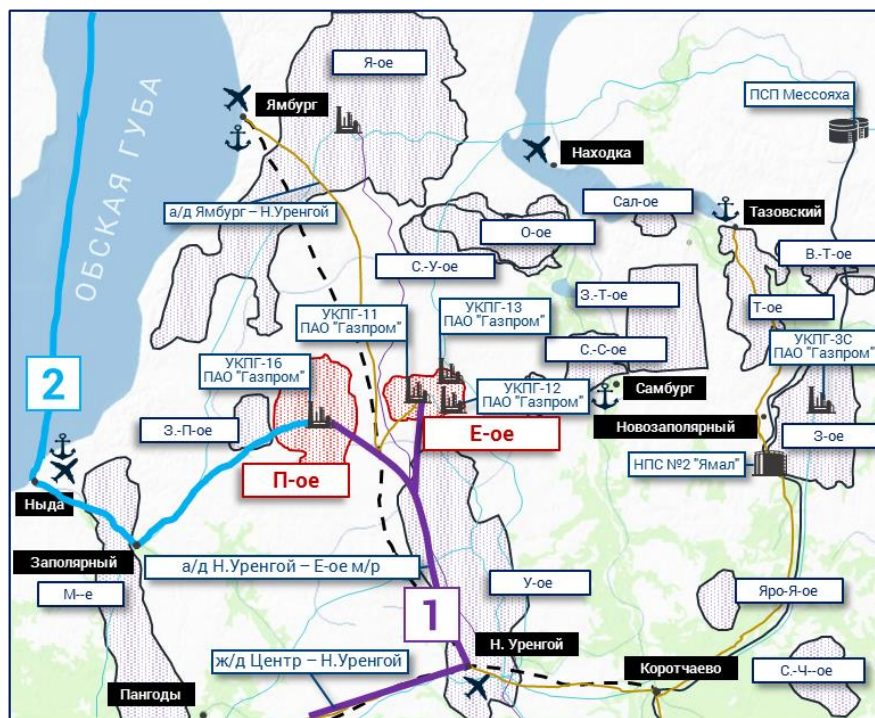


Рис. 74 – Транспортная инфраструктура региона и логистика м/р П-ое и Е-ое



Рис. 75 – Путь логистики «Ж/д – автотранспорт»

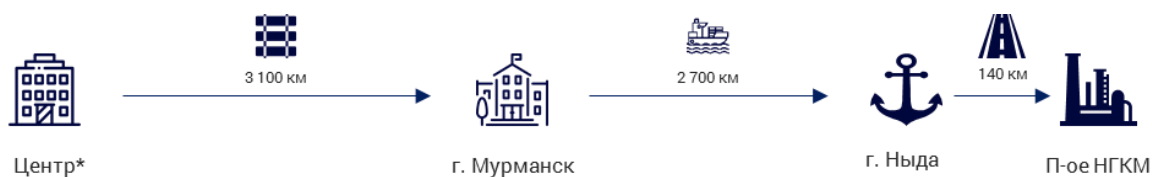


Рис – 76. Путь логистики «Ж/д – навигация – автотранспорт»

По представленным вариантам был произведен расчет доставки условных 1 000 тонн груза. С учетом существующих а/д от г. Новый Уренгой до П-ого и Е-ого м/р, а, следовательно, отсутствия необходимости строительства зимника, первый способ доставки МТриО оказался значительно выгоднее второго. Данные по расчетам представлены в Таблице 8.

Таблица 8 – Расчет вариантов логистики до месторождений П-ое и Е-ое

ж/д транспорт			а/д транспорт	
4 250 руб./т (труба)	4 420 руб./т (контейнер)	7 700 руб./т (блочн.)	4 213 руб./т до П-го НГКМ	3 707 руб./т до Е-го НГКМ
5 456 тыс. руб.			3 960 тыс. руб.	
9 416 тыс. руб.				

Таблица 9. Расчет вариантов логистики до месторождений П-ое и Е-ое

ж/д транспорт			морской транспорт						а/д транспорт
4 600 руб./т (труба)	4 800 руб./т (контейнер)	8 420 руб./т (блочн.)	21 млн руб. (мобил. судна)	3 000 руб./т (хранение в порту)	1 094,8 руб./т (гос. пошлина)	2,94 млн руб./т (фрахт ледокола)	2,96 млн руб./т (фрахт ледокола)	12 млн руб. (намора живане льда)	4 718 руб./т а/д «с. Ныда – Песцовое НГКМ»
5 940 тыс. руб.			200 781 тыс. руб.						4 718 тыс. руб.
211 439 тыс. руб.									

Система сбора. Зная расположение кустовых площадок и уровни накопленной добычи на них, была решена задача о нахождении гидравлического центра тяжести системы. После этого с учетом наличия водных преград, существующих объектов и коридоров коммуникаций были

расположены центры сбора скважинной продукции. Для подбора диаметров трубопроводов произведен гидравлический расчет в ПО PIPESIM. Кустовые площадки изображены на рисунках 77 и 78.

Расчет представлял из себя оптимизационную задачу с заданными уставками:

1. По максимальному давлению (40 атм)
2. По максимальной величине потерь давления на единицу длины трубопровода (2/ ат/км)
3. По скорости движения среды в трубопроводе (4 м/с)

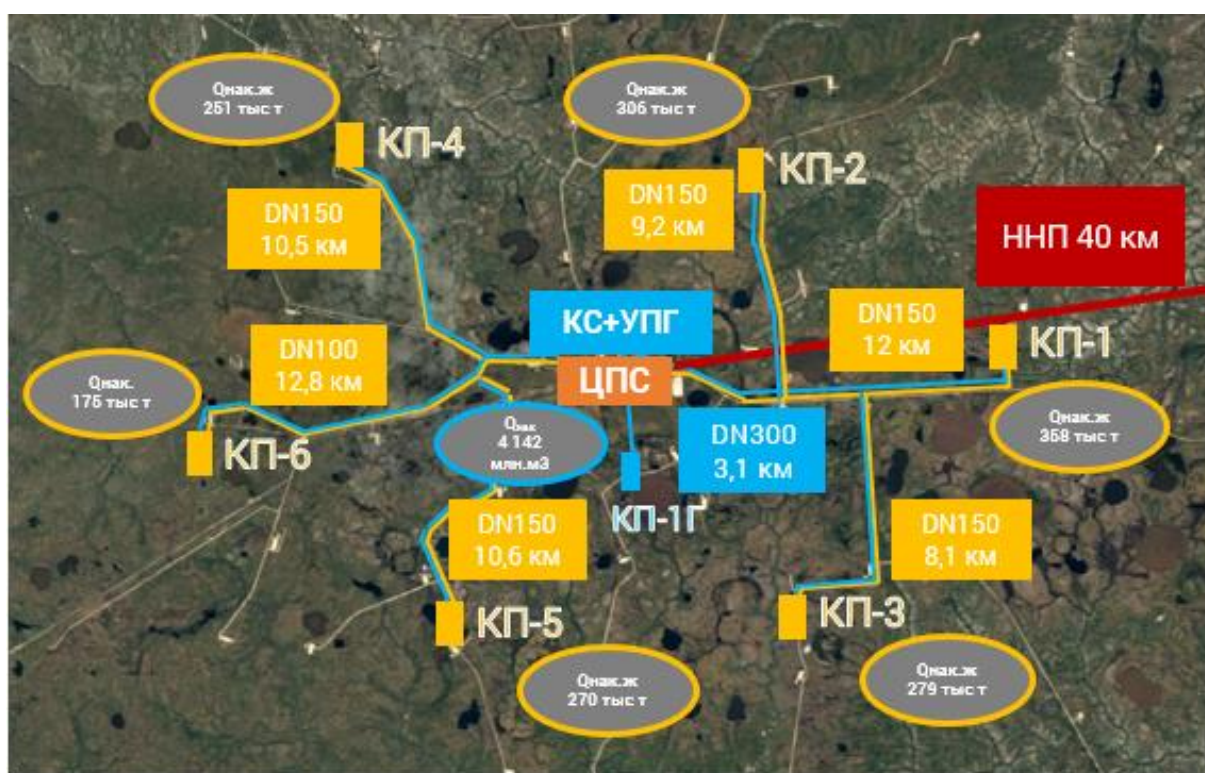


Рис. 77 – Схема расположения кустовых площадок на П-ом месторождении Р50

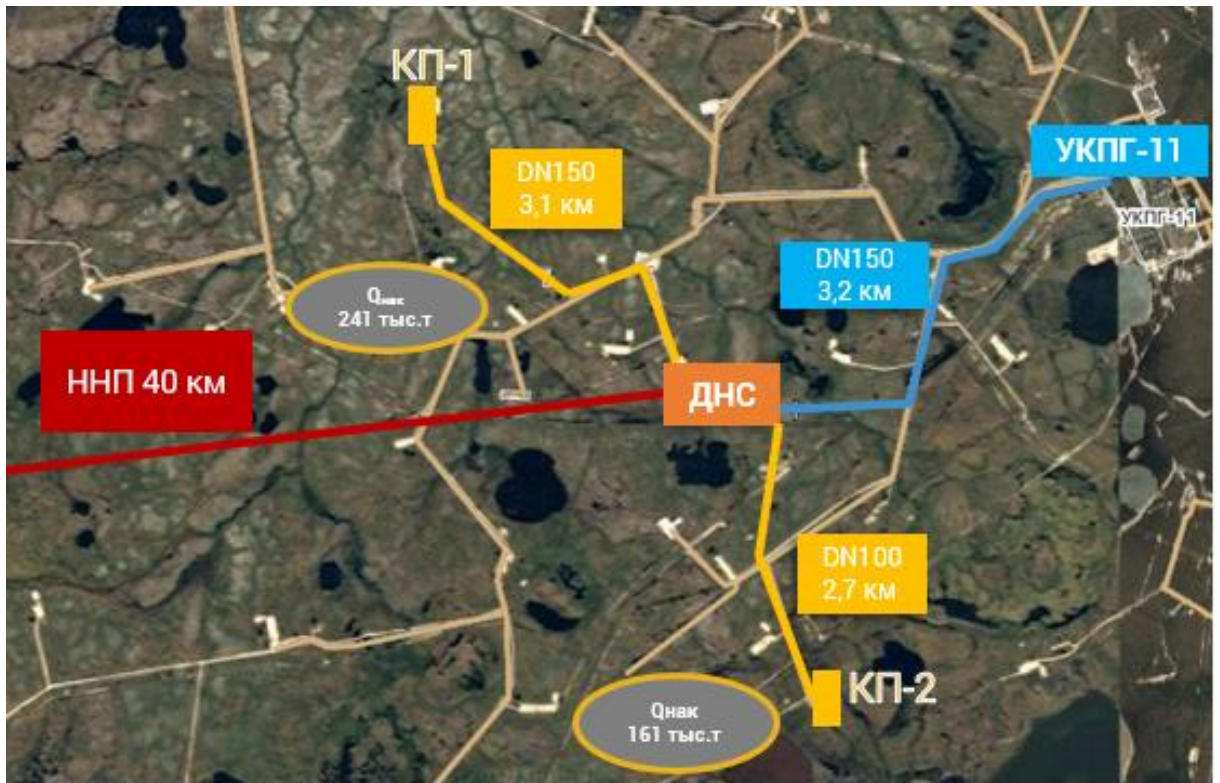


Рис. 78 – Схема расположения кустовых площадок на Е-ом месторождении Р50
 Для определения диаметров трубопроводов использовалось ПО Schlumberger Pipesim. Схема представлена на рисунке 79.

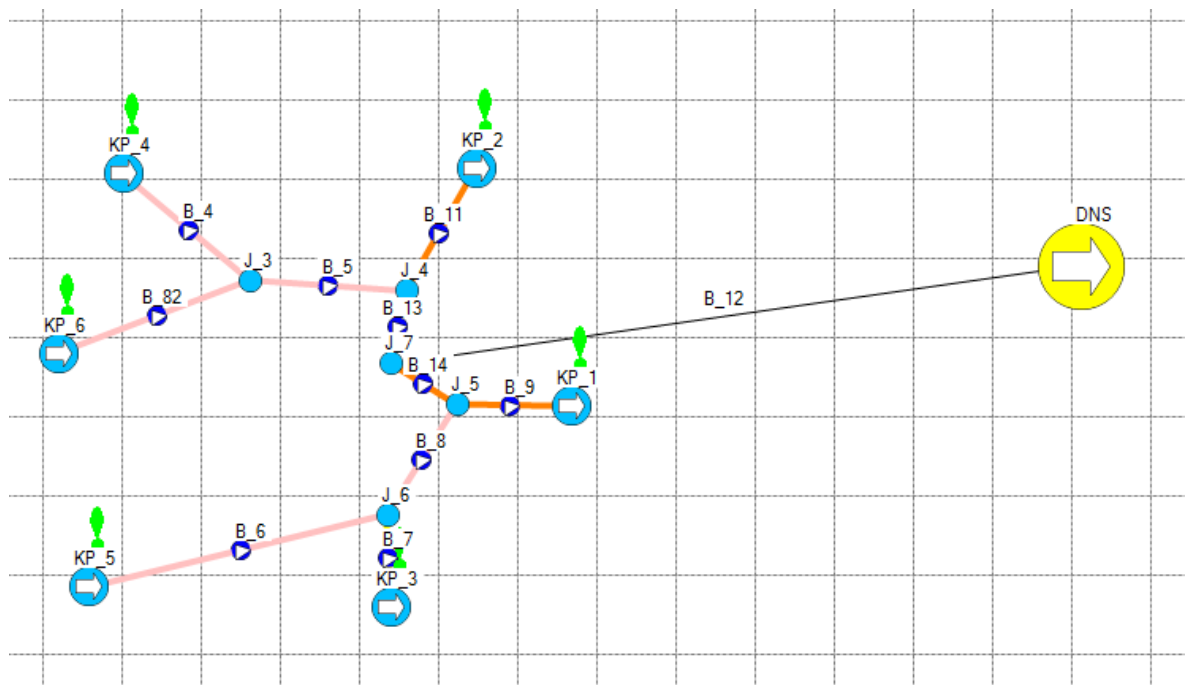


Рис. 79 – Схема нефтесборных сетей на П-ом месторождений в ПО Schlumberger Pipesim

Параметры нефтесборных сетей представлены в Таблице 10.

Таблица 10 – Параметры нефтесборных сетей

НСК	Длина, км	Условный проход, мм
П-ое		
КП-1 - ЦПС	12	DN150
КП-2 - ЦПС	9,2	DN150
КП-3 - ЦПС	8,1	DN150
КП-4 - ЦПС	10,5	DN150
КП-5 - ЦПС	10,6	DN150
КП-6 - ЦПС	12,8	DN100
КП-1Г	3,1	DN300
Е-ое		
КП-1 - ДНС	3,1	DN150
КП-2 - ДНС	2,7	DN100

Система подготовки. Для объектов сбора и подготовки составлены технологические схемы. За основу приняты типовые решения. Схемы работы ДНС Е-го и ЦПС П-го представлены на Рисунках 80 и 81.

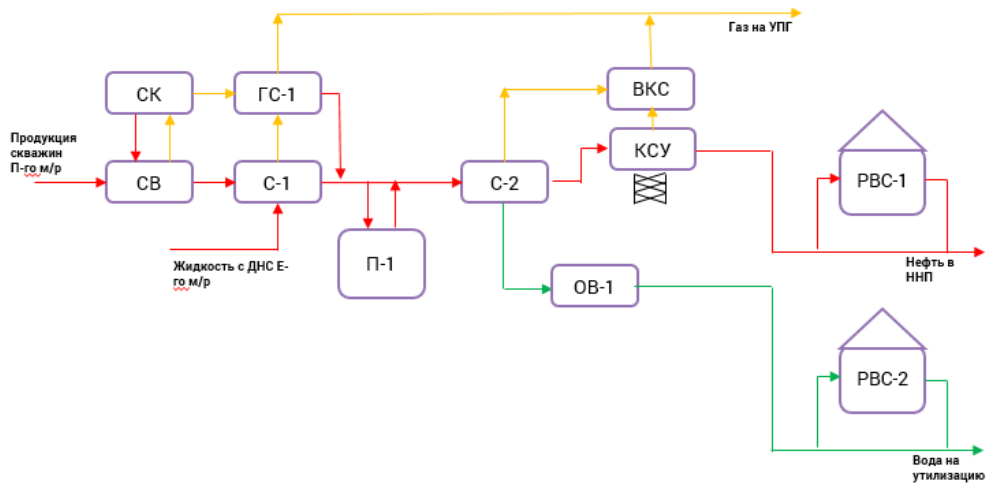


Рис. 80 – Технологическая схема ЦПС П-го месторождения

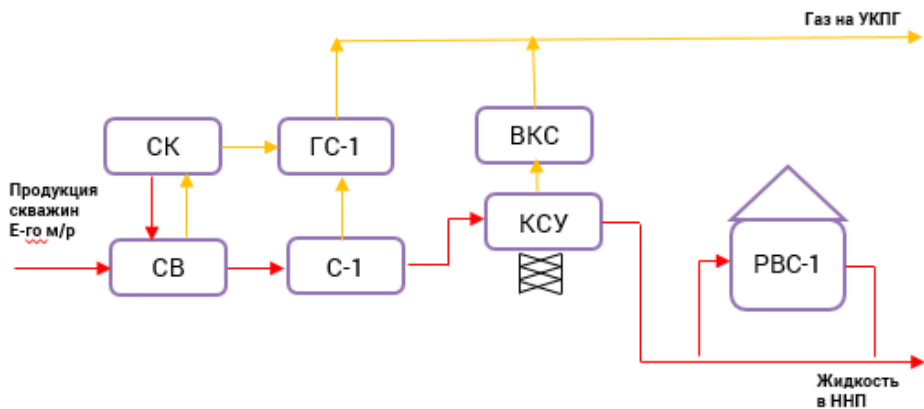


Рис. 81 – Технологическая схема ДНС Е-го месторождения

УКПГ, расположенная, на Е-м принимает валанжинский газ, поэтому на Е-м имеется технологическая возможность сдавать на нее ПНГ.

УКПГ, расположенная на П-м принимает сеноманский газ, поэтому необходимо строительство УПГ с установкой НТС. Соответствующие схемы УПГ и КС представлены на рисунках 82 и 83.

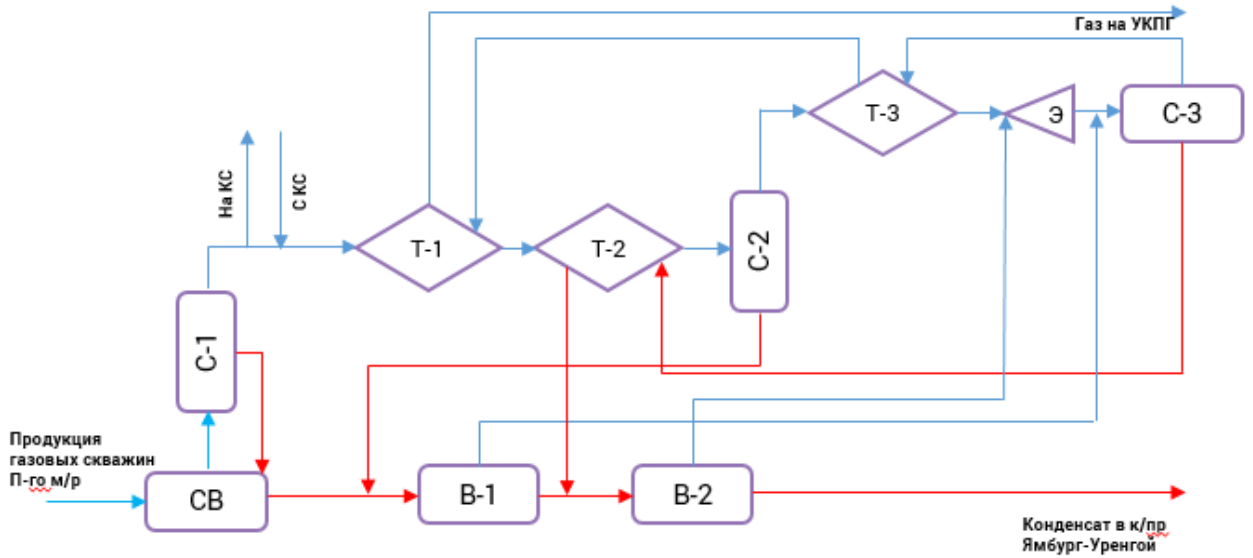


Рис.82 – Технологическая схема УПГ П-го месторождения

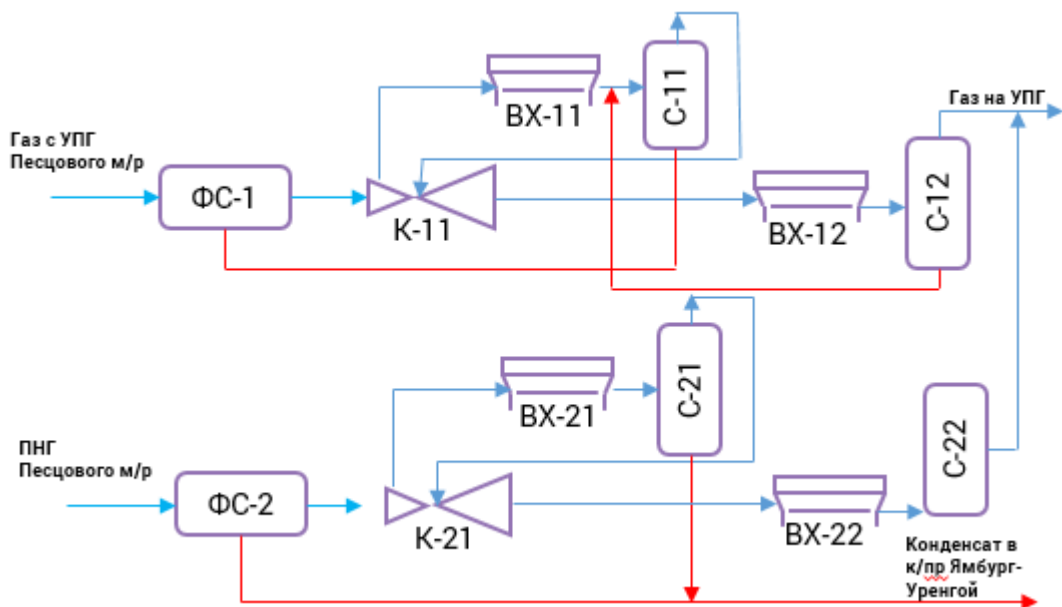


Рис. 83 – Технологическая схема КС П-го месторождения

Расчет материального баланса произведен в MS Excel, а также в Aspen HYSYS. Схема представлена на рисунке 84.

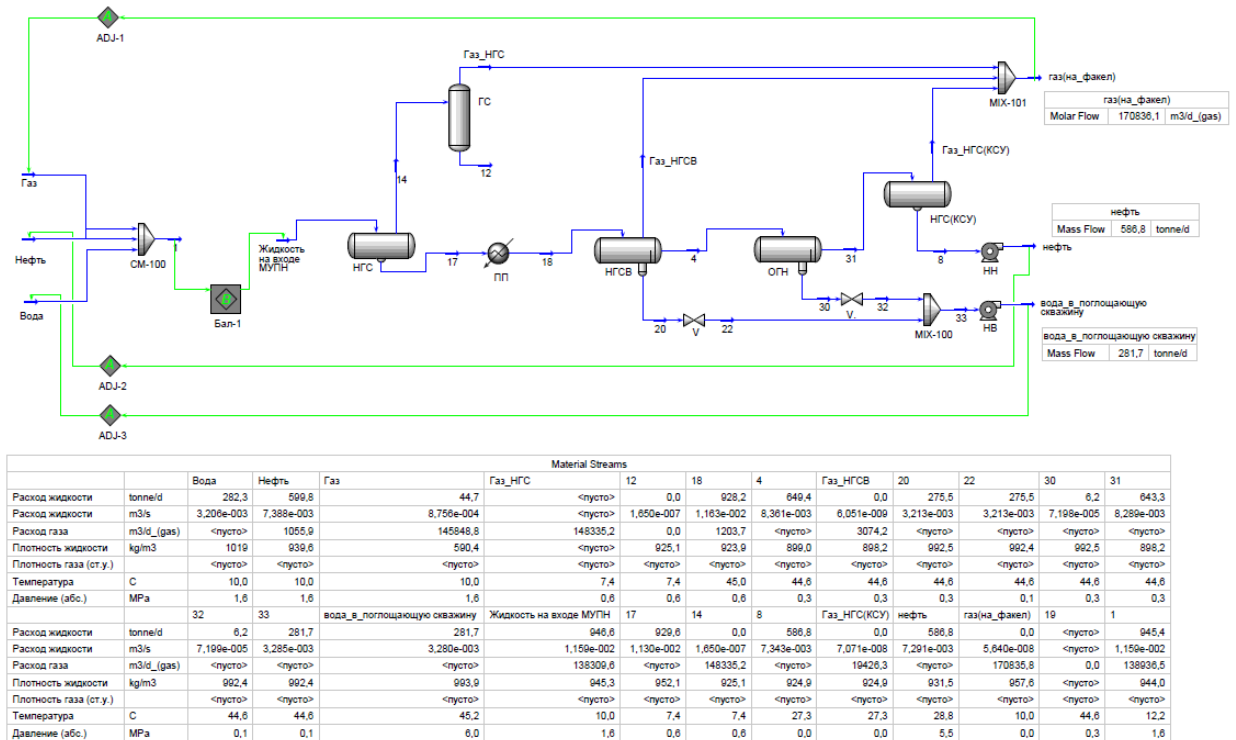


Рис. 84 – Схема материального баланса ЦПС П-го месторождения

4.4. Расчет объектов электроэнергетики

Расчет суммарного электропотребления и максимальных электрических нагрузок основным и вспомогательным системам месторождения. Мощность электростанции для П-ого и Е-ого НКГМ определена в соответствии с принципами стандарта Компании М-01.08.01-01 «Требования к электростанциям для электроснабжения объектов предприятий БРД» на 10 лет.

Основными источниками электропотребления является электронасосные агрегаты, перекачивающие жидкость на всех этапах: от добычи из скважины до точки сдачи нефти в систему магистральных нефтепроводов, компрессорные станции для транспорта ПНГ и ПГ, а также вспомогательные процессы и объекты, в т.ч. потери в эл. сетях и собственные нужды электростанции.

На графиках (рисунки 85, 86) представлен баланс нагрузок П-ого и Е-ого НКГМ соответственно.

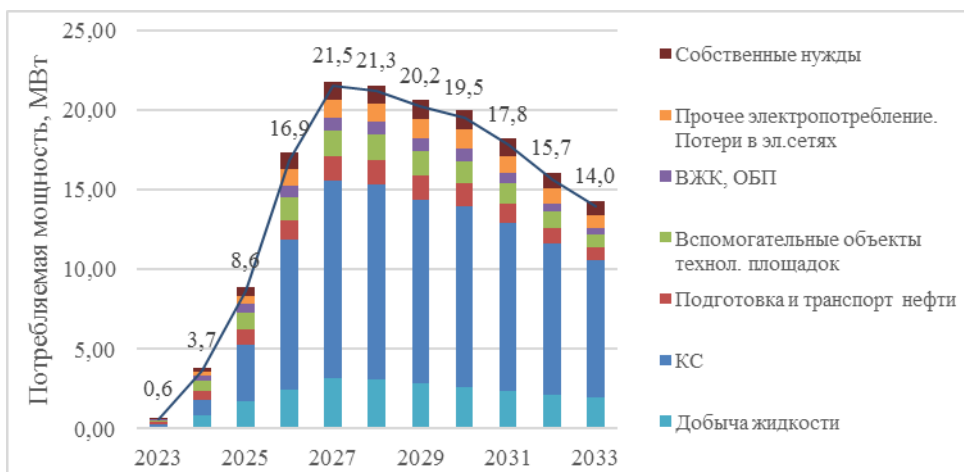


Рис. 85 – Баланс нагрузок П-ого НГКМ (профиль P50)

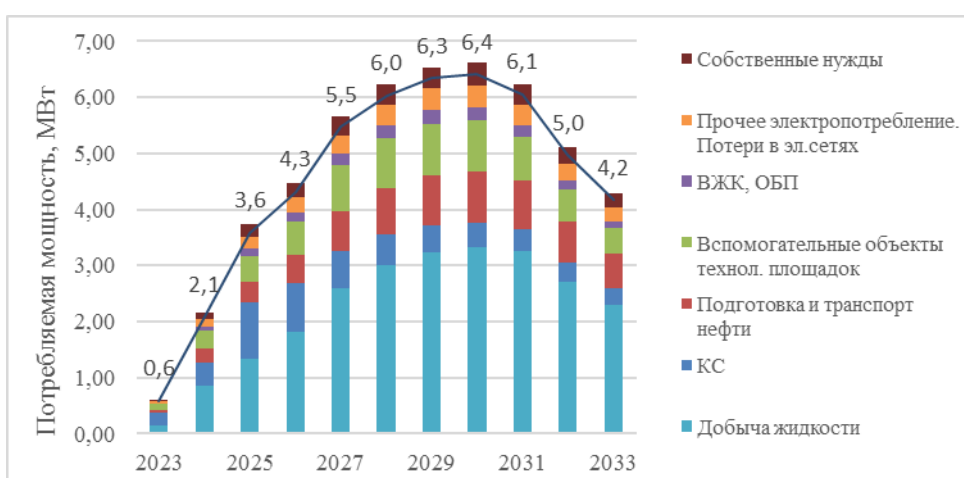


Рис. 86 – Баланс нагрузок E-ого НГКМ (профиль P50)

Расчеты количества и единичной мощности электроагрегатов. Исходные данные П-ого месторождения представлены в таблице 11.

Таблица. 11 – Исходные данные П-ого НГКМ

№ п/п	Параметр	Обозначение	Кол-во	Ед.изм.
1.	Максимальная нагрузка месторождения	P	21,6	МВт
2.	Объем добычи ПНГ	Q _{доб}	1746	Млн.м ³
3.	Период расчета	T	3	лет
4.	Тип рассматриваемых электростанций: ГПЭС, ГТЭС			

Максимальная мощность нагрузки с учетом потребителей собственных нужд электростанции. Суммарная вырабатываемая мощность рабочих

агрегатов с учетом дерейтинга должна быть больше или равной максимальной нагрузке электростанции

$$N_{\text{раб}} \times P_{\text{г.р.д}} \geq P_{\text{н}} \quad (4.10)$$

где, $P_{\text{г.р.д}}$ – расчетная единичная мощность с учетом дерейтинга;

$N_{\text{раб}}$ – количество рабочих агрегатов электростанции;

$P_{\text{н}}$ – максимальная мощность нагрузки с учетом потребителей собственных нужд электростанции.

Максимальная мощность нагрузки с учетом потребителей собственных нужд электростанции (+6,5% от максимальной нагрузки месторождения):

$$P_{\text{н}} = P \times 1,065 = 21,6 \times 1,065 = 22,9 \text{ МВт} \quad (4.11)$$

где, P – максимальная нагрузка потребителей месторождения (МВт):

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

Итерация №1

Расчетная единичная мощность генераторной установки с учетом дерейтинга:

$$P_{\text{г.р.д}} = \frac{P_{\text{н}}}{N_{\text{раб.макс}}} = \frac{22,9}{10} = 2,29 \text{ МВт} \quad (4.12)$$

При выборе единичной мощности электроагрегата из номинального ряда мощностей должны учитываться факторы, снижающие вырабатываемую мощность - «дерейтинг». Прежде всего дерейтинг наблюдается у ГПЭС при работе на попутном нефтяном газе (ПНГ). При работе на природном газе снижение мощности не происходит.

Расчетная мощность с учетом коэффициента дерейтинга:

$$P_{\text{г.р.д.}} = P_{\text{г.р.}} \times K_{\text{д}} \quad (4.13)$$

где, $K_{\text{д}}$ – коэффициент дерейтинга ($K_{\text{д}}$):

– $K_{\text{д}} = 0,75$ – ГПЭС

– $K_{\text{д}} = 1$ – ГТЭС

Отсюда расчетная мощность агрегата:

$$P_{г.р.} = \frac{P_{г.р.д.}}{K_d} \quad (4.14)$$

ГПЭС:

$$P_{г.р.} = \frac{2,29}{0,75} = 3,05 \text{ МВт}$$

ГТЭС:

$$P_{г.р.} = \frac{2,29}{1} = 2,29 \text{ МВт}$$

Далее по таблице 12 номинальных мощностей выбираем ближайший (в большую сторону) агрегат из номинального ряда:

$$P_{г} \geq P_{г.р.}$$

Таблица 12 – Ряд номинальных мощностей

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

ГПЭС:

$$P_{г} \geq 3,05 \text{ МВт, принимаем } P_{г} = 3,2 \text{ МВт}$$

ГТЭС:

$$P_{г} \geq 2,29 \text{ МВт, принимаем } P_{г} = 4,0 \text{ МВт}$$

где, $P_{г}$ – принятая номинальная мощность рабочего агрегата (МВт).

Мощность резервного агрегата должна равняться мощности рабочего агрегата:

$$P_{рез} = P_{г}$$

Количество резервных агрегатов – 2 шт:

– вращающийся (горячий) резерв – 1 шт.

– холодный резерв – 1 шт.

Общее количество агрегатов: **12 шт.**

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

$$Kз = \frac{P_n}{(N_{раб}+1) \times P_r \times K_d} \times 100\% \geq 40\% \quad (4.15)$$

ГПЭС:

$$Kз = \frac{22,9}{(10+1) \times 3,2 \times 0,75} \times 100\% = 86,7\% \geq 40 \text{ усл. выполн.}$$

ГТЭС:

$$Kз = \frac{22,9}{(10+1) \times 4 \times 1} \times 100\% = 53\% \geq 40\% \text{ усл. выполн.}$$

Итерация 2

ГТЭС:

*N*_{раб.уточн.} = 6 шт.

$$N_{раб.уточн.} \times P_r \times K_d = 6 \times 4 \times 1 = 24 \geq 22,9 \text{ усл. выполн.}$$

$$Kз = \frac{P_n}{(N_{раб.уточн.}+1) \times P_r \times K_d} = \frac{22,9}{(6+1) \times 4 \times 1} = 81\% \geq 40\%, \text{ усл. выполн.}$$

Оба условия для уточненного количества агрегатов выполняются.

Расчет потребления топлива. Потребление топлива рассчитывается на основании удельных норм расхода, определенных производителем при испытаниях оборудования и указанных в паспортных данных. Учитывая, большое количество технических характеристик оборудования, индивидуальных для каждого производителя, для данной задачи принимаются средние значения расходов для оборудования нескольких основных производителей (Таблица 13)

Таблица 13 – Удельный расход топлива

Тип ЭСН	Тип топлива	Уд. расход	Ед.изм	Примечание
ДЭС	ДТ	1944	тонн/МВт/год	Расход топлива на 1
ГПЭС	ПНГ, ПГ	2,5	млн.м3/МВт/год	МВт

ГТЭС	ПНГ, ПГ	3,0	млн.м3/МВт/год	вырабатываемой мощности (нагрузки)
------	---------	-----	----------------	------------------------------------

Годовой объем потребления топлива:

$$Q_{\text{потр}} = Q_{\text{уд}} \times P_{\text{ср}} \quad (4.15)$$

где, $P_{\text{ср}}$ – среднегодовая мощность нагрузки с учетом потребителей собственных нужд электростанции (МВт);

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

$$P_{\text{ср}} = P_{\text{н}} \times 0,85 \quad (4.16)$$

ГПЭС:

$$P_{\text{ср}} = 22,9 \times 0,85 = 19,5 \text{ МВт}$$

где, $P_{\text{н}}$ – максимальная мощность нагрузки с учетом потребителей собственных нужд электростанции (МВт).

Годовой объем потребления топлива:

ГПЭС:

$$Q_{\text{потр.гпэс}} = 2,5 \times 19,5 = 48,7 \text{ млн.м3}$$

ГТЭС:

$$Q_{\text{потр.гтэс}} = 3,0 \times 19,5 = 58,4 \text{ млн.м3}$$

Расчет баланса добычи и потребления ПНГ. Отрицательное значение результата будет свидетельствовать о дефиците ПНГ для генерации, положительное – о его достаточности и избытке.

Таблица 14 – Баланс добычи и потребления ПНГ

Попутный нефтяной газ	Ед.изм.	ГПЭС	ГТЭС
Добыча ($Q_{\text{доб}}$)	млн.м ³	1746	1746
Потребление ($Q_{\text{потр}}$)	млн.м ³	48,7	58,4
Остаток	млн.м ³	1697,3	1687

Расчет капитальных затрат выполняется по формуле:

$$CAPEX = CAPEX_{\text{уд}} \times P_{\text{уст}} \quad (4.17)$$

где, $CAPEX$ – капитальные затраты, млн.руб./год;

$CAPEX_{уд}$ – удельные капитальные затраты, млн.руб./МВт/год;

$P_{уст}$ – установленная мощность электростанции, МВт.

Таблица 15 – Удельные капитальные затраты

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

ГПЭС:

$$CAPEX = 68 \times 38,4 = 2611,2 \text{ млн.руб.}$$

ГТЭС:

$$CAPEX = 95 \times 32 = 3040 \text{ млн.руб.}$$

Расчет операционных затрат. Операционные затраты включают в себя две основные статьи расходов:

1. Затраты на эксплуатацию (техническое обслуживание (ТО), текущий ремонт (ТР), капитальный ремонт (КР))
2. Затраты на топливо (ПГ / ПНГ / ДТ)

Расчет затрат на эксплуатацию выполняется по формуле:

$$Z_{э} = Z_{э.уд} \times P_{уст} \quad (4.18)$$

где, $Z_{э}$ – операционные затраты (ТО, ТР, КР), млн.руб./год;

$Z_{э.уд}$ – удельные затраты на эксплуатацию, млн.руб./МВт/год;

$P_{уст}$ – установленная мощность электростанции, МВт.

$Z_{э.уд}$ приведены в справочных материалах – см. таблицу 16.

Таблица 16 – Удельные эксплуатационные затраты (ТО, ТР, КР)

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

ГПЭС:

$$Z_{э} = 11 \times 38,4 = 422,4 \text{ млн.руб./год}$$

ГТЭС:

$$Z_{э} = 5 \times 32 = 160 \text{ млн.руб./год}$$

Расчет затрат на топливо выполняется по формуле:

$$Z_t = C_t \times Q \quad (4.19)$$

где, Z_t – затраты на топливо (ПГ / ПНГ), млн.руб./год;

C_t – стоимость топлива, млн.руб./МВт/год;

Q – годовой расход топлива, ПГ/ПНГ – млн.м³, ДТ – тыс.т;

Таблица 17 – Удельные затраты на топливо

Тип топлива	Уд. затраты	Ед.изм
ДТ	50	тыс.руб. /т
ПНГ	2	тыс.руб. / 1000 м ³
ПГ	4	тыс.руб. / 1000 м ³

ГПЭС:

$$Z_t = 2 * 48,7 = 97,4 \text{ млн.руб./год}$$

ГТЭС:

$$Z_t = 2 * 58,4 = 116,4 \text{ млн.руб./год}$$

Суммарные годовые операционные затраты рассчитываются по формуле:

$$ОРЕХ = Z_{э} + Z_t \quad (4.20)$$

ГПЭС:

$$ОРЕХ = 422,4 + 48,7 = 519,7 \text{ млн.руб./год}$$

ГТЭС:

$$ОРЕХ = 116,4 + 97,4 = 276,8 \text{ млн.руб./год}$$

Период расчета затрат принят за 3 года.

Суммарные операционные затраты за 3 года рассчитываются по формуле:

$$\sum ОРЕХ = ОРЕХ \times 3 \quad (4.21)$$

ГПЭС:

$$\sum ОРЕХ = 519,7 \times 3 = 1559,1 \text{ млн.руб.}$$

ГТЭС:

$$\sum ОРЕХ = 276,8 \times 3 = 830,3 \text{ млн.руб.}$$

Расчет совокупных затрат. Совокупные затраты за расчетный период складываются из капитальных и операционных затрат.

$$\text{Совокупные затраты} = CAPEX + \sum OPEX \quad (4.22)$$

ГПЭС:

Совокупные затраты = 2611,2 + 1559,1 = 4170,3 млн.руб.

ГТЭС:

Совокупные затраты = 3040 + 830,3 = 3870,3 млн.руб.

Сравнение вариантов. Выбор оптимального варианта осуществлялся по наименьшим совокупным затратам.

Таблица 18 – Выбор оптимального варианта генерации электроэнергии П-ого НГКМ

Показатели	Ед изм	Варианты электростанций	
		ГПЭС	ГТЭС
Тип	-	ГПЭС	ГТЭС
Установленная мощность, МВт	МВт	38,4	32
Совокупные затраты (за 10 лет)	млн.руб.	4170,3	3870,3

По совокупным затратам наиболее оптимальным является вариант строительства ГТЭС установленной мощностью 32 МВт на П-ом НГКМ.

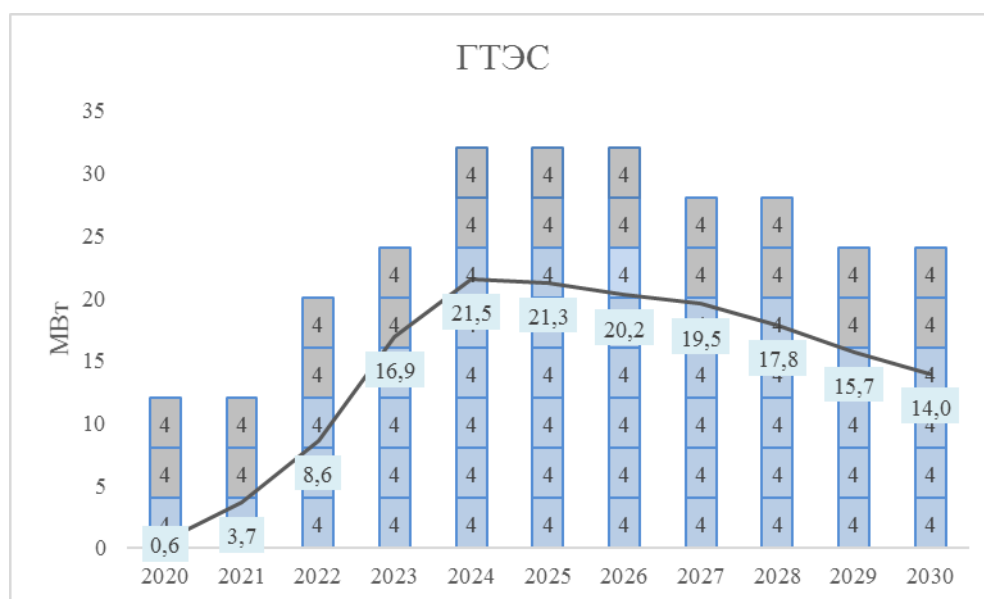


Рис.87 – График ввода агрегатов ГТЭС по годам (профиль P50)

Расчет совокупных затрат для агрегатов генерации Е-ого НГКМ выполнялся аналогично.

Таблица 19 – Исходные данные Е-ого НГКМ

№ п/п	Параметр	Обозначение	Кол-во	Ед.изм.
1.	Максимальная нагрузка месторождения	P	6,4	МВт
2.	Объем добычи ПНГ	Q _{доб}	120	Млн.м3
3.	Период расчета	T	3	лет
4.	Тип рассматриваемых электростанций: ГПЭС, ГТЭС			

Результаты произведенных расчетов представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор оптимального варианта генерации электроэнергии Е-ого НГКМ

Показатели	Ед изм	Варианты электростанций	
		ГПЭС	ГТЭС
Тип	-	ГПЭС	ГТЭС
Установленная мощность, МВт	МВт	8,0	8,0
Совокупные затраты (за 10 лет)	млн.руб.	1498,2	1909,0

По совокупным затратам наиболее оптимальным является вариант строительства ГПЭС установленной 8 МВт на Е-ом НГКМ.

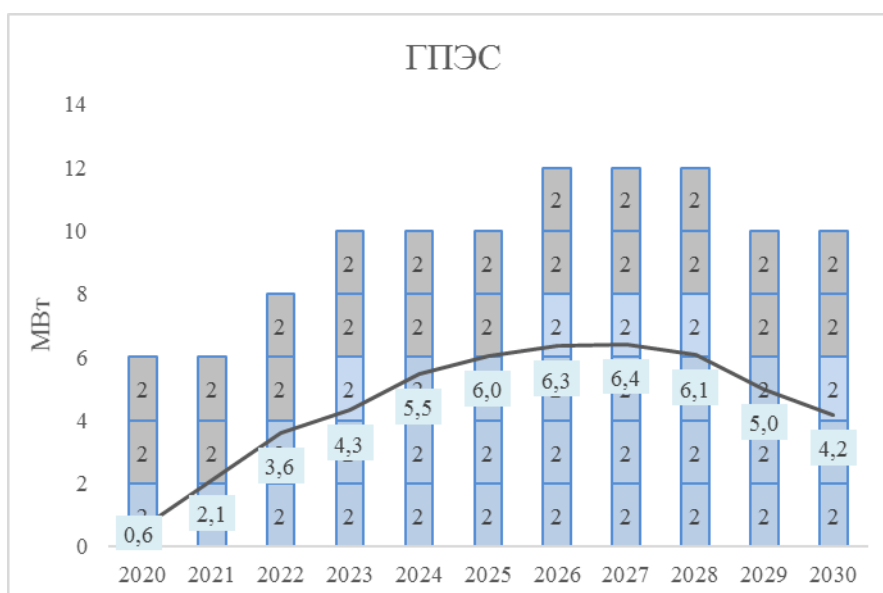


Рис. 88 – График ввода агрегатов ГПЭС по годам (профиль P50)

Выбор оптимального варианта энергоснабжения П-ого и Е-ого НГКМ. В рамках данного проекта было рассмотрено 4 варианта энергоснабжения П-ого и Е-ого месторождений (Рисунок 89).

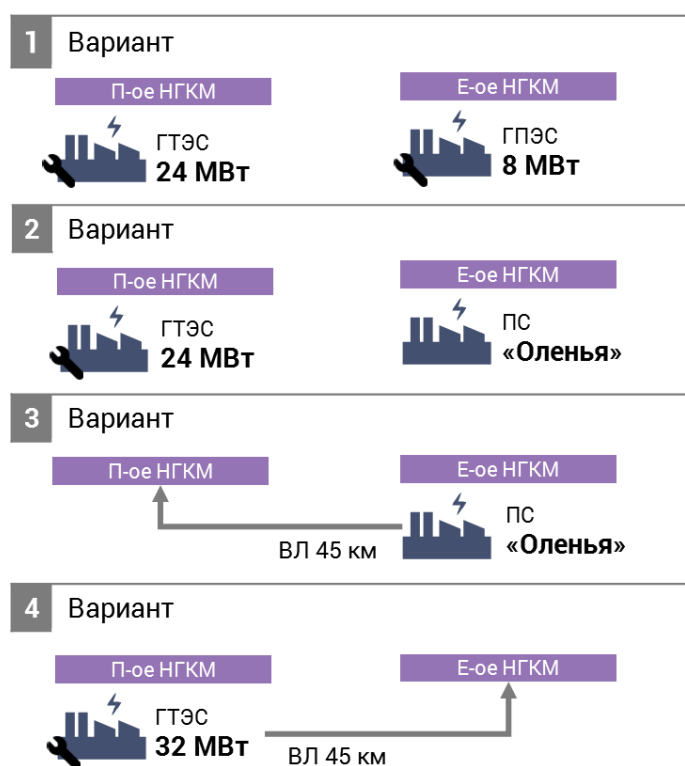


Рис. 89 – Матрица вариантов энергоснабжения

1 вариант. Строительство ГТЭС рабочей мощностью 24 МВт (+2 резервных агрегата мощностью по 4 МВт каждый) на П-ом НГКМ и строительство ГПЭС рабочей мощностью 8 МВт (+2 резервных агрегата мощностью по 2 МВт каждый) на Е-ом НГКМ. Плюсом данного варианта является полная автономия рассматриваемых месторождений.

2 вариант. Строительство ГТЭС рабочей мощностью 24 МВт (+2 резервных агрегата мощностью по 4 МВт каждый) на П-ом и подключение Е-ого НГКМ к ПС «Оленья» (покупка электроэнергии у «ФСК ЕЭС»). Резервная мощность ПС «Оленья» 90 МВт, необходимо мощность 6,4 МВт, резервной мощности достаточно для обеспечения электричеством Е-ого НГКМ. Тариф на покупку электроэнергии принят за 3,068 руб./кВт*час.

3 вариант. Строительство ВЛ 45 км между П-ым и Е-им НГКМ с последующим подключением обоих НГКМ к ПС «Оленья». Необходимая суммарная мощность 32МВт. На П-ом НГКМ необходима понижающая подстанция. Удельная стоимость строительства ВЛ принята 12 585 тыс. руб./км. Операционные затраты обслуживания ВЛ и подстанций за год составят 11 667 тыс. рублей.

4 вариант. Единый энергоцентр ГТЭС на П-ом НГКМ мощностью 32 МВт (+2 резервных агрегата мощностью по 4 МВт каждый) и строительство ВЛ 45 км между месторождениями. На П-ом НГКМ необходима повышающая подстанция, на Е-ом – понижающая.

На диаграмме (Рисунок 90) представлено сравнение капитальных и операционных затрат на объекты электросистем для рассматриваемых вариантов энергоснабжения. Операционные затраты рассчитывались на 3 года пика добычи (профиль Р50).

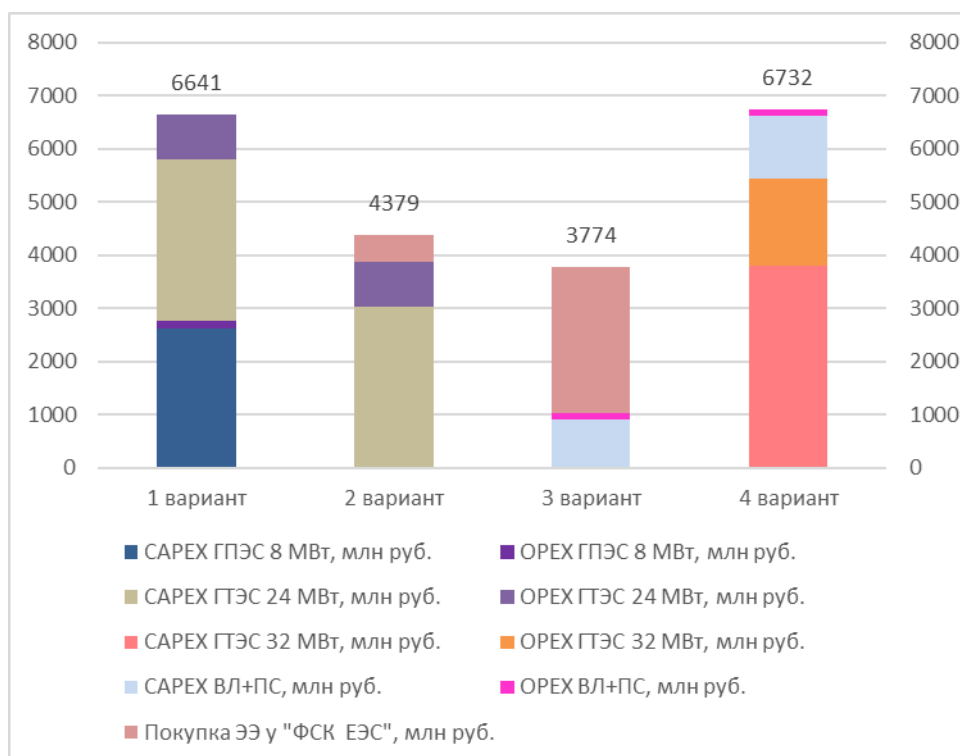


Рис. 90 – CAPEX и OPEX различных вариантов энергоснабжения П-ого и Е-ого НГКМ.

4.5. Внешний транспорт нефти

В качестве вариантов внешнего транспорта были проработаны три точки сдачи и оценены капитальные затраты данных вариантов (Рисунок 91).

I. НПС-1 Магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе»

CAPEX – 11 270 млн. руб.

II. НПС-2 Магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе»

CAPEX – 10 055 млн. руб.

III. ЦПС-2 (НПС «Уренгойская»)

CAPEX – 6 980 млн. руб.

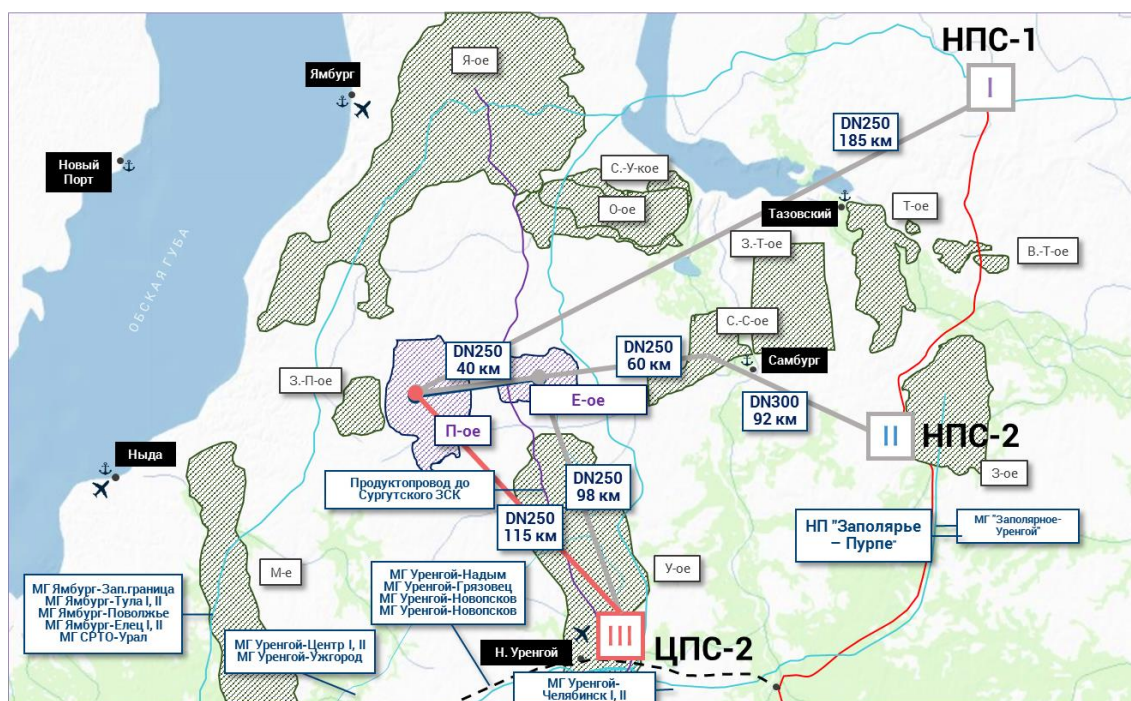


Рисунок 91 – Внешний транспорт нефти П-го и Е-го м/р

Рассматривались варианты как варианты сдачи собственной продукции 2-х месторождений, так и синергия с С.-С-им НГКМ, с транзитным нефтепроводом через данное месторождение и сдачей нефти на НПС-2 в МН «Заполярье – Пурпэ».

За базовый вариант принят вариант сдачи на НПС «Уренгойская». Данный вариант принят из соображений повышения экономической эффективности разработки активов как менее затратный по капитальным вложениям

и несущий наименьшие риски. На этапе «Выбор» будут проработаны предварительные соглашения с ПАО «Газпром» по вопросам приема продукции 2-х разрабатываемых активов.

На этапе «Выбор» планируется тщательная проработка возможности экономически выгодной синергии с С.-С-им НГКМ в целях снижения капитальных вложений.

4.6. Система сбора и подготовка при прорывах газа.

В процессе дальнейшей проработки вариантов разработки П-го месторождения стал очевиден факт неизбежных прорывов газа газовой шапки в скважины. Это, в свою очередь, накладывает ограничения на систему сбора, поскольку «классическая» система сбора продукции, рассчитанная на транспортировку жидкости с относительно невысоким содержанием газа, неспособна надежно и безопасно работать в периоды прорывов газа. Главным влияющим фактором является давление на объектах подготовки, которое зависит от величин устьевого давления. С учетом ограничений в «классической» системе сбора значений устьевых давлений порядка 2,5-4,0 МПа и давлений при прорыве газа порядка 10-12 МПа, нельзя обеспечить бесперебойную и безопасную работу объектов подготовки.

С учетом этого ограничения предлагается решение в виде формирования системы сбора, состоящей из линии высокого и низкого давлений.

Для проработки такого варианта системы сбора был проанализирован опыт компаний «НОВАТЭК» и «Газпром нефть»

Основное преимущество системы сбора с линиями ВД и НД – высокая экономическая эффективность от вовлечения в разработку всех запасов. В случае нерентабельной разработки нефтяной оторочки или газовой шапки по отдельности, возможность их совместной разработки позволяет повысить экономическую привлекательность при их совместной добыче.

Для выбора оптимального варианта разработки нефтегазоконденсатного месторождения необходимо рассмотреть значительное количество вариантов разработки.

Для нефтегазоконденсатных залежей рассматриваются варианты разработки:

1. С опережающей выработкой запасов нефти, а затем газовой шапки;
2. С одновременной добычей нефти и газа газовой шапки;
3. Без разработки нефтяной оторочки (при существенной некупаемости нефтяных скважин).

В зависимости от объемов добычи нефти, газа и конденсата в целом по месторождению рассматривается следующая серия вариантов по обустройству промысла и транспорту УВС:

1. Добываемые объемы конденсата подаются вместе с нефтью в нефтепровод;
2. Добываемые объемы нефти подаются в конденсатопровод;
3. Предусматривается низконапорная и высоконапорная системы сбора нефти, в зависимости от величин устьевого давления на нефтяных скважинах.

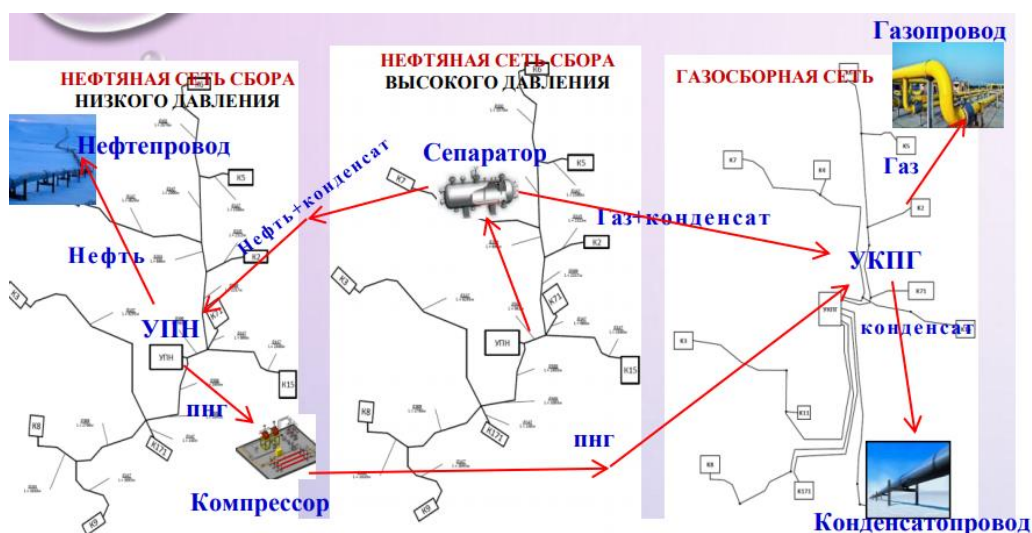


Рис. 92 – Система сбора и подготовка при прорывах газа

Для обеспечения максимальной эффективности разработки НГКМ существуют три варианта системы сбора.

Вариант 1 — однетрубная система сбора (Рисунок 93а). Продукция всех нефтяных скважин поступает на УПН. При прорыве газа на устье скважин устанавливают штуцер для поддержания линейного давления в системе сбора не более 3 МПа.

Вариант 2 — однетрубная система сбора с использованием системы газосборных коллекторов (Рисунок 93б). Вариант предусматривает работу всего фонда нефтяных скважин на УПН. При прорыве газа скважины переводятся на кустовой сепаратор, в котором происходит разделение потока: газ под высоким давлением (11 МПа) направляется в газопровод и далее на УКПГ, жидкость штуцруется до давления 3 МПа и транспортируется в нефтесборный коллектор.

Вариант 3 — двухтрубная система сбора (Рисунок 93в). Вариант предусматривает три направления сбора скважинной продукции:

1) газ с газовых скважин по газопроводу с давлением до 14 МПа поступает на вход в УКПГ

2) нефтегазовая смесь со скважин с высоким устьевым давлением (более 10 МПа) по нефтепроводу высокого давления направляется на входные сепараторы высокого давления УПН

3) нефтегазовая смесь со скважин с низким устьевым давлением (менее 4 МПа) по системе сбора нефти низкого давления поступает на входные сепараторы низкого давления УПН.

Условие перевода работы скважин на трубопровод высокого давления: прорыв газа из газовой шапки при газовом факторе более 2000 м³/т и давлении на устье выше 10 МПа.

Учитывая количество и качество исходной информации, которое определяет детализацию построенных геологических и гидродинамических моделей, на текущем этапе проекта невозможно достоверно провести анализ

характеристик каждой скважины, в частности газового фактора. Исходя из этих предпосылок, предлагается для утверждения в качестве базового варианта однотрубная система сбора с использованием системы газосборных коллекторов, в которой при прорывах газа, потоки продукции переводятся на кустовые сепараторы.

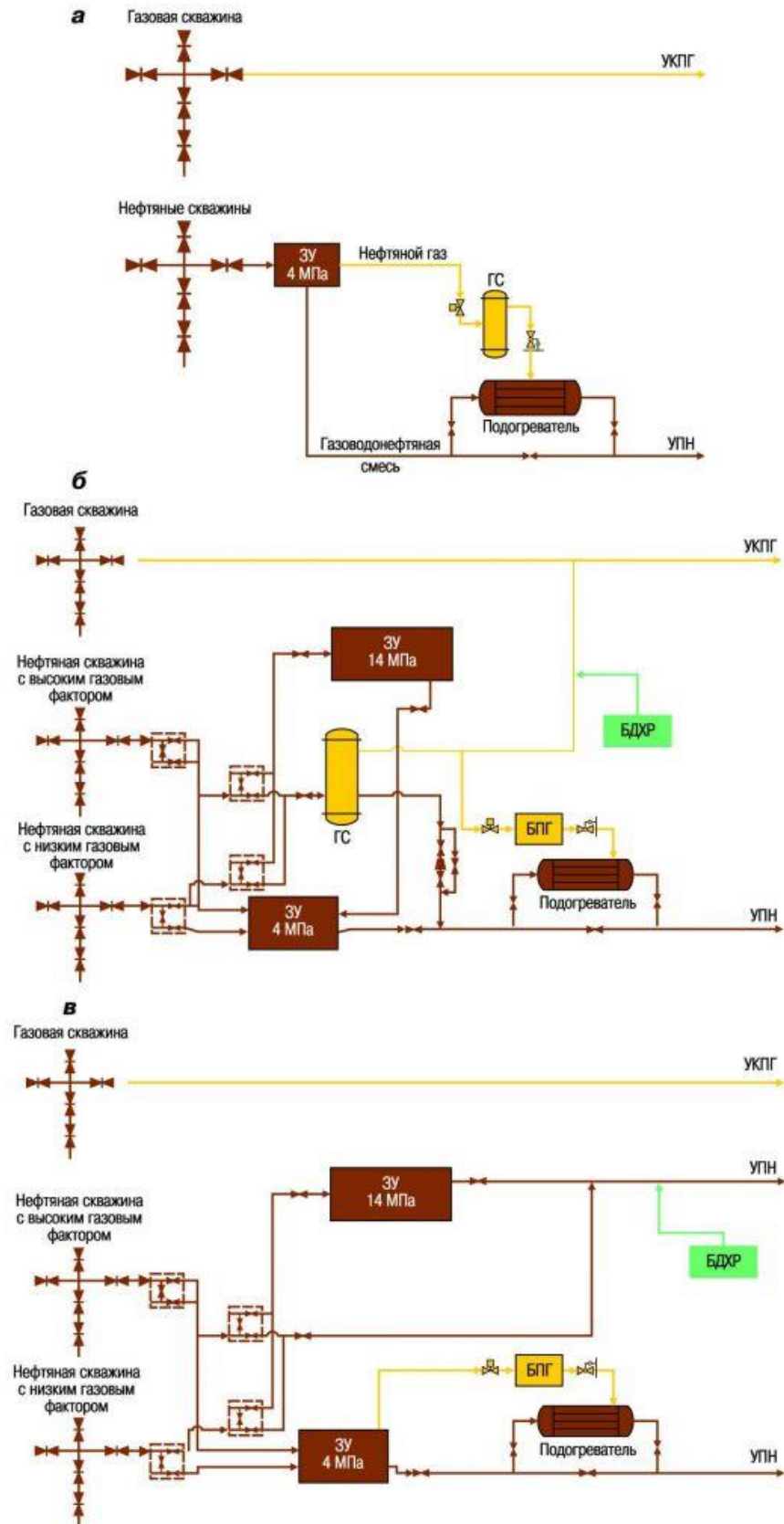


Рис. 93 – Варианты системы сбора

4.7. Оценка экономической эффективности вариантов разработки

На основании макропараметров был проведен анализ экономической эффективности вариантов обустройства П-го и Е-го месторождений.

Для сравнения были использованы такие варианты как добыча только нефти на П-ом месторождении, газа и конденсата и совместная добыча всех углеводородов.

При разработке месторождения по отдельности на П-ом месторождении NPV в базовом варианте составил 14,06 млрд. руб, при добыче газа NPV П-ого месторождения составил 9,58 млрд. руб. На Е-ом месторождении при сценарии P10 NPV составил 364,3 млн. руб, PI проекта – 1,02., при P50 NPV - 79 млн.руб., PI – 1.02. PI ниже предельного значения 1,15, его разработка будет эффективной при синергии с П-ом месторождением. При реализации варианта P90 проект является убыточным. Данные представлены в Таблице 21.

Таблица 21. Техничко-экономические показатели проекта

Показатели	П-е нефть			Е-е нефть			П-е газ+конденсат		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
NPV, млн. руб.	20739	14 063	9 018	364,34	79,05	-239	18 167	9 577	4 644
IRR, %	32,98	28,98	25,14	15,91	14,53	12,09	26,54	22,39	18,70
PI, ед.	1,87	1,68	1,51	1,06	1,02	0,94	1,66	1,43	1,23
CAPEX, млн. руб	34582	29 589	25 356	8 865	7 594	6 371	38 289	31 223	27 543

В Таблице 22 представлены данные по совместной разработке двух месторождений П-е и Е-е.

Таблица 22 – Техничко-экономические показатели проекта

Показатели	Нефть			Газ+конденсат			Нефть + газ		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
NPV, млн. руб.	21 766	15 041	9 470,5	21 713	11 979	6 583,1	31781	21131	11270
IRR, %	30,60%	27,58%	23,88%	27,82%	23,56%	20,13	29,55	26,78	21,50
PI, ед.	1,73	1,59	1,43	1,68	1,45	1,29	1,70	1,53	1,33
CAPEX, млн. руб	43 320	36 385	31 170	44 606	36 963	31 889	74948	64675	55637

Как видно из таблицы 22, доход от реализации проектов при осуществлении варианта P10 составит 21,76 млрд. руб., P50 – 15,04 млрд. руб. При реализации варианта газ и конденсат NPV составляет 21,71 млрд. руб. в варианте P10 и 11,9 млрд. руб. при P50. Наибольший уровень NPV достигается при продаже всех углеводородов. Так при P10 NPV составит 31,78 млрд руб., PI – 1,7, доход государства составит 234,2 млрд. руб.; при P50 21,13 млрд. руб. и PI – 1,53, доход государства – 172,03 млрд. руб.; при P90 – 11,27 млрд. руб. и 1,33 соответственно, доход государства – 134,9 млрд. руб. Реализация варианта разработки нефти, газа и конденсата является рентабельной.

Для варианта нефть и газ также были рассмотрены три варианта сдачи конденсата. В первом кейсе конденсат сдается в конденсатопровод "Ямбург-Уренгой", его протяженность составляет 27 км. Netback на конденсат в данном варианте составляет 17000 руб./т. Во втором кейсе продукция сдается по конденсатопроводу протяженностью 47 км на УКПГ-18 ПАО «Газпром», netback – 15000 руб./т. Для этих двух вариантов ставка налога на добычу полезных ископаемых для газа составила 727,77 руб./тыс. м³, для конденсата – 5676,65 руб./т. В третьем кейсе стабильный конденсат смешивается с нефтью и транспортируется по напорному нефтепроводу. Показатели экономической эффективности трех кейсов представлены в Таблице 23.

Таблица 23. Техничко-экономические показатели кейса конденсат

Показатели	1 кейс			2 кейс			3 кейс		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
NPV, млн. руб.	317801	21131,4	11270,4	25986,7	15081,1	8258,5	18463,4	11179,5	1318,2
IRR, %	29,55	26,78	21,50	26,39	21,66	19,42	19,82	18,45	14,58
PI, ед.	1,70	1,53	1,33	1,55	1,36	1,24	1,33	1,23	1,03
CAPEX, млн. руб	74947,9	64675,2	55636,8	76101,9	64144,1	56266,7	79471,7	67565,6	60524,8

Как видно из таблицы 23 наиболее рентабельный первый кейс, который предполагает сдачу продукции в конденсатопровод «Ямбург-Уренгой»,

Экономическая модель наиболее чувствительна к изменению таких параметров как операционные затраты, изменение цены на нефти и ее добычи. Данные представлены на диаграмме «Торнадо» (Рисунок 94).

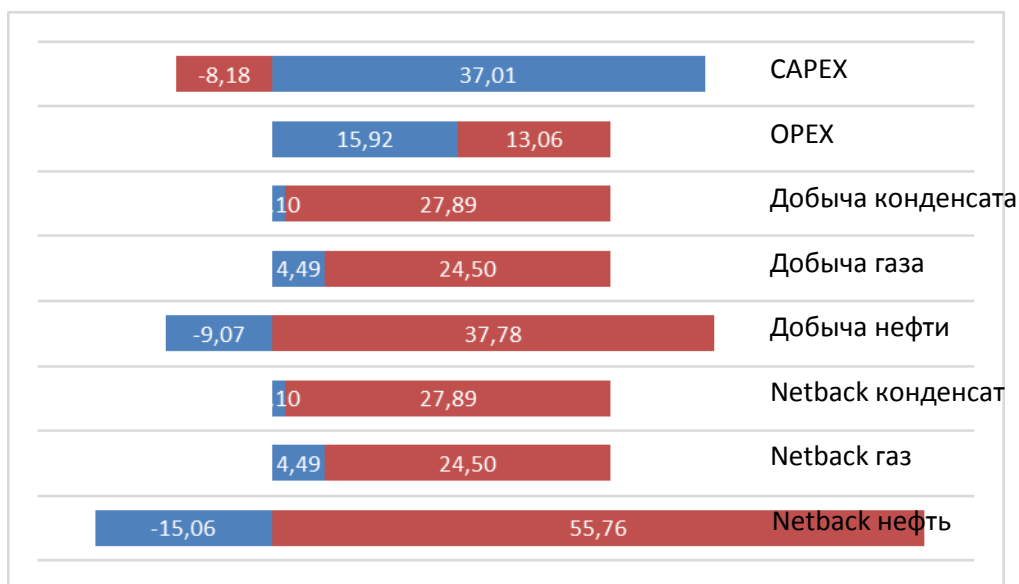


Рис. 94 – Диаграмма «Торнадо» экономических показателей, млрд. руб.
EMV проекта П-го и Е-го составил 21,37 млрд. руб.

ГЛАВА 5. УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТОМ

5.1. Дорожная карта

Разработана дорожная карта проекта, представленная в Приложении 1. На ней отражены программа ОПР, периоды эксплуатационного бурения, проектирования объектов капитального строительства.

5.2. Матрица рисков

Для анализа рисков составлена матрица рисков проекта, которая представлена на Рисунке 95, а также пояснения к ней на Рисунке 96.

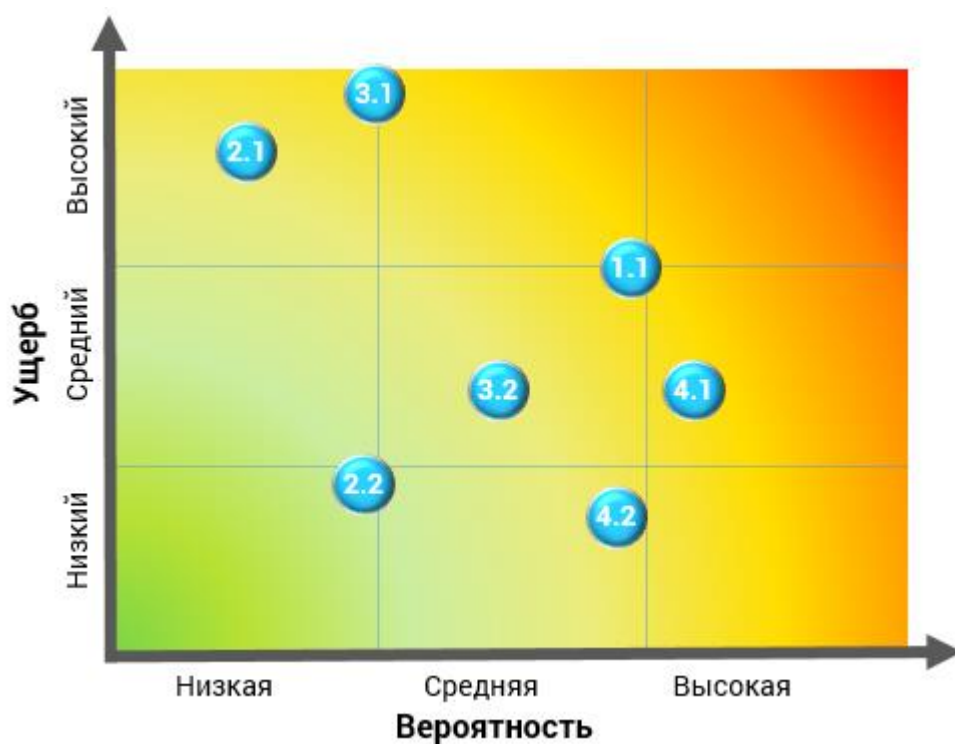


Рис. 95 – Матрица рисков проекта

Классификация рисков		Стратегия
Технологические		
1.1	Ранний прорыв газа из ГШ, прорыв подошвенной воды	Выбор оптимального режима эксплуатации скважин
Партнерские		
2.1	Срыв договоренностей с ПАО «Газпром» по поводу сдачи ПГ и ПНГ на УКПГ-11,16	Разработка альтернативных вариантов сдачи продукции
2.2	Ограничения по приему продукции объектами ПАО Газпром	Изменение профиля добычи с учетом, имеющихся ограничений
Геологические		
3.1	Неподтверждение типа залежи	Проведение исследований на этапе ОПР, запрос информации у ПАО «Газпром»
3.2	Неподтверждение добычного потенциала	Бурение пилотных стволов с отбором керна, проведение ГДИС, длительной отработки скважин
Экономические		
4.1	Колебание цены на нефть	Мониторинг экономической ситуации, проведение анализа чувствительности
4.2	Падение курса рубля	Мониторинг экономической ситуации, проведение анализа чувствительности

Рис. 96 – Перечень рисков проекта

В рамках проведения риск-сессии по проекту были выделены такие группы рисков, как технологические, партнерские, геологические и экономические. Из наиболее опасных рисков отмечены риски раннего прорыва газа газовой шапки в скважины. Также существуют риски, связанные с тем, что рассматриваемые в проекте активы принадлежат ПАО «Газпром», этим обуславливается необходимость заключения ряда договоренностей.

5.3. SWOT-анализ

В рамках проведения SWOT-анализа были рассмотрены сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы. SWOT- анализ представлен на Рисунке 97.

Сильные стороны	Опыт работы в регионе	Низкое качество исходных данных	Слабые стороны
	Географическая близость месторождений	Суровые климатические условия	
	Развита газовая инфраструктура в регионе	Зависимость от ПАО «Газпром» при бурении дополнительных скважин	
	Развита транспортная инфраструктура на месторождениях	Отсутствует геологическая информация по всей площади месторождения	
Возможности	Испытание и внедрение новых технологий	Изменение валютного регулирования; увеличение расходов Компании на операции по экономически необоснованным конвертациям валюты	Угрозы
	Наращивание компетенций компании в разработке нефтяных оторочек	<u>Неподтверждение</u> геологических запасов	
		Снижение мировых цен на нефть и нефтепродукты	
		Суровые климатические условия	

Рис. 97 – SWOT-анализ

Главными сильными сторонами проекта являются наличие развитой газовой и транспортной инфраструктуры. Среди возможностей стоит отметить возможность получения опыта работы с нефтяными оторочками, что весьма ценно, учитывая наличие множества запасов такого типа в портфеле Компании. Из слабых сторон стоит отметить отсутствие, либо низкое качество исходных данных, а также зависимость от держателя прав на активы ПАО «Газпром». Основная угроза – неподтверждение геологических запасов углеводородов.

5.4. Программа опытно-промышленной разработки

Для снятия ключевых неопределенностей проекта составлена программа опытно-промышленной разработки, включающая отбор глубинных проб и их лабораторные исследования, также проведения комплекса ГИС, исследований керна, отработку скважин с использованием мобильного исследовательского комплекса. Программа ОПР представлена в Приложении 2.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения проекта была сформирована интегрированная концепция разработки и обустройства нефтяных оторочек Е-го и П-го месторождений. В рамках выполнения работ по трем этапам выполнен процесс «Концептуальное проектирование» на этапе «Оценка», т.е. выполнение оценки реализуемости и наличия коммерческого потенциала одной из альтернативных концепций. Итогом стало формирование положительного бизнес-кейса по разработке месторождений П-е и Е-е, а также определение границ неопределенности P10-P90.

В рамках работы изучены месторождения-аналоги, информация по которым использовалась для предварительной оценки актива; сформирован проект с учетом его контекста — разработка двух месторождений в синергии; сформированы предварительные концепции разработки и обустройства из соответствующих матриц вариантов, составлена предварительная дорожная карта реализации проекта В результате чего выбрана базовая концепция для перехода на этап «Выбор», произведена оценка CAPEX/OPEX и сроков этой концепции.

Для снятия ключевых неопределенностей разработана программа соответствующих мероприятий. По результатам их выполнения на этапе «Выбор» планируется обновить перечень требований к проекту, разработать подходы к снижению остаточных неопределенностей, снизить уровень риска до уровня, позволяющего принять решение о выборе концепции.

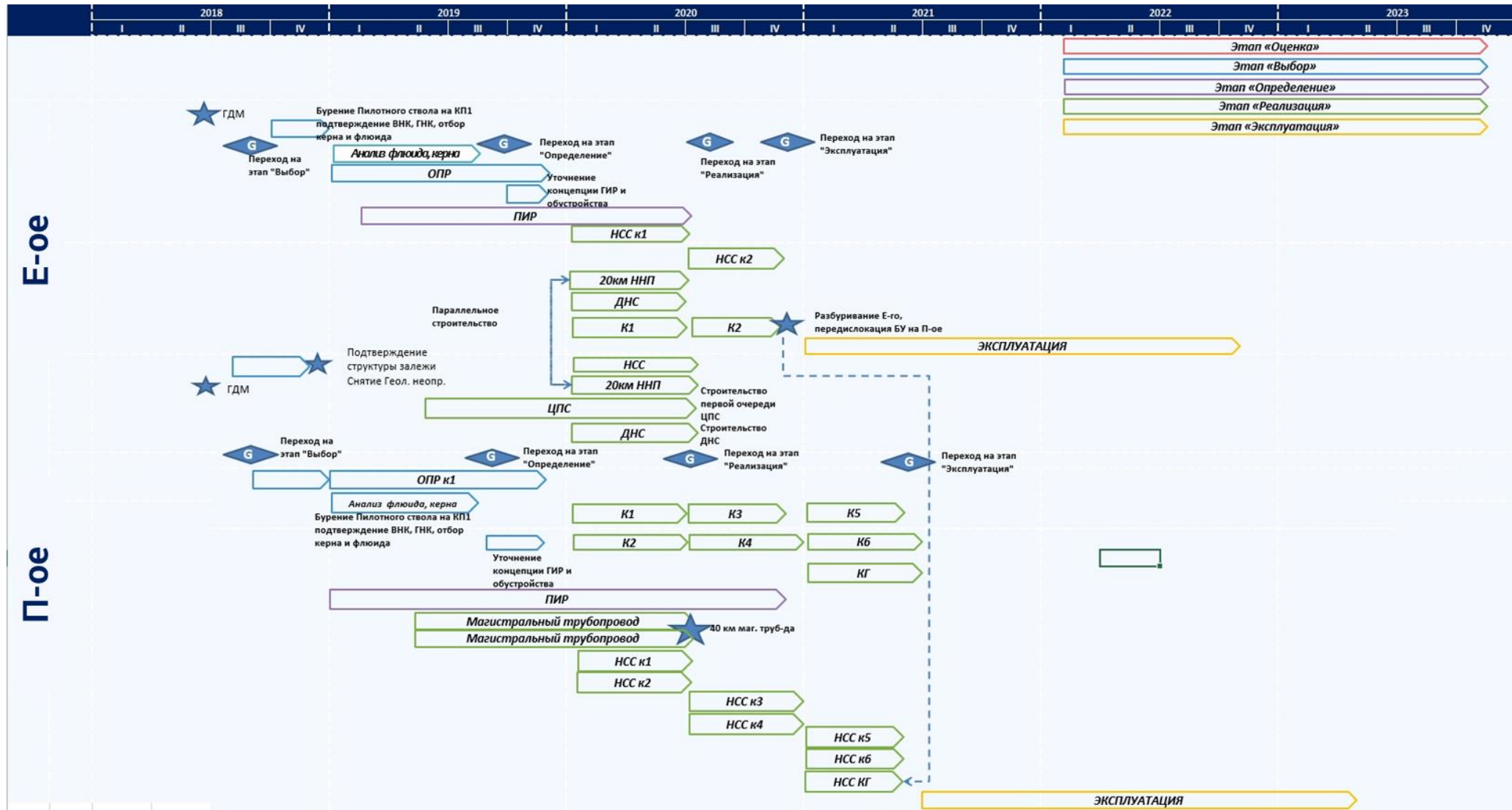
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Актуальные технологические направления в разработке и добыче нефти и газа: публичный аналитический доклад / Дежина И. Г. [и др.]; [Сколковский институт науки и технологий]. – М. : Битуби, 2017. – 216 с.
2. Ампилов Ю.П. Экономическая геология/ Ю.П. Ампилов, А.А Герт. – М. : Геоинформмарк, 2006. – 329 с.
3. Гаврелюк Е.А. Оценка эффективности проекта обустройства нефтяных месторождений / Е.А. Гаврелюк // Международный научно-исследовательский журнал – 2015. – № 20. – С. 38-42.
4. Интегрированная модель для комплексного управления разработкой и обустройством месторождений/Р.Р. Исмагилов, Ю.В. Максимов, О.С. Урмаев [и др.] //Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 71-73.
5. Косачук, Г.П. Оценка коэффициента извлечения нефти нефтегазовых месторождений с нефтяной оторочкой / Г.П. Косачук, Ф.Р. Билалов // Газовая промышленность. – 2009. – Спец. вып. – С. 19-22.
6. Лебедев А. С. Планирование эффективного использования производственно-ресурсного потенциала в добыче нефти: [монография] / А. С. Лебедев, М. Н. Карнаухов, И. В. Осинская. – СПб : Недра, – 2009. – 216 с.
7. Мартюшев Д. А. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти и газа: учебное пособие / Д. А. Мартюшев, А. В. Лекомцев. – Пермь : Пермского нац. исследовательского политехнического ун-та, 2017. – 435 с.
8. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ от 21 июля 1999 № ВК 477 [Электронный ресурс] // Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс». (дата обращения 20.06.2018).

9. Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов / А. Г. Молчанов. – М. : Альянс, 2010. – 586 с.
10. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных теллитологических ловушек нефти и газа / В.С Муромцев. – Ленинград: Недра, 1984. – 260 с.
11. Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» / Н.М. Недоливко. – Томск : ТПУ, 2008. – 158 с.
12. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в Юрском периоде / А.Э. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54 – № 8. – С. 972-1012.
13. Петрухин В. В. Расчеты машин и оборудования для добычи и подготовки нефти и газа: учебное пособие / В. В. Петрухин, Н. И. Петрухина, С. В. Петрухин. – Тюмень: Тюменский гос. нефтегазовый ун-т, 2008. – 148 с.
14. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах / А.И. Пономарев. – Новосибирск : СО РАН, 2007. – 236 с.
15. Попова Н.И. Корреляция продуктивных пластов берриас-нижнеаптских отложений Уренгойско-Пурпейского района Западной Сибири / Н.И. Попова, С.В. Ершов // Нефтегазовая геология. – 2013. - № 3(15). – С. 31-38.
16. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботуобинской залежи Чаяндинского НГКМ) / С.В. Буракова [и др.] // Вести газовой науки. – 2013. – №5(16). – С.124-133.
17. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. – М. : Недра, 1969. – 368 с.
18. Хуснуллина Г.Р. Геологическое строение и условия формирования продуктивных пластов викуловской свиты Красноленинского

месторождения (Западная Сибирь): дис. ... канд. геол.-минерал. наук:
25.00.12 / Г.Р. Хуснуллина. – Тюмень, 2014. – 195 с.

Приложение 1



Приложение 2

Месторождение	Снимаемые неопределенности	Наименование работ	Объект	2019												2020							
				3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5					
Песцовое НГКМ	Нефтяная оторочка																						
	PVT-свойства	Отбор глубинных проб и лабораторные исследования	551																				
	ФЕС, J-функция, зависимости "кern-ГИС"	ГИС, исследование керна	551																				
	Стартовый дебит, темп падения, оптимальная депрессия	ГДИС, отработка скважин	10																				
	Характер насыщения (ВНК, ГНК)	ГИС	11, 25																				
	Промышленные запасы нефти и газа в западной части месторождения	Запрос информации у ПАО "Газпром", бурение разведочных скважин, ГИС, отбор керна и глубинных проб, лабораторные исследования	Пилот №1																				
Ен-Яхинское НГКМ	Газовая шапка																						
	PVT-свойства, стартовый дебит, темп падения давления	Отбор глубинных проб и лабораторные исследования, ГДИС, отработка скважин	208																				
	PVT-свойства	Отбор глубинных проб и лабораторные исследования	486																				
	ФЕС, J-функция, зависимости "кern-ГИС"	ГИС, исследование керна	486																				
	Стартовый дебит, темп падения, оптимальная депрессия	ГДИС, отработка скважин	461																				
Характер насыщения (ВНК, ГНК)	ГИС	486, 463																					
PVT-свойства, стартовый дебит, темп падения давления	Отбор глубинных проб и лабораторные исследования, ГДИС, отработка скважин	Пилот №2																					

