

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

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК

Директор Политехнической
школы

_____ М.О. Писарев
_____ 2020 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
магистра

КОНЦЕПЦИЯ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Z»

03.04.02 Физика

Магистерская программа

«Концептуальный инжиниринг месторождений нефти и газа»

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

Рубайло Вадим Андреевич
Асатурян Эдгар Размикович
Гаврилов Антон Юрьевич
Корчемкина Анна Сергеевна

Научный руководитель
*Доцент, кандидат
геолого-минералогических наук*

Забоева Александра Александровна

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

Шевелёв Тихон Геннадьевич

Тюмень, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	12
1.1 Природно-климатические условия.....	13
1.2 Орография.....	13
1.3 Гидрография	14
1.4 Геокриология	14
1.5 Инфраструктура	15
2. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	17
2.1 Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации данных ГИС и их достоверность	17
3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	24
3.1 Создание концептуальной модели	24
3.2 Создание структурной модели.....	31
3.3 Обоснование параметров трехмерной сетки.....	40
3.4 Создание модели литологии.....	44
3.5 Построение модели фильтрационно-емкостных свойств	55
3.6 Построение модели насыщения.....	61
3.7 Подсчет начальных геологических запасов.....	68
4. ПОСТРОЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ	71
4.1 Характеристика пластового флюида	72
4.2 Обоснование выбора типа фильтрационной модели	75
4.3 Построение РVT-модели пластового флюида.....	76
4.4 Определение относительных фазовых проницаемостей.....	79
4.5 Создание полномасштабной модели	84

4.6 Создание секторной модели	86
4.7 Проектирование системы разработки на Западно-Юбилейном месторождении	88
4.8 Определение минимальных рентабельных толщин.....	96
4.9 Результаты расчетов на секторной модели	98
5. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ И КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН. КУСТОВАНИЕ.....	100
5.1 Конструкция скважины.....	100
5.2 Выбор типа буровой установки	101
5.3 Кустование.....	104
6. НАЗЕМНОЕ ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	106
6.1 Система сбора	106
6.2 Проектирование системы подготовки нефти и ПНГ	115
6.3 Детализация расчета состава емкостного оборудования	119
6.4 Выбор вариантов электроснабжения	131
6.5 Внешний транспорт нефти.....	134
6.6 Внешний транспорт газа.....	136
7. ЭКОНОМИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	138
8. ЛОГИСТИКА.....	144
8.1 Вариативность пожарной части.....	145
8.2 Вариативность источников отопления.....	147
9. ЭКОЛОГИЯ.....	149
9.1 Утилизация промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод и система водопотребления	149
9.2 Обращение с отходами бурения.....	149

9.3	Обращение с нефтешламами, ТКО и отходами производства	152
10.	РИСКИ ПРОЕКТА.....	156
11.	ДОРОЖНАЯ КАРТА ПРОЕКТА.....	163
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	165
	СПИСОК ИСТОЧНИКОВ	166

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И АББРЕВИАТУР

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка.

АГОВ – аппарат глубокой очистки воды.

АК – акустический каротаж.

АСПО – асфальто-смолистые парафинистые отложения.

БГС – боковой горизонтальный ствол.

БЕ – буферная емкость.

БК – боковой каротаж.

БКНС – блочно-кустовая насосная станция.

БС – боковой ствол.

ВНК – водонефтяной контакт.

ГГК-п – гамма-гамма каротаж плотностной.

ГДМ – гидродинамическая модель.

ГЖС – газожидкостная смесь.

ГИС – геофизические исследования скважин.

ГК – гамма каротаж.

ГМ – геологическая модель.

ГПЗ – газоперерабатывающий завод.

ГС – газовый сепаратор.

ГСР – геолого-статистический разрез.

ГРР – геологоразведочные работы

ЗБГС – зарезка бокового горизонтального ствола.

ЗБС – зарезка бокового ствола.

ИК – индукционный каротаж.

КДФ – концевой делитель фаз.

КИН – коэффициент извлечения нефти.

ЛУ – лицензионный участок.

НГЗ – начальные геологические запасы.

НГК – нейтронный гамма каротаж.

НГР – начальные геологические ресурсы.

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых.

НИЗ – начальные извлекаемые запасы.

ННС – наклонно-направленная скважина.

ННТ – нефтенасыщенная толщина.

ОГ – отражающий горизонт.

ОФП – относительная фазовая проницаемость.

УВ – углеводороды.

УПН – установка подготовки нефти.

УПСВ – установка предварительного сброса воды.

УЭС – удельное электрическое сопротивление.

ПВЛГ – переход на вышележащий горизонт.

ПЗ – потенциал зонд.

ПК – программный комплекс.

ПНГ – попутный нефтяной газ.

ПС – каротаж собственных потенциалов.

ПСС – плотность сетки скважин.

РВС – резервуар вертикальный стальной.

РИГИС – результат интерпретации геофизических исследований скважин.

СРР МОГТ – сейсмические разведочные работы метод общей глубинной точки.

ТГЗ – текущие геологические запасы.

ТИЗ – текущие извлекаемые запасы.

ТФС – трехфазный сепаратор.

ФП – фазовая проницаемость.

САРЕХ – капитальные затраты.

DPI – дисконтированный индекс доходности.

EMV – ожидаемый доход.

NPV (ЧДД) – чистый дисконтированный доход.

ОРЕХ – операционные затраты.

PI – индекс доходности.

ПЕРЕЧЕНЬ РАБОТ УЧАСТНИКОВ ПРОЕКТНОЙ КОМАНДЫ

Работы в рамках группового проекта были разделены согласно методическим указаниям дирекции Политехнической школы Тюменского государственного университета. Выполняемая работа была равномерно разделена между участниками проекта. Для контроля сроков выполнения была составлена дорожная карта работ. Для каждого вида работ и каждого этапа проекта было назначено ответственное лицо (участник группового проекта), которое выполняло курирование вверенного ему вида работ, а именно: консолидация теоретического материала, сбор исходных данных, прием результата, оценка качества полученного результата.

Создание презентационного материала и написание разделов отчета выполнялось ответственными по видам работ, после консолидации полученных результатов.

Асатурян Эдгар Размикович:

- Определение кустования по вариативным сценариям;
- Расчет затрат и выбор оптимального варианта электроснабжения;
- Расчет параметров внутрипромысловый сети сбора скважинной продукции, внешних трубопроводов в ПО PIPESIM.
- Расчет капитальных и операционных затрат по вариантам комплексного обустройства месторождения;
- Расчет НДС по действующей налоговой системе и на основе налога на дополнительный доход (НДД), сравнение двух систем по накопленному денежному дисконтированному потоку;
- Расчет капитальных и операционных затрат по вариантам комплексного обустройства месторождения;
- Экономический расчет вариантов системы разработки месторождения (типа заканчивания, длины ГС, межрядного расстояния, числа стадий ГРП, режима разработки, режима работы скважин);

Гаврилов Антон Юрьевич:

- Поиск и анализ существующей инфраструктуры в регионе присутствия;
- Проектирование системы подготовки нефти и ПНГ;
- Определение необходимых линейных и площадных объектов, проведение детализированного расчета;
- Поиск альтернативных решений по использованию ПНГ для повышения КПЭ проекта;
- Поиск и применение новых технологий на этапе разработка и обустройство
- Анализ рассмотрение и выбор оптимальных точек сдачи нефти и газа
- Расчет затрат и выбор оптимального варианта электроснабжения;

Корчемкина Анна Сергеевна:

- Проведение бенчмаркинга месторождений-аналогов;
- Построение капиллярной модели насыщения;
- Создание концептуальной геологической модели ачимовских и юрских отложений;
- Подготовка данных для создания гидродинамической модели: построение кривых относительных фазовых проницаемостей при помощи LET-корреляции, определение конечных точек, построение PVT-модели пластового флюида;
- Подготовка файлов для загрузки в гидродинамический симулятор tNavigator;
- Создание секторной модели для проведения оптимизационных расчетов;
- Подготовка исходных данных для построения гидродинамической модели: подготовка и выгрузка кубов для загрузки в tNavigator;
-

Рубайло Вадим Александрович:

- Выделение продуктивных интервалов, качественное определение характера насыщения коллекторов, межскважинная стратиграфическая корреляция, увязка керна по глубине отбора и принадлежности к пластам;

- Определение минимальных рентабельных толщин, размещение сетки скважин;
- Построение вероятностных моделей и вариативных профилей добычи для предварительного подсчета запасов;
- Создание геологической 3D модели и ее сопровождение на всех этапах выполнения проекта;
- Формирование плана опытно-промышленных работ в соответствии с выявленными ключевыми неопределенностями;
- Формирование вариативных сценариев ввода месторождения и обоснование ввода фаз;
- Организация кросс-функционального взаимодействия между участниками проектной команды и внешними экспертами;
- Распределение обязанностей членов проектной команды и координация повседневной деятельности коллектива.

Букаринова Татьяна Владиславовна

- Логистика материально-технических ресурсов
- Пожарная часть
- Экологическая стратегия, обращение с отходами производства
- Дорожная карта
- Идентификация, анализ и оценка рисков проекта.

Все участники проектной команды:

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

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Район работ расположен на территории Ненецкой возвышенности, в приполярной зоне водораздельного участка рек Ныда, Правая Хетта и Седэяха.

Административно площадь расположена на территории Надымского района (р.ц. г. Надым) Ямало-Ненецкого АО, Тюменская область. г. Надым находится на удалении 100-110 км к юго-западу.

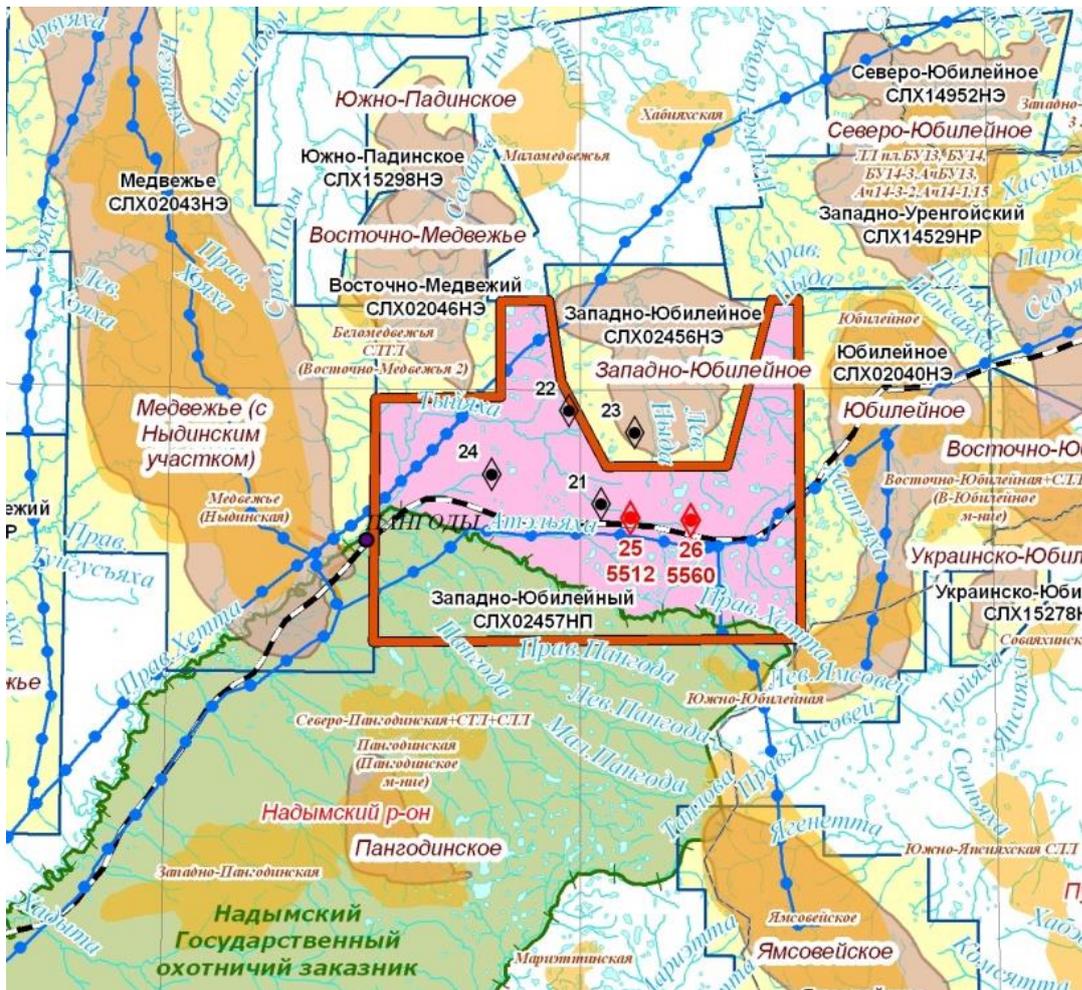


Рисунок 1. Обзорная схема района работ

По нефтегеологическому районированию Западно-Юбилейное месторождение приурочено к Надымскому нефтегазоносному району Надым-Пурской нефтегазоносной области.

В соответствии с тектонической картой мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (гл. редактор Нестеров И.И. 1990 г.), Западно-Юбилейное месторождение приурочено к

территории Надым-Тазовской синеклизы, являющейся крупной структурой I порядка.

Центральную, довольно обширную часть Надым-Тазовской синеклизы занимает Нерутинская впадина, к южной части которой и приурочены площади исследуемых участков.

1.1 Природно-климатические условия

Климат района субарктический, характеризуется продолжительной суровой зимой с метелями и коротким прохладным летом. Среднегодовая температура отрицательная, минус 4 °С. Средняя температура самого холодного месяца (января) минус 25 °С, а самого жаркого (июля) плюс 15 °С. Абсолютный минимум температуры составляет минус 58 °С, абсолютный максимум плюс 37 °С. Продолжительность устойчивых морозов 180 дней.

Среднегодовое количество осадков до 500 мм, в теплый период (с апреля по октябрь) от 300 до 350 мм, в холодный (с ноября по март) от 150 до 200 мм. Число дней с осадками около 200 в году.

Северное и северо-восточное направление зимой и западное-юго-западное в летнее время. Сила ветра в среднем достигает 8-12 м/сек.

Толщина снежного покрова в пониженных частях рельефа достигает 1-1,5 м., а на открытых участках составляет 0,5-0,7 м. Снежный покров сохраняется 200-240 дней.

1.2 Орография

Район работ представляет собой полого-волнистую заболоченную равнину с проявлениями сопочного рельефа. Абсолютные отметки рельефа изменяются от плюс 100 м (на водоразделах) до плюс 40 м (в долинах рек). Рельеф имеет эрозионное, долинно-балочное и озерное расчленение, осложнен речными террасами, в многочисленном количестве отмечается присутствие ледяных бугров.

Площадь болот достигает 20 %. В сейсмическом отношении район неактивен.

1.3 Гидрография

Гидрографическая сеть в районе работ представлена тремя основными реками, которые пересекают территорию участка. Река Ныда со своими притоками Ярайдейяха, Левая Ныда и Правая Ныда берет начало из центральной части участка и пересекает его в северо-западном направлении, река Седэяха с многочисленными притоками пересекает восточную часть площади в северо-восточном направлении и река правая Хетта с притоками Тыйяха, Хасырейяха пересекает южную часть площади в виде коленообразного изгиба.

Реки несудоходны, имеют спокойное течение, их русла осложнены большим количеством меандр. Крупные по размерам озера отсутствуют. Имеющиеся озера в пределах заболоченных участков достигают размеров 0,5х1,0 км и менее. Среди них можно отметить такие как, озера Тетто в пределах урочища Тывыседа (на северо-западе), озера Панялято, Нойсомато и др. В большинстве озера термокарстового происхождения и глубина их всего 1,5 - 2,5 м. Бытовое водоснабжение возможно за счет привозной воды, а техническое водоснабжение буровой за счет местных источников (реки, озера).

1.4 Геокриология

Для верхней части разреза характерно двухслойное строение многолетнемерзлой толщи. Кровля современной мерзлоты в зависимости от геоморфологических и грунтовых условий залегает на глубинах от 1 до 5-10 м, а их толщина изменяется от 15-30 до 50 м. Этот слой мерзлых пород объединяет большей частью четвертичные отложения. Более древняя мерзлота, представляющая основную часть многолетнемерзлых пород (ММП) начинается с глубины 50-90 м и заканчивается на глубине 350-400 м, включая песчаные отложения атлымской, тавдинской и ирбитской (аналог люлинворской) свит. Льдистость пород изменяется от 20 до 55 %.

Суммарная толщина наиболее льдистых отложений составляет 300-350 м. Температура грунтов изменяется от минус 3 до минус 1 °С на подошве годовых теплооборотов. Средняя температура древней мерзлоты минус 0,5 °С. Площадное

распространение мерзлых пород носит сплошной характер за исключением речных долин, где появляются талики. Наличие таликов отмечается и под озерами. Сезонное протаивание ММП начинается в конце мая- начале июня и заканчивается в середине сентября-начале октября. Средняя глубина протаивания составляет 0,8-1,5 м. Из специфических форм мерзлотного рельефа встречаются бугры пучения, воронки и поля протаивания.

1.5 Инфраструктура

Площадь участка пересекается коридором коммуникаций газопроводов Центрального направления: Уренгой-Ужгород, Уренгой-Центр I и Уренгой-Центр II, ЛЭП 110.

Источниками теплоснабжения являются: котельная типа ПКН-2, ТПГУ-3.2.

Источниками электроснабжения являются: электростанция – ДЭС-200, ЛЭП.

Материально-техническая база ООО «Газпром добыча Надым» и ООО «Газпром добыча Уренгой» находятся, соответственно, в г. Надым и г. Новый Уренгой.

В границах лицензионного участка есть радиостанция, а также мобильная связь.

Через Западно-Юбилейный участок проходит рабочая железная дорога и автодорога, Новый Уренгой-Пангоды-Надым, через Северо-Нерутинский участок проходит автодорога Пангоды-Ямбург. В зимнее время сообщение возможно по зимникам, в летнее и весеннее – воздухом (вертолетный вариант).

В г. Новый Уренгой и в г. Надым имеются современные аэропорты, способные принимать тяжелые виды самолетов. Расстояние до них соответственно 75 и 100 км. Речные пристани имеются в пос. Ныда и Нумги в 100-110 км северо-западнее. Железнодорожные станции находятся в пос. Пангоды, г. Новый Уренгой и г. Надым.

Транспортировка оборудования, грузов и материалов с места базирования возможна железнодорожным транспортом от г. Новый Уренгой до пос. Пангоды, далее до буровых зимниками. Срок действия зимников - 150 дней (ноябрь-апрель).

Дорожная сеть на площади отсутствует. В западной части проходят зимники Медвежьего месторождения, а в южной части параллельно с железной дорогой и коридором коммуникаций проходит зимник на Юбилейное месторождение.

В пределах площади реки несудоходны. Передвижение рекой осуществляется по Обской губе по пос. Ныда и р. Надым до пос. Старый Надым. Навигация длится с июня по сентябрь.

Район работ покрыт сплошным чехлом четвертичных отложений, в разрезе которых имеются пески, алевроиты и глины, используемые как источники минерального сырья.

2. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации данных ГИС и их достоверность

Для определения геофизических и подсчетных параметров Западно-Юбилейной площади, использовались данные комплекса ГИС в скв. № 21, 24, т.к. в скважинах 22 и 23 отсутствует полный комплекс ГИС.

Поскольку собственное петрофизическое обеспечение для интерпретации данных ГИС юрских отложений ЗЮ лицензионного участка отсутствует за основу петрофизической модели взяты данные по аналогичным отложениям Уренгойского и Медвежьего месторождений.

Выделение коллекторов проводилось по результатам комплексной интерпретации всех геолого-геофизических материалов с применением качественных признаков.

Поскольку прямые качественные признаки коллектора практически не работают, за исключением радиального изменения УЭС по комплексу зондов ВИКИЗ, выделение прослоев-коллекторов и расчет эффективных толщин проводились в основном по косвенным качественным признакам (низкие показания ГК, ГГКп). Кроме того, в качестве количественного критерия учитывалось значение $dJГК$ гр.=0,37 д. ед., по аналогии с граничным значением для юрских отложений Уренгойского месторождения.

Удельные электрические сопротивления (УЭС) пластов определялись по ВИКИЗ и ИКЗ.

Определение характера насыщенности коллекторов оценивался как по данным ГИС, так и по результатам испытания.

Для коллекторов Уренгойского месторождения нижним пределом УЭС продуктивных коллекторов принято значение 13,6 Омм. При этом УЭС водонасыщенных пластов изменялось от 7,5 до 13,6 Омм, продуктивных от 13,1 до 120,0 Омм.

УЭС прослоев-коллекторов пласта Ю_{1а} в скв. № 21,24 по данным комплекса ЭК, ИК составляет от 22,3 до 71,5 Ом, при этом наибольшие значения УЭС по кривым ВИКИЗ, БК, БКЗ приходятся на подошвенную часть пласта, наименее глинистую по ГК. Таким образом, по данным ГИС, флюидальных контактов и переходных зон в интервале пласта не отмечается. Вся выделенная эффективная мощность отнесена к нефтенасыщенной зоне.

Таблица 2.1. Результаты интерпретации ГИС скважин 21 и 24

Скважина	Пласт	Интервал, м		Интервал абс. отметка, м		Толщина проницаемого прослоя, м	ЭС, Омм	Коэффициент пористости, д. ед	Характер насыщения
		к ровля	п одошва	кров ля а.о.	подошва а.о.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11
21	АчБУ13	3665.6	3667.2	-3577.6	-3579.2	1.6	5.7	0.13	нефть
21	АчБУ13	3669.4	3671.2	-3581.4	-3583.2	1.8	5	0.12	нефть
21	АчБУ13	3683.8	3685.8	-3595.8	-3597.8	2	9.5	0.10	нефть
21	АчБУ13	3687	3688.2	-3599	-3600.2	1.2	8.9	0.12	нефть
21	АчБУ13	3689.4	3692.8	-3601.4	-3604.8	3.4	6.7	0.11	нефть
21	АчБУ13	3702.4	3704.4	-3614.4	-3616.4	2	7.7	0.14	нефть
21	АчБУ13	3705.2	3707.6	-3617.2	-3619.6	2.4	7.9	0.15	нефть
21	АчБУ13	3709	3711.4	-3621	-3623.4	2.4	7.1	0.12	нефть
21	АчБУ13	3712.4	3715.8	-3624.4	-3627.8	3.4	3.6	0.14	нефть
21	АчБУ13	3716.4	3718.8	-3628.4	-3630.8	2.4	4.3	0.12	нефть
21	АчБУ13	3720.6	3723	-3632.6	-3635	2.4	9.5	0.11	нефть

Скважина	Пласт	Интервал, м		Интервал абс. отметка, м		Толщина проницаемого прослоя, м	ЭС, Омм	Коэффициент пористости, д. ед	Характер насыщения
		к ровля	п одошва	кров ля а.о.	подошва а.о.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11
21	АчБУ13	3723.8	3724.4	-3635.8	-3636.4	0.6	18.4	0.11	нефть
21	АчБУ13	3725.2	3726	-3637.2	-3638	0.8	15.2	0.11	нефть
21	АчБУ13	3727.2	3728	-3639.2	-3640	0.8	18.3	0.10	нефть
21	АчБУ13	3730.2	3731.6	-3642.2	-3643.6	1.4	16	0.11	нефть
21	АчБУ13	3735.8	3736.6	-3647.8	-3648.6	0.8	17.9	0.13	нефть
21	АчБУ13	3737.4	3738.2	-3649.4	-3650.2	0.8	17.6	0.13	нефть
21	АчБУ13	3738.6	3739.2	-3650.6	-3651.2	0.6	16.3	0.10	нефть
21	АчБУ13	3739.6	3741	-3651.6	-3653	1.4	15.6	0.12	нефть
21	АчБУ13	3742	3744.2	-3654	-3656.2	2.2	20	0.12	нефть
21	АчБУ13	3744.8	3746	-3656.8	-3658	1.2	17.4	0.13	нефть
21	АчБУ13	3746.4	3748	-3658.4	-3660	1.6	16.4	0.14	нефть
21	АчБУ13	3748.6	3750.2	-3660.6	-3662.2	1.6	15.6	0.13	нефть
21	АчБУ13	3753.6	3755.2	-3665.6	-3667.2	1.6	15.4	0.12	нефть
21	АчБУ13	3757.2	3760.6	-3669.2	-3672.6	3.4	20.6	0.11	нефть
21	АчБУ13	3761.2	3764.2	-3673.2	-3676.2	3	18.4	0.11	нефть
21	АчБУ13	3776.4	3778.4	-3688.4	-3690.4	2	16	0.13	нефть
21	АчБУ13	3796	3799.8	-3708	-3711.8	3.8	20.6	0.11	нефть
21	АчБУ14	3822.4	3823.4	-3734.4	-3735.4	1	16.5	0.08	нефть

Скважина	Пласт	Интервал, м		Интервал абс. отметка, м		Толщина проницаемого прослоя, м	ЭС, Омм	Коэффициент пористости, д. ед	Характер насыщения
		к ровля	п одошва	кров ля а.о.	подошва а.о.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11
21	АчБУ14	3822.4	3825.8	-3734.2	-3737.6	3.4	16.8	0.09	неясно
21	АчБУ14	3823.8	3824.8	-3735.8	-3736.8	1	16.5	0.09	нефть
21	АчБУ14	3825.2	3825.8	-3737.2	-3737.8	0.6	15.2	0.11	нефть
21	АчБУ14	3827.6	3828	-3739.6	-3740	0.4	16.5	0.08	нефть
21	АчБУ14	3827.6	3830.2	-3739.4	-3742	2.6	17	0.10	неясно
21	АчБУ14	3828.4	3830.2	-3740.4	-3742.2	1.8	15.2	0.08	нефть
21	АчБУ14	3836.4	3840.4	-3748.4	-3752.4	4	20.9	0.11	нефть
21	АчБУ14	3836.8	3840.4	-3748.6	-3752.2	3.6	28.3	0.11	неясно
24	АчБУ12	3697.6	3699	-3623.4	-3624.8	1.4	17	0.12	неясно
24	АчБУ12	3700.2	3703.6	-3626	-3629.4	3.4	15.2	0.10	неясно
24	АчБУ12	3704.4	3707	-3630.2	-3632.8	2.6	15.1	0.10	неясно
24	АчБУ12	3708.4	3710.2	-3634.2	-3636	1.8	14.4	0.10	неясно

Скважина	Пласт	Интервал, м		Интервал абс. отметка, м		Толщина проницаемого прослая, м	ЭС, Омм	Коэффициент пористости, д. ед	Характер насыщения
		к ровля	п одошва	кров ля а.о.	подошва а.о.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11
24	АчБУ13	3780.4	3784	-3706.2	-3709.8	3.6	20.3	0.08	неясно
24	АчБУ13	3788.6	3790.8	-3714.4	-3716.6	2.2	17.6	0.09	нефть
24	АчБУ13	3791.4	3792.8	-3717.2	-3718.6	1.4	21.3	0.09	нефть
24	АчБУ13	3794.8	3798.4	-3720.6	-3724.2	3.6	22.8	0.10	нефть
24	АчБУ13	3799.6	3800.6	-3725.4	-3726.4	1	23	0.08	нефть
24	АчБУ13	3801.2	3802.2	-3727	-3728	1	19.2	0.09	нефть
24	АчБУ13	3803.4	3808.6	-3729.2	-3734.4	5.2	21.4	0.10	вода
24	АчБУ13	3810.2	3811.6	-3736	-3737.4	1.4	22.5	0.10	вода
24	АчБУ13	3812.8	3814.4	-3738.6	-3740.2	1.6	21.3	0.09	вода
24	АчБУ13	3814.8	3815.8	-3740.6	-3741.6	1	23.2	0.10	вода
24	АчБУ13	3816.4	3817.8	-3742.2	-3743.6	1.4	25	0.09	вода
24	АчБУ13	3818.4	3819.6	-3744.2	-3745.4	1.2	23.6	0.10	вода
24	АчБУ13	3821.6	3822.6	-3747.4	-3748.4	1	22.7	0.09	вода
24	АчБУ13	3823.2	3825.2	-3749	-3751	2	22.1	0.09	вода
24	АчБУ13	3826	3826.8	-3751.8	-3752.6	0.8	28.4	0.09	вода
24	АчБУ13	3827.6	3830.6	-3753.4	-3756.4	3	23	0.09	вода
24	АчБУ13	3831.6	3833.2	-3757.4	-3759	1.6	23.5	0.08	вода
24	АчБУ13	3833.8	3834.8	-3759.6	-3760.6	1	23.2	0.09	вода

Скважина	Пласт	Интервал, м		Интервал абс. отметка, м		Толщина проницаемого прослая, м	ЭС, Омм	Коэффициент пористости, д. ед	Характер насыщения
		к ровля	п одошва	кров ля а.о.	подошва а.о.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11
24	Ю1	4006.4	4007.8	-3911.5	-3912.9	1.4	55.2	0.15	нефть
24	Ю1	4008.4	4008.8	-3913.5	-3913.9	0.4		0.14	нефть
24	Ю1	4009.4	4013	-3914.5	-3918.1	3.6	50.4	0.12	нефть

3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Создание концептуальной модели

Создание КМ (Ачимовские отложения):

1. Сбор общей информации о региональной геологии
2. Литолого-фациальный анализ
3. Систематизация информации

Сбор общей информации

Ачимовские отложения характеризуются сложным геологическим строением. Генезис неокомского комплекса Надымского района (ачимовские толщи) представляет собой различные части клиноформного комплекса, сформированные в течение одного цикла колебаний уровня моря.

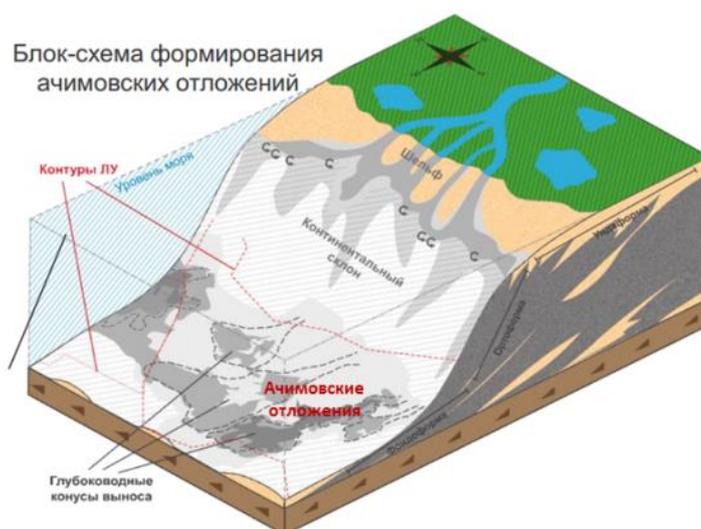


Рисунок 3.1 – Схематичный разрез клиноформы

Образование ачимовских отложений связывают с поступлением к подножиям неокомских шельфовых террас песчано-алевритовых осадков в виде турбидитовых потоков различной плотности и оползней. Эти процессы генетически и пространственно связаны с областями разгрузки осадков, транспортируемых аллювиально-дельтовыми системами.

Накопленная геолого-геофизическая информация по ачимовской толще и аналогичным турбидитовым отложениям позволяет выявить следующие общие закономерности:

1. Песчаные ачимовские тела представляют собой продукты регрессивных этапов седиментации, сменяемых относительно кратковременными периодами трансгрессии моря.
2. Наиболее перспективными зонами являются зоны повышенных толщин песчаников (проксимальная часть)
3. Осадки конусов выноса преобразуют морфологию дна бассейна в некоторой степени и создают расчлененный рельеф, представленный холмами и впадинами. В связи с этим ачимовские пласты характеризуются высокой неоднородностью по площади и разрезу.

По изменению гранулометрического состава в разрезах песчаных пластов выделяются последовательности с увеличением размера зерен в кровле и подошве либо блоковые разрезы. По данным Д. Стоу (1990 г.), возрастание зернистости вверх по разрезу и блоковые образования характерны в рассматриваемых фациальных обстановках для глубоководных конусов выноса; последовательности с увеличением зернистости к подошве пластов более типичны для канальных песков турбидитных потоков.

Многие ученые стремились прийти к какой-то единой схеме образования турбидитовых отложений с единым источником (single fan model), позже чтобы объяснить многообразие различных конусов выноса начали превалировать теории многоточечных источников. Мьюти и Ричч

(1981) разработали концепт эффективных и неэффективных систем конусов. Эффективные системы обогащены глинами и имеют малое сопротивление движения, за счет чего продвигаются на большие расстояния. Неэффективные содержат больше песчаника и транспортируют незначительные количества осадков на небольшие расстояния. Эта классификация важна т.к. содержит основные критерии размер зерна и объем осадков.

Авторами Н.Г. Reading, М. Richards, 1994 [7] предложена классификация турбидитных систем в глубоководных обстановках осадконакопления основанная на 1) объеме и размере седиментационных частиц и 2) природе питающей системы (точечный источник, многоточечные источники, линейный источник). На рисунке 2 показано графическое представление части этой классификационной схемы.

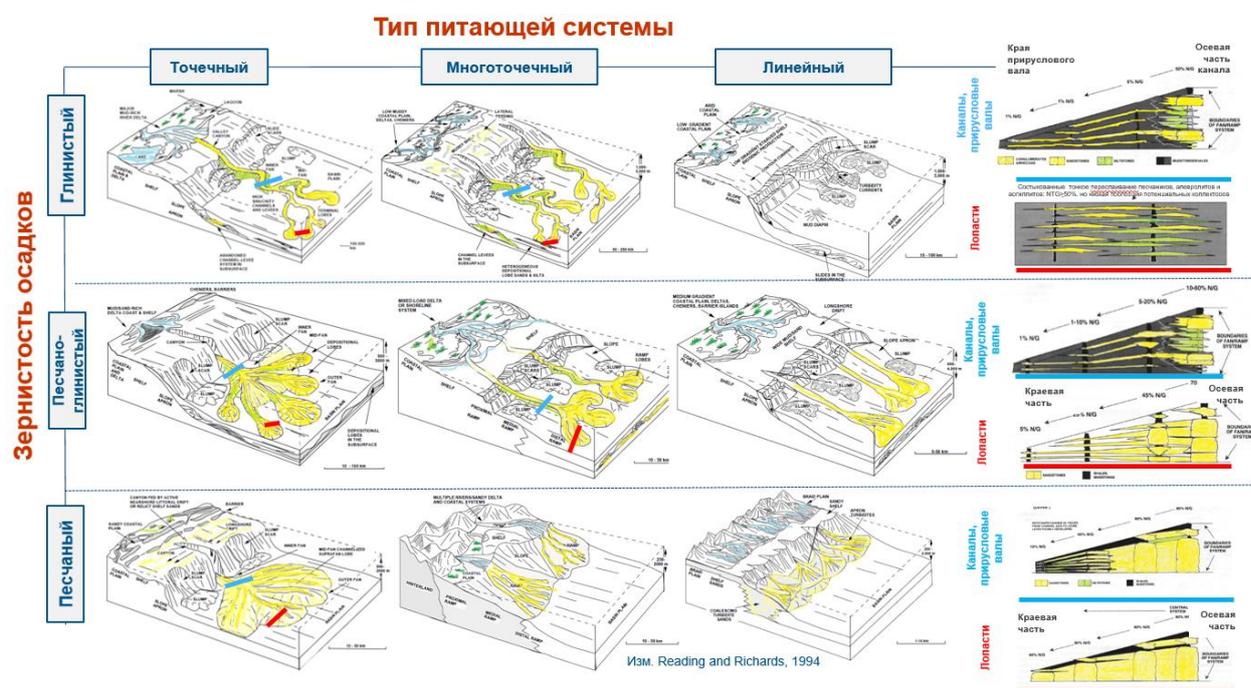


Рисунок 3.2 - Классификация глубоководных конусов выноса (фэнов) в зависимости от размерности осадков и типа питающей системы (Н.Г. Reding, М. Richards, 1994)

Не смотря на детальный анализ при проведении классификации, необходимо понимать, что не существует какой-то одной концептуальной

модели, которая могла бы быть использована как универсальный инструмент для понимания и предсказания геологического строения конуса выноса/фэна, распределения фаций и качества коллекторов. Многообразие факторов, влияющих на финальную форму конусов выноса, наводит на размышления, что не нужно заключать в какие-то четкие рамки классификации.

По мере поступления осадков на шельф и регионального прогибания территории западно-сибирского бассейна наблюдается постепенная проградация седиментационных комплексов в северо-западном направлении.

Литолого-фациальный анализ

На основании собранной общей геологической информации было установлено, что ачимовские толщи относятся к глубоководным обстановкам осадконакопления.

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

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

Пласт АчБУ₁₃ прослеживается в скважинах 22, 23, 24.

Опираясь на исходные данные, включающие в себя комплекс ГИС по двум скважинам и описание керна по 22 скважине, рассмотрим проведение литолого-фациального анализа на примере пласта АчБУ₁₃.

В скважине 22 в интервале отбора керна (интервал) выделен распределительный канал, который относится к глубоководно-морскому комплексу фаций. Образование распределительного канала представлено на рисунке 3.

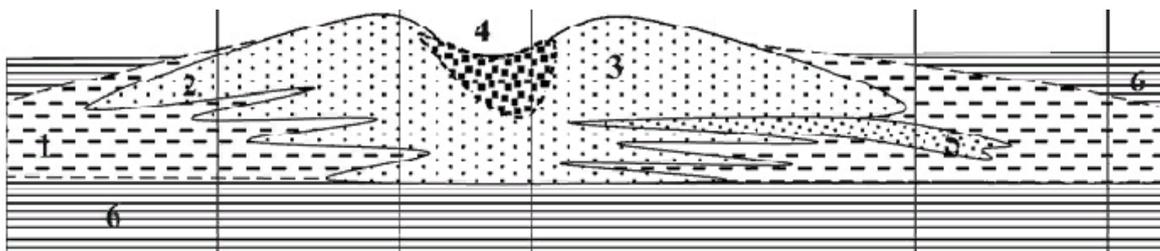


Рисунок 3.3 – Образование распределительного канала.

Система «канал-насыпь»

Опираясь на типичные формы кривых ПС в системе «канал-насыпь» (по примеру из разреза глубоководных отложений свиты Форбс), интерпретация которой представлена на рисунке 4, в которой каждому участку седиментационного комплекса (конус выноса) соответствует своя электрометрическая и литофизическая модель, увязываем описание керна для фации оползня с кривой αPS . Интерпретация производилась по комплексу ГИС в скважине 24.

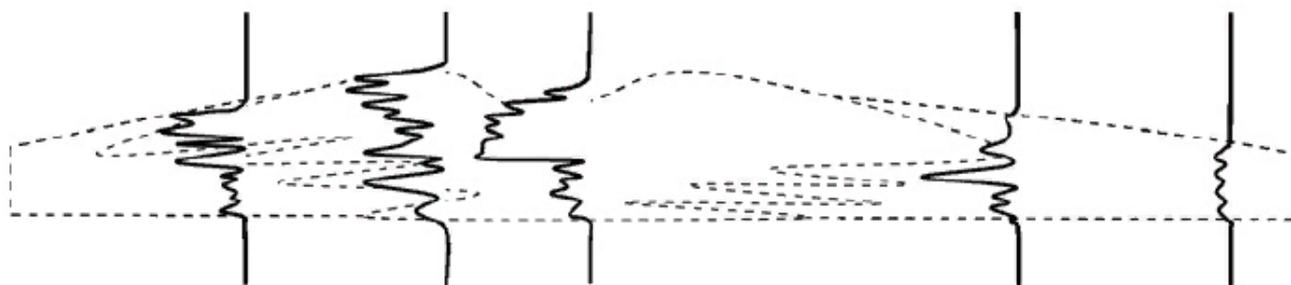


Рисунок 3.4 – Типичные формы кривых ПС в системе «канал-насыпь»

В ходе интерпретации кривых ГИС скважины 22 в интервале отбора керна (интервал) нами была выделена фация турбидитовой лопасти с принадлежностью к глубоководно-морскому комплексу фаций.

В данном интервале отбора керна преобладающим литотипом является песчаник серый, мелкозернистый, алевритистый, местами с прослойками 1-10 мм аргиллита темно-серого, с запахом УВ. Толщина слоёв песчаника колеблется от нескольких мм до 1-7 см., аргиллита от нескольких мм до 1-4 см., алевролита от 0,5 см. до 8 см.

Юрские отложения

Осадочные тела, которые представлены юрскими отложениями ($Ю_1$), относятся к шельфовым обстановкам осадконакопления. Пласт $Ю_1$ относится к Абалакской свите и залегает под Баженовской свитой.

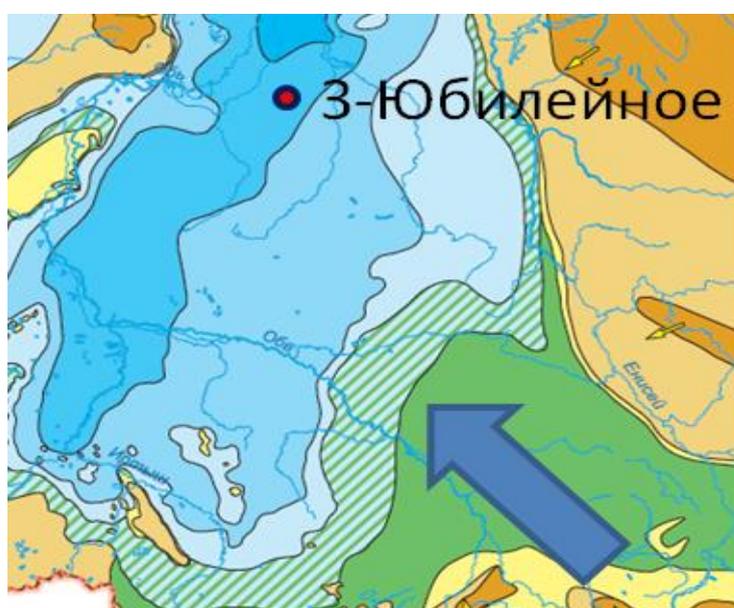


Рисунок 3.5 - Фрагмент палеографической карты

Судя по палеографической карте истони сноа находится н ЮВ, а направени сноса с ЮВ на СЗ.

Фацильный анализ проводился на основе описания керна рисунок 3.6.

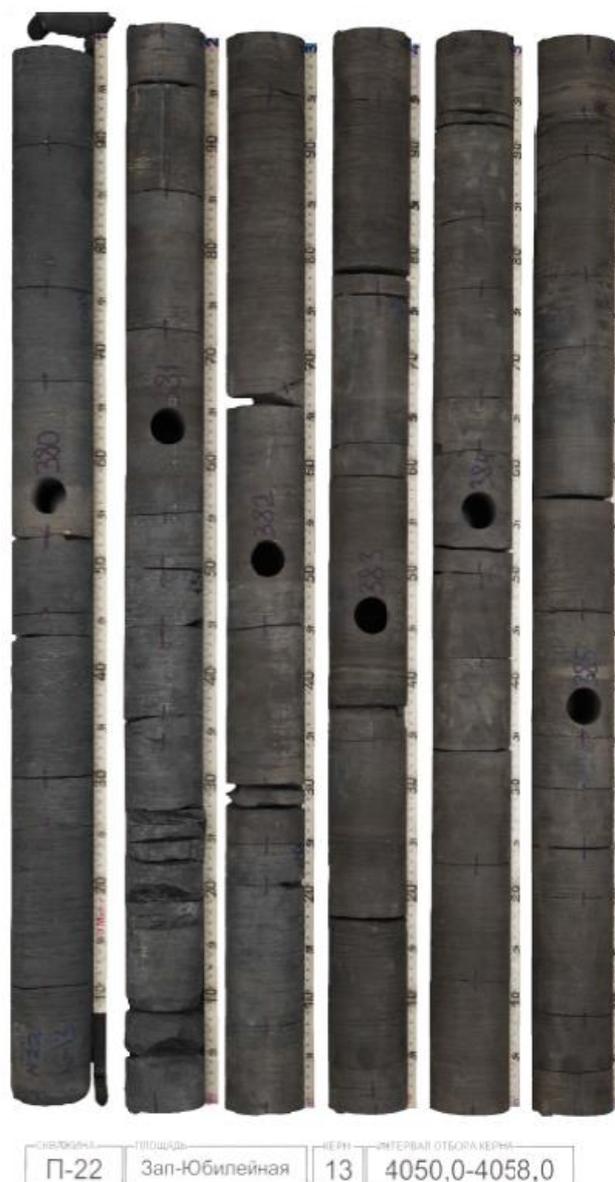


Рисунок 3.6 - Фотография керна абалакской свиты (вынос 8 метров)
Пласт Ю₁ характеризуется выдержанностью по площади, что подтверждает 2D сейсморазведка (рисунок 3) и высокой расчлененностью.

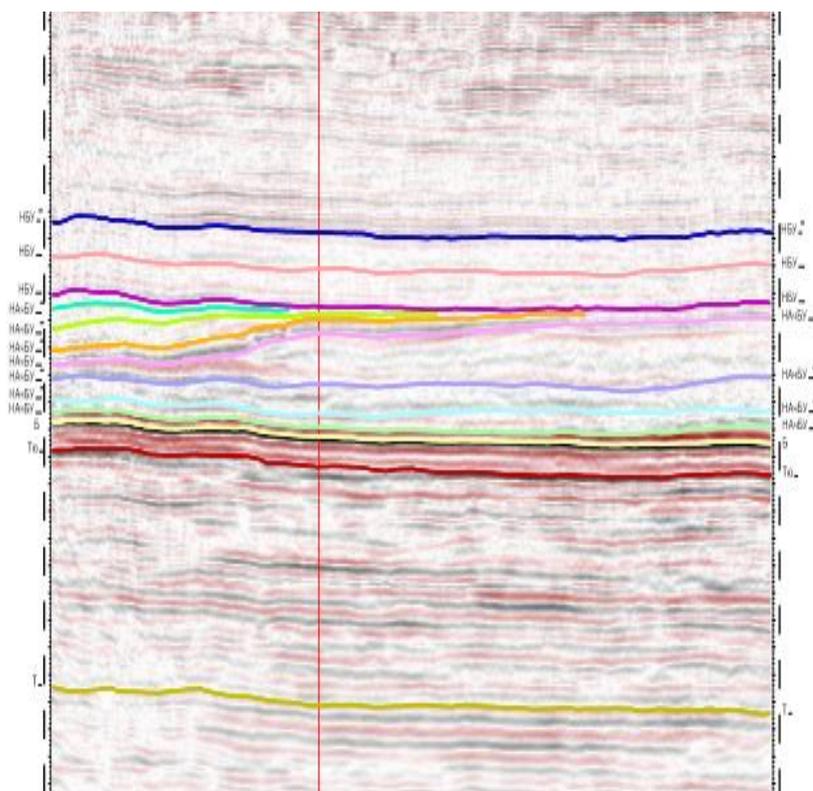


Рисунок 3 - Сейсмический профиль

Размеры песчаных тел определяются на основе литературных источников и приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Размеры песчаных тел пласта Ю₁

Ю ₁		
Тип	Длина, км	Ширина, км
Осад.тело	25	5

3.2 Создание структурной модели

Исходными данными для построения структурного каркаса являлись результаты детальной стратиграфической корреляции, а также структурные поверхности по двум отражающим горизонтам, приуроченным к кровле пласта Ю₀ (Баженовская свита) для пластов группы Ач и кровле пласта Ю₁

(Абалакская свита) для пласта Ю₁, полученные по данным 2D сейсморазведки (рисунок 3.1).

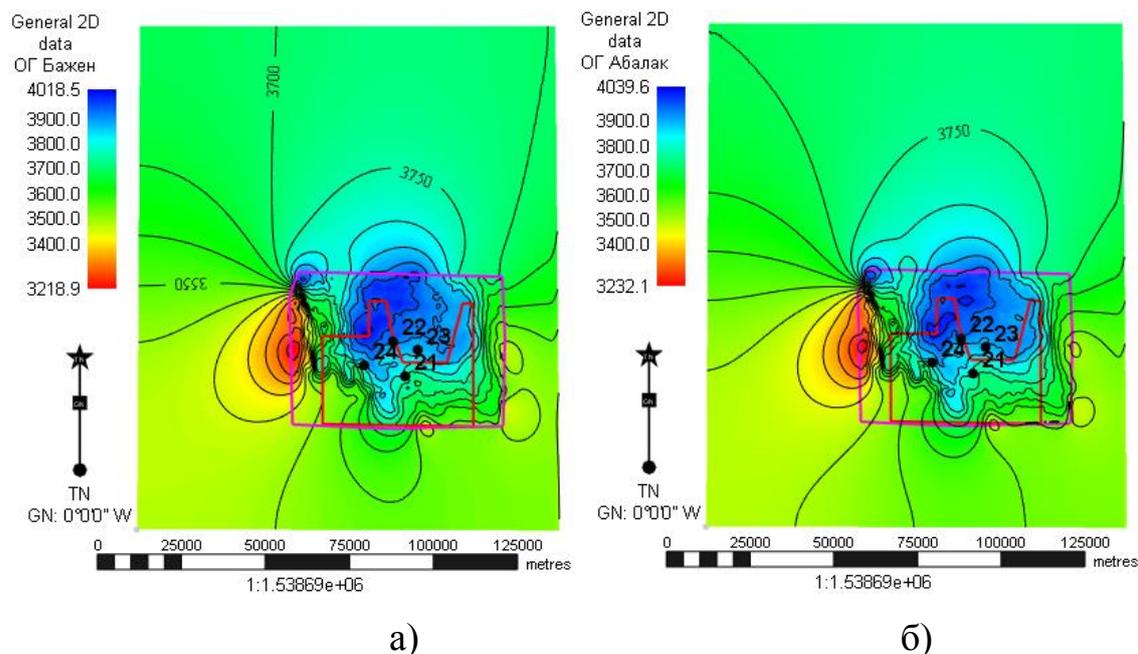


Рисунок 3.1 – Структурные поверхности по ОГ.

а – Баженовская свита, б – Абалакская свита

Построение структурных карт по основным стратиграфическим границам, выделенным в результате детальной стратиграфической корреляции, проводилось методом схождения от трендовой сейсмической поверхности – структурной карты по ОГ через карты общих стратиграфических толщин.

Выбор метода схождения использован, так как в условиях геологии Западной Сибири следует соблюдать принцип конформности стратиграфических границ (субпараллельности). В пользу метода схождения стоит также отметить низкую плотность разбуривания участка моделирования. Метод заключается в сложении структурной карты нижележащего (вышележащего для пласта Ю₁) горизонта и карты общих толщин для получения структурной карты вышележащего (нижележащего для пласта Ю₁) горизонта.

Построение структурной карты стратиграфической подошвы пласта АчБУ₁₄ проведено сложением структурной карты ОГ (кровля пласта Ю₀) и карты невязок между сейсмическим трендом и стратиграфической подошвой пласта АчБУ₁₄.

Структурная карта стратиграфической кровли пласта АчБУ₁₄ была построена путем сложения карты общих толщин пласта АчБУ₁₄ и значений а.о. структурной карты подошвы пласта АчБУ₁₄.

Для структурных карт стратиграфических кровли и подошвы пластов АчБУ₁₃, АчБУ₁₂ и Ю₁ выполнены аналогичные построения.

Структурные карты стратиграфических кровли и подошвы пластов АчБУ₁₂, АчБУ₁₃, АчБУ₁₄ и Ю₁ приведены на рисунках 3.2-3.7.

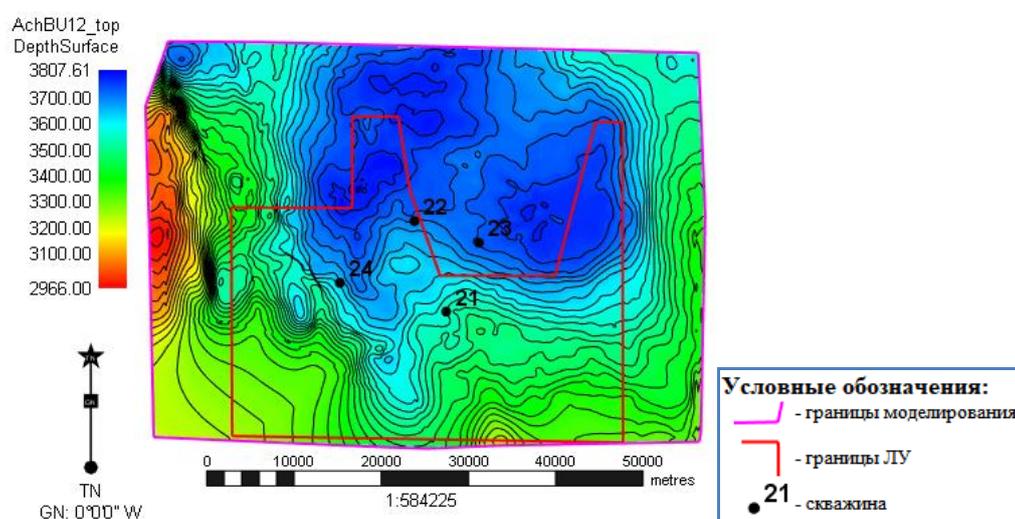


Рисунок 3.2– Структурная карта кровли пласта АчБУ₁₂

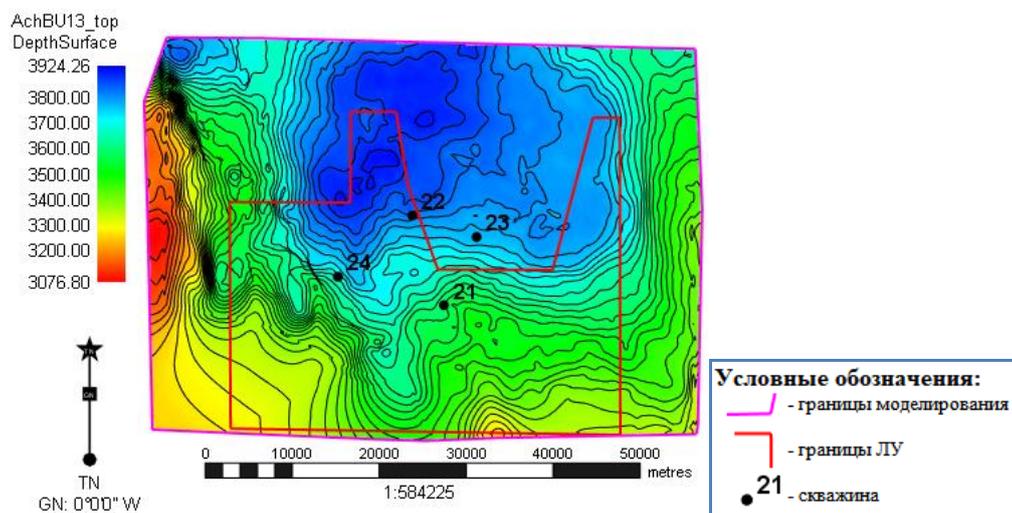
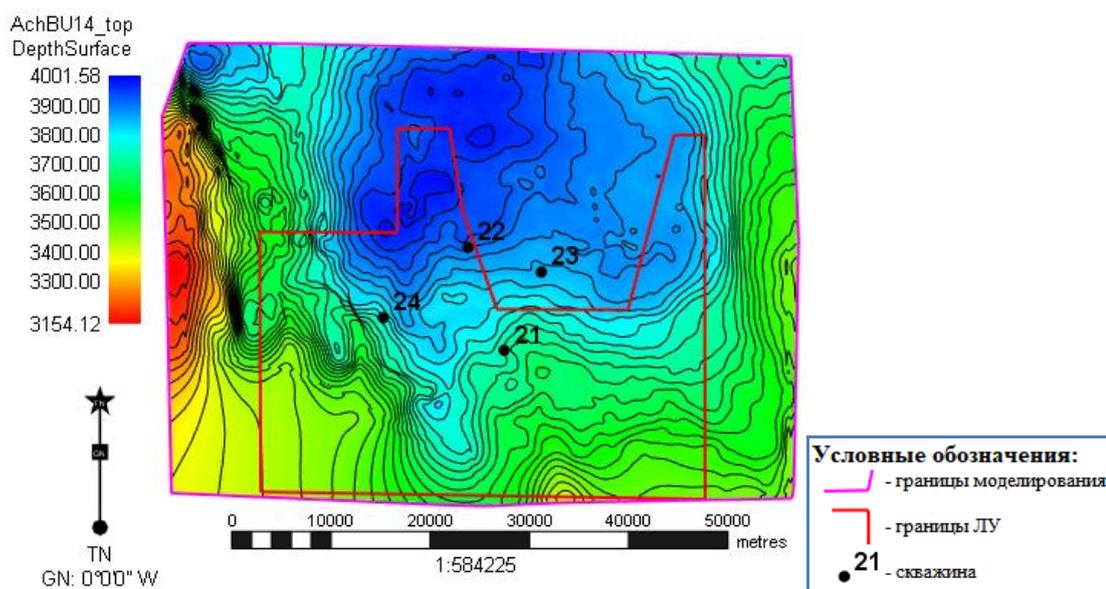
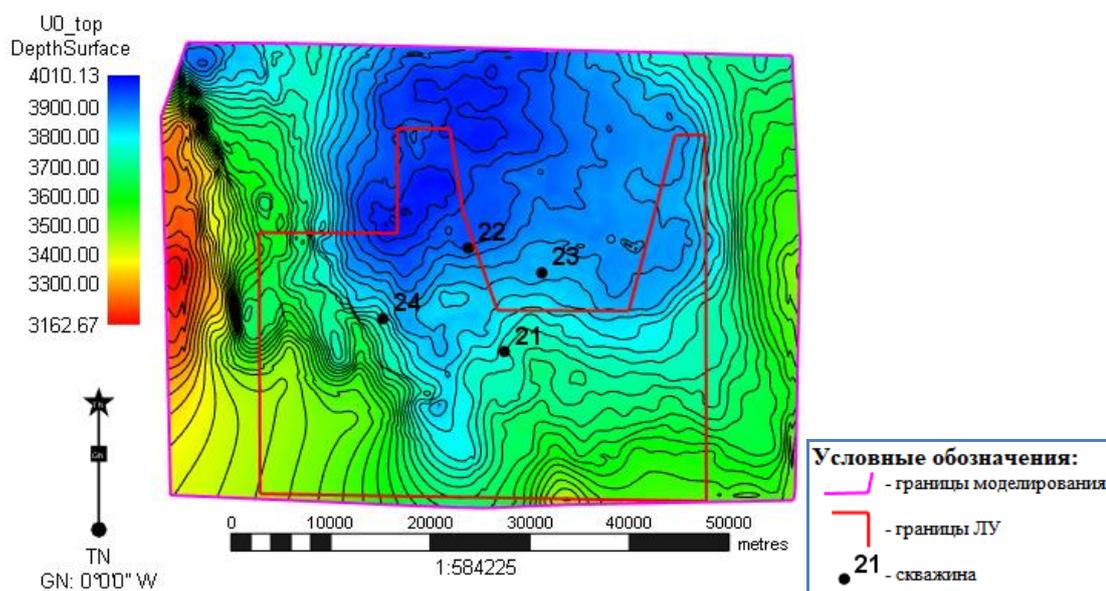


Рисунок 3.3 – Структурная карта кровли пласта АчБУ₁₃ (подошвы АчБУ₁₂)Рисунок 3.4 – Структурная карта кровли пласта АчБУ₁₄ (подошвы АчБУ₁₃)Рисунок 3.5 – Структурная карта подошвы пласта АчБУ₁₄ (кровли Ю₀)

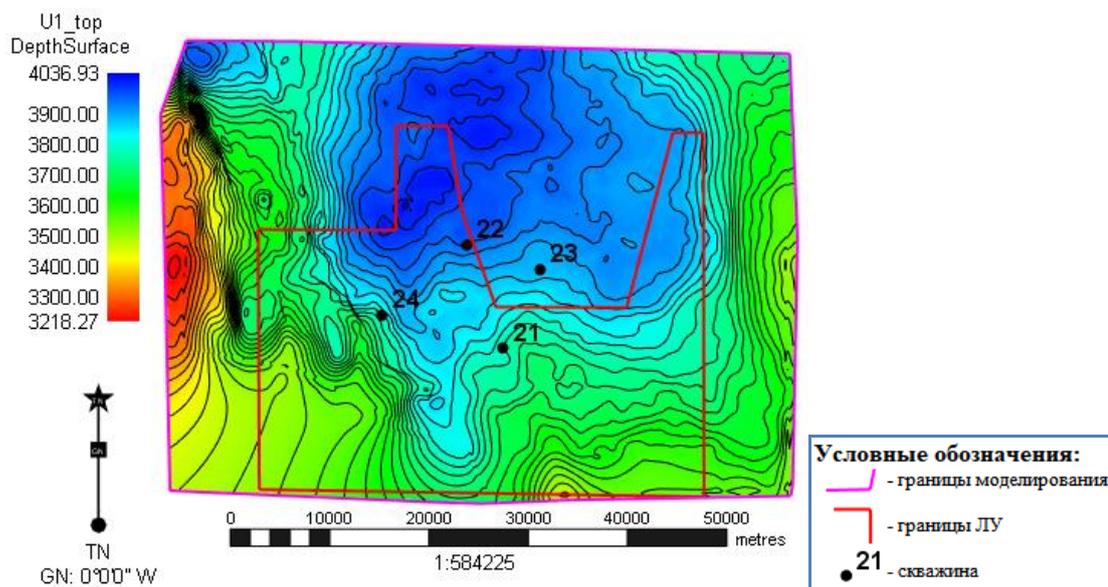


Рисунок 3.6 – Структурная карта кровли пласта Ю₁ (подошвы Ю₀)

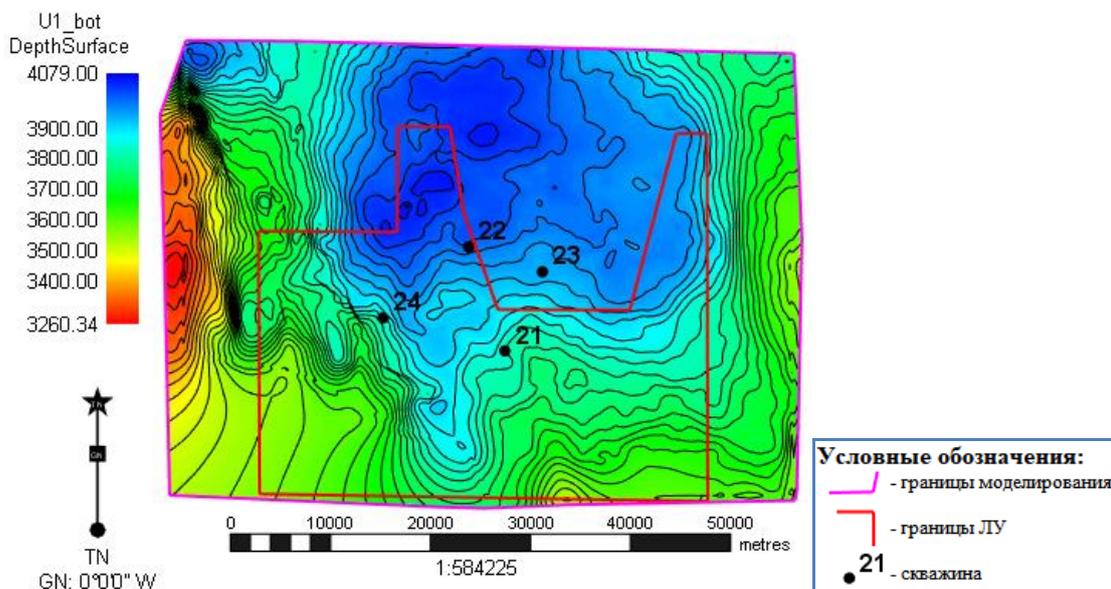
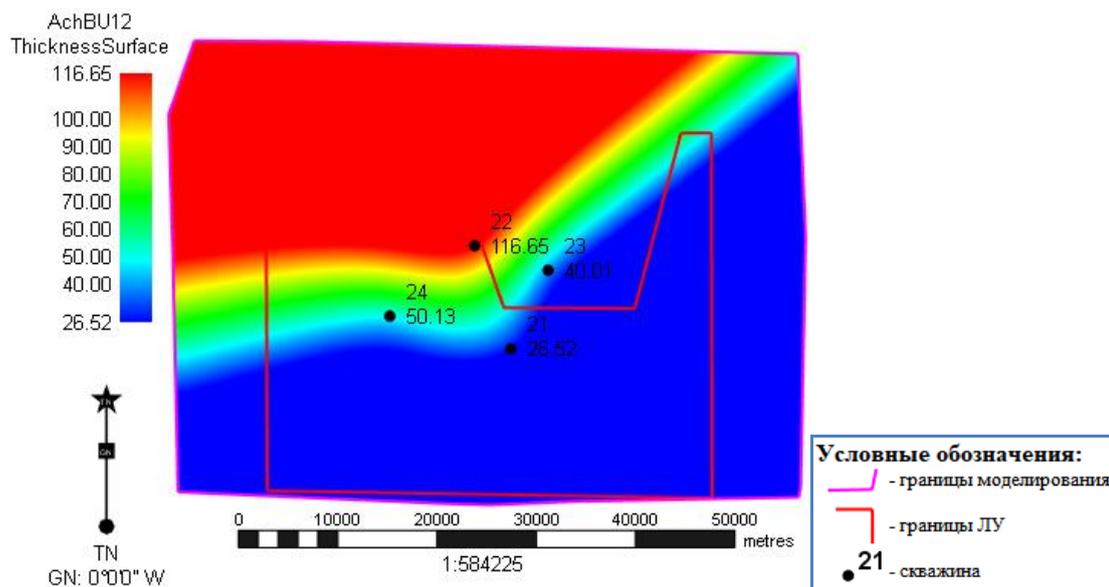
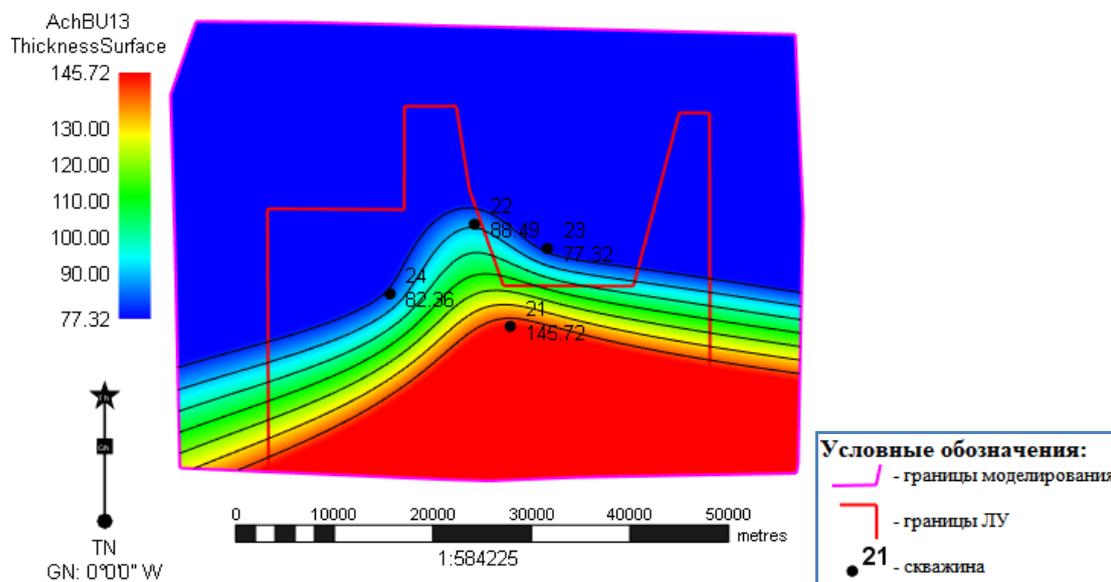


Рисунок 3.7 – Структурная карта подошвы пласта Ю₁

Карты общих толщин (строились методом интерполяции скважинных данных), используемые при построении структурной модели приведены на рисунках 3.8-3.11.

Рисунок 3.8 – Карта общих толщин пласта АчБУ₁₂Рисунок 3.9 – Карта общих толщин пласта АчБУ₁₃

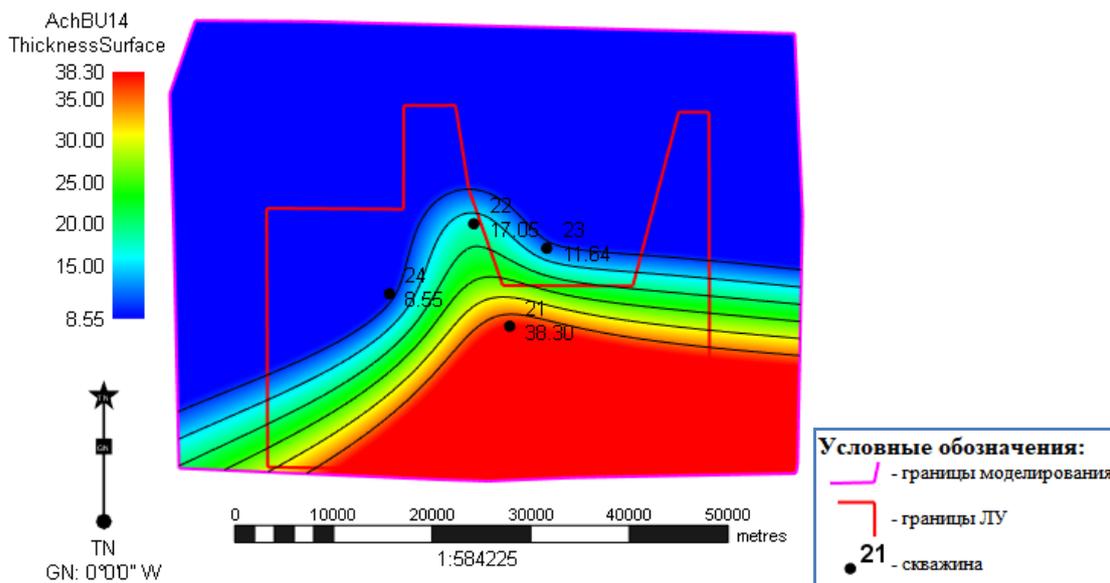


Рисунок 3.10 – Карта общих толщин пласта АчБУ₁₄

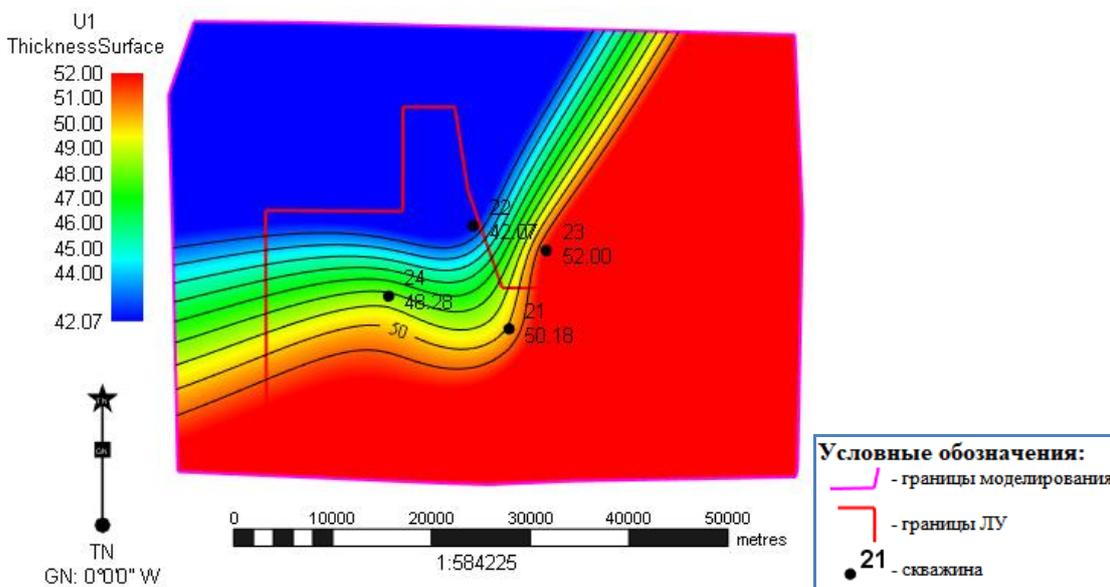


Рисунок 3.11 – Карта общих толщин пласта Ю₁

Геологические разрезы, полученные в результате построения структурной модели, показаны на рисунках 3.12-3.13

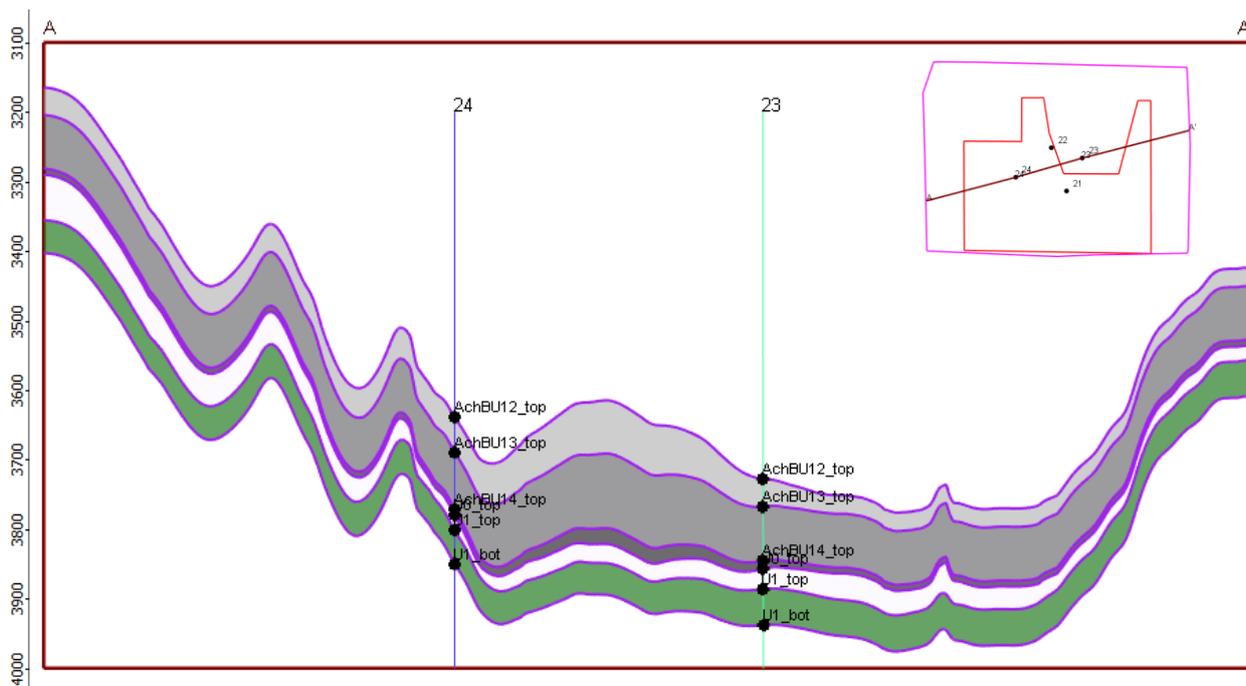


Рисунок 3.12 – Геологический разрез А-А' в направлении ЮЗ-СВ (по линии скважин 24-23)

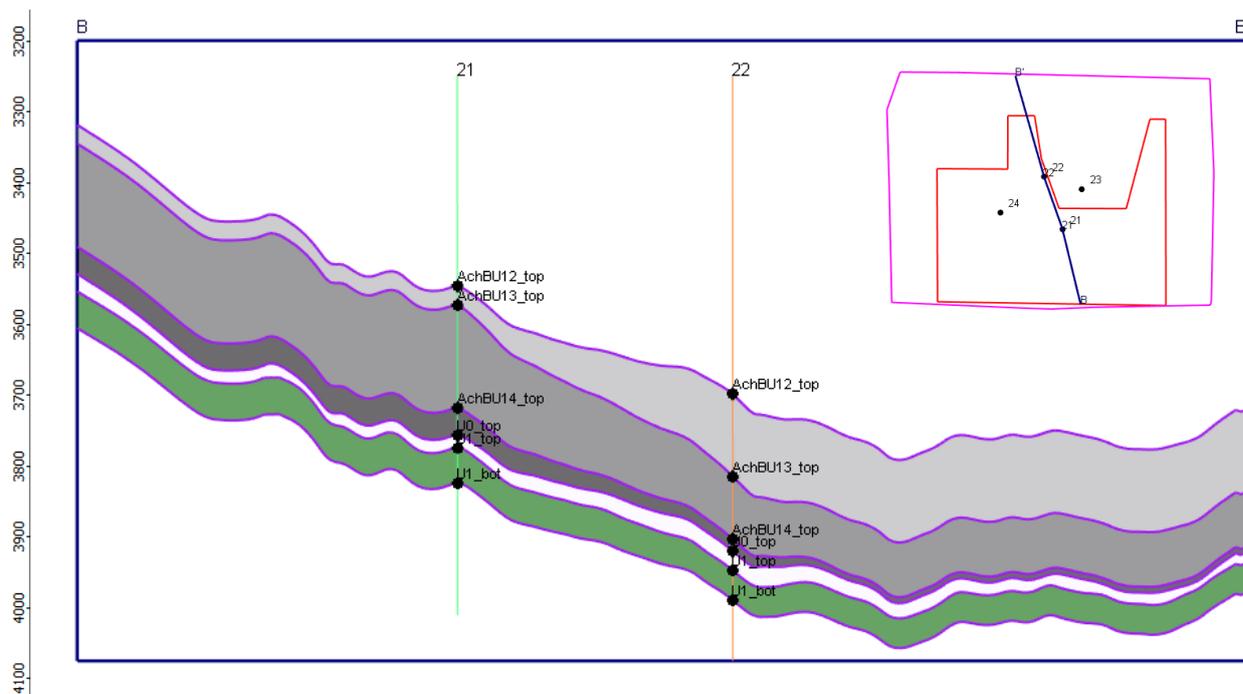


Рисунок 3.13 – Геологический разрез В-В' в направлении ЮЮВ-ССЗ (по линии скважин 21-22)

Оценка качества структурных построений проводилась путем обратной интерполяции значений а.о. пластопересечения полученных структурных поверхностей на ствол скважин и с сравнения их со стратиграфическими отбивками.

Качество структурных построений оценивается по величине невязок. Согласно рекомендациям по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТП) величина невязок при структурном построении не должна превышать ± 5 м.

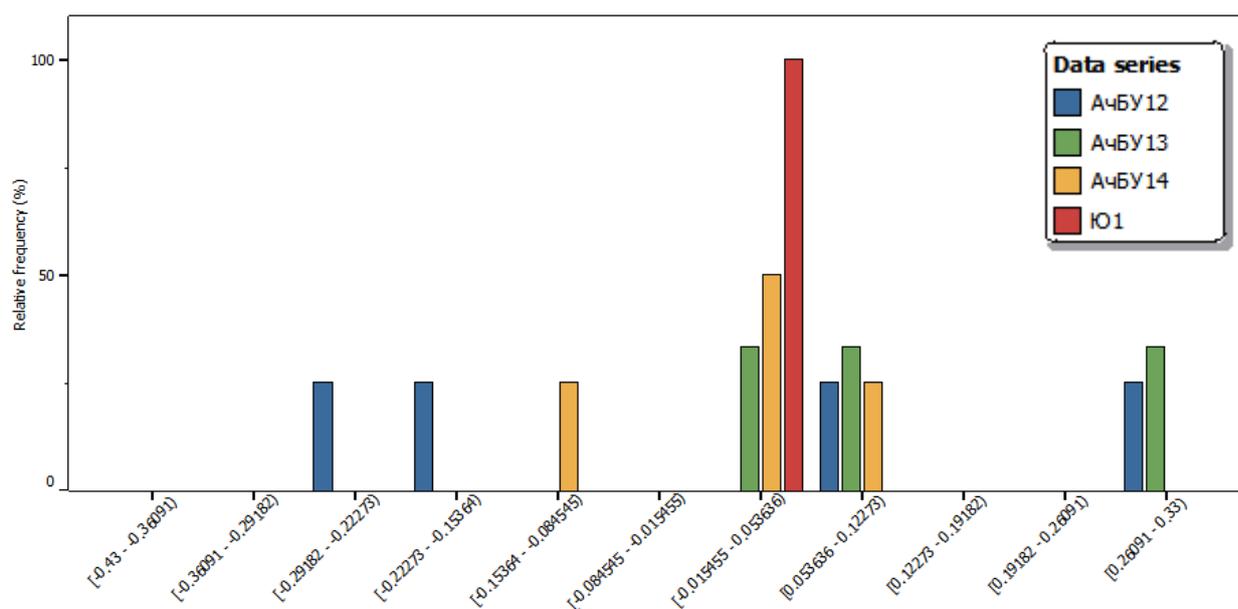


Рисунок 3.14 – Гистограмма распределения невязок кровли пластов АчБУ₁₂, АчБУ₁₃, АчБУ₁₄ и Ю₁

Исходя из гистограммы распределения невязок (рисунок 5), можно утверждать, что структурные построения выполнены корректно, полученные поверхности в полной мере соответствуют исходным скважинным данным и контролируются в межскважинном пространстве данными трендовой поверхности по отражающему сейсмическому горизонту.

Таким образом, структурная модель (рисунок 3.15) включает в себя 7 структурных поверхностей (6 зон, включая Ю₀).

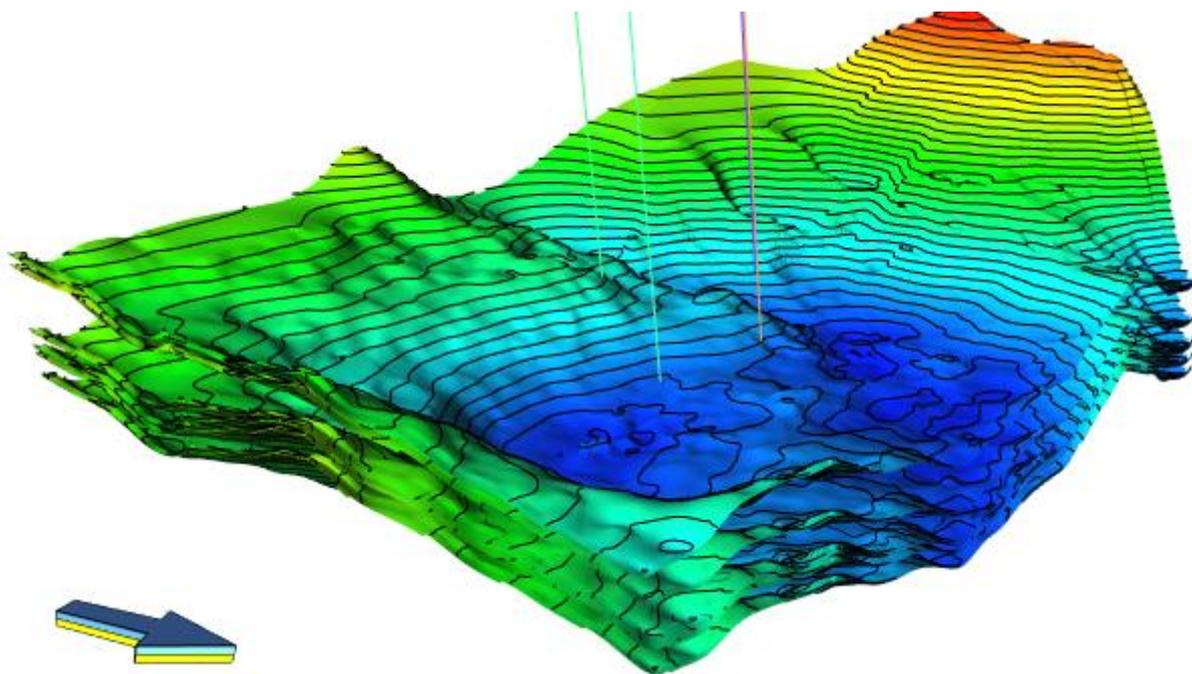


Рисунок 3.15 – Структурная модель в интервале пластов АчБУ₁₂, АчБУ₁₃, АчБУ₁₄, Ю₀ и Ю₁

3.3 Обоснование параметров трехмерной сетки

С целью создания полномасштабной геологической модели пластов АчБУ₁₂, АчБУ₁₃, АчБУ₁₄ и Ю₁ построена трехмерная геологическая сетка. В качестве границ зональных интервалов использованы стратиграфические поверхности, полученные по результатам построения структурной модели. Стоит отметить, что из-за нецелесообразного моделирования пласта Ю₀ (Баженовская свита) было принято решение разделить модель на 2 части. Таким образом трёхмерная геологическая сетка строилась отдельно по пластам группы Ач и пласту Ю₁.

При выборе горизонтального разрешения сетки учитывалась неоднородность свойств по латерали для пластов группы Ач, обусловленная наличием зон глинизации, полученных по результатам построения концептуальной модели, а также оптимальное количество ячеек в модели для наилучшего использования её в гидродинамических расчетах без применения функции upscaling. Шаг сетки по горизонтали составил 100 x 100 метров (для пластов группы Ач и пласта Ю₁ принято одинаковое разрешение сетки). При

этом расстояние между скважинами составляет порядка 82 ячеек, что позволяет учесть все свойства пластов в геологической модели.

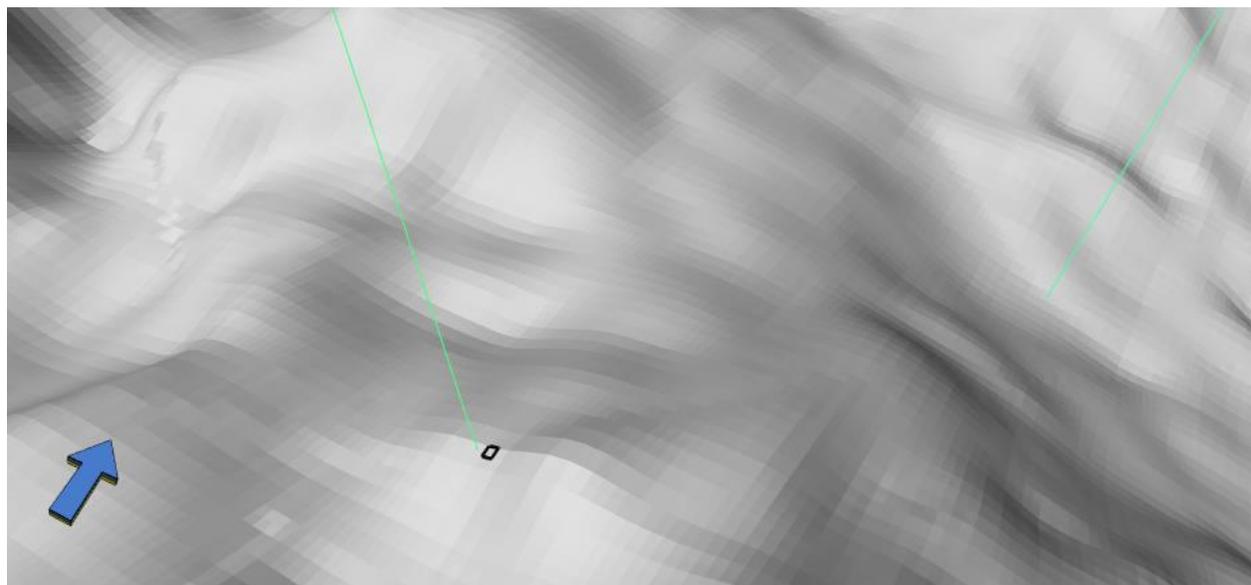


Рисунок 3.16 – Трёхмерная сетка в окне 3D визуализации

Толщина ячейки в сетке составляет 1 м. Выбранный размер обосновывается оптимальным соотношением время расчета ГДМ/соблюдение геологических особенностей пластов (высокая расчлененность).

Параметры трехмерной сетки в интервале пластов сведены в таблице 1.

Таблица 3.1. Параметры трехмерной сетки

Пласт	Макс.толщ. пласта,м	Кол-во ячеек	Размер	Кол-во ячеек	Размер	Кол-во ячеек	Размер	Всего ячеек
			1 ячейки		1 ячейки		1 ячейки	
			X	Y	Z			
АчБУ12	116	640	100	468	100	116	1	34 744 320
АчБУ13	77	640	100	468	100	77	1	23 063 040
АчБУ14	38	640	100	468	100	38	1	11 381 760
Ю1	52	640	100	468	100	52	1	15 575 040

Оценка качества результатов осреднения скважинных данных на трёхмерную сетку проводилась путём сопоставления гистограмм

распределения основных моделируемых параметров по скважинным данным и по ячейкам трёхмерной сетки вдоль траектории скважин (рис.3.17-3.18).

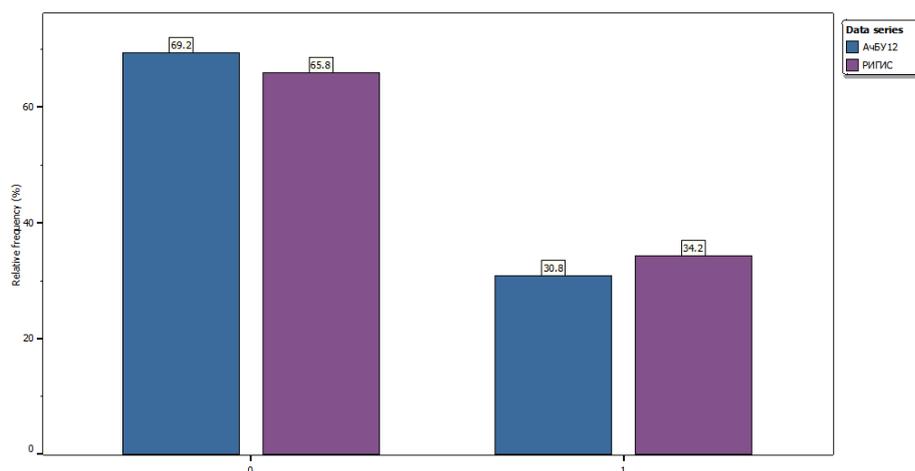


Рисунок 3.17 – Гистограмма распределения литотипов по скважинным данным и по ячейкам трехмерной геологической сетки (пласт АчБУ₁₂. Отклонение 3.6%)

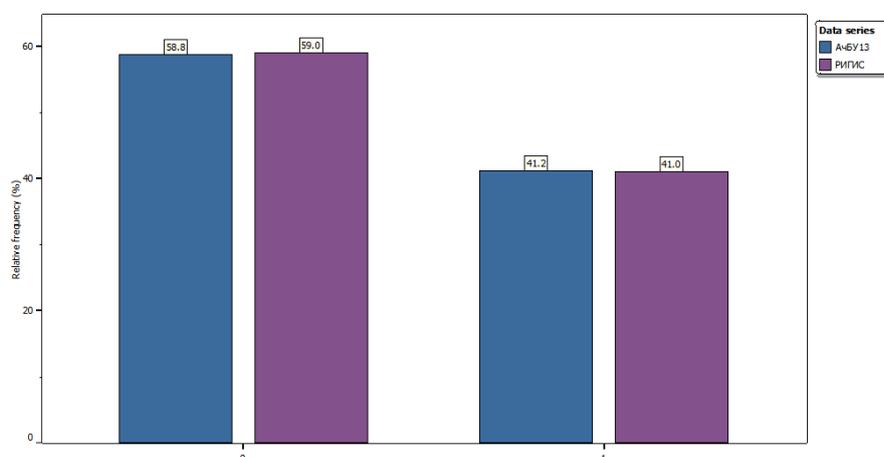


Рисунок 3.18 – Гистограмма распределения литотипов по скважинным данным и по ячейкам трехмерной геологической сетки (пласт АчБУ₁₃. Отклонение 0.2%)

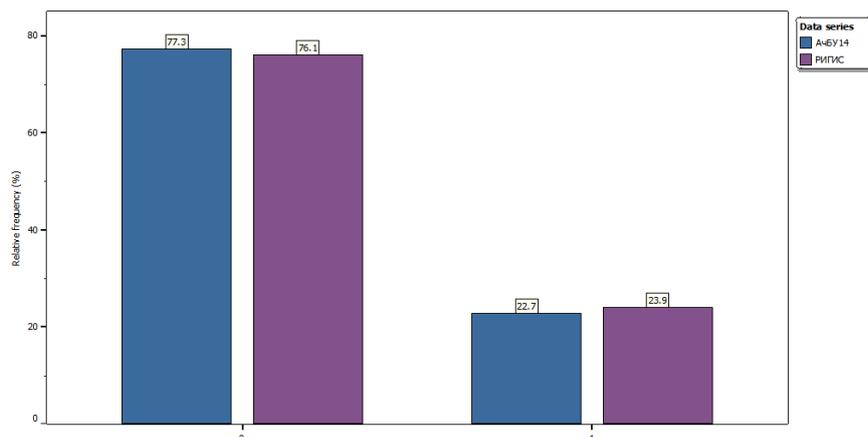


Рисунок 3.19 – Гистограмма распределения литотипов по скважинным данным и по ячейкам трехмерной геологической сетки (пласт АчБУ₁₄).

Отклонение 1.2%)

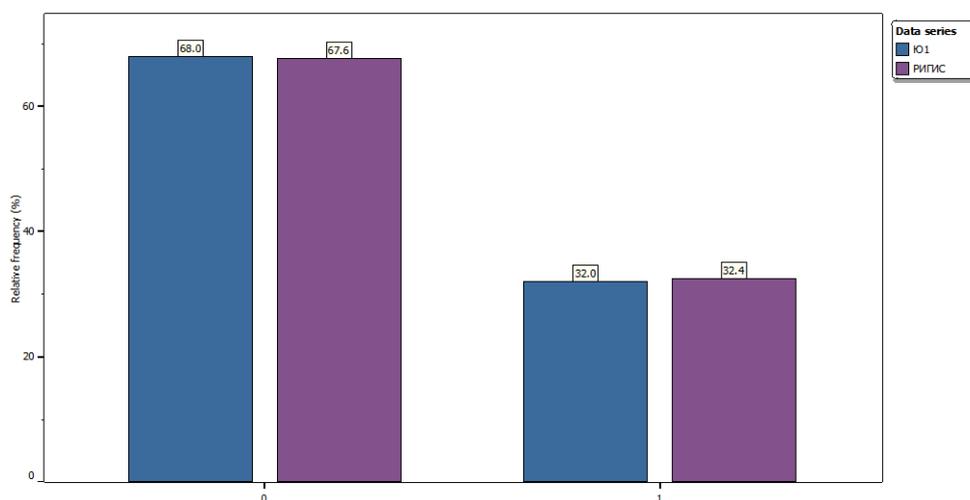


Рисунок 3.20 – Гистограмма распределения литотипов по скважинным данным и по ячейкам трехмерной геологической сетки (пласт Ю₁).

Отклонение 0.4%)

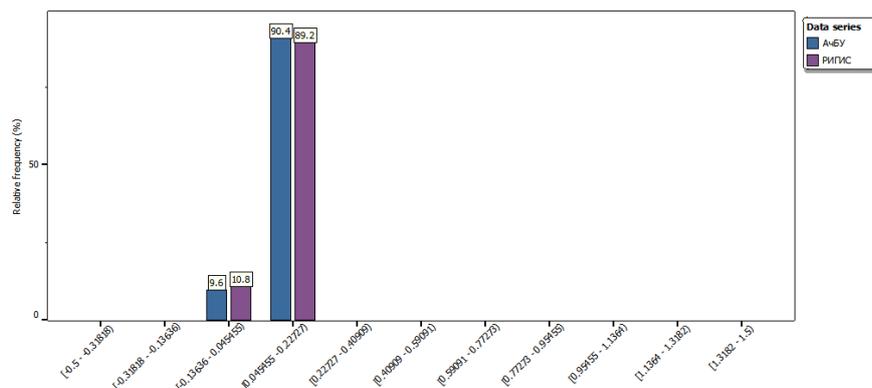


Рисунок 3.21 – Гистограмма распределения пористости по скважинным данным и по ячейкам трехмерной геологической сетки совокупно по пластам группы Ач (отклонение 1.2%)

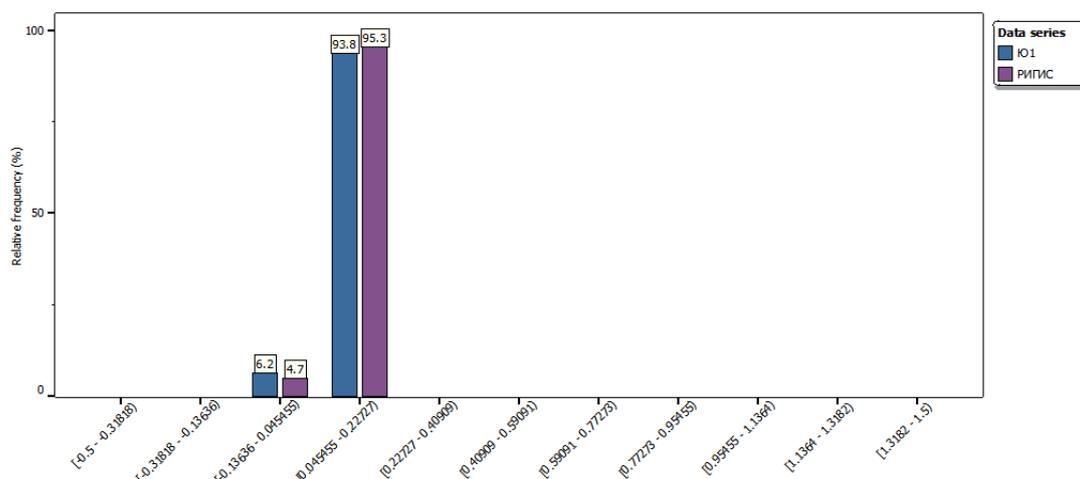


Рисунок 3.22 – Гистограмма распределения пористости по скважинным данным и по ячейкам трехмерной геологической сетки пласт Ю₁ (отклонение 1.5%)

По представленным гистограммам можно сделать вывод, что выбранная размерность сетки корректна, полученную сетку можно использовать в качестве основы для дальнейшего создания трехмерной геологической модели.

3.4 Создание модели литологии

В качестве исходных данных для создания модели литологии использовались:

- Концептуальная седиментологическая модель;
- Результаты литологического расчленения скважин;
- Результаты качественной интерпретации 2D сейсморазведки.

При моделировании использовали вертикальные и латеральные тренды распределения песчанистости. В качестве 1D трендов использовались геолого-статистические разрезы (ГСР), представляющие дифференцированные графики распределения относительного содержания

коллекторов по разрезу (рисунок 9), а в качестве 2D тренда – трендовые карты коэффициентов песчаности (рисунки 3.23-3.24).

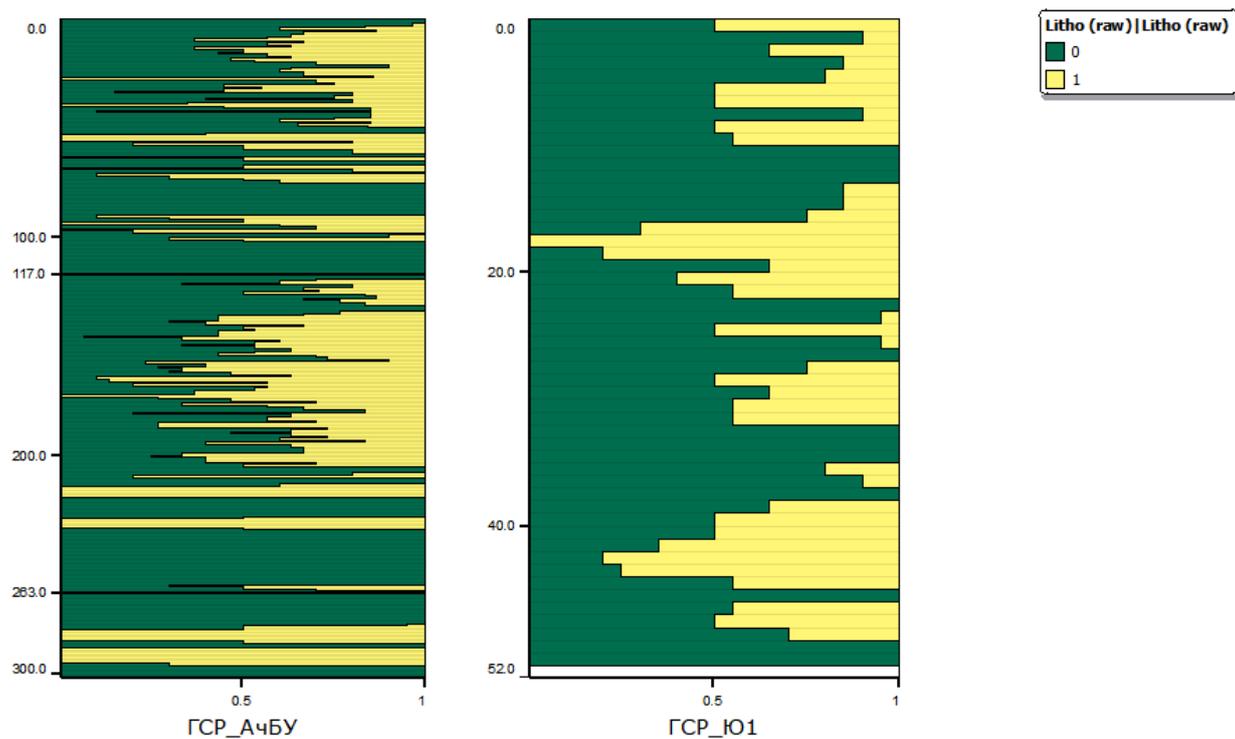


Рисунок 3.23 – Геолого-статистические разрезы литологии по скважинным данным (по пластам группы Ач, а также по пласту Ю₁)

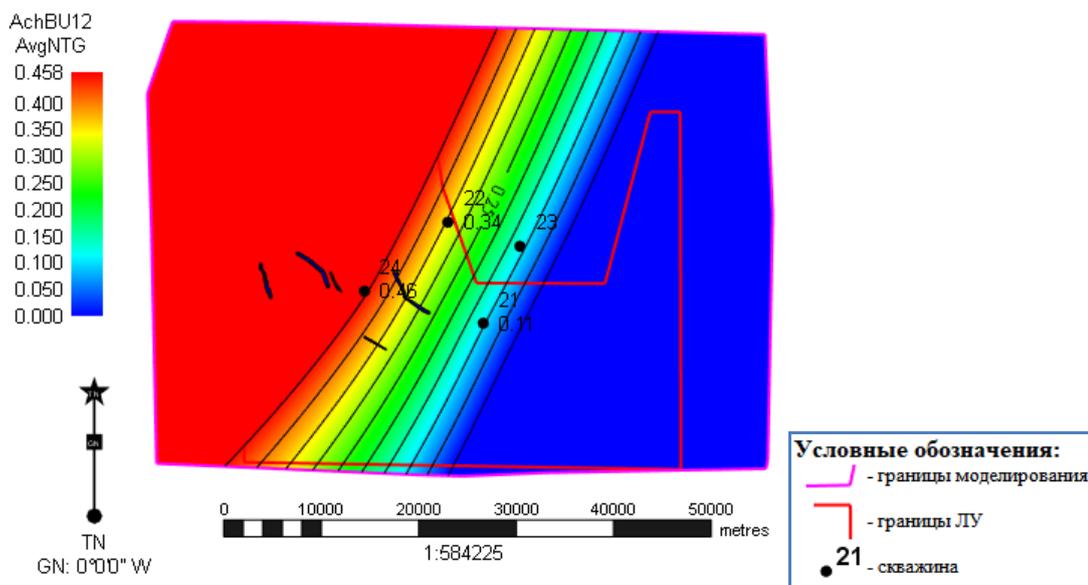
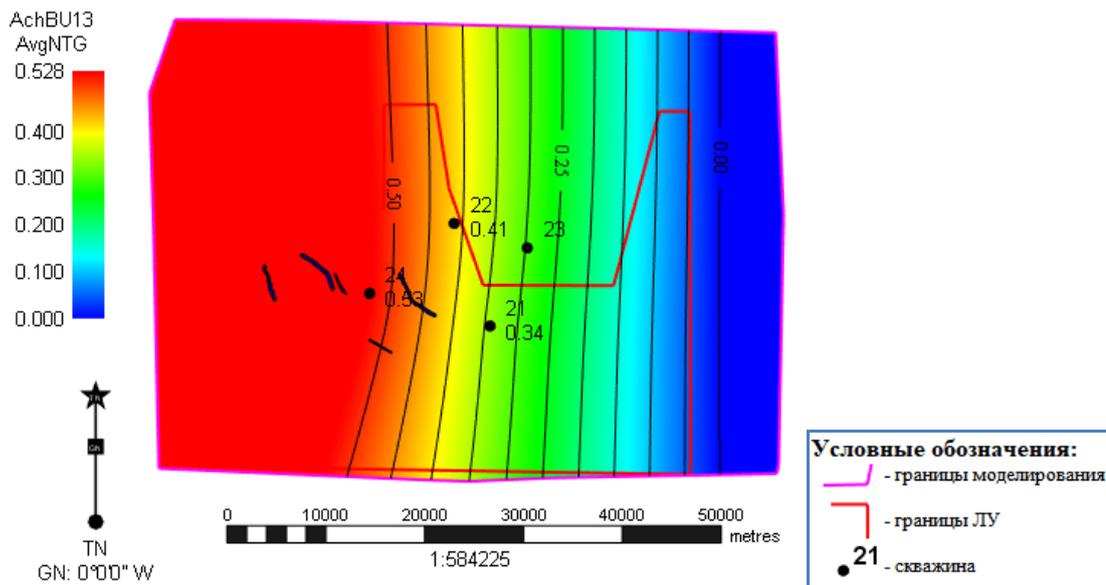
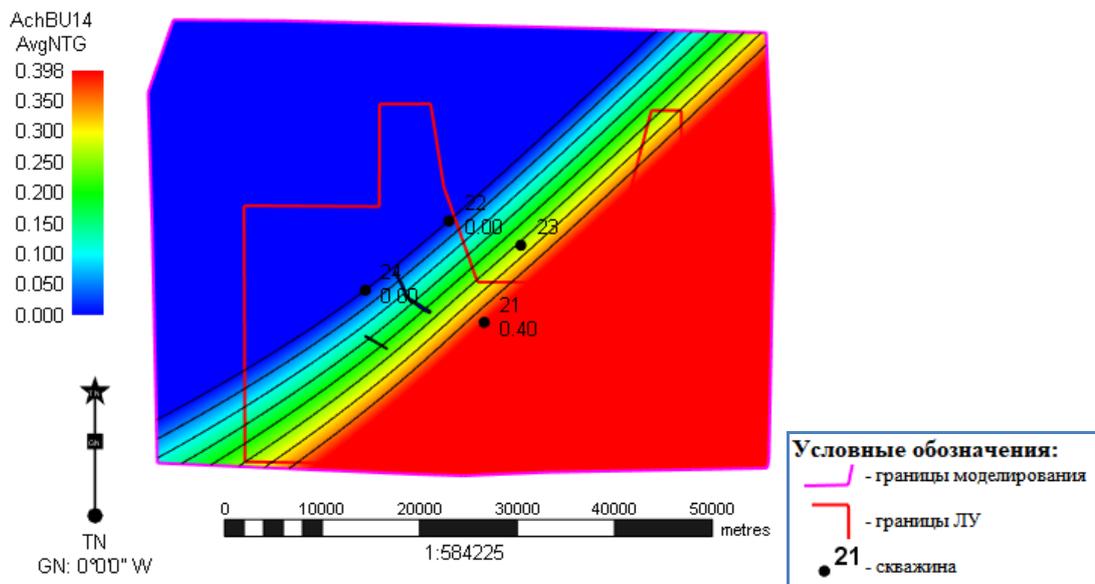


Рисунок 3.24 – Карта песчаности. Пласт АчБУ₁₂

Рисунок 0.25 – Карта песчаности. Пласт АчБУ₁₃Рисунок 3.26 – Карта песчаности. Пласт АчБУ₁₄

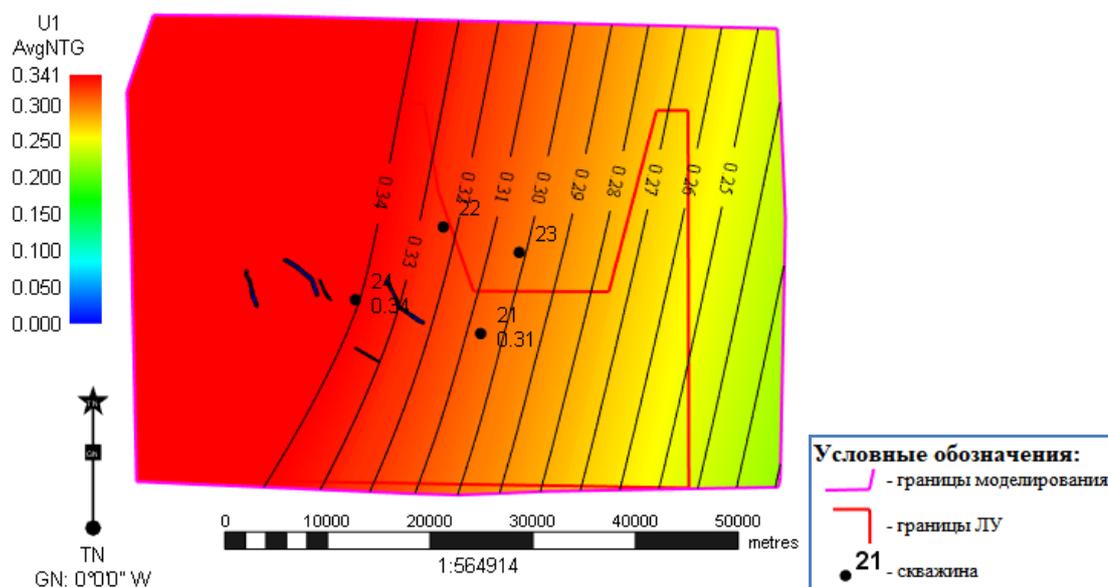


Рисунок 3.27 – Карта песчанистости. Пласт Ю₁

Таким образом, расчет куба литологии производился по результатам осреднения скважинных данных на ячейки (Block Wells) с использованием горизонтальных и вертикальных трендов.

При распределении параметра литологии использовался метод пиксельного стохастического моделирования, который позволяет стохастическим методом получить несколько равновероятных реализаций моделируемого параметра.

Радиусы интерполяции в пределах фаций (как для пластов группы Ач в отдельности, так и для пласта Ю₁) определялись экспертно на основании текущих концептуальных представлений о геологическом строении объекта моделирования (таблица 3.2).

Таблица 2. Параметры настройки алгоритмов моделирования литотипов

Пласт	Алгоритм	Тип вариограммы	Длина	Ширина	Высота	Азимутальный угол
АчБУ ₁₂	3D trend	Spherical	14000	8000	20	330
АчБУ ₁₃	with 2D		14000	8000	20	305
АчБУ ₁₄	volume		14000	8000	20	275
Ю ₁	fraction		30000	3000	15	280

С заданными настройками алгоритма моделирования рассчитана 101 стохастическая реализация дискретного параметра литологии.

Путем рассчитанных реализаций получен параметр вероятности нахождения коллектора в ячейках трехмерной сетки.

На рисунках 3.28-3.29 показаны разрезы куба литологии в направлениях ЮЗ-СВ и ЮЮВ-ССЗ итоговой модели литологии.

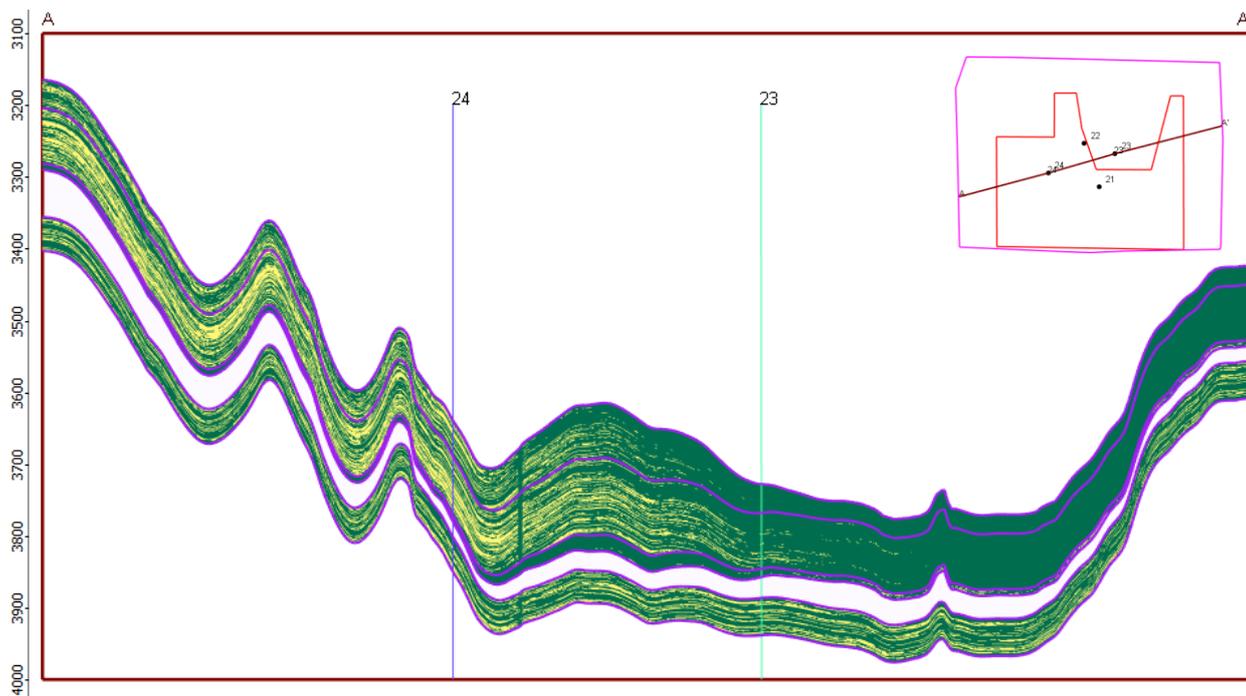


Рисунок 3.28 – Разрез куба литологии в направлении ЮЗ-СВ (по линии скважин 24-23)

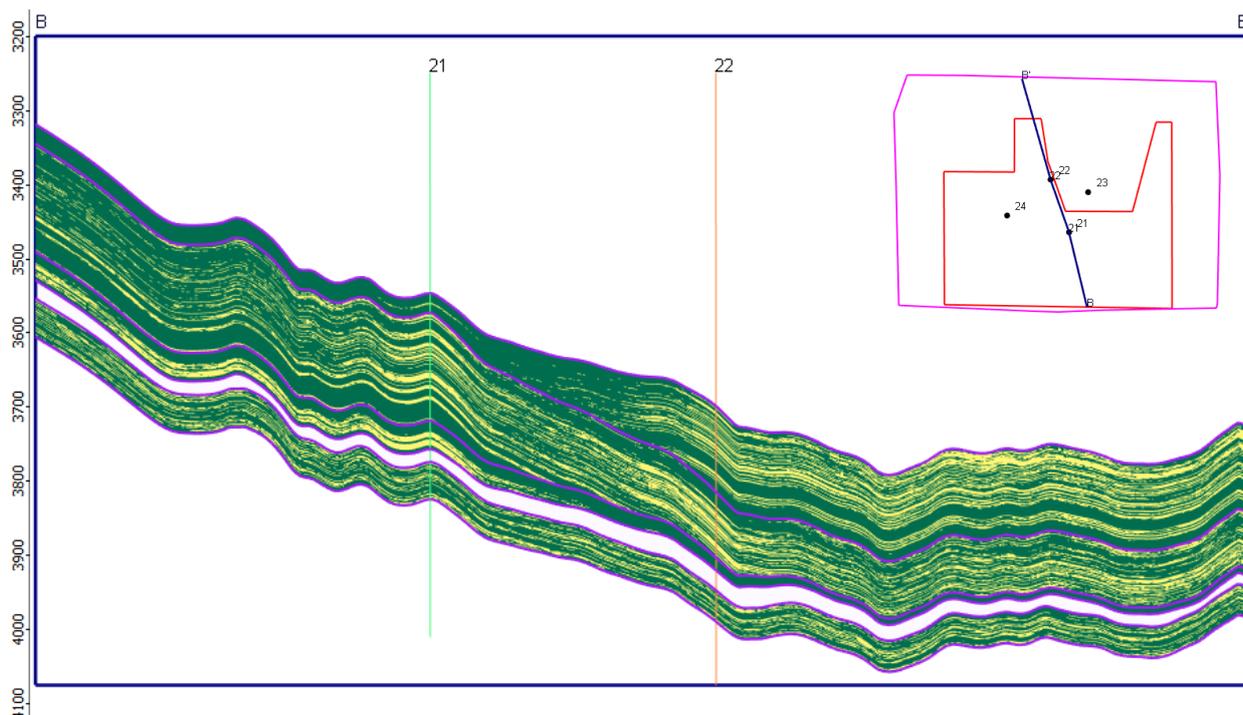


Рисунок 3.29– Разрез куба литологии в направлении ЮЮВ-ССЗ (по линии скважин 21-22)

Оценка качества модели литологии проводилась путём сопоставления гистограмм литотипов по скважинным данным и по модели (рис. 3.30-3.34) гистограмм литотипов по скважинным данным и по модели (рис. 12.1-12.5)

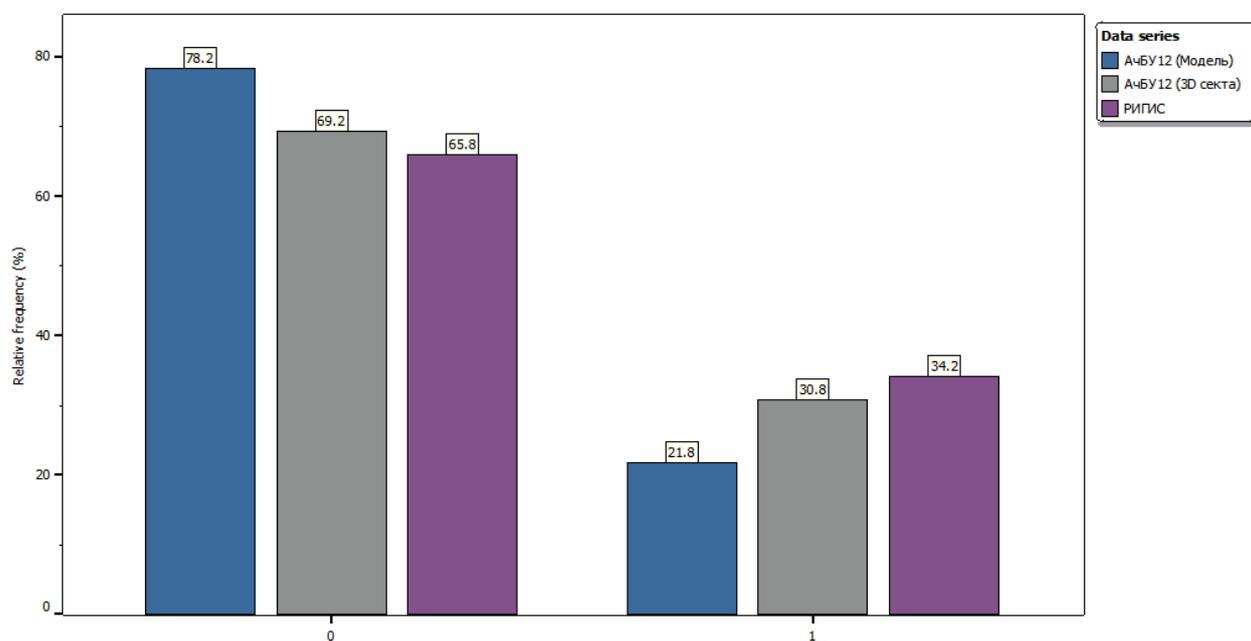


Рисунок 3.30 – Гистограмма распределения литотипов по скважинным данным, ячейкам 3D сетки и модели. Пласт АчБУ₁₂

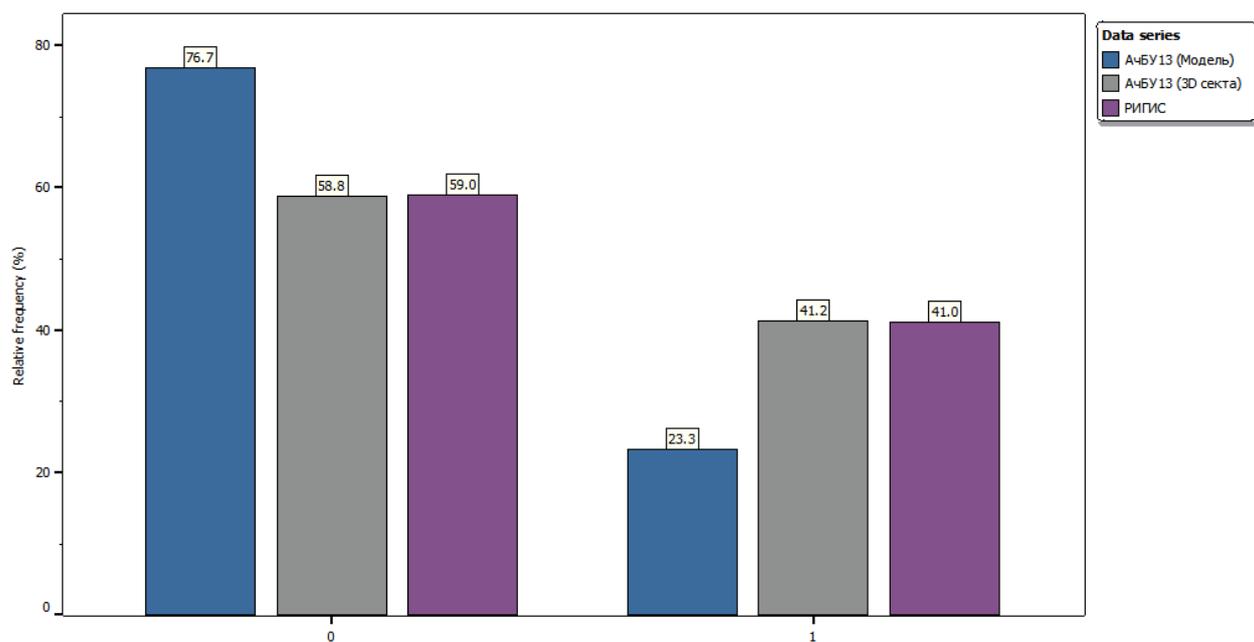


Рисунок 3.31 – Гистограмма распределения литотипов по скважинным данным, ячейкам 3D сетки и модели. Пласт АчБУ₁₃

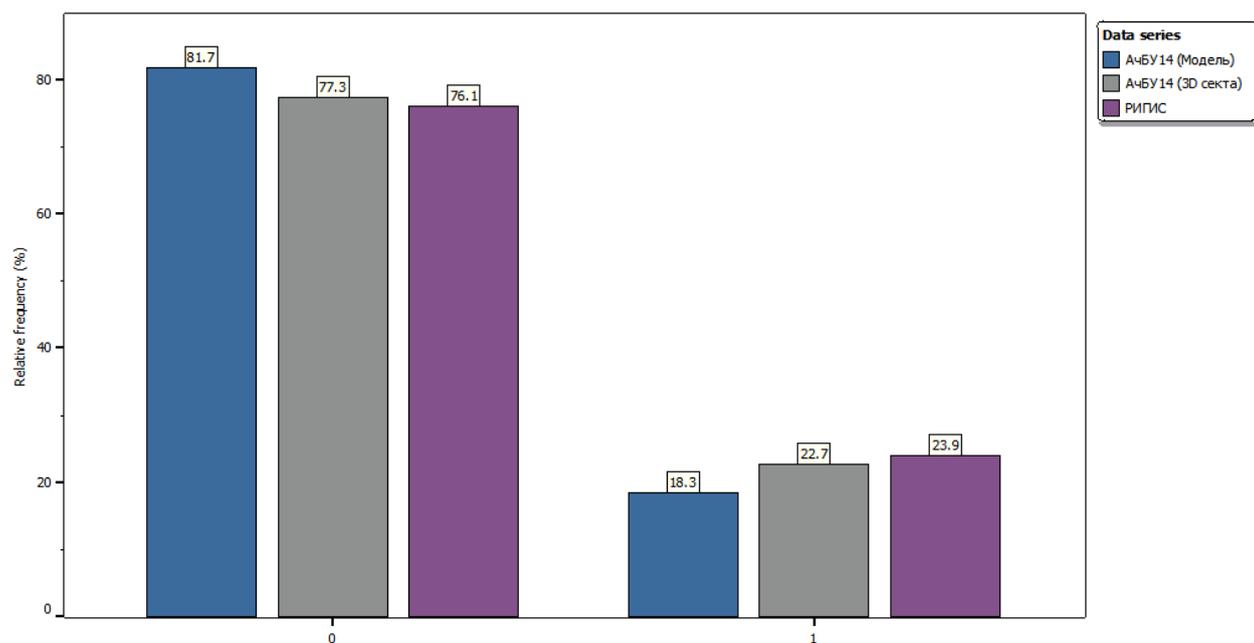


Рисунок 3.32 – Гистограмма распределения литотипов по скважинным данным, ячейкам 3D сетки и модели. Пласт АчБУ₁₄

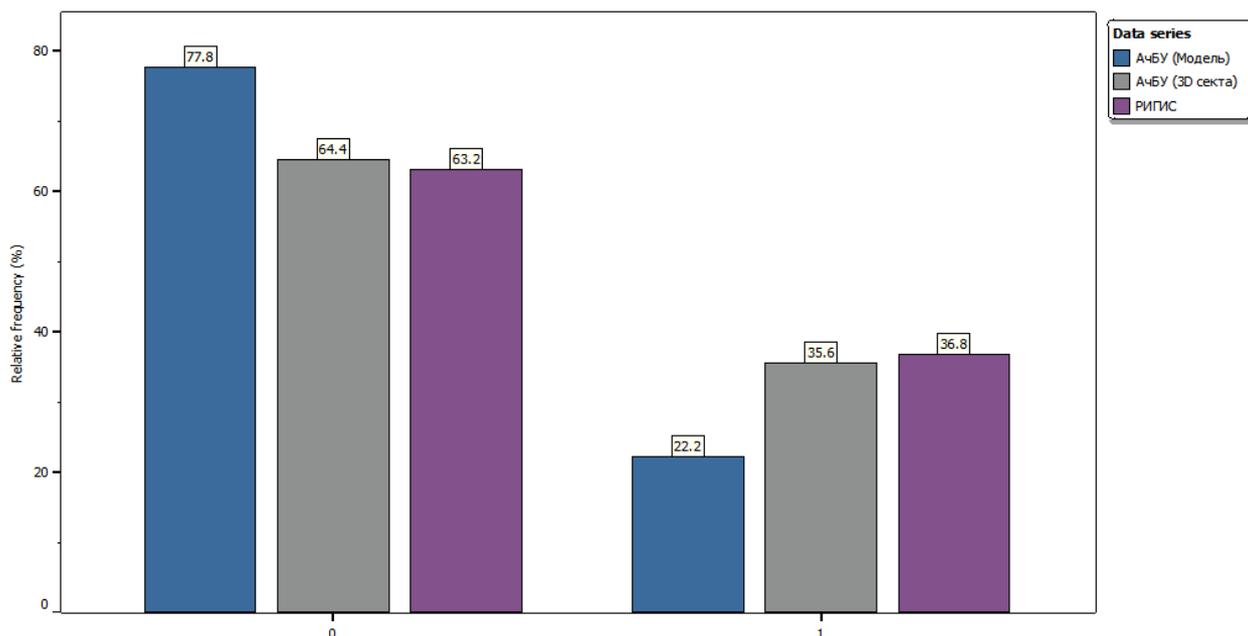


Рисунок 3.33 – Гистограмма распределения литотипов по скважинным данным, ячейкам 3D сетки и модели.

Совокупно пласты АЧБУ₁₂, АЧБУ₁₃, АЧБУ₁₄

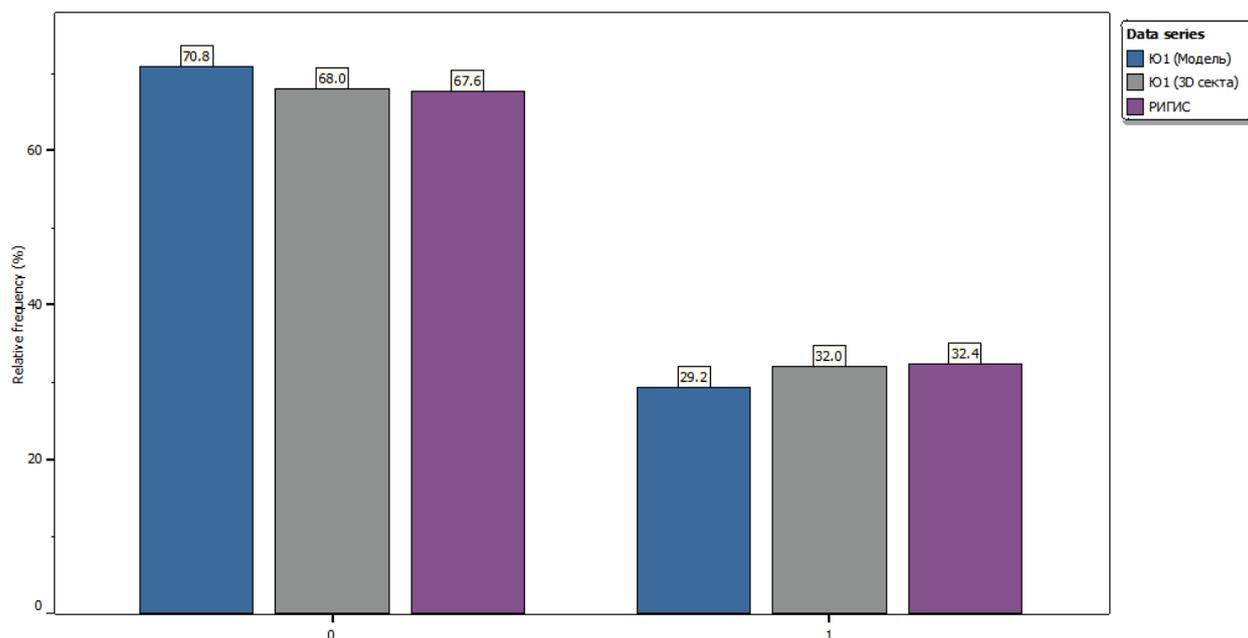


Рисунок 3.34 – Гистограмма распределения литотипов по скважинным данным, ячейкам 3D сетки и модели. Пласт Ю₁

Низкие значения отклонения (3.2%) на гистограмме распределения литотипов по скважинным данным, ячейкам 3D сетки и модели по пласту Ю₁ говорит о корректности построения модели литологии для пласта Ю₁.

Высокие значения отклонения на гистограммах распределения литотипов по скважинным данным, ячейкам 3D сетке и модели по пластам АчБУ₁₂, АчБУ₁₃ и АчБУ₁₄ объясняется наличием в модели зон глинизации в межскважинном пространстве, чего не учитывают скважинные данные. Стоит отметить, что отклонение тем больше, чем больше средняя общая толщина пласта (рисунок 13).

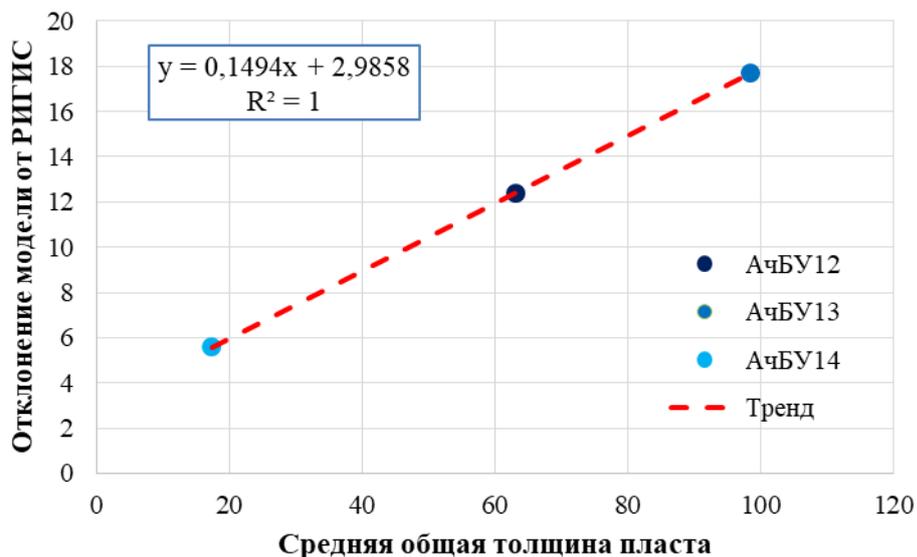


Рисунок 3.35 – График зависимости отклонения модели литологии от скважинных данных и средней общей толщины пласта. Пласты группы Ач

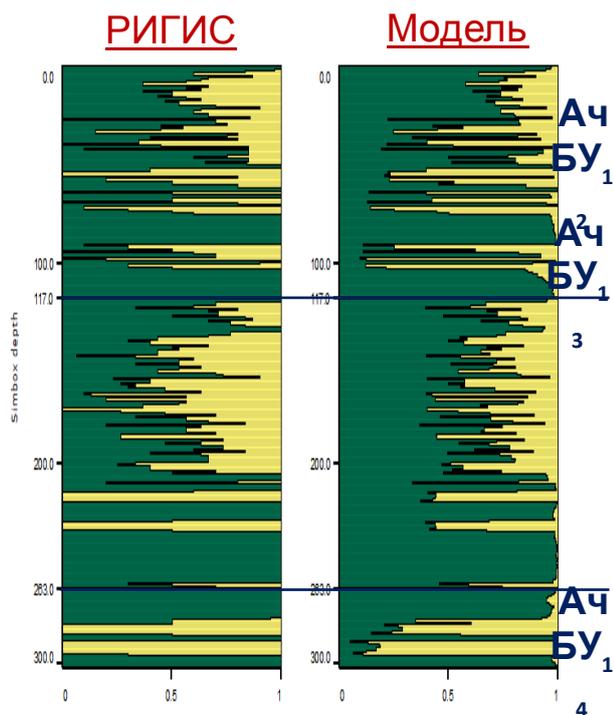


Рисунок 3.36 – Сопоставление ГСР параметра литологии по скважинным данным и по модели. Пласты АчБУ₁₂, АчБУ₁₃, АчБУ₁₄

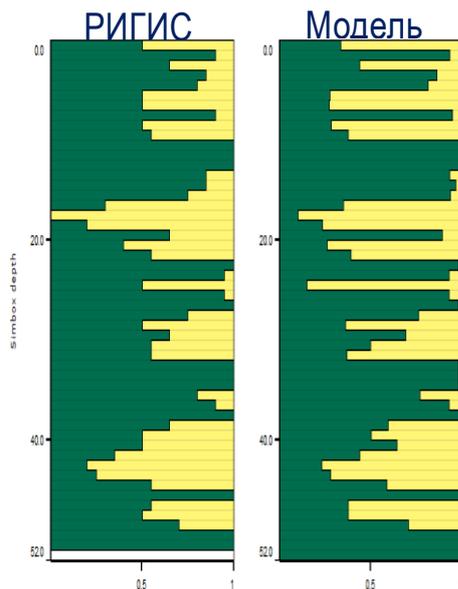


Рисунок 3.37 – Сопоставление ГСР параметра литологии по скважинным данным и по модели. Пласт Ю₁

При сопоставлении ГСР (рисунки 14.1-14.2) видно сохранение цикличности, соблюдено изменение песчаности по слоям.

Таким образом, отличие модельных значений от скважинных обосновано при этом в точках скважин отличия практически нет, исходя из чего, можно сделать вывод, что полученная модель литологии соответствует исходным скважинным данным и концептуальным представлениям о геологическом строении объекта моделирования и может быть использована в качестве основы для создания модели фильтрационно-емкостных свойств. На рисунках 15.1-15.4 показано сравнение карт песчаности, построенных по скважинным данным (слева) и по модели литологии (справа).

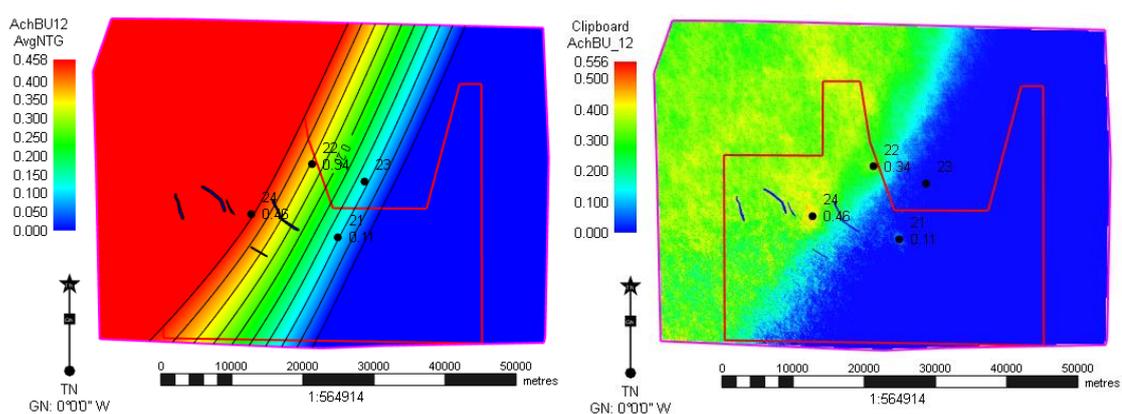


Рисунок 3.38 – Карты песчаности пласта АчБУ₁₂ по скважинным данным (слева) и по модели (справа)

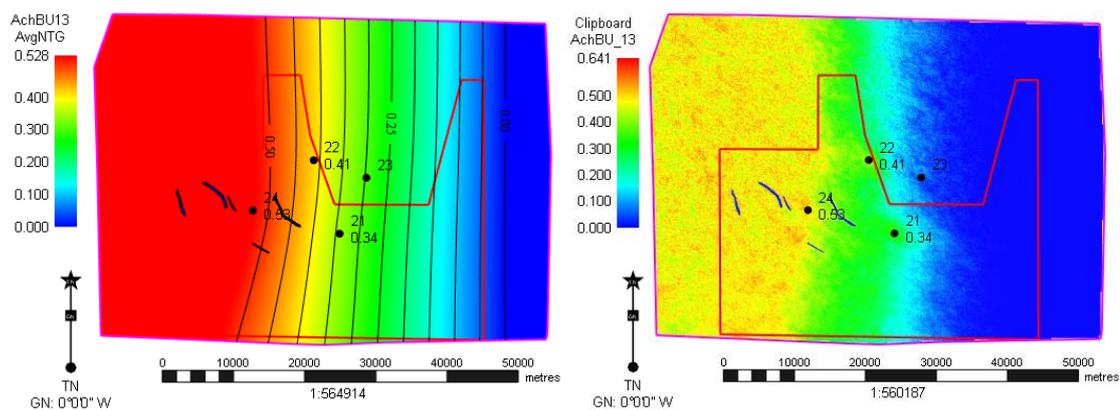


Рисунок 3.39 – Карты песчаности пласта АчБУ₁₃ по скважинным данным (слева) и по модели (справа)

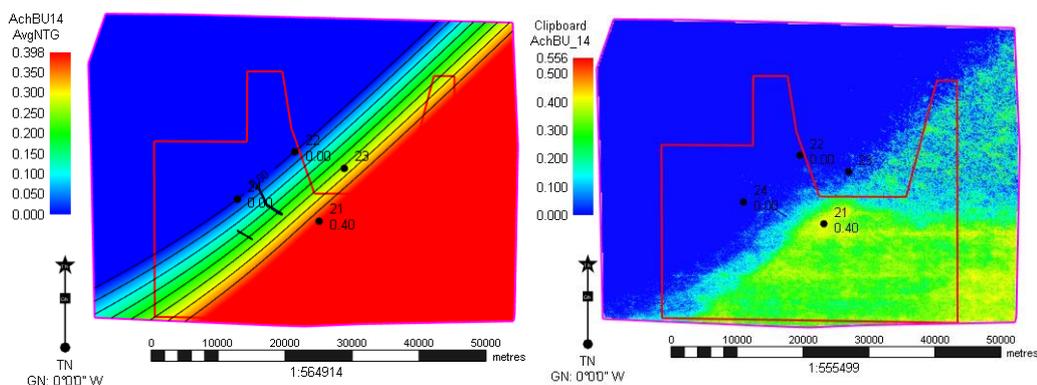


Рисунок 3.40 – Карты песчаности пласта АчБУ₁₄ по скважинным данным (слева) и по модели (справа)

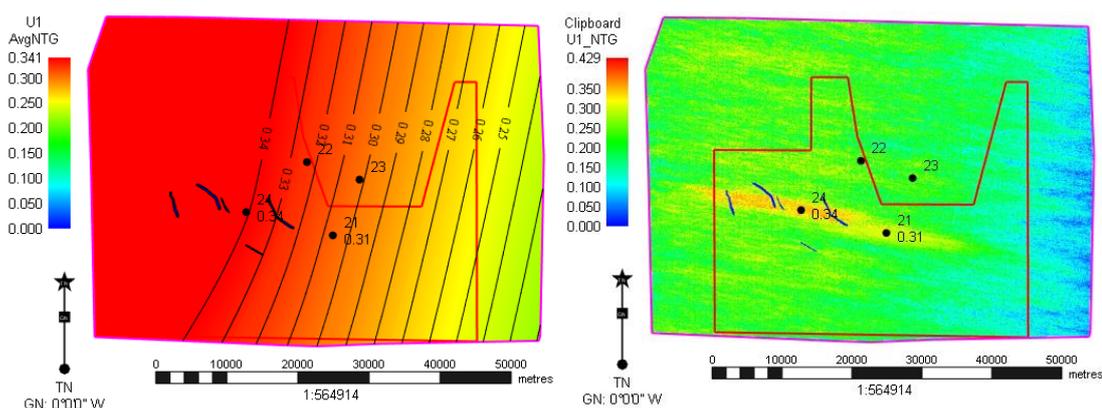


Рисунок 3.41 – Карты песчаности пласта Ю₁ по скважинным данным (слева) и по модели (справа)

3.5 Построение модели фильтрационно-емкостных свойств

Для построения модели фильтрационно-емкостных свойств в качестве исходных данных использовались:

- Результаты интерпретации ГИС (РИГИС) с выделением литофаций и оценкой ФЕС;
- Концептуальная седиментологическая модель;
- Результаты качественной и количественной интерпретации сейсморазведки.

Трёхмерное стохастическое распространение фильтрационно-емкостных свойств – пористости проводилось только в ячейках коллектора, с

использованием карты средней пористости в качестве 2D тренда для модели пористости.

Зависимости между глубиной и коэффициентом пористости выявлены при помощи РИГИС, в связи с чем при построении модели ФЕС использовался также 1D тренд.

Итоговая детерминистическая модель пористости строилась посредством осреднения значений 101 реализации модели. При этом также вероятностным путём определялись варианты P10, P50 и P90 для модели ФЕС. В таблице 3 приведены настройки алгоритмов моделирования пористости.

Таблица 3. Параметры настройки алгоритмов моделирования пористости

Пласт	Алгоритм	Тип вариограммы	Длина	Ширина	Высота	Азимутальный угол
АчБУ ₁ ²	3D trend with 2D volume fraction	Exponential	14000	8000	20	330
АчБУ ₁ ³			14000	8000	20	305
АчБУ ₁ ⁴			14000	8000	20	275
Ю ₁			30000	3000	15	280

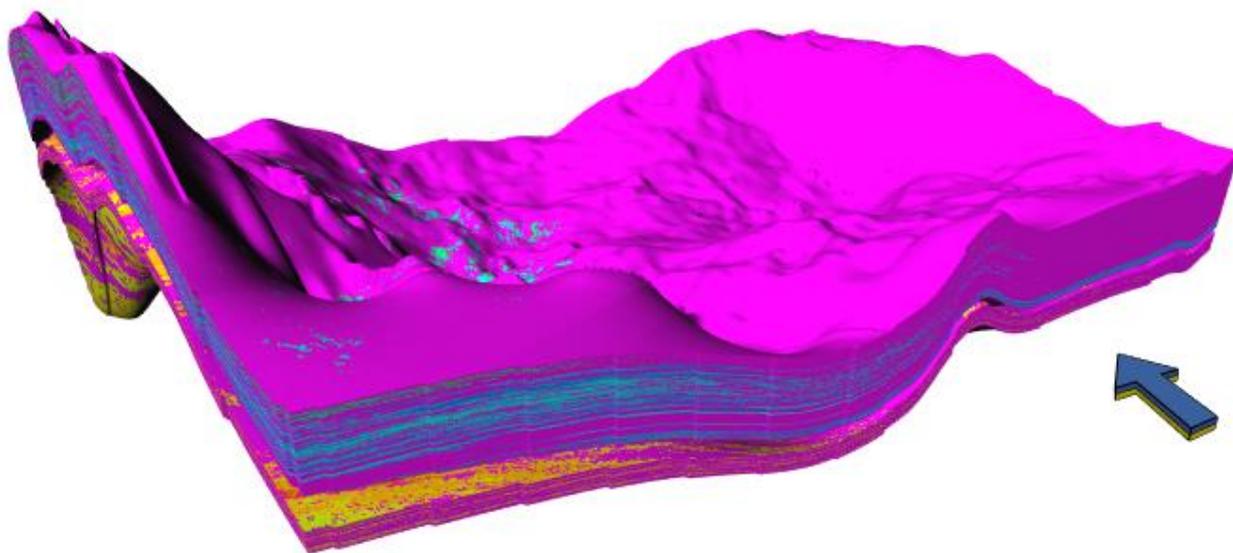


Рисунок 3.42– Детерминистическая модель пористости по пластам АчБУ₁₂,
АчБУ₁₃, АчБУ₁₄ и Ю₁

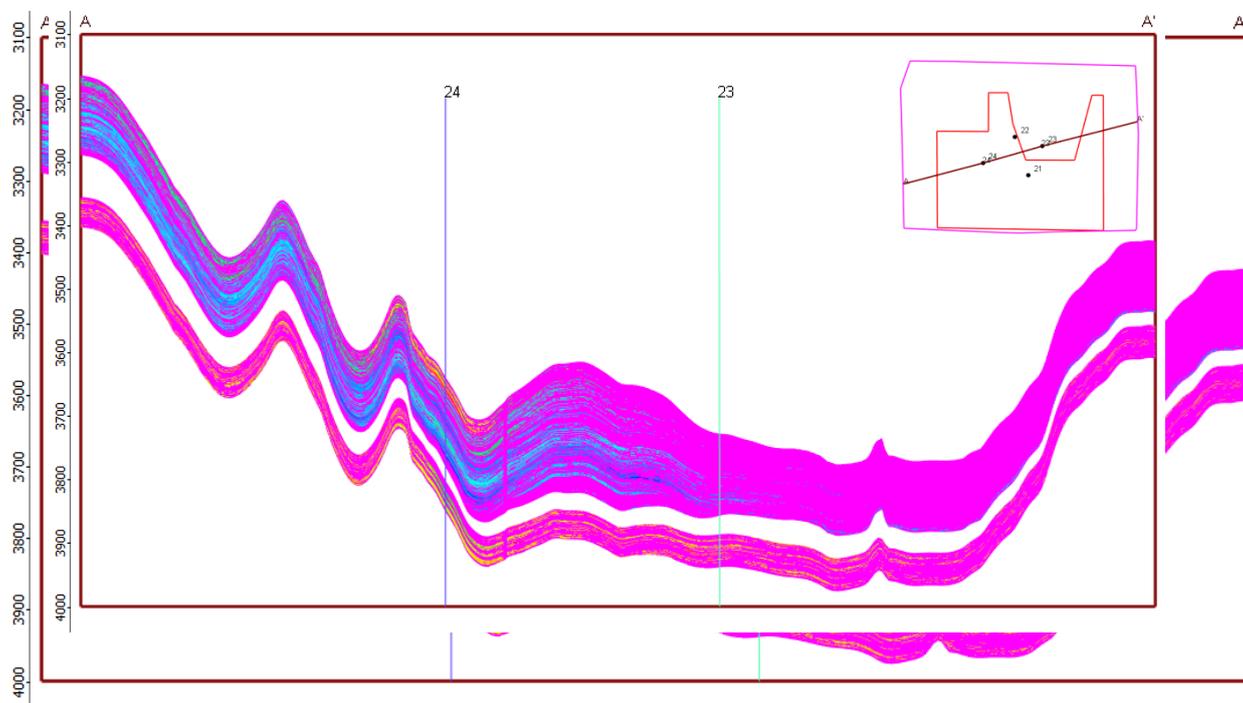


Рисунок 3.43– Разрез куба пористости по варианту Р50 в направлении Ю3-
СВ (по линии скважин 24-23)

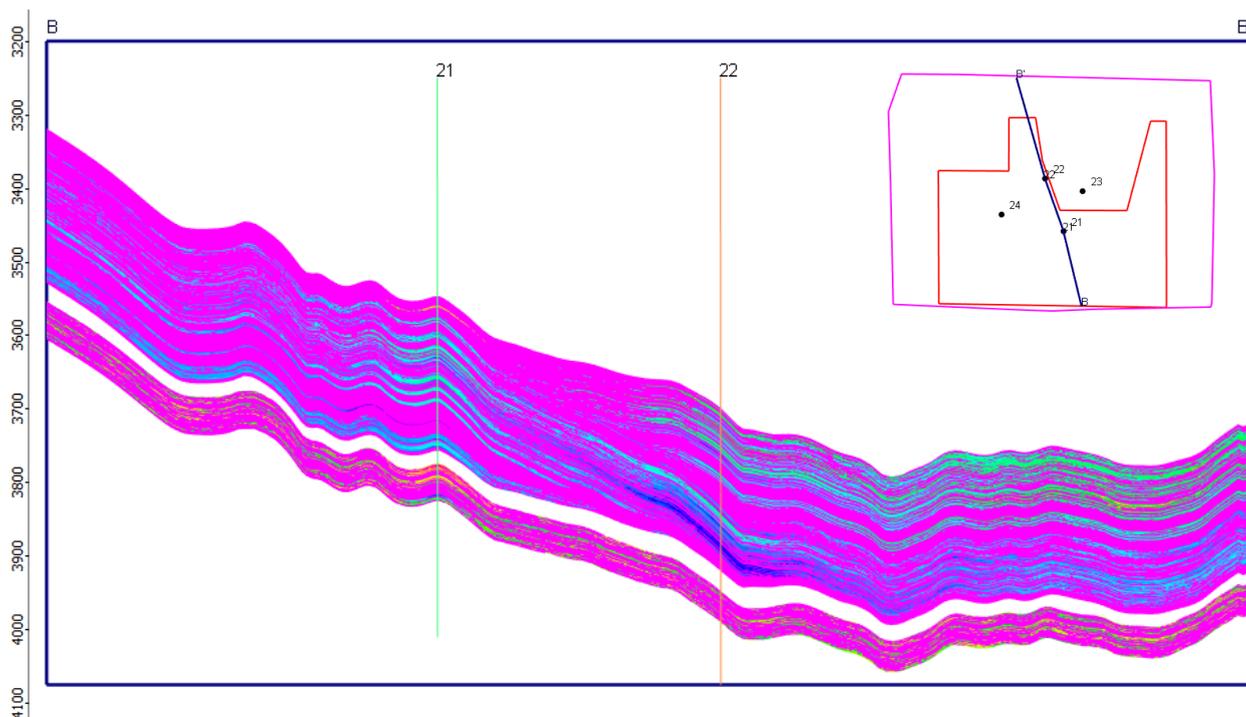


Рисунок 3.44 – Разрез куба пористости по варианту Р50 в направлении ЮЮВ-ССЗ (по линии скважин 21-22)

Оценка качества полученного куба проводилась путём сопоставления гистограмм распределения (рисунки 18.1-18.2), min, max, mean значений пористости картам средней пористости эффективной части пласта, построенным по скважинным данным и полученных с модельного куба пористости.

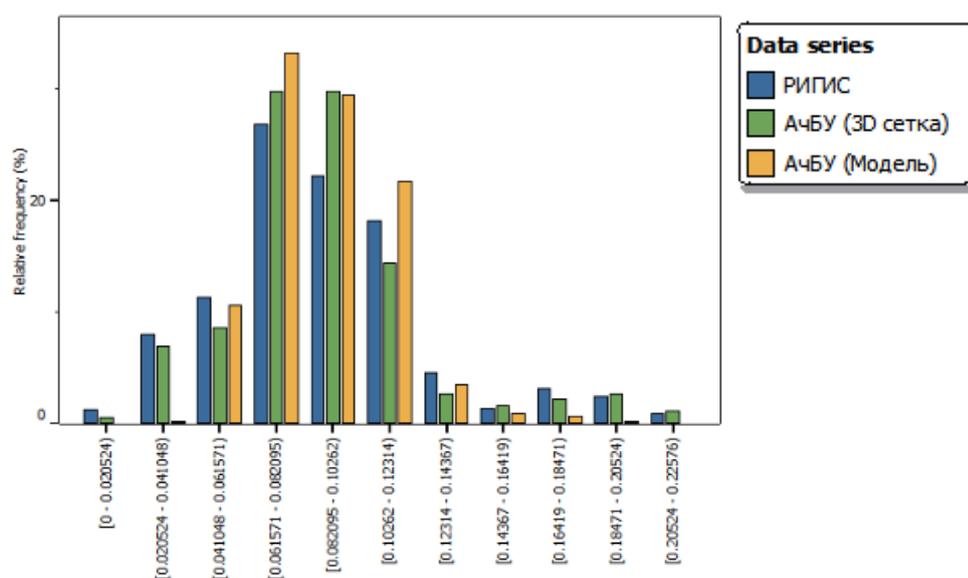


Рисунок 3.45 – Гистограмма распределения средневзвешенных значений пористости по картам, построенным по скважинным данным и по модели пористости совокупно по пластам группы Ач (вариант Р50)

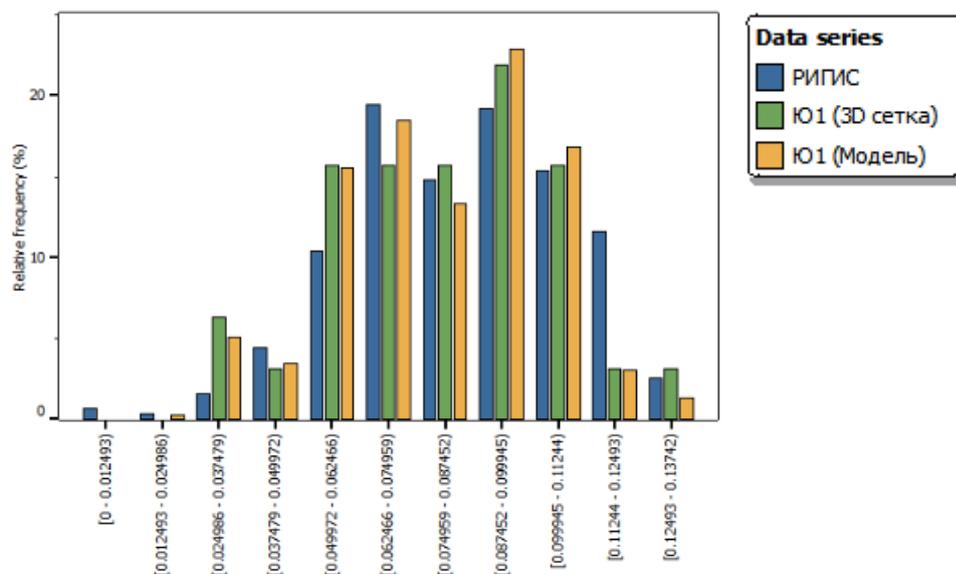


Рисунок 3.46 – Гистограмма распределения средневзвешенных значений пористости по картам, построенным по скважинным данным и по модели пористости совокупно по пласту Ю₁ (вариант Р50)

Сопоставление значений пористости по данным РИГИС и по значениям куба пористости представлено в таблице 4.

Таблица 3.4 - Сопоставление значений пористости (РИГИС/Модель)

Пласт	min			max			mean		
	Модел ь	РИГИ С	Отн.отк л	Модел ь	РИГИ С	Отн.отк л	Модел ь	РИГИ С	Отн.отк л
АчБУ 12	0.01	0.01	6.0%	0.22	0.23	3.0%	0.11	0.11	3.5%
АчБУ 13	0.01	0.01	4.3%	0.12	0.13	4.9%	0.08	0.08	0.8%
АчБУ 14	0.03	0.03	3.8%	0.11	0.11	3.3%	0.08	0.08	0.3%
АчБУ	0.01	0.01	5.2%	0.22	0.23	3.0%	0.09	0.09	0.6%

Ю1	0.04	0.04	1.7%	0.17	0.16	4.1%	0.11	0.11	0.7%
-----------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Таким образом, можно сделать вывод, что построенная модель пористости практически не имеет расхождений, следовательно, работа выполнена корректно и данный куб пористости можно использовать для дальнейшего подсчета запасов.

Куб проницаемости рассчитывался путём петрофизической зависимости от куба пористости (рисунки 19.1-19.2). Стоит отметить, что для пластов группы Ач принята единая зависимость, т.к. точки по каждому из пластов не выбиваются в отдельные тренды.

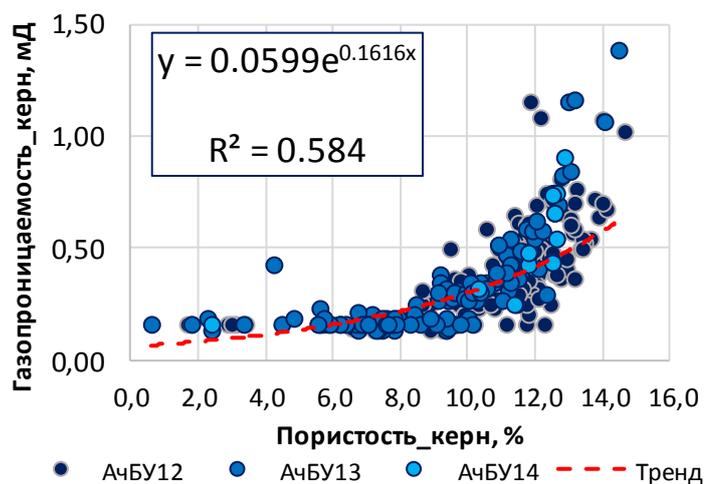


Рисунок 3.47 – Петрофизическая зависимость проницаемость-пористость для пластов группы Ач

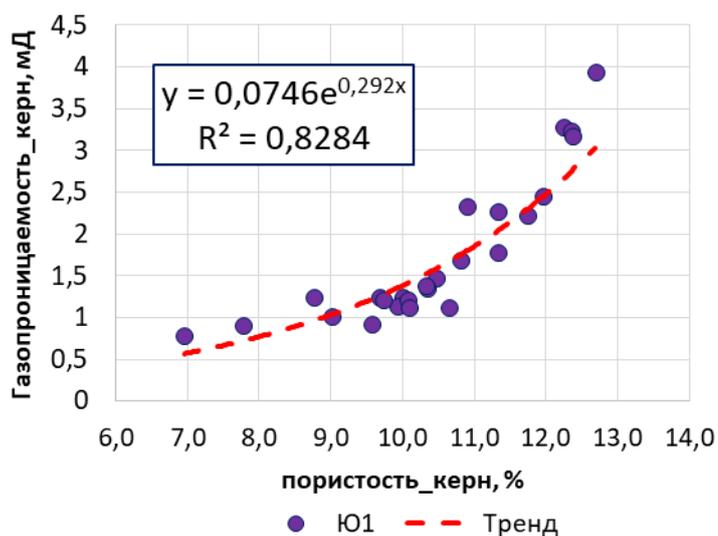


Рисунок 3.48– Петрофизическая зависимость проницаемость-пористость для пластов группы Ач

Так как проницаемости строилась по петрофизической зависимости от куба пористости, то можно считать его также достоверным и пригодным для дальнейшего использования в геологической модели.

3.6 Построение модели насыщения

Основной целью данного этапа моделирования является получение пространственного распределения параметра нефтенасыщенности в пределах залежей.

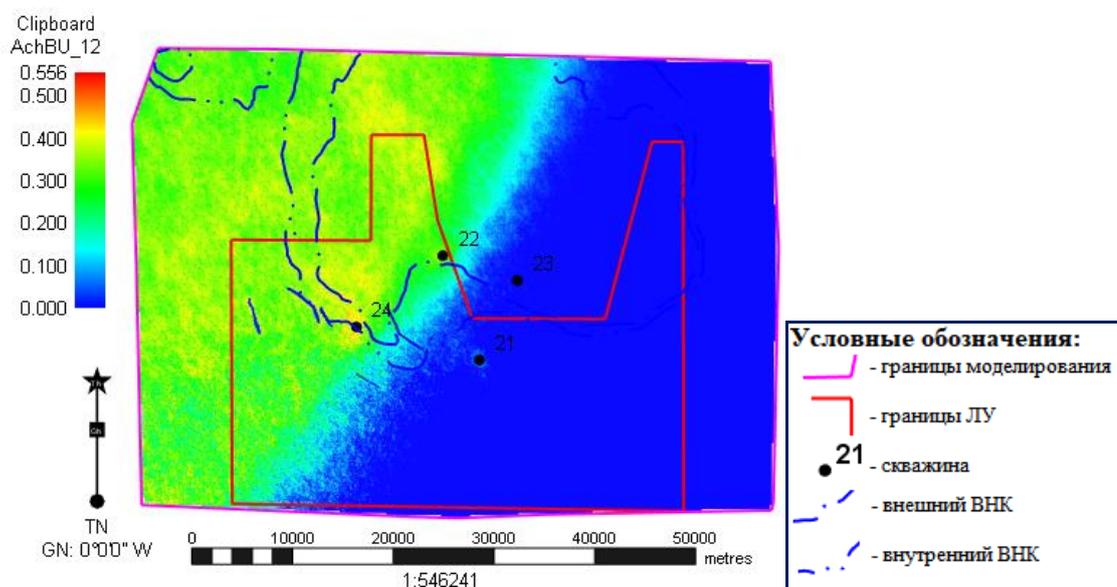


Рисунок 3.49 – Контуры нефтеносности пласта АчБУ₁₂ (подложка: карта песчаности). Вариант Р50

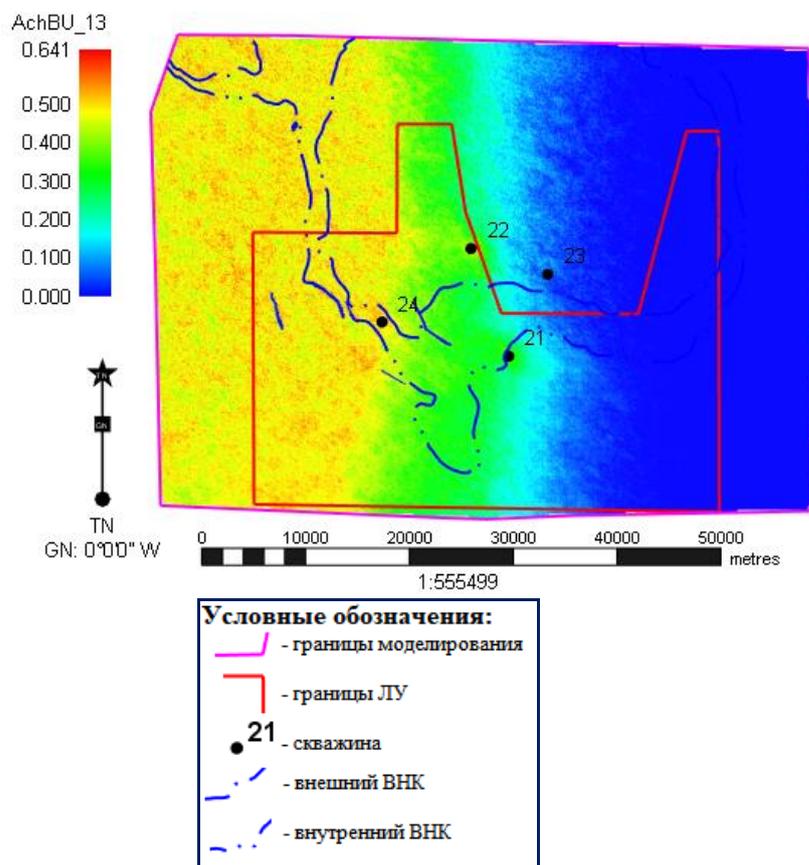


Рисунок 3.50 – Контуры нефтеносности пласта АчБУ₁₃ (подложка: карта песчанистости). Вариант Р50

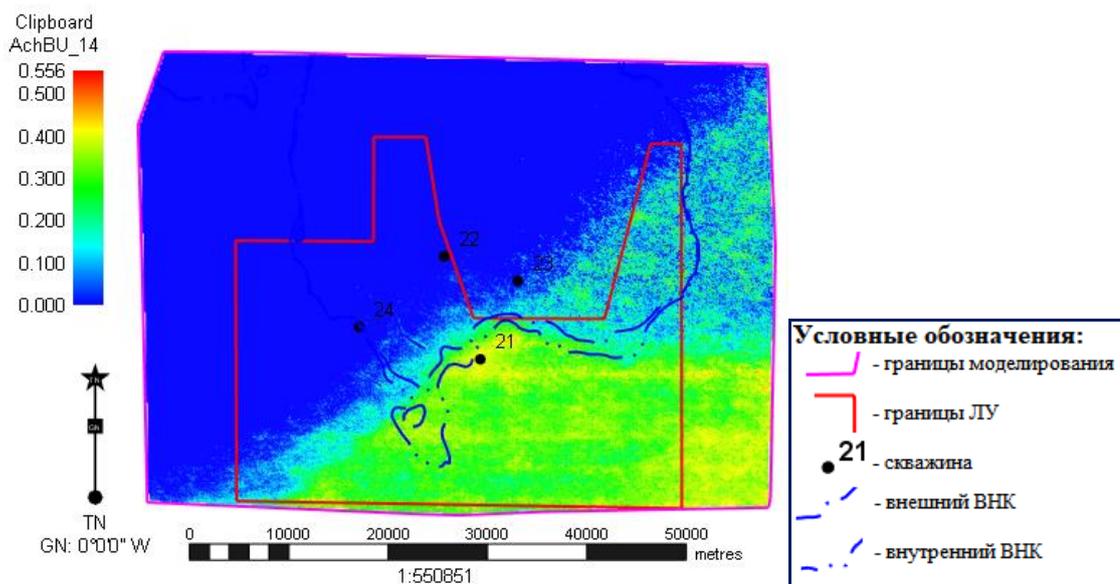


Рисунок 3.51 – Контуры нефтеносности пласта АчБУ₁₄ (подложка: карта песчанистости). Вариант Р50

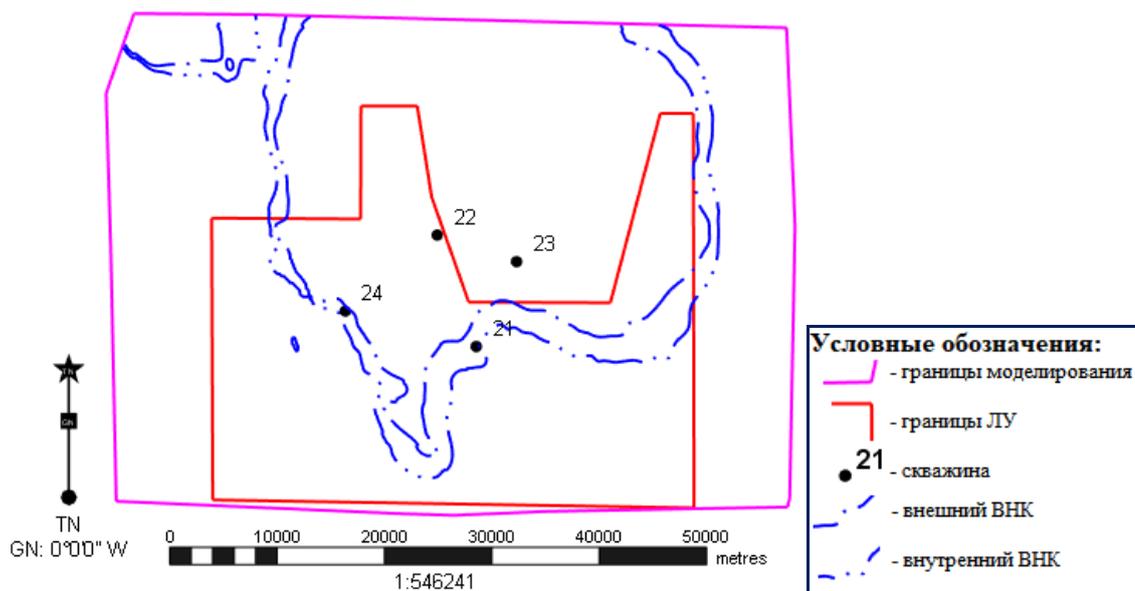


Рисунок 3.52 – Контуры нефтеносности пласта Ю₁ (вариант P50)

На рисунках 20.1-20.4 показаны контуры нефтеносности отдельно по пластам АчБУ₁₂, АчБУ₁₃, АчБУ₁₄ и Ю₁. Для пластов группы Ач в качестве подложки использовалась карта песчаности, т.к. данные пласты характеризуются наличием зон глинизации и важно понимать, в какой зоне пласта потенциально могут находиться запасы нефти, куда следует бурить скважины. Также на данных рисунках в условных обозначениях за ЗЧВ принимается контур ВНК.

По наличию внутреннего ВНК можно утверждать, что все залежи пластово-сводового типа, а значит каждая обладает чисто нефтяной зоной (ЧНЗ) и водонефтяной зоной (ВНЗ). Данный факт следует учитывать и проектировании эксплуатационного фонда.

Модель насыщения построена с использованием кривых капиллярных давлений (для пласта Ю₁, рисунок 21.1), полученных из специальных исследований керна, а также J-функции Леверетта (для пластов группы Ач, рисунок 21.2), построенной при помощи формулы:

$$J = \frac{3.183 \cdot P_c \cdot \sqrt{\frac{K_{pr}}{\phi}}}{\sigma \cdot \cos \theta},$$

где P_c – капиллярное давление, бар;

K_{pr} – проницаемость, мД;

ϕ – коэффициент пористости, д.ед;

σ – поверхностное натяжение, дин/см;

θ – угол смачивания.

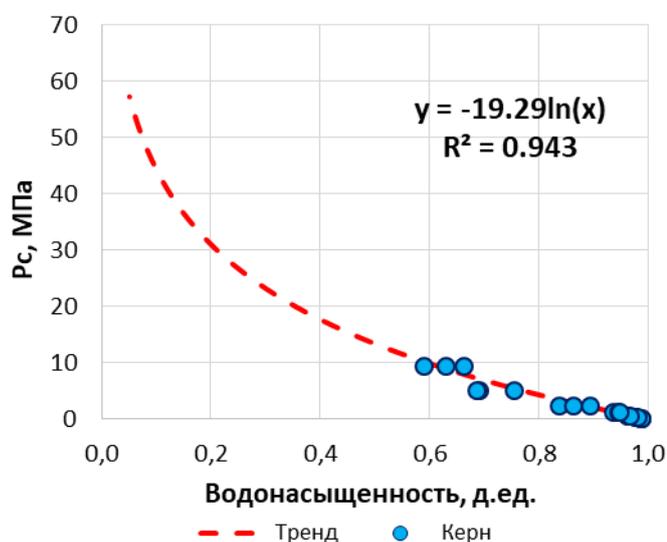


Рисунок 3.53 – Кривая капиллярного давления для пласта Ю₁

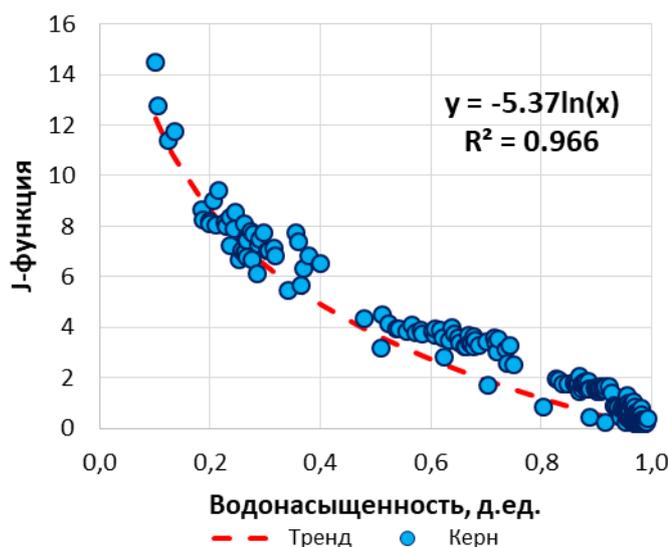


Рисунок 3.54 – J-функция Леверетта для пластов группы Ач

Для построения модели насыщения также был отбит уровень зеркала чистой воды (ЗЧВ) для каждого из пластов. Капиллярное давление в модели рассчитывалось по формуле:

$$P_c = (\rho_v - \rho_n) \cdot g \cdot h \cdot 10^{-5},$$

где P_c – капиллярное давление, бар;

ρ_v – плотность воды, кг/м³;

ρ_n – плотность нефти (805 для Ю₁ и 815 для пластов группы Ач), кг/м³;

h – высота над уровнем ЗЧВ, м;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Затем были построены кубы капиллярного давления пласта Ю₁ (рисунок 22) и пластов группы Ач для их дальнейшего использования при построении куба водонасыщенности.

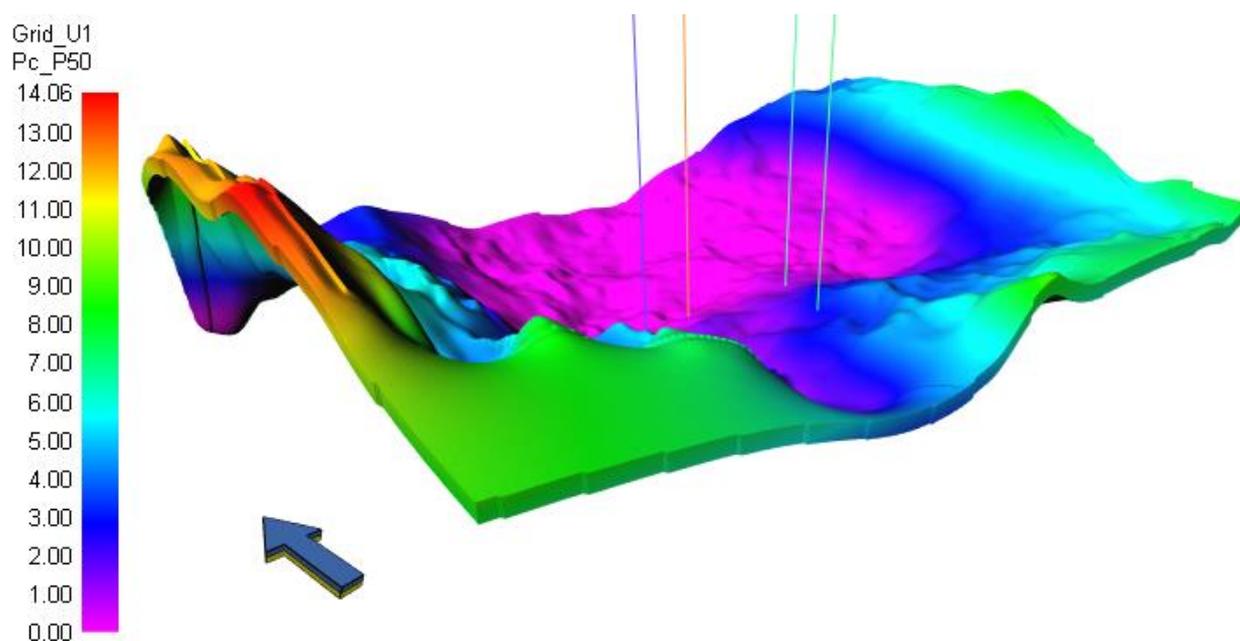


Рисунок 3.55 – Куб капиллярного давления пласта Ю₁. Вариант P50

При помощи кубов капиллярного давления, пористости и проницаемости был построен куб J-функции Леверетта (рисунок 23) для пластов группы Ач, также учитывался уровень ЗЧВ каждого из пластов.

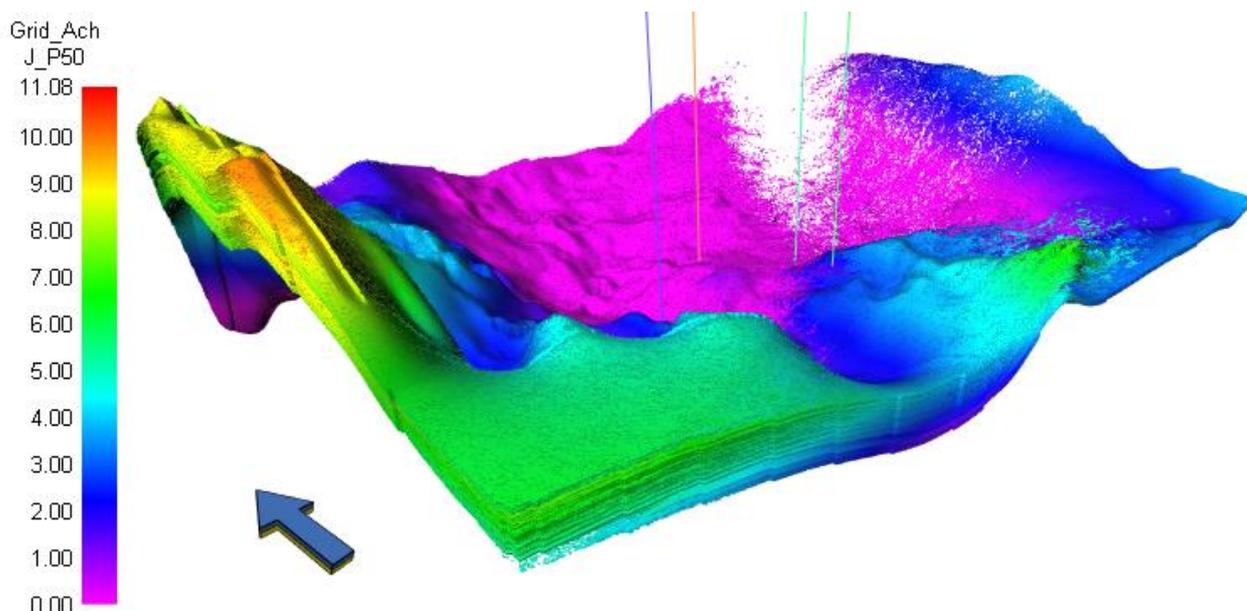


Рисунок 3.56 – Куб J-функции Леверетта с фильтром по литологии.
Пласты группы Ач, вариант P50

В ходе дальнейшего построения куба насыщенности при помощи зависимостей $J=f(S_w)$ и $P_c=f(S_w)$ строился куб водонасыщенности, представленный на рисунке 24.

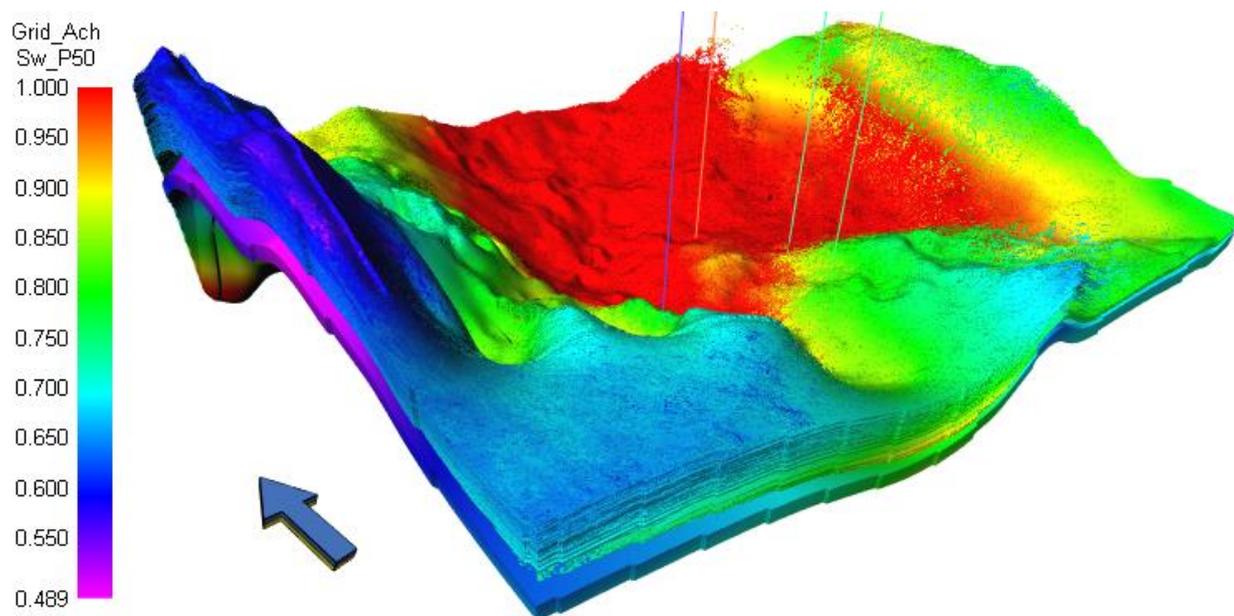


Рисунок 3.57 – Куб начальной водонасыщенности (SWATINIT) для
варианта P50 по пластам АчБУ₁₂, АчБУ₁₃, АчБУ₁₄ и Ю₁

Куб распределения нефтенасыщенности (рисунок 25) строился при помощи калькулятора по формуле: $Soil = 1 - S_w$.

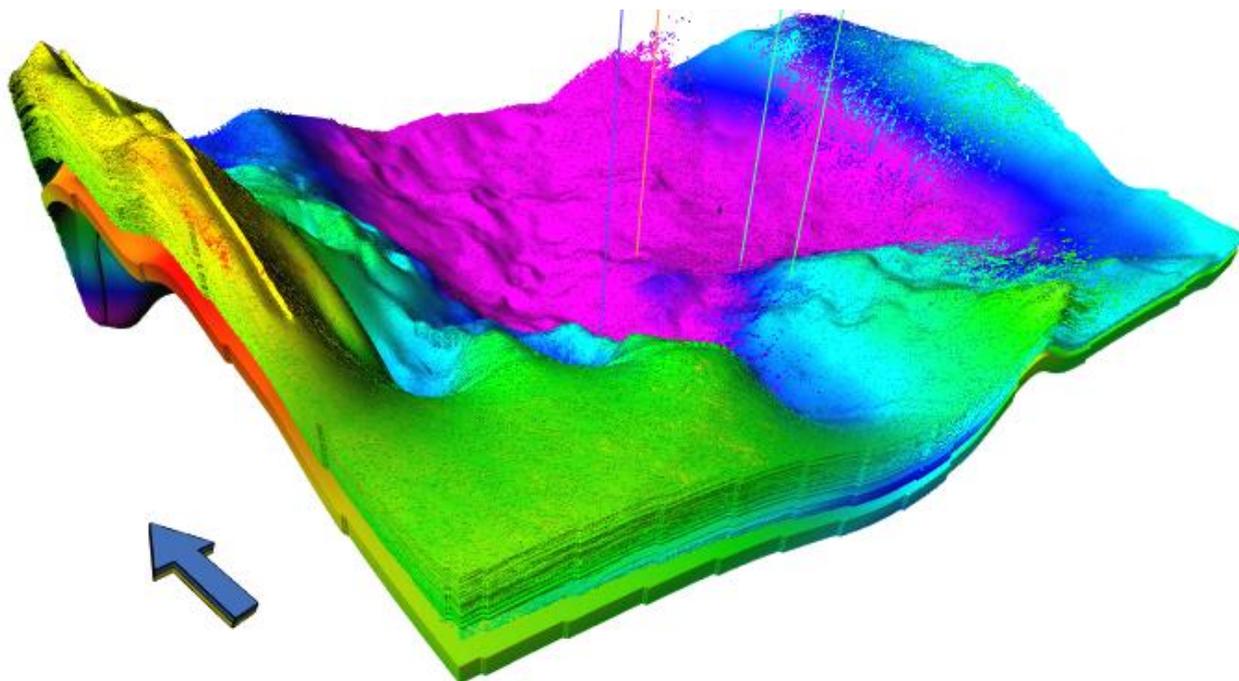


Рисунок 3.58 – Куб начальной нефтенасыщенности для варианта P50 по пластам АчБУ₁₂, АчБУ₁₃, АчБУ₁₄ и Ю₁

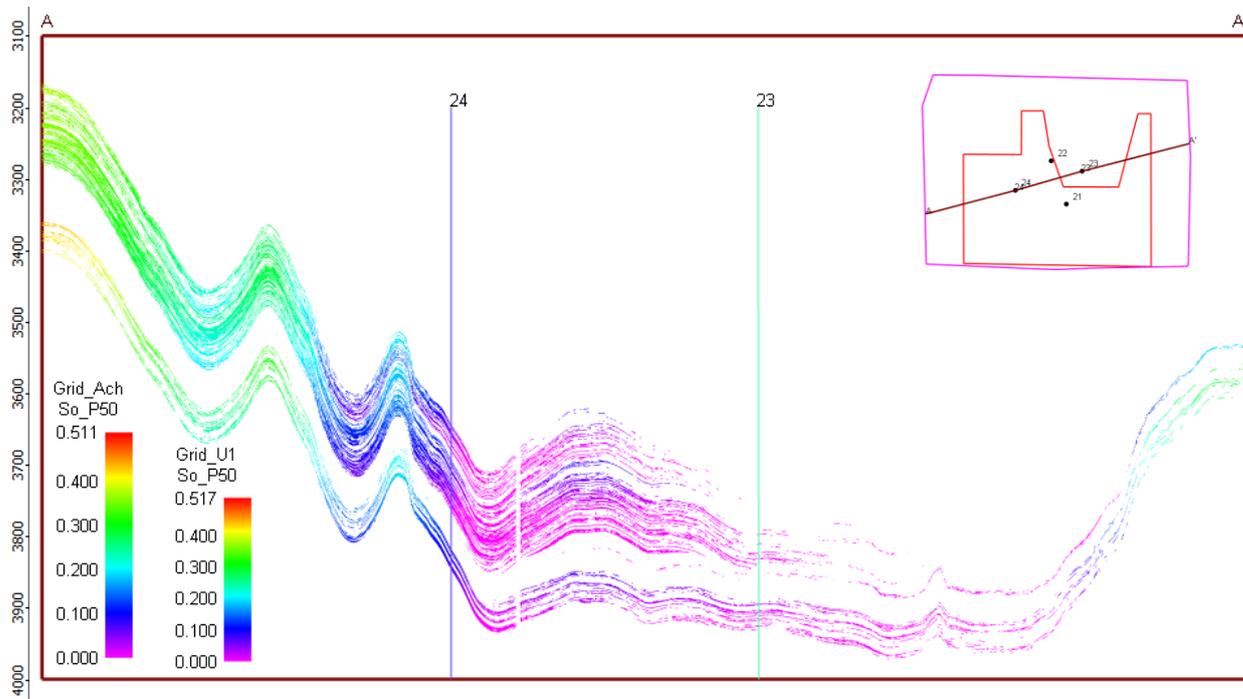


Рисунок 3.59 – Разрез по кубу начальной нефтенасыщенности с фильтром по литологии для варианта P50 в направлении ЮЗ-СВ (по линии скважин 24-23)

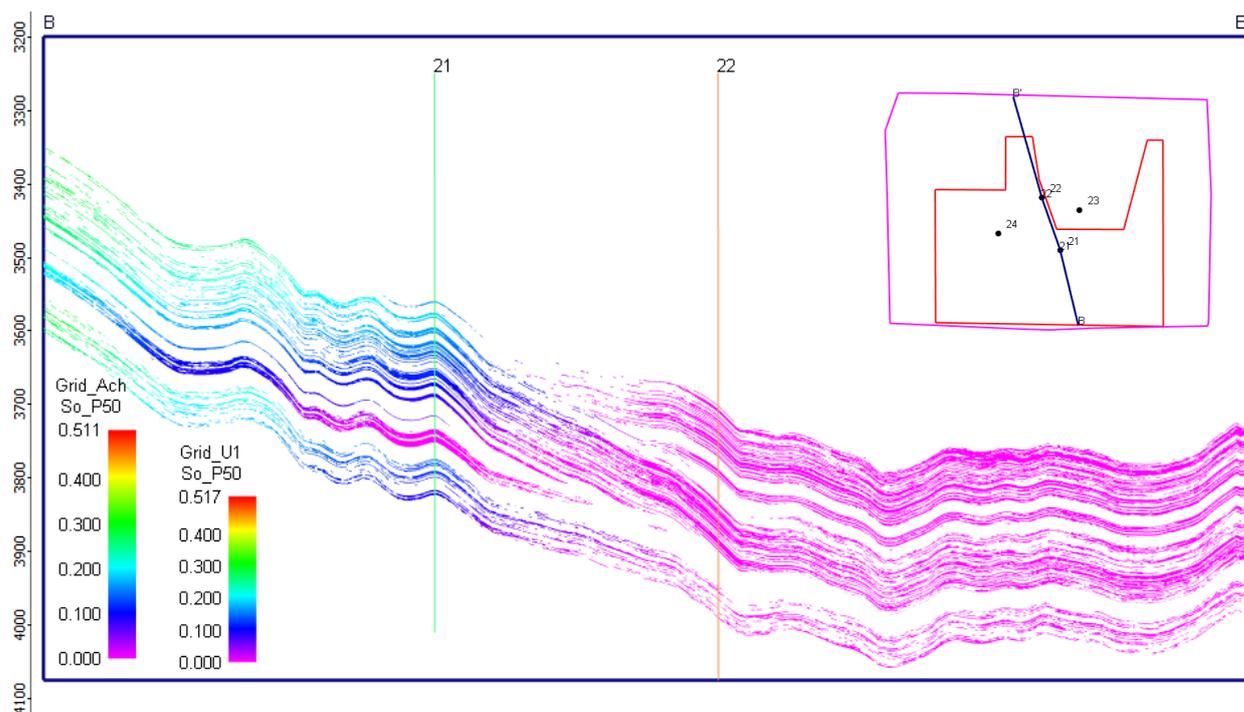


Рисунок 3.60 – Разрез по кубу начальной нефтенасыщенности с фильтром по литологии для варианта P50 в направлении ЮЮВ-ССЗ (по линии скважин 21-22)

Таким образом, исходя из корректности построения модели ФЕС и использовании эмпирических зависимостей $J=f(S_w)$ и $P_c=f(S_w)$ при построении модели насыщения, можно считать модель корректной и пригодной для подсчета запасов.

3.7 Подсчет начальных геологических запасов

На основе построенной трехмерной геологической модели продуктивных пластов АчБУ₁₂, АчБУ₁₃, АчБУ₁₄ и Ю₁ проведен подсчет начальных геологических запасов объемным методом по формуле:

$$Q_n = F \cdot h_{эф.н} \cdot m \cdot K_n \cdot \frac{1}{B_o} \cdot \rho$$

где F – площадь залежи, тыс. м²;

$h_{эф.н}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

m – открытая пористость, д.ед.;

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед;

$1/V_0$ – пересчетный коэффициент, д.ед.;

Q_n – начальные геологические запасы нефти, т.;

ρ – плотность нефти, т/м³.

В самом программном продукте подсчет запасов производился посредством перемножения кубов. Начальные геологические запасы считались в пределах лицензионного участка. Подсчетные параметры занесены в таблицу 5.

Таблица 5. Подсчетные параметры и запасы нефти по пластам

Пласт	Вариант	Объём залежи, млн. м ³	Площадь нефтенасыщенности, млн. м ²	Средневзвеш. Нефтенасыщ. Толщина, м	Средн.коэфф. Пористости, д.ед.	Средн.коэфф.не фтенасыщеннос ть, д.ед.	Пересчетный коэффициент, д.ед.	$\xi_{\text{м/д}}$ 'и/фэн ч/эон/л/П	НГЗ нефти, млн.т
АчБУ ₁₂	P10	4198.10	381.71	10.47	0.18	0.28	0.75	0.82	84.70
	P50	4003.73	366.85	10.33	0.11	0.21	0.61	0.82	39.40
	P90	1756.14	252.86	6.34	0.08	0.12	0.50	0.81	23.20
АчБУ ₁₃	P10	27399.57	774.43	34.51	0.10	0.25	0.75	0.82	281.20
	P50	27018.54	765.96	34.40	0.08	0.23	0.61	0.82	202.70
	P90	14509.64	686.10	20.55	0.05	0.20	0.50	0.81	115.70
АчБУ ₁₄	P10	5415.37	520.28	10.18	0.09	0.13	0.75	0.82	28.20
	P50	5175.72	496.65	10.16	0.08	0.12	0.61	0.82	20.90
	P90	2935.21	433.06	6.55	0.06	0.11	0.50	0.81	14.80
АчБУ	P10	37084.71	917.60	40.12	0.12	0.23	0.75	0.82	394.10
	P50	36269.25	899.68	40.00	0.09	0.20	0.61	0.82	263.00
	P90	19287.69	860.78	22.22	0.06	0.19	0.50	0.81	153.70
Ю ₁	P10	9226.06	1054.74	8.72	0.17	0.17	0.63	0.81	177.90
	P50	9031.82	1034.54	8.68	0.11	0.16	0.56	0.81	87.70
	P90	8826.21	1008.92	8.61	0.07	0.16	0.51	0.80	31.70

После подсчета запасов был проведен анализ чувствительности влияния неопределенностей на НГЗ. Торнадо-чарты приведены на рисунке 28.



Рисунок 28 – Торнадо-чарты неопределенности, влияющих на НГЗ нефти (слева – Ю₁, справа – пласты группы Ач)

Для снятия неопределенностей предполагается бурение 3-х поисково-разведочных скважин и проведение 3D сейсморазведочных работ.

4. ПОСТРОЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

Математическое моделирование является мощным средством анализа, контроля и регулирования процессов разработки углеводородных пластов и требует большого объема достоверной исходной информации. Математические модели строятся с помощью комплекса программ моделирования, подготовки исходных данных, обработки и анализа результатов.

Применение цифровых моделей позволяет существенно поднять качество проектных работ, за счет учета в одной модели большого количества факторов, определяющих картину фильтрации.

Моделирование процессов выработки запасов залежей пластов АчБУ₁₂, АчБУ₁₃, АчБУ₁₄, Ю₁ Западно-Юбилейного нефтяного месторождения проводилось с использованием моделей трехмерной трехфазной фильтрации, реализованных в симуляторе tNavigator компании RockFlowDynamics. Физико-математическая модель используемого симулятора учитывает гравитационные силы, сжимаемость пласта и свойства насыщающих его флюидов, неоднородность петрофизических свойств, как по площади, так и по разрезу пласта, а также влияние изменения пластового давления на содержание газа в пластовой нефти.

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

1. Геологическая основа – структурная модель, фильтрационно-емкостные свойства (песчаность, пористость, проницаемость), флюидальные контакты, начальную насыщенность;
2. Результаты стандартных и специальных керновых исследований – капиллярные давления (исследования по определению кривых капиллярного давления), деформационные свойства породы

(влияние ТБУ на ФЕС образцов керна), PVT-свойства флюидов, относительные фазовые проницаемости;

3. Результаты ПГИ – инклинометрия, исторические данные по добыче, начальные термо-барические условия, изменение пластового и забойного давления с течением времени.

4.1 Характеристика пластового флюида

Существует множество классификаций пластового флюида, различающихся как по количеству выделяемых типов углеводородов, так и по критериям их разграничения. Широкое распространение получила классификация У. МакКейна (таблица 4.1). Он выделяет следующие пять основных типов углеводородов:

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

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

Согласно данным исследований пластового флюида, рекомбинированная проба (при давлении 580 атмосфер и температуре 98°C) представляет собой недонасыщенную жидкость с низкой плотностью и высоким газосодержанием (таблица 4.2).

Таблица 4.1 – Классификация типов пластового флюида

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

Таблица 4.2 – Физико-химические свойства пластового флюида Ачимовских и Юрских отложений Западно-Юбилейного месторождения

Свойства	Давление насыщения, атм	Газосодержание, м ³ /м ³	Объемный коэффициент	Плотность, кг/м ³	Вязкость, сПз
Ач	347	305	1,347	0,817	0,4
Ю	495	315	1,999	0,821	0,47

Таким образом, пластовый флюид можно отнести к обычной нефти.

4.2 Обоснование выбора типа фильтрационной модели

Гидродинамический симулятор – программа моделирования фильтрационных процессов, реализованная на основе набора уравнений и численных схем их решения. Набор необходимых уравнений определяется моделью фильтрационной среды, моделью флюида и учетом тепломассопереноса в модели.

Моделирование процесса разработки в современных программных комплексах возможно с использованием двух подходов:

- композиционного, результатом которого является получение значений концентрации компонентов (фракций) в любой точке модели в любой момент времени на основе физически содержательных уравнений движения этих компонентов и замыкающих соотношений, среди прочего содержащих и уравнения состояния пластовых УВ систем;
- расширенной модели нелетучей нефти (extended black oil), в которой свойства газовой и жидкой фаз, используемые в уравнениях движения флюида, табулированы от давления.

Каждый из этих подходов имеет свои преимущества и недостатки по отношению друг к другу. Например, одним из недостатков последнего подхода может являться неаккуратное моделирование пространственного изменения насыщенности жидкой фазы из-за косвенного учета распределения массовых концентраций тяжелых компонентов пластовой системы.

Кроме того, при композиционном моделировании знание компонентно-фракционного состава добываемой продукции позволяет достаточно просто проводить дальнейшее термодинамическое моделирование систем промысловой подготовки продукции.

Вместе с тем, композиционное моделирование требует информационного обеспечения более высокого уровня, который подчас невозможно достигнуть на малоизученных залежах, и/или при отсутствии обоснованных связей между основными для 3D моделирования параметрами.

Подобные повышенные по сравнению с BlackOil моделью требования к исходной информации делают нецелесообразным использование композиционного подхода для моделей.

В рамках учебного проекта в условиях недостатка информации о свойствах пластовых флюидов на этапе «оценка-выбор» решено пользоваться наиболее простой и быстрой в расчетах моделью black oil.

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

4.3 Построение PVT-модели пластового флюида

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

Отсутствие необходимого комплекса исследований нефтяных флюидов пластов АчБУ₁₂-АчБУ₁₄ и Ю₁ вызвало необходимость использовать аналогию с другими месторождениями. В качестве аналога использованы модели нефти Уренгойского (Ач₁², Ач₁⁴, Ач₂, Ач₃⁰), Западно-Песцового (Ач₁⁰, Ач₁², Ач₁²⁻⁰, Ач₁⁴) и Южно-Падинского (АчБН₁₅²) месторождений для пластов АчБУ, для пластов Ю – Вынгайхинское (Ю₁²⁶, Ю₁¹, Ю₁²), Равнинное (Ю₁^{1+Ю₁²}, Ю₁^{3a}, Ю₁³⁶). В данной работе построение PVT-свойств проводилось на основе результатов исследований по определению PVT-свойств в программном продукте tNavigator в PVT-дизайнере, комплексном

инструменте для PVT моделирования, полностью интегрированном с другими инструментами программы. При расчетах был использован стандартный модуль, в котором реализованы основные корреляционные зависимости свойств нефти, газа и воды от давления и температуры. При расчетах выявлен удовлетворительный характер описания корреляцией Standing (1.1) экспериментальных данных. (рисунок 4.1-4.6)

$$p_b(T) = 0.5197 \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{y_g(T)}$$

(1.1)

где

p_b	давление насыщения	МПа
R_{sb}	газосодержание при давлении насыщения	м ³ /м ³
γ_g	относительная плотность газа	
y_g	мольная доля газа = $1.225 + 0.00164T - 1.769/\gamma_o$	
γ_o	относительная плотность нефти по воде	
T	температура	°К

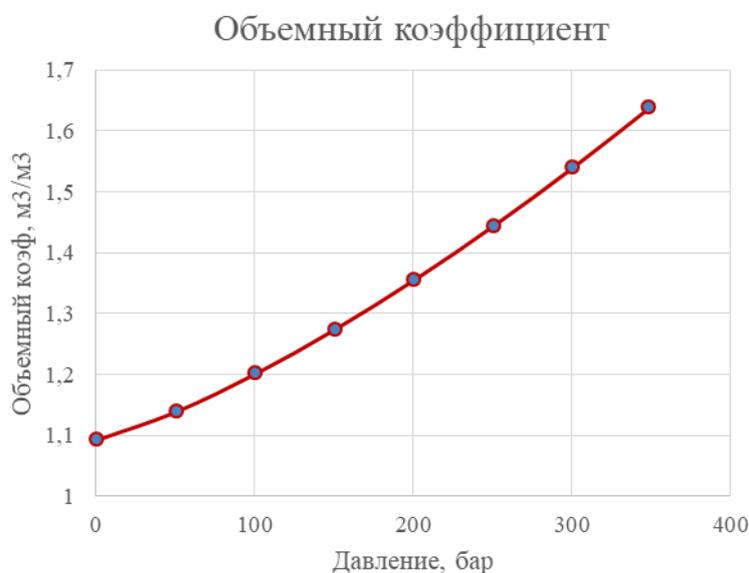


Рисунок 4.1 – Объемный коэффициент нефти.

Пласты АчБУ₁₂-АчБУ₁₄

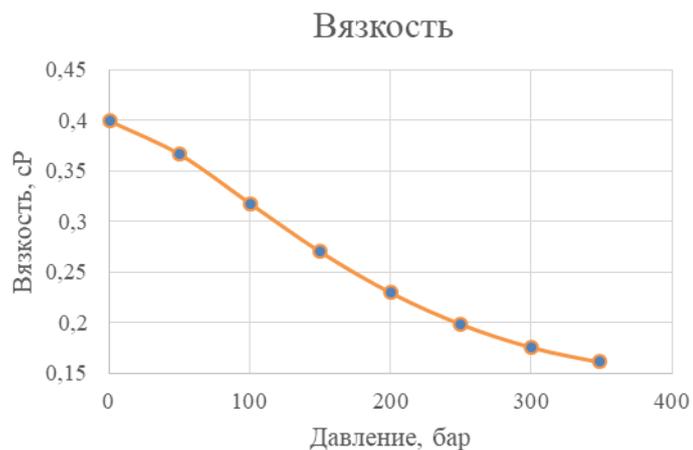


Рисунок 4.2 – Вязкость. Пласты АчБУ₁₂-АчБУ₁₄

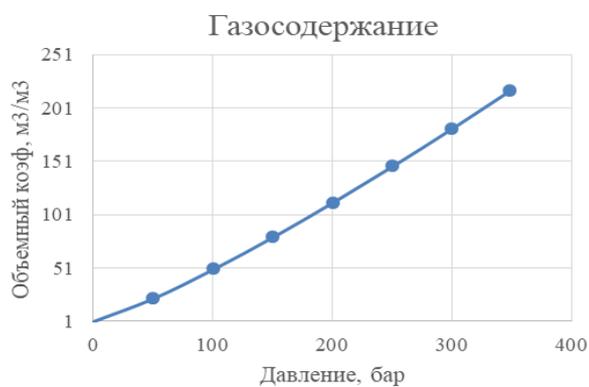


Рисунок 4.3 – Газосодержание. Пласты АчБУ₁₂-АчБУ₁₄

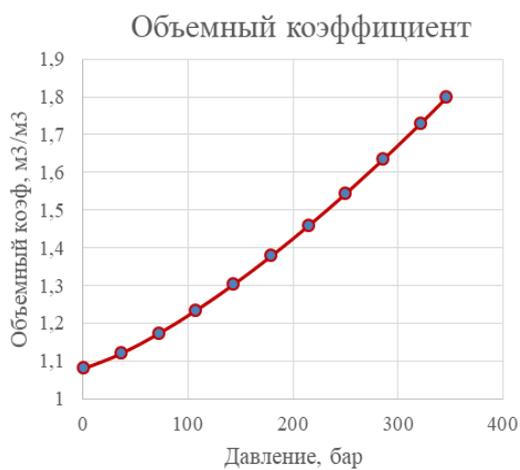
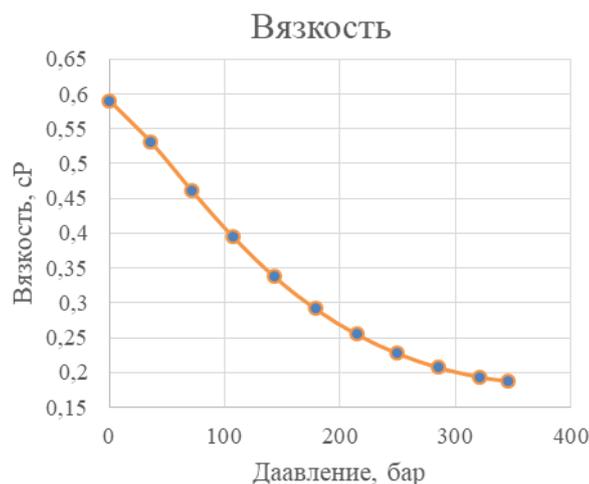
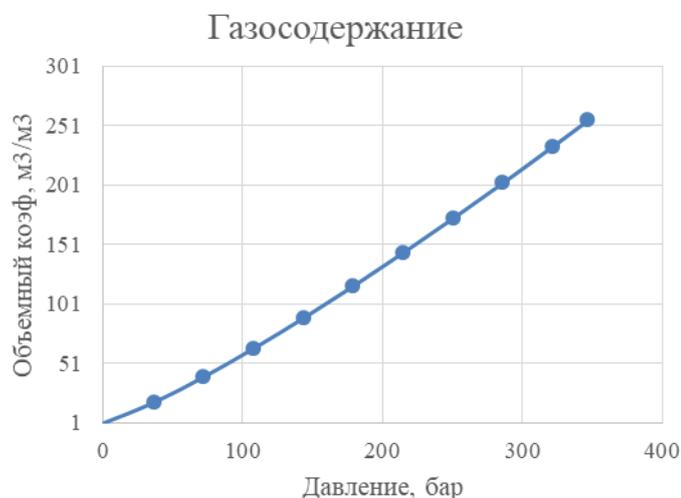


Рисунок 4.4 – Объемный коэффициент нефти.
Пласты Ю₁

Рисунок 4.5 – Вязкость. Пласты Ю₁Рисунок 4.6 – Газосодержание. Пласты Ю₁

Для дальнейшего использования полученной PVT-модели, она была выгружена в документ «.rvo» в виде таблиц с ключевыми словами PVT0, PVTG. По причине отсутствия результатов исследований пластовой воды, ее свойства приняты по умолчанию.

4.4 Определение относительных фазовых проницаемостей

Абсолютная проницаемость определяет фильтрацию флюида, инертного пласту, при 100-процентном заполнении порового пространства этим флюидом. Для описания реальной ситуации используется понятие

относительной фазовой проницаемости (ОФП), определяющей подвижность флюида в зависимости от величины присутствия сторонней несмешивающейся фазы. Такие данные могут быть получены только по результатам исследования фильтрации на образцах керна.

Отсутствие необходимого комплекса специальных исследований керна для определения относительных фазовых проницаемостей по воде и нефти с пластов АчБУ₁₂-АчБУ₁₄ и Ю₁ вызвало необходимость использовать аналогию с другими месторождениями. В качестве аналога использованы результаты специальных исследований керна Уренгойского (Ач₁², Ач₁⁴, Ач₂, Ач₃⁰) месторождения и Вынгайхинского (Ю₁²⁶, Ю₁¹, Ю₁²).

Экспериментальные точки были отнормированы и описаны корреляцией LET (1.2) (рисунок 4.7-4.8).

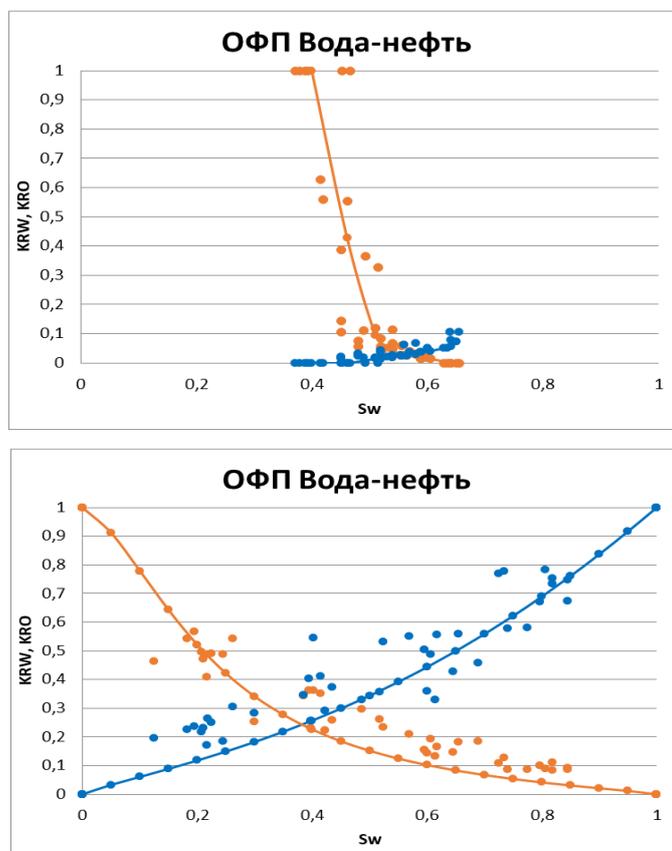


Рисунок 4.7 – ОФП в системе «Нефть-Вода». Пласты АчБУ₁₂-АчБУ₁₄

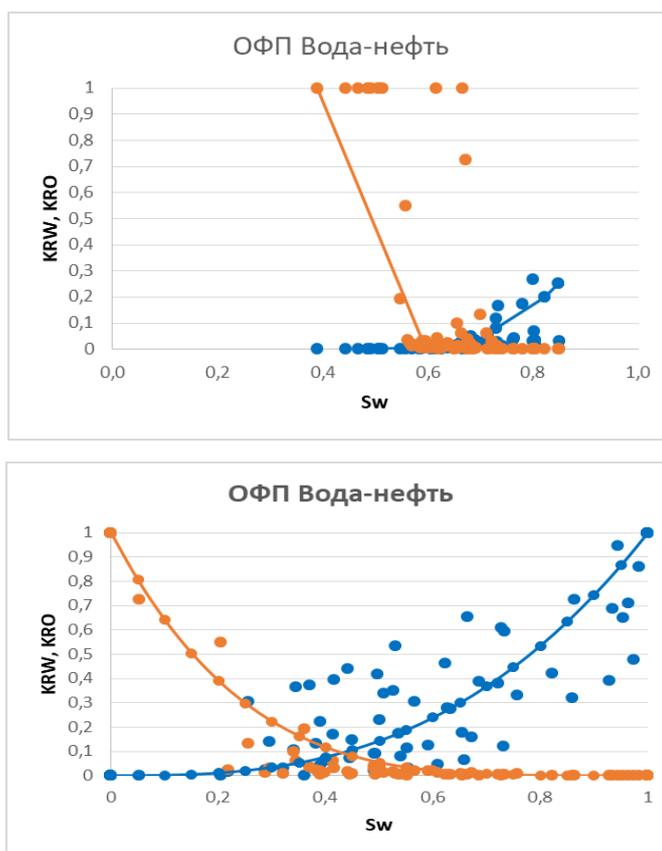


Рисунок 4.8 – ОФП в системе «Нефть-Вода». Пласт Ю₁

Здесь S_w^* – нормированная водонасыщенность, вычисляемая по формуле

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

Процедура нормировки необходима для обобщения экспериментальных данных на весь пласт, исключая зависимость фазовой проницаемости от ФЕС. Для выявления вида кривой в определенной области пласта необходима обратная процедура, заключающаяся в использовании конечных точек. В случае двухточечной нормировки кривые ОФП определяются двумя значениями водонасыщенности и соответствующими значениями ОФП (рисунок 4.9):

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

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

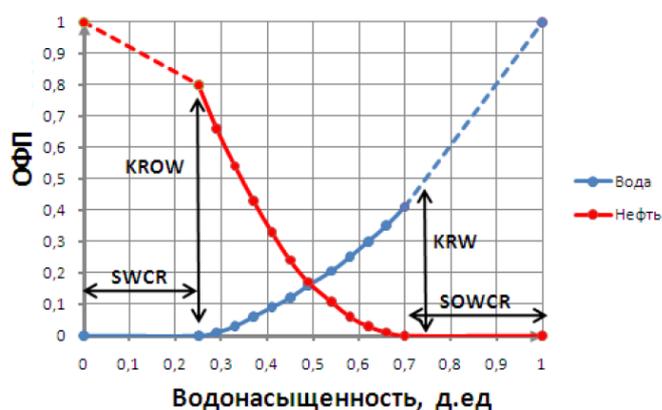


Рисунок 4.9 – Концевые точки кривых ОФП в системе «вода-нефть».

Минимальная или остаточная водонасыщенность S_w в таком случае принимается равной $SWCR$, а максимальная водонасыщенность равной $(1-SOWCR)$. Кривые ОФП в системе «нефть-газ» строятся по той же методике (рисунок 4.10).

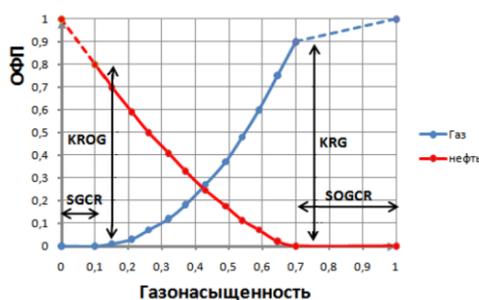


Рисунок 4.10 – Концевые точки кривых ОФП в системе «нефть-газ».

Исследования фильтрации на собственном керне в системе «нефть-газ» не проводились, поэтому форма кривых и концевые точки взяты с аналога – Уренгойского месторождения и Вынгайхинского (рисунок 4.11).

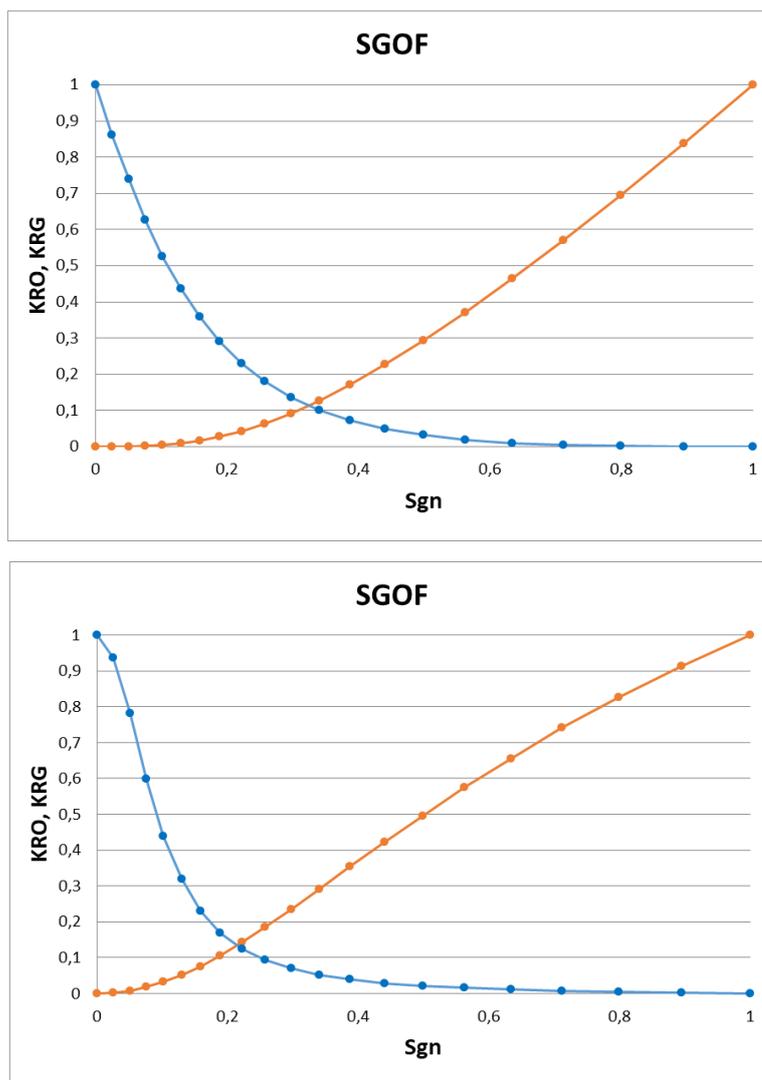


Рисунок 4.11 – Нормированные кривые ОФП в системе «нефть-газ» для АчБУ₁₂-АчБУ₁₄ и Ю₁

Величины остаточных и критических значений нефте- и водонасыщенностей задавались в виде зависимостей от проницаемости для соответствующих регионов:

$$SWL = 1,0874 * PERMX^{-0,246}$$

$$SWCR = SWL + 0,0593$$

$$SOWCR = -0,4421 * SWL + 0,5064$$

$$K_{ro} = 0,447$$

$$K_{rw} = 0,147$$

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

4.5 Создание полномасштабной модели

Создание фильтрационной модели включает в себя несколько этапов:

- Преобразование геологической модели в гидродинамическую. На данном этапе происходит загрубление каркаса модели и ремасштабирование основных петрофизических свойств (песчанистость, пористость и т.д.). Создание необходимых для фильтрационного моделирования атрибутивных свойств (выделение регионов равновесия, подсчета запасов и т.д.)
- Обоснование петрофизической основы для моделирования и перенос полученных зависимостей в модель.
- Инициализация модели, оценка запасов УВ.

В рамках данного проекта ремасштабирования структуры и свойств не было реализовано, так как все расчеты планируются на секторной модели из-за коротких временных сроков.

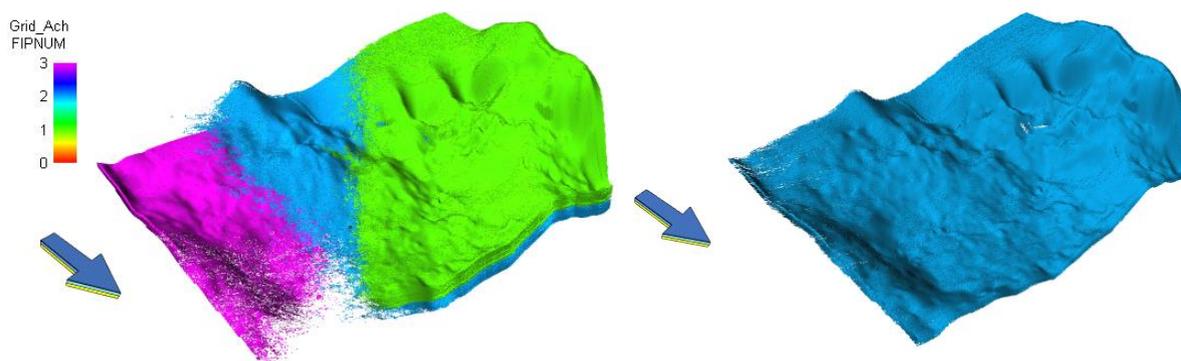
Для дифференциации свойств по различным участкам моделирования используются следующие кубы регионов: FIPNUM – регионы подсчета запасов (рисунок 4.12), PVTNUM - регионы PVT-свойств, EQLNUM - регионы инициализации, SATNUM – регионы фильтрации, ROCKNUM – регионы свойств породы. В таблицах (таблица 4.3, таблица 4.4) представлено описание этих регионов.

Таблица 4.3 - Регионы подсчета запасов, инициализации, фильтрации, свойств породы по пластам

FIPNUM/EQLNUM/SATNUM/ ROCKNUM	Описание
1	Пласт АчБУ ₁₂
2	Пласт АчБУ ₁₃
3	Пласт АчБУ ₁₄
4	Пласт Ю ₁

Таблица 4.4 - Регионы PVT-свойств по пластам

PVTNUM	Описание
1	Пласт АчБУ ₁₂ -АчБУ ₁₄
2	Пласт Ю ₁

Рисунок 4.12 – Регионы подсчета запасов для АчБУ₁₂-АчБУ₁₄ и Ю₁

Для пластов АчБУ₁₂-АчБУ₁₄ и Ю₁ распределения начальных пластовых давлений, а также начальных нефте- и водонасыщенностей S_o и S_w были получены на основе гравитационного равновесия (ключевое слово EQUIL симулятора Eclipse 100) путем задания начальных пластовых давлений на опорных глубинах и установлением отметок ГНК, ВНК и ЗСВ на глубинах, определенных по результатам интерпретации петрофизических исследований (таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Флюидалные контакты и давления

Пласт	ВНК, м	Давление, атм	Степень АВПД
АчБУ ₁₂	3680	433	1,32
АчБУ ₁₃	3766	440	1,34
АчБУ ₁₄	3740	437	1,33
Ю ₁			1,6

Для капиллярного уравнивания фаз в системе нефть-вода была использована обобщенная J-функция Леверетта, построенная по результатам специальных исследований керна по определению капиллярного давления, смачиваемости породы и поверхностного натяжения на границе раздела фаз «пластовая нефть-пластовая вода». Для расчета J-функции были приняты следующие значения $\sigma \cos \theta$: $\sigma = 0,0024$ Н/м, $\theta = 65^\circ$.

4.6 Создание секторной модели

В рамках данного проекта необходимости в расчете полномасштабной модели нет. В случае с ачимовскими и юрскими отложениями отсечение части полномасштабной модели не повлечет за собой значительных погрешностей при расчетах. Это связано с тем, что объекты разработки представляют собой разрозненные линзовидные залежи относительно небольшого размера, не имеющие гидродинамической связи. При использовании секторного моделирования необходимо выбрать тот участок модели, который в полной мере характеризует остальные, ограничившись заданием непроницаемой границы на контуре. Такой подход реализуют с целью оптимизации расчетов по формированию стратегии разработки за счет сокращения затраченного на них времени.

Основными критериями для выбора моделируемой зоны являются следующие пункты:

- Высокая изученность зоны: на ней присутствуют фактические скважины или вблизи этого участка;
- Объект представляет собой отложения, характерные для ачимовских и юрских толщ;
- Размеры моделируемого участка позволяют быстро произвести расчеты. Представительной является та зона, в которой находится весь диапазон нефтенасыщенных толщин.

Отсечение части полномасштабной модели будет реализовано за счет сокращения числа активных ячеек (рисунок 4.13-4.14).

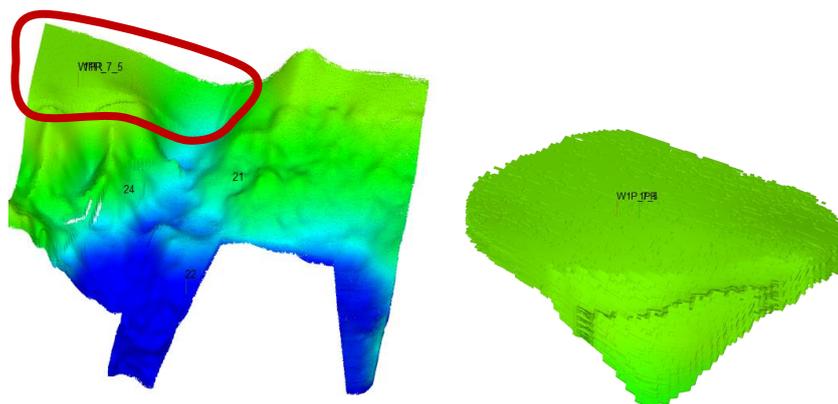


Рисунок 4.13 – 3D модель пласта Ю₁

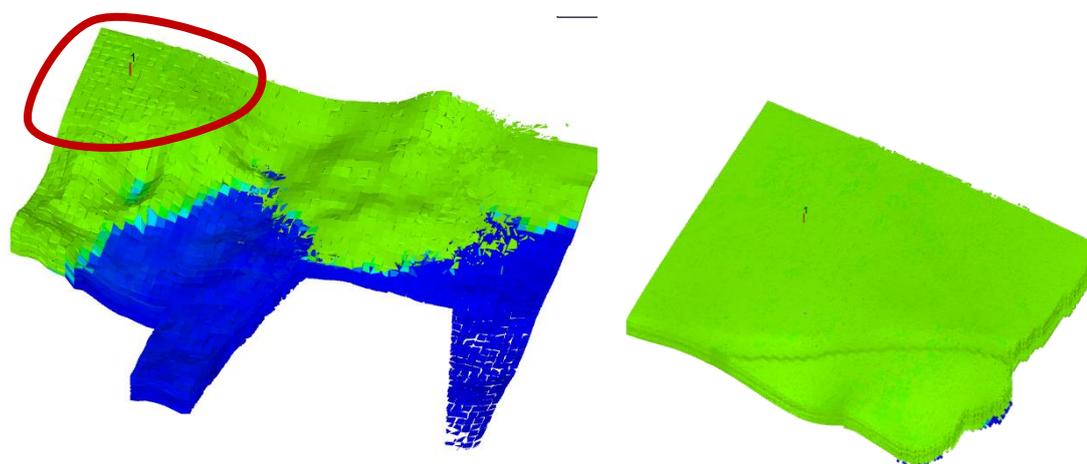


Рисунок 4.14 – 3D модель группы пластов Ач

Таблица 4.6 - Основные геолого-физические характеристики участка

Характеристика	Ач	Ю ₁
Средняя пористость, д.ед	0,12	0,10
Средняя проницаемость, мД	0,60	1,51
Начальное пластовое давление, МПа	44	62
Начальная пластовая температура, °С	103	108
Средняя общая толщина, м	42	18
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	19,4	8,6

4.7 Проектирование системы разработки на Западно-Юбилейном месторождении

Расчеты для проектирования стратегии разработки было решено проводить на секторной гидродинамической модели для сохранения временных ресурсов. Основным критерием выбора оптимальных вариантов служили экономические показатели, в частности NPV (чистый дисконтированный доход).

Продуктивные пласты Западно-Юбилейного нефтяного месторождения характеризуются следующими геологическими особенностями:

Для группы пластов Ач

- Высокая неоднородность строения коллекторов по площади и разрезу;
- Наличие зон выклинивания пластов;
- Низкая проницаемость (0.6 мД);

Для пласта Ю₁

- Отсутствие неоднородности строения коллекторов по площади и разрезу;
- Отсутствие зон выклинивания пластов;
- Низкая проницаемость (1,5 мД);

При выделении эксплуатационных объектов учитывалось следующее:

- Взаиморасположение продуктивных пластов по разрезу и совпадение залежей в плане;
- Тип коллектора, его физическая характеристика;
- Различие в составах и свойствах флюида.

Таким образом, с учетом всех вышперечисленных требований в пределах Западно-Юбилейного ЛУ сосредоточено два эксплуатационных объекта:

- Объект 1 – нефтяные пласты АчБУ₁₂, АчБУ₁₃, АчБУ₁₄;

– Объект 2 – нефтяной пласт Ю₁.

Объект 1

Объект представлен нефтяными залежами трех пластов АчБУ₁₂, АчБУ₁₃, АчБУ₁₄, которые принадлежат Западно-Юбилейному ЛУ.

Залежи вскрыты поисково-разведочными скважинами 21, 22, 23, 24, испытанием которых подтверждено наличие нефти в продуктивных пластах.

Эффективные толщины не превышают 30 м, средняя пористость равна 0,12 д.ед., средняя проницаемость принята по результатам интерпретации ГИС и составляет порядка 0,6 мД. Для данных залежей характерна высокая расчлененность. Начальное пластовое давление составляет 44 МПа.

В связи с близкими фильтрационно-емкостными свойствами, физико-химическими свойствами нефти по геологическим критериям залежи предлагается выделить в единый объект разработки.

Объект 2

Объект представлен нефтяными залежами пласта Ю₁, который принадлежит Западно-Юбилейному ЛУ.

Залежь испытана двумя поисково-разведочными скважинами 21 и 23. Небольшой приток нефти получен в скважине 23.

Залежь характеризуется средней проницаемостью 1,5 мД, коэффициентом пористости – 0,12 д.ед. и расчлененностью 1. Начальное пластовое давление составляет 62 МПа.

Участок проектирования представляет собой многопластовую систему. Залежи существенно дифференцируются по объему запасов, фильтрационным характеристикам. В связи с этим принято решение, что участок проектирования будет осваиваться поэтапно. Также, при рассмотрении варианта одновременного ввода в разработку двух объектов выявлено, что такая стратегия потребует существенных капиталовложений (бурение скважин, мощность УПН и тд).

Также при выборе вариантов были учтены проектируемые пропускные мощности системы внешнего транспорта и мощности наземных объектов подготовки продукции.

Всего в рамках текущей работы, в границах Западно-Юбилейного ЛУ, выделено два эксплуатационных объекта. Объекты предлагается условно разделить на две группы:

- объект первоочередного освоения (объект 1);
- объект второй очереди освоения (объект 2).

Объект первоочередного освоения содержит 75% геологических запасов нефти от суммы запасов Западно-Юбилейного месторождения.

Также при выборе очередности освоения была проанализирована накопленная дисконтированная добыча (рисунок 4.15). С учетом дисконтирования денежных потоков было принято решение начать разработку Западно-Юбилейного месторождения с ачимовских пластов (объект 1), далее переходить на Ю₁ (объект 2).

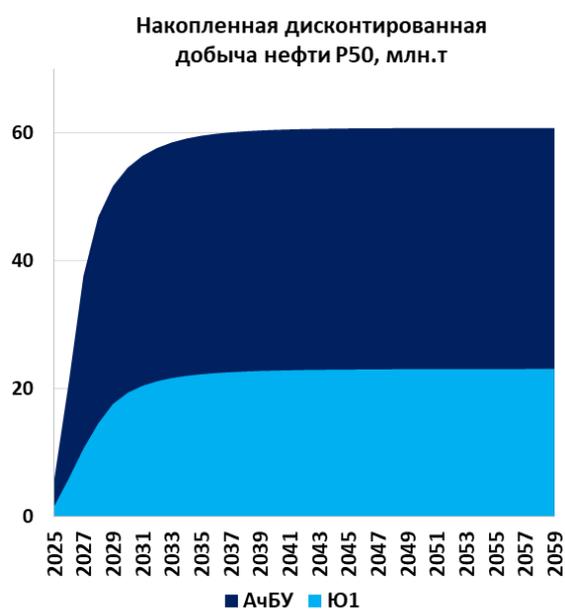


Рисунок 4.15 - Накопленная дисконтированная добыча нефти по пластам АчБУ и Ю₁

Далее для выбора оптимальной стратегии разработки были рассмотрены варианты (таблица 3), которые включают в себя вариативность параметров: длина горизонтального ствола, междурядное расстояние (при постоянном расстоянии между скважинами в рядах), способ заканчивания скважины и количество стадий ГРП.

Таблица 3 – Варианты расчетов для проектирования системы разработки

Варианты				
Параметры	Ач, Ю			
Расстояние между рядами, м	1400	1200	1000	800
Расстояние между скважинами, м	400			
Длина ГС	1400-1200-1000-800			
Способ заканчивания	ГС, МЗС, ГС+ГРП, ННС+ГРП, Фишбон			
Кол-во стадий	2-3-4-5-6-7-8			

По результатам расчетов на секторной модели и экономической оценке выбраны оптимальные показатели (рисунок 4.16-4.18):

Объект 1

Размещение горизонтального участка длиной 1200 м в продуктивной части разреза АчБУ₁₃, заканчивание скважин - гибридный ГРП с 7 стадиями разрыва на выше и нижележащие пласты АчБУ₁₂ и АчБУ₁₄ (рисунок 4.17).

ПОЯСНЕНИЕ, почему гибридный ГРП

Объект 2

Размещение горизонтального ствола в продуктивной части разреза Ю₁ длиной 1000 м с многостадийным ГРП (6 стадий).

Объект 1

Объект 2

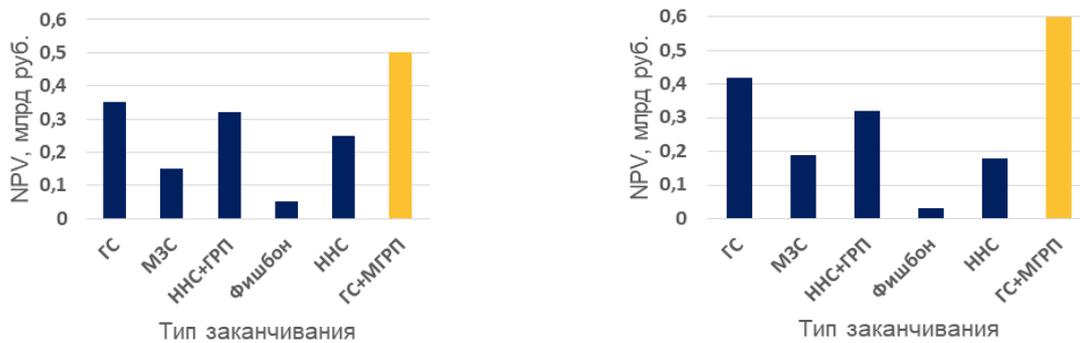


Рисунок 4.16 – Выбор способа заканчивания

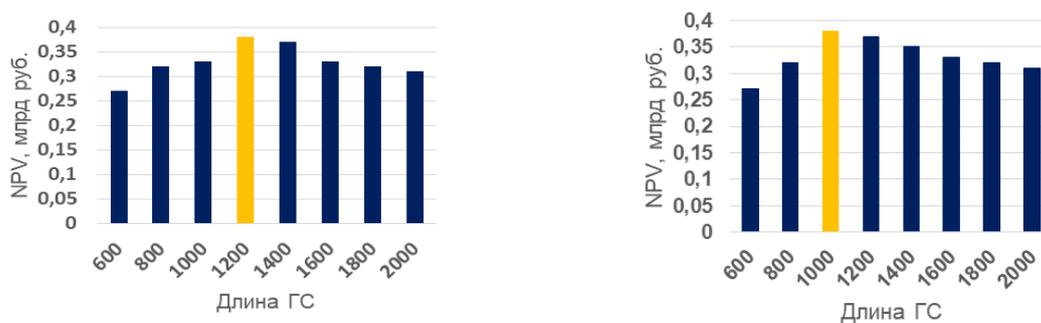


Рисунок 4.17 – Выбор оптимальной длины ГС



Рисунок 4.18 – Выбор оптимального количества стадий ГРП

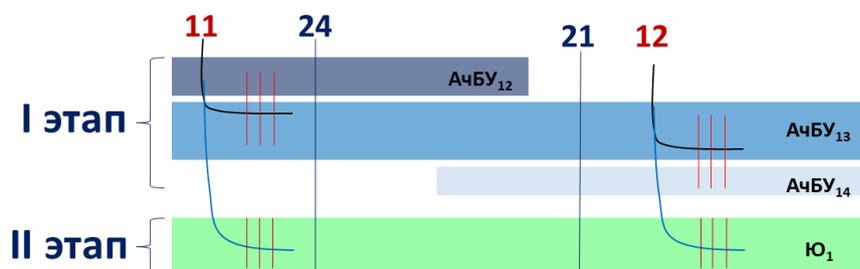


Рисунок 4.19 – Схематичное представление системы разработки

На рисунке 4.20 представлена экономическая оценка для обоснования оптимальной плотности сетки скважин. Расстояние между рядами - 1200 м.

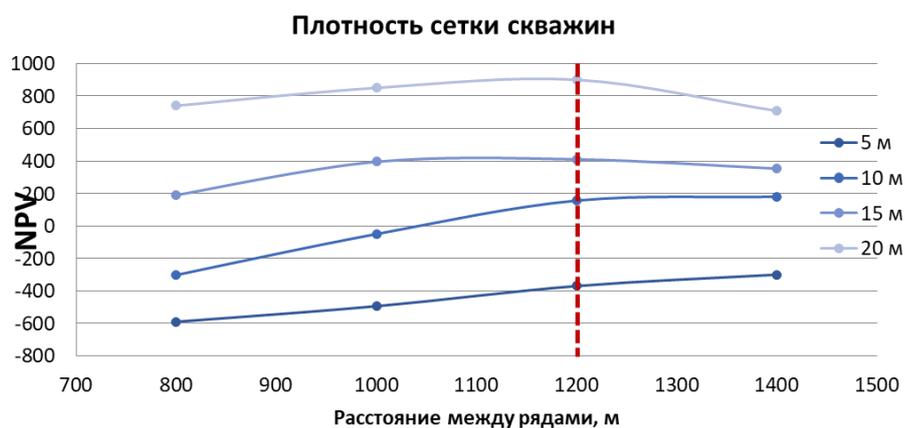


Рисунок 4.20 – Обоснование ПСС

Разработка обоих объектов предусмотрена на режиме истощения. Обоснование выбора оптимального режима разработки представлено на рисунке 4.21.

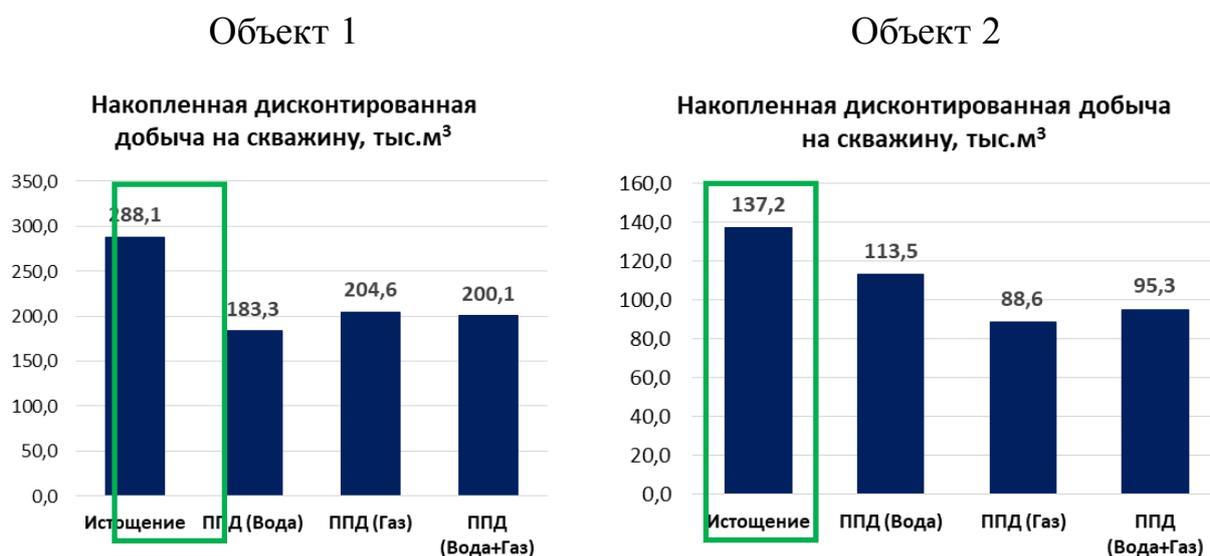


Рисунок 4.21 – Обоснование режима разработки

При выборе рассмотрены варианты на истощение, ППД водой, ППД газом, водогазовое воздействие. По накопленной дисконтированной добыче на скважину наилучшим вариантом является режим на истощение.

К причинам отказа от ППД относятся:

- Высокая вертикальная и латеральная неоднородности;

- Прорыв воды происходит по тонким высокопроницаемым пропласткам, что снижает эффективность заводнения (объект 2);
- Низкий коэффициент вытеснения нефти водой (объект 2);
- Отсутствие достаточного количества газа для вытеснения нефти газом;
- Отсутствие пресной и минерализованной воды в промышленных объёмах для нужд ППД;
- Низкая проницаемость (0.53 мД), необходимы высокие забойные давления для достижения оптимальной приёмистости (наличие АВПД) – ограничения по инфраструктуре (объект 1)
- Низкая подвижность нагнетаемой воды (объект 1).

Также были рассчитаны параметры работы средней скважины и определен оптимальный технологический режим. Как показывают расчеты, им является эксплуатация скважин с постоянной депрессией. После чего было проведено множество расчетов по определению оптимальной депрессии (рисунок 4.22).

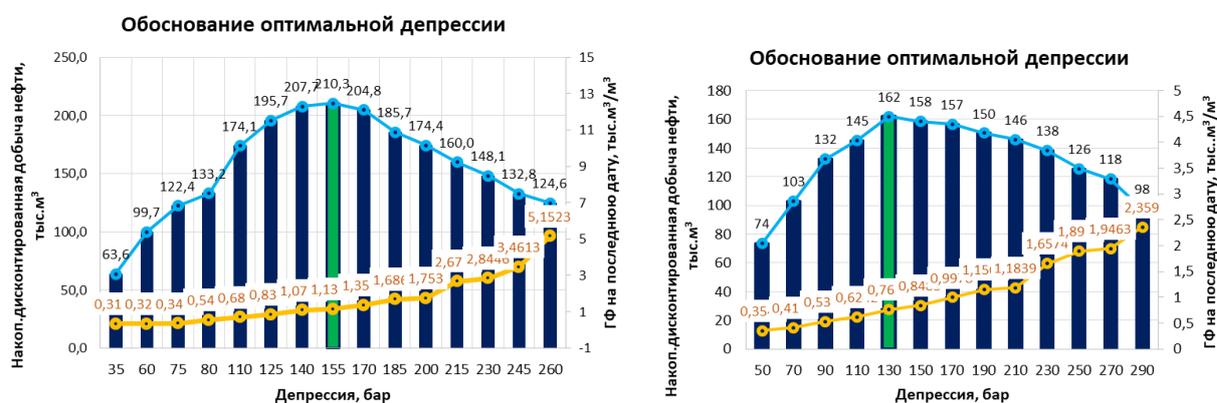


Рисунок 4.22 – Обоснование оптимальной депрессии для объекта 1 и 2 соответственно

Показанием к спуску насоса может служить прекращение фонтанирования.

В программном пакете Petroleum Experts, а именно в Prosper, была построена модель средней скважины, на основании которой определялось время работы скважины на естественном режиме. В дальнейшем производилось построение модели скважины с учетом мех.добычи. Для начала производился непосредственно выбор самого насоса. Это делалось на основе напорных характеристик насоса, а также с учетом РТВ-свойств флюида. Таким образом, были выбраны насосы ЭЦНД 5 и 5а габарита с номинальной подачей в 80, 60 и 35 м³/сут. Рабочая частота равна 55 Гц, а также подсчитано оптимальное количество ступеней – 200 (объект 1). Для объекта 2 рабочая частота неизменна, но увеличено количество ступеней. На рисунке 4.23-4.24 изображены показатели средней работы скважины и переход с естественного режима на механизированный способ.

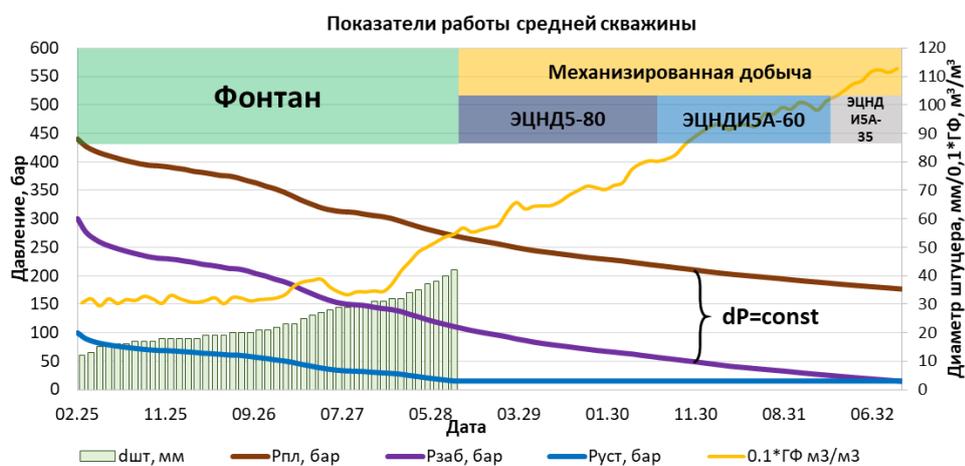
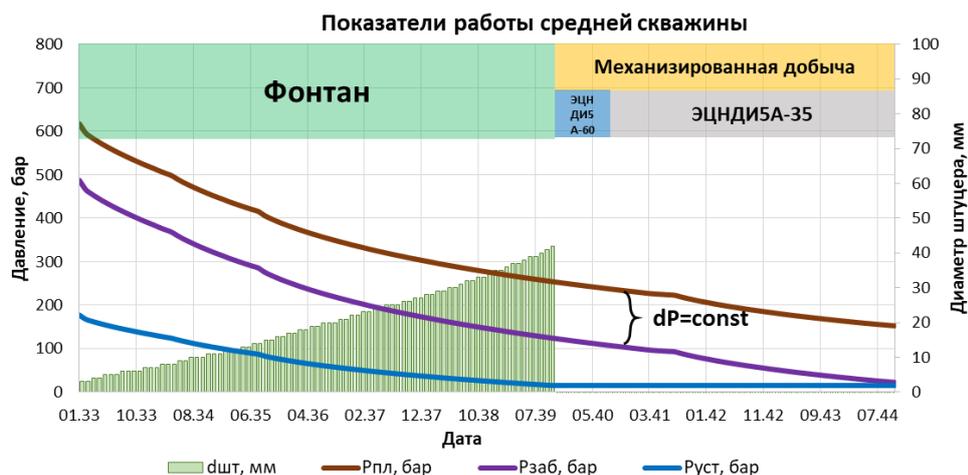


Рисунок 4.23 – Показатели работы средней скважины для объекта 1



2

Рисунок 4.24 – Показатели работы средней скважины для объекта

Таким образом, согласно расчетам, оптимальная система разработки пластов Западно-Юбилейного ЛУ обладает следующими характеристиками:

- 1) Поэтапное освоение месторождения;
- 2) Горизонтальные скважины с гибридным и МГРП;
- 2) Длина горизонтального ствола 1200 и 1000 м;
- 3) Межрядное расстояние 1200 м;
- 4) 6 и 7 стадий ГРП;
- 5) Истощение ($dP=155$ атм – объект 1, $dP=130$ атм – объект 2);
- 6) Механизированная добыча.

Результаты находятся в хорошем соотношении с решениями, которые приняты на месторождениях-аналогах (Уренгойское, Мессояхское и тд).

4.8 Определение минимальных рентабельных толщин

Далее необходимо определить перспективные зоны для разбуривания. Для этого был произведен многовариантный расчет на секторе, где варьировалась средняя нефтенасыщенная толщина: на объекте 1 от 5 до 25 м, на объекте 2 – от 2 до 15 м.

После экономической оценки было определено критическое значение для каждого объекта, при котором бурение скважины – нерентабельно

(рисунок 4.25).

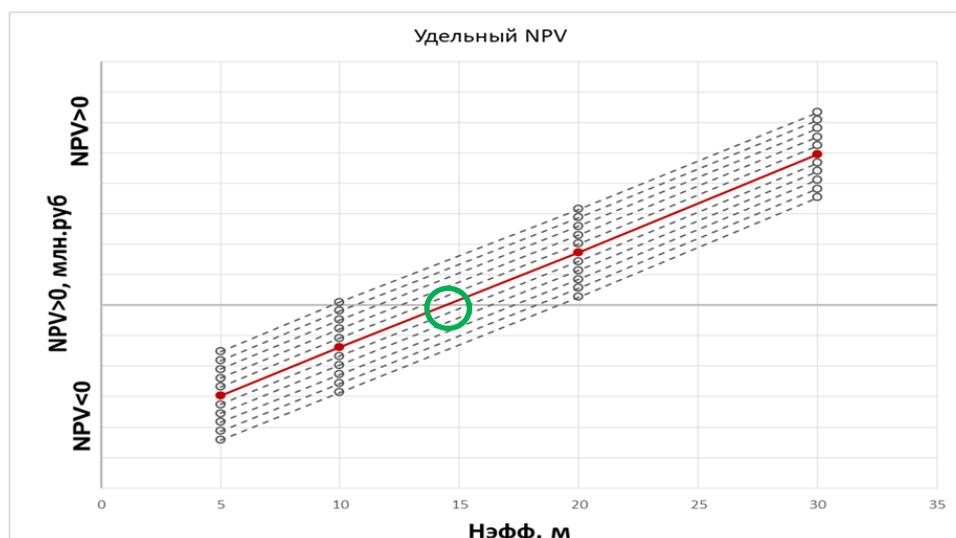


Рисунок 4.25 – Определение минимальных рентабельных нефтенасыщенных толщин. Объект 1

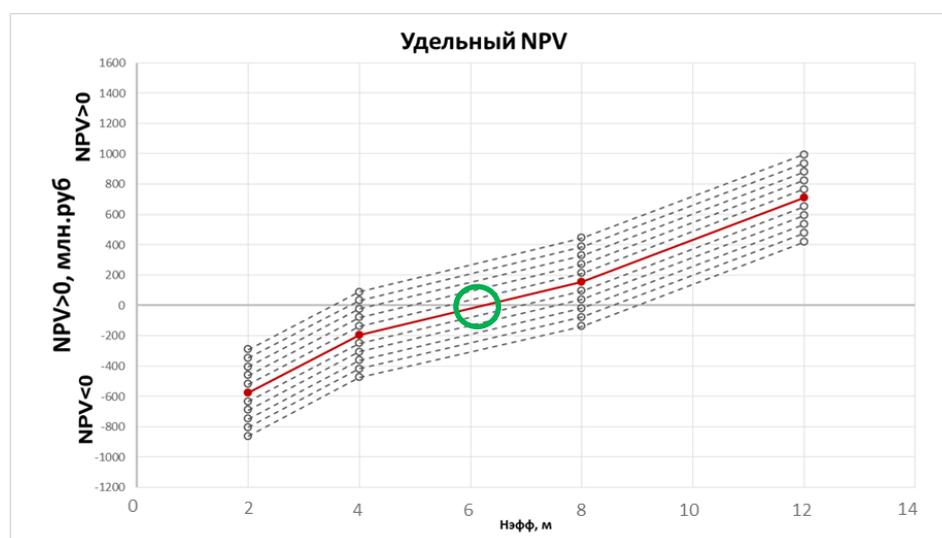
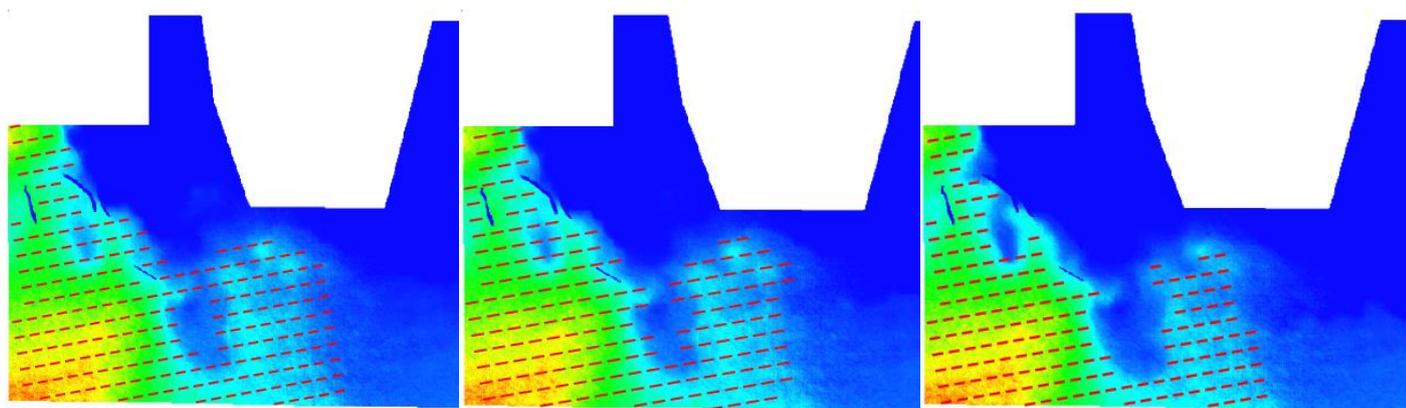


Рисунок 4.26 – Определение минимальных рентабельных нефтенасыщенных толщин. Объект 2

Для объекта 1 принятое значение нефтенасыщенных толщин для размещения скважин – до 15 м, для объекта 2 – до 7 м. С учетом перспективных зон для бурения были сформированы схемы размещения проектного фонда скважин P10, P50, P90 (рисунок 4.27).



P10

P50

P90

Рисунок 4.27 – Схема расположения фонда скважин

P10, P50, P90

Общий фонд скважин (объект 1) – 227 добывающих нефтяных (P10), 184 добывающих нефтяных (P50), 171 добывающих нефтяных (P90).

При достижении скважинами минимального рентабельного дебита на объекте 1, осуществляется их перевод на нижележащий пласт Ю₁ (объект 2).

Общий фонд скважин (объект 2) – 201 добывающих нефтяных (P10), 180 добывающих нефтяных (P50), 167 добывающих нефтяных (P90).

4.9 Результаты расчетов на секторной модели

По результатам расчетов на секторной модели были получены следующие технологические показатели по рекомендуемому варианту разработки:

Максимальный уровень годовой добычи (объект 1):

- | | |
|--------------------------------|-----------------------------------|
| – нефти – 28 828 тыс. т. (P10) | – жидкости – 36 982 тыс. т. (P10) |
| – нефти – 21 750 тыс. т. (P50) | – жидкости – 27 902 тыс. т. (P50) |
| – нефти – 10 520 тыс. т. (P90) | – жидкости – 13 498 тыс. т. (P90) |

Объект 2:

- нефти – 5 847 тыс. т. (P10) – жидкости – 7 876 тыс. т. (P10)
- нефти – 4 480 тыс. т. (P50) – жидкости – 6 335 тыс. т. (P50)
- нефти – 3 397 тыс. т. (P90) – жидкости – 5 837 тыс. т. (P90)

Накопленная добыча на конец расчетного периода (в целом):

- нефти – 212,5 млн.т. (P10) – жидкости – 275,8 млн. т. (P10)
- нефти – 124,7 млн.т. (P50) – жидкости – 163,9 млн. т. (P50)
- нефти – 58,1 млн. т. (P90) – жидкости – 82,2 млн. т. (P90)

Достижение (в целом):

- КИН – 0,24 (P10)
- КИН – 0,15 (P50)
- КИН – 0,09 (P90)

Пластовое давление к концу расчетного периода – 17,8 МПа.

За расчетный период (35 лет) отбирается 15% от начальных запасов нефти объекта в пределах Западно-Юбилейного ЛУ.

Основные технологические показатели по варианту представлены на рисунке 4.28.

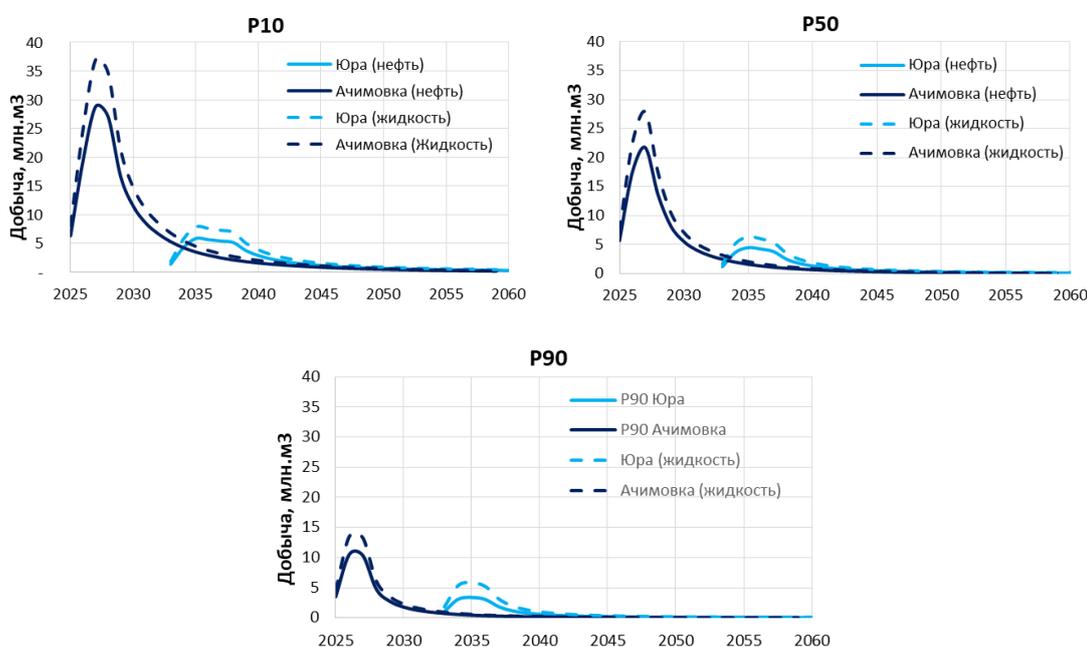


Рисунок 4.28 – Основные технологические показатели по рекомендуемому варианту

5. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ И КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН. КУСТОВАНИЕ

5.1 Конструкция скважины

Конструкция скважины подобрана исходя из проектных градиентов пластового давления и давления гидроразрыва горных пород представленных на рисунке 5.1.

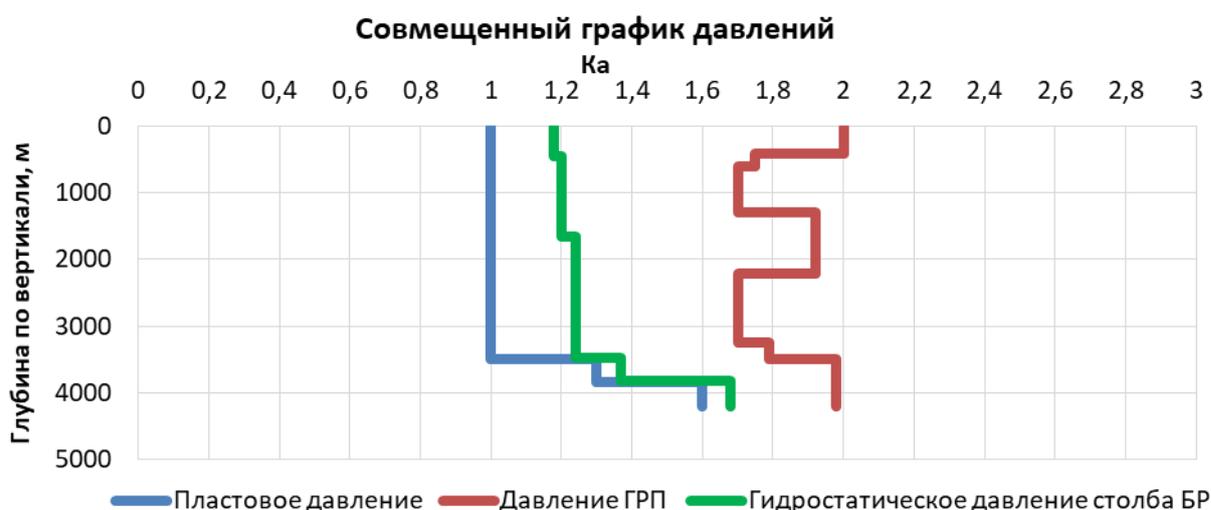


Рисунок 5.1 График совмещенных давлений

Верхние секции спускаются исходя из типовой практики строительства скважин, необходимости перекрытия зоны ММП, и группы пластов ПК. Глубина спуска эксплуатационной колонны выбрана с учётом посадки башмака в кровлю продуктивного пласта Ачимовки, как мы видим по графику совмещённых давлений градиенты пластового давления и гидроразрыва позволяют это сделать, с дальнейшим бурением горизонтального участка 1200 м на проектный горизонт Ачимовских отложений. После необходимых испытаний и отработки пласта производится бурение горизонтального участка на нижележащий пласт Ю.

Таблица 5.1 – Конструкция скважины

Обсадная колонна	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Марка стали	Интервал спуска, м		Плотность БР, г/см ³
Направление 508 мм	508	485,74	J-55	0	80	1,18
Кондуктор 340 мм	339,7	320,43	J-55	0	450	1,18
Промежуточная колонна 245 мм	244,5	226,6	N-80	0	1650	1,20
Эксплуатационная колонна 178 мм	177,8	156,76	P-110	0	3480	1,24
Хвостовик 114,3 мм	114,3	111,96	P-110	3230	4480	1,37
Хвостовик 114,3 мм (БС)	114,3	111,96	P-110	2980	5240	1,68

5.2 Выбор типа буровой установки

Определение типа применяемой буровой установки влияет на максимальный возможный отход буровой от вертикали.

Для рассмотрения были выбраны наиболее доступные и применимые установки в регионе строительства:

- 1) БУ 320 т / 5000;
- 2) БУ 270 т / 4500.

На первом этапе расчётов определяется максимальная длина скважины по стволу для двух типов буровых установок: 4500 (270 тонн) и 5000 (320 тонн) исходя из допустимой длины скважины согласно ПБ при спуске обсадных колонн.

Расчет основан на определении веса каждой секции, суммарный вес которых должен быть меньше, чем грузоподъемность БУ. Порядок расчетов представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.2 – Порядок расчетов БУ

БУ 270/4500									
Секция	Длина, м	Глубина по стволу, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Вес, кг/м	Описание компонента	Вес Секции, тонн	Вес Секции ПБ, тонн	Грузоподъемность буровой установки, тонн
направление	50	50	323,9	304,9	76	Обсадная колонна	3,80	4,22	270
кондуктор	600	600	244,5	220,4	59,62	Обсадная колонна	35,77	39,75	270
Эксплуатационная колонна	3760	3760	177,8	159,4	39,08	Обсадная колонна	218,70	243,00	270
Хвостовик	3760	3760	73	60	16,94	Бурильные трубы	63,69	70,77	270
	1000	4760	114,3	101,5	17,4	Хвостовик	17,40	19,33	
БУ 320/5000									

Окончание таблицы 5.1

Секция	Длина, м	Глубина по стволу, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Вес, кг/м	Описание компонента	Вес Секции, тонн	Вес Секции ПБ, тонн	Грузоподъемность буровой установки, тонн
направление	50	50	323,9	304,9	76	Обсадная колонна	3,80	4,22	320
кондуктор	600	600	244,5	220,4	59,62	Обсадная колонна	35,77	39,75	320
Эксплуатационная колонна	3760	3760	177,8	159,4	39,08	Обсадная колонна	259,20	288,00	320
Хвостовик	3760	3760	73	60	16,94	Бурильные трубы	63,69	70,77	320
	1000	4760	114,3	101,5	17,4	Хвостовик	17,40	19,33	

Затем определяется максимально допустимый отход по ПБ при бурении под эксплуатационную колонну (MDэк).

Для этого определяется вес каждого элемента КНБК, а затем суммируется длина каждого элемента.

$$MD_{эк} = \text{Длина бурильных труб} + \text{длина УБТ} + \text{длина ЯСС} + \dots$$

Расчеты для БУ 320 и БУ 270 представлены в таблице 5.2:

Таблица 5.2 – Расчетные показатели для БУ320 и БУ270

Элемент КНБК	Длина, м	Описание компонента	Глубина по стволу, м	Вес, кг/м	Вес секции, тонн
--------------	----------	---------------------	----------------------	-----------	------------------

Элемент КНБК	Длина, м	Описание компонента	Глубина по стволу, м	Вес, кг/м	Вес секции, тонн
Бурильные трубы	3987	Бурильные трубы	4426	34,82	138,8191
КНБК	50	УБТ		73,96	3,698
	10	Ясс		102,48	1,0248
	50	УБТ		73,96	3,698
	300	Бурильные трубы		34,82	10,446
	10	Немагнитная УБТ		143,92	1,4392
	11	Телесистема		156,38	1,72018
	8	ВЗД		138,59	1,10872
	0,4	Долото		115	0,046
Максимально возможный вес буровой установки г/п 270 тонн согласно ПБ 270*0,6=162					23,1809
Бурильные трубы	4848	Бурильные трубы	5288	34,82	168,8191
КНБК	50	УБТ		73,96	3,698
	10	Ясс		102,48	1,0248
	50	УБТ		73,96	3,698
	300	Бурильные трубы		34,82	10,446
	10	Немагнитная УБТ		143,92	1,4392
	11	Телесистема		156,38	1,72018
	8	ВЗД		138,59	1,10872
	0,4	Долото		115	0,046
Максимально возможный вес буровой установки г/п 320 тонн согласно ПБ 320*0,6=192					23,1809

Затем по результатам расчетов определяется максимальный отход от устья скважины до точки входа в пласт для двух типов буровых установок из условия:

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

Где A – отход буровой от вертикали, м;

MD_{T3} – расчетное значение максимально допустимой длины скважины, м;

KOP – глубины начала набора угла, м;

$L_{гс}$ – длина горизонтального участка скважины, м

TVD – истинная вертикальная глубина скважины, м;

Отход для БУ 270 – 2157 м

Отход для БУ 320 – 3463 м.

5.3 Кустование

После определения величины максимально допустимого отхода от вертикали необходимо провести кустование. Схемы кустования для разных типов БУ приведены ниже.

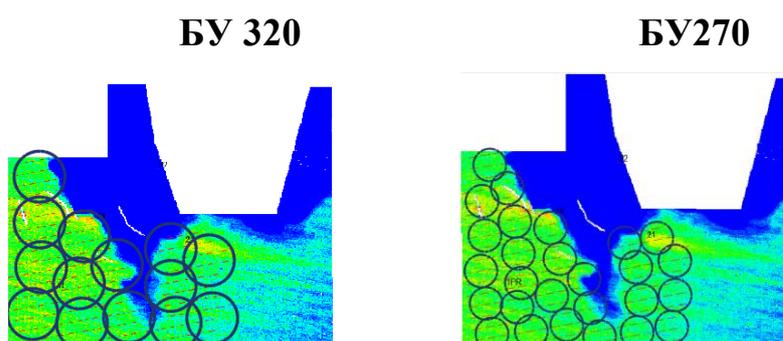


Рисунок 5.1 – Схемы кустования

После проведения кустования для каждой скважины определяются временные показатели строительства, которые в дальнейшем будут использоваться при расчете стоимости строительства скважин.

Расчеты типовой скважины на примере БУ 320 представлены в таблице 5.3:

Таблица 5.3 – Расчетные показатели типовой скважины на БУ320

5933,41	Колонна j	Глубина по стволу, MD, м	Длина на секции, L, м	Механическая скорость бурения, V _{мех} м/сут	Время на бурение T _{бур} , сут	Время на дополнительные операции, T _{доп} , сут	Время строительства без НПВ, T, сут	Время строительства с НПВ, T _{бур с нпв} , сут
	направление	50	50	200	0,25	0,50	0,75	0,79
	кондуктор	600	550	450	1,22	2,00	3,22	3,38
	эксплуатационная колонна	4933,41	4333	240	18,06	2,00	20,06	21,06

хвостовик	5933, 41	1000	240	4,17	2,00	6,17	6,48
Итого		5933 ,41	-	23,69	6,50	30,19	31,70

Аналогичные расчеты проводятся для остальных скважин кустовой площадки для каждого типа БУ.

Результат расчета CAPEX по результатам определения времени строительства скважин и с учетом стоимости отсыпки КП приведен в таблице 5.4. Основным аналогом для определения суточной стоимости бурения и строительства скважины, стоимости проведения операции ГРП, освоения, ВМР – Енгаяхинское м/р.

Таблица 5.4 – Расчет CAPEX

Наименование	БУ 270/4500	БУ 320/5000
Кол-во КП, шт.	27	14
Стоимость операций ГРП, млн руб.	3882,4	3882,4
Ср-я стоимость скважины с учетом отсыпки, млн руб.	492,5	460,7
CAPEX, млн руб.	90619,2	84768,7

Рекомендуемый вариант для реализации – использование БУ 320/500 (рисунок 5.2).

Таблица 5.5 – Суммарные затраты на бурение для вариантов P10, P50, P90.

	P10	P50	P90
Кол-во КП, шт.	14	14	13
CAPEX, млн руб.	101814,61	84768,71	75554,72

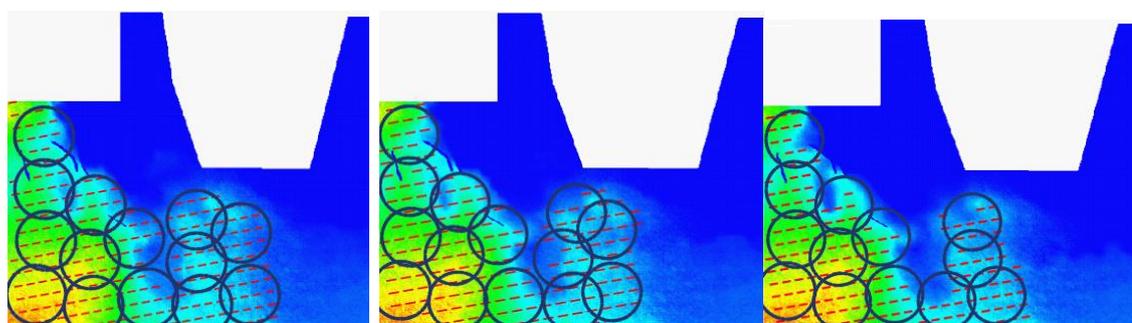


Рисунок 5.2 – Кустование вариантов P10, P50, P90 в случае использования БУ 320/500

6. НАЗЕМНОЕ ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

6.1 Система сбора

После определения центров кустовых площадок необходимо определить оптимальный центр сбора.

Расположение центров кустовых площадок для варианта Р50 в системе WGS 84 EPSG:4326 представлено в таблице 6.1:

Таблица 6.1 – Расположение центров кустовых площадок

Наименование	Широта	Долгота
КП 1	65,80783837	74,55107532
КП 2	65,87661601	74,57082902
КП 3	65,90933790	74,57929150
КП 4	65,96719412	74,58421030
КП 5	65,91154207	74,73633940
КП 6	65,85493977	74,70103016
КП 7	65,80505765	74,71460688
КП 8	65,81148701	74,84295744
КП 9	65,87291624	74,82490175
КП 10	65,80785962	74,99526297
КП 11	65,81233498	75,14766728
КП 12	65,84477481	75,10015180
КП 13	65,88046815	75,15715923
КП 14	65,88486984	75,00942634

Методом определения центра масс является построение Bubble – диаграммы по объемам добычи жидкости на пиковый период. Центром масс является желтая область, представленная на рисунке ниже, однако центр сбора требуется сместить относительно центра масс из-за неблагоприятных условий строительства: данная местность характеризуется большими перепадами высот (до 10 м), а также влажной заболоченной местностью, что значительно усложняет выполнение строительно-монтажных работ и, соответственно, увеличивает стоимость строительства. Центр сбора был смещен на 4 км севернее в более благоприятную местность для строительства (зеленая область).

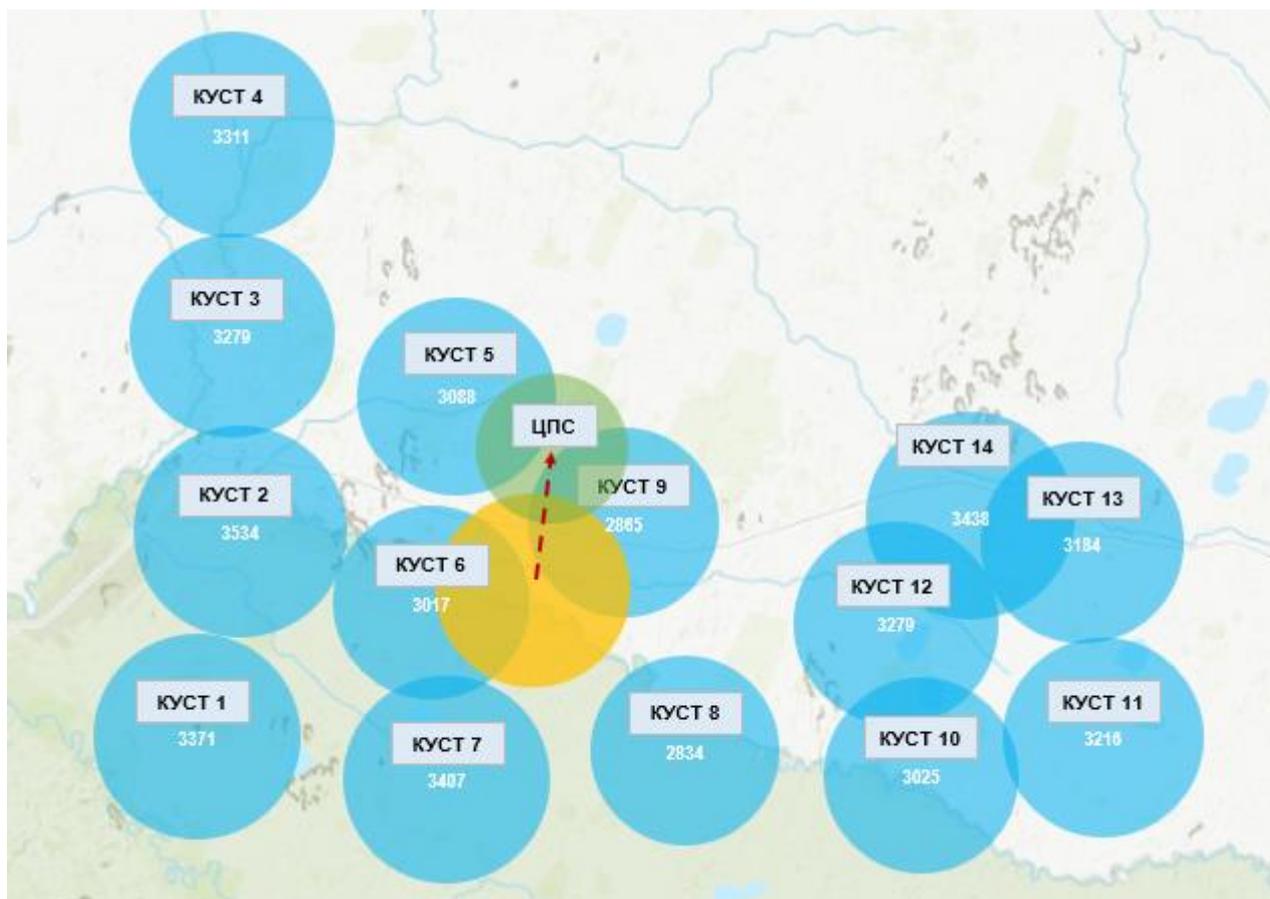


Рисунок 6.1 – Bubble-диаграмма объемов добычи жидкости в пиковый период по кустам для определения оптимального центра сбора.

В таблице 6.2 представлены координаты пункта сбора скважинной продукции:

Таблица 6.2 – Координаты пункта сбора скважинной продукции

Наименование	Широта	Долгота
УПН	65,89249695	74,77738694

Для сценария Р10 количество кустовых площадок соответствует варианту Р50, однако расположение восточных кустов незначительно изменяется, для варианта Р90 количество кустовых площадок сокращается до 13, однако центр сбора, ориентировочно, приходится на ту же самую область.

Таблица 6.3 - Расположение центров кустовых площадок для Р10 и Р90

Наименование	Р10		Р90	
	Широта	Долгота	Широта	Долгота
КП 1	65,80783837	74,55107532	65,80783837	74,55107532

КП 2	65,87661601	74,57082902	65,87661601	74,57082902
КП 3	65,90933790	74,57929150	65,90933790	74,57929150
КП 4	65,96719412	74,58421030	65,96719412	74,58421030

Окончание таблицы 6.3

КП 5	65,91154207	74,73633940	65,91154207	74,73633940
КП 6	65,85493977	74,70103016	65,85493977	74,70103016
КП 7	65,80505765	74,71460688	65,80505765	74,71460688
КП 8	65,81148701	74,84295744	65,81148701	74,84295744
КП 9	65,87291624	74,82490175	65,87291624	74,82490175
КП 10	65,80785962	74,99526297	65,80785962	74,99526297
КП 11	65,81233498	75,14766728	65,81233498	75,14766728
КП 12	65,84562834	75,04012479	65,88176611	75,03654323
КП 13	65,88046815	75,15715923	65,84650080	75,02946397
КП 14	65,88486984	75,00942634		

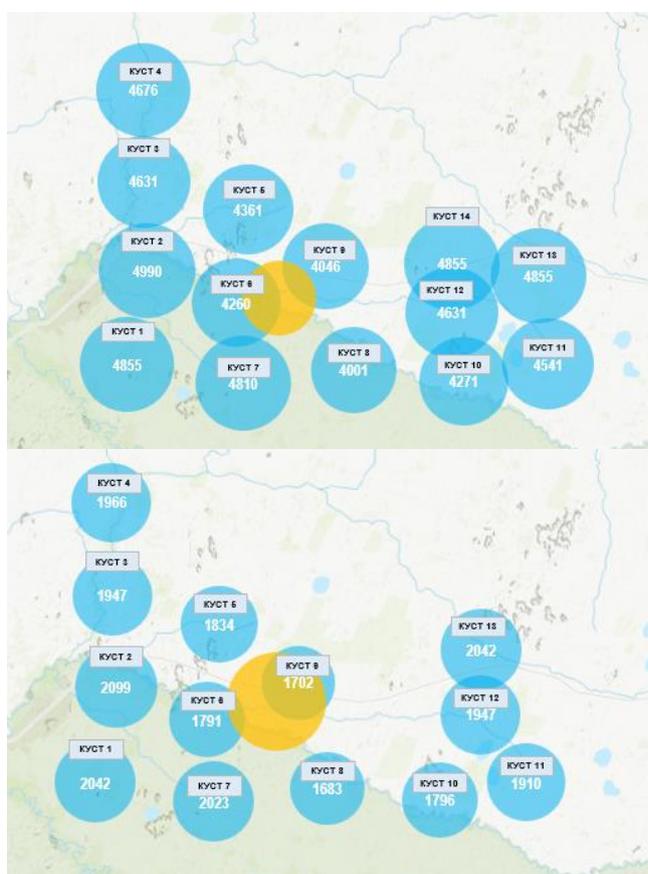


Рисунок 6.2 – Bubble-диаграмма объемов добычи жидкости в пиковый период варианты P10 (слева), P90 (справа) по кустам для определения оптимального центра сбора.

После определения центра сбора была сформирована схема сбора скважинной продукции.

Принятый тип прокладки внутрипромыслового трубопровода – надземный, так как регион строительства представляет собой ММГ и возможность подземной прокладки должна подтверждаться после результатов инженерных и геокриологических изыскания из условия недопущения оттаивания вечномёрзлых пород.

Построение схемы сбора и трассировка выполнялась в ПО Pipesim 2017.2 на картографической основе, которая дополнительно позволяет определить перепады высот и производить гидравлический расчет с учетом этих данных (рисунок 6.4).

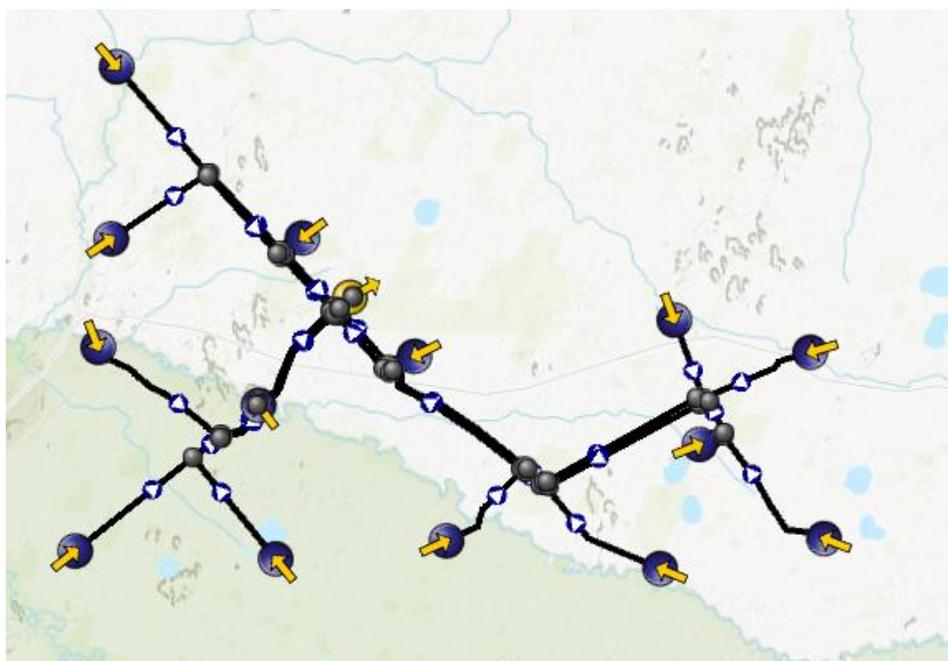


Рисунок 6.3 – Схема сбора скважинной продукции для варианта Р50

Основным определяющими значениями для определения оптимальных диаметров являются скорости потока, которые должны предусматриваться в пределах:

- от 0,5 до 3 м/с для жидкости, согласно РД39-132-94;
- от 4 до 20 м/с для газа, однако рекомендуемой принималась 6-8м/с, согласно НТП 1.8-001-2004.

Расчеты нефтесборных сетей проводились на каждый год добычи жидкости, для каждого участка нефтесборной сети принимался диаметр, максимальный для данного участка из серии расчетов по годам.

Шероховатость трубы была принята в зависимости от вида и состояния внутренней поверхности труб. Для нефтепроводов средних условий эксплуатации – 0,2 мм.

Температура окружающей среды при надземной прокладке принималась по средней температуре наиболее холодной пятидневки.

Определение толщины стенки трубопроводов выполнялось согласно пункту 12.3 СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.

Результатом расчета явилось определение оптимальных диаметров нефтесборного коллектора (табл. 1), также представлена динамика изменения скорости потока жидкости в сети сбора на картографической основе. Цветной шкалой обозначена скорость жидкости, (от 1м/с - синий цвет, до 3м/с – красный цвет)

Таблица 6.4 – Рассчитанные параметры системы нефтесбора Р50

№ п/п	Участок		Км	Диаметр	Шероховатость
1	к1	т. вр.1	5,6	530x10	0,2
2	к2	т.вр.2	5,5	426x10	0,2
3	к7	т.вр.1	4,9	530x10	0,2
4	т.вр.1	т.вр.2	1,3	530x10	0,2
5	т.вр.1	т.вр.2	1,3	530x10	0,2
6	т.вр.2	т.вр.3	2	630x10	0,2
7	т.вр.2	т.вр.3	2	630x10	0,2
8	К6	т.вр.3	0,4	530x10	0,2
9	т.вр.3	УПН	4,5	720x10	0,2
10	т.вр.3	УПН	4,5	720x10	0,2
11	к4	т.вр.5	5,3	530x10	0,2
12	к3	т.вр.5	4,4	530x10	0,2
13	т.вр.5	т.вр.6	3,9	530x10	0,2
14	т.вр.5	т.вр.6	3,9	530x10	0,2
15	к5	т.вр.6	1,1	530x10	0,2
16	т.вр.6	УПН	2,9	630x10	0,2
17	т.вр.6	УПН	2,9	630x10	0,2

№ п/п	Участок		Км	Диаметр	Шероховатость
18	к11	т.вр.7	5,7	426x10	0,2
19	к12	т.вр.7	1,2	426x10	0,2
20	т.вр.7	т.вр.8	1,5	630x10	0,2
21	к13	т.вр.8	5,5	426x10	0,2
22	к14	т.вр.8	3,2	426x10	0,2
23	т.вр.8	т.вр.9	6,5	530x10	0,2
24	т.вр.8	т.вр.9	6,5	530x10	0,2
25	к10	т.вр.9	5,5	426x10	0,2
26	т.вр.9	т.вр.10	0,9	630x10	0,2
27	т.вр.9	т.вр.10	0,9	630x10	0,2
28	к8	т.вр.10	4,2	530x10	0,2
29	т.вр.10	т.вр.11	6,3	720x10	0,2
30	т.вр.10	т.вр.11	6,3	720x10	0,2
31	к9	т.вр.11	1,3	530x10	0,2
32	т.вр.11	УПН	2,8	820x10	0,2
33	т.вр.11	УПН	2,8	820x10	0,2



Рисунок 6.4 – Динамика изменения скорости потока P50

Аналогичные расчеты проводились для сценариев P10 и P90. Результаты представлены в таблицах ниже.

Таблица 6.5 – Параметры трубопроводов Р 10

№ п/п	Участок		км	Диаметр
1	к1	т. вр.1	5,6	530x10
2	к2	т.вр.2	5,5	530x10
3	к7	т.вр.1	4,9	630x10
4	т.вр.1	т.вр.2	1,3	630x10
5	т.вр.1	т.вр.2	1,3	630x10
6	т.вр.2	т.вр.3	2	720x10
7	т.вр.2	т.вр.3	2	720x10
8	К6	т.вр.3	0,4	630x10
9	т.вр.3	УПН	4,5	720x10
10	т.вр.3	УПН	4,5	720x10
11	к4	т.вр.5	5,3	630x10
12	к3	т.вр.5	4,4	630x10
13	т.вр.5	т.вр.6	3,9	630x10
14	т.вр.5	т.вр.6	3,9	630x10
15	к5	т.вр.6	1,1	630x10
16	т.вр.6	УПН	2,9	720x10
17	т.вр.6	УПН	2,9	720x10
18	к11	т.вр.7	5,7	530x10
19	к12	т.вр.7	1,2	530x10
20	т.вр.7	т.вр.8	1,5	720x10
21	к13	т.вр.8	5,5	530x10
22	к14	т.вр.8	3,2	530x10
23	т.вр.8	т.вр.9	6,5	630x10
24	т.вр.8	т.вр.9	6,5	630x10
25	к10	т.вр.9	5,5	530x10
26	т.вр.9	т.вр.10	0,9	720x10
27	т.вр.9	т.вр.10	0,9	720x10
28	к8	т.вр.10	4,2	630x10
29	т.вр.10	т.вр.11	6,3	720x10
30	т.вр.10	т.вр.11	6,3	720x10
31	к9	т.вр.11	1,3	630x10
32	т.вр.11	УПН	2,8	820x10
33	т.вр.11	УПН	2,8	820x10

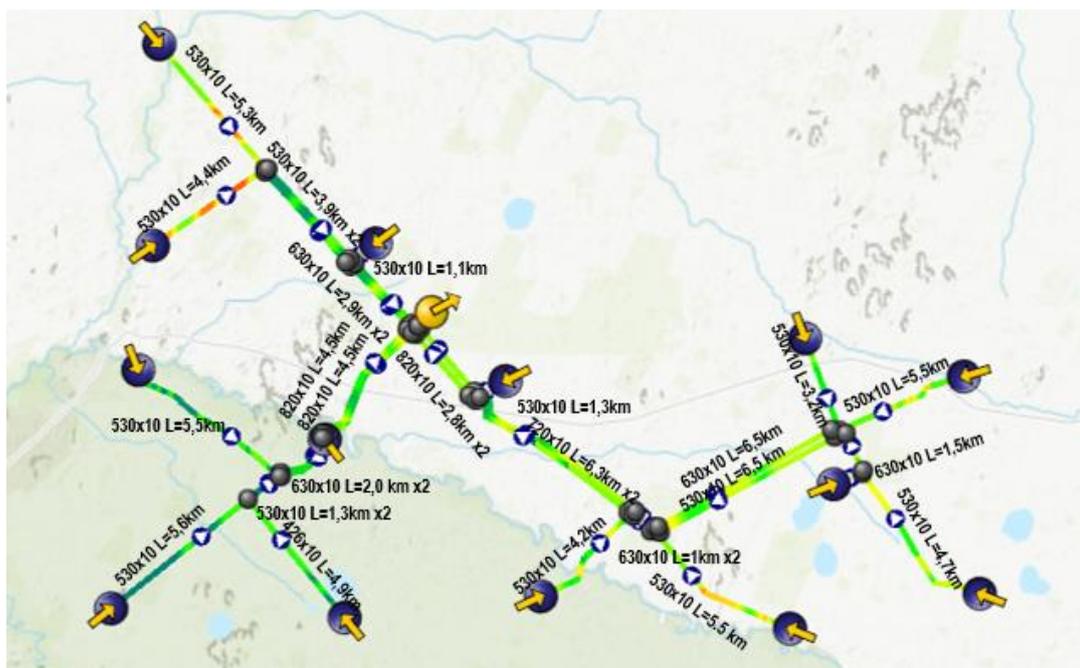


Рисунок 6.5 – Динамика изменения скорости потока Р10

Таблица 6.5 – Параметры трубопроводов Р90

№ п/п	Участок		км	Диаметр
1	к1	т. вр.1	5,6	325x8
2	к2	т. вр.2	5,5	325x8
3	к7	т. вр.1	4,9	530x10
4	т. вр.1	т. вр.2	1,3	530x10
5	т. вр.2	т. вр.3	2	630x10
6	К6	т. вр.3	0,4	530x10
7	т. вр.3	УПН	4,5	720x10
8	к4	т. вр.5	5,3	530x10
9	к3	т. вр.5	4,4	530x10
10	т. вр.5	т. вр.6	3,9	530x10
11	к5	т. вр.6	1,1	530x10
12	т. вр.6	УПН	2,9	630x10
13	к11	т. вр.7	5,7	325x8
14	к12	т. вр.7	1,2	325x8
15	т. вр.7	т. вр.8	1,5	630x10
16	к13	т. вр.8	5,5	325x8
17	т. вр.8	т. вр.9	6,5	530x10
18	к10	т. вр.9	5,5	325x8
19	т. вр.9	т. вр.10	0,9	630x10
20	к8	т. вр.10	4,2	530x10
21	т. вр.10	т. вр.11	6,3	720x10
22	к9	т. вр.11	1,3	530x10

№ п/п	Участок		км	Диаметр
	т.вр.11	УПН		
3			2,8	820x10

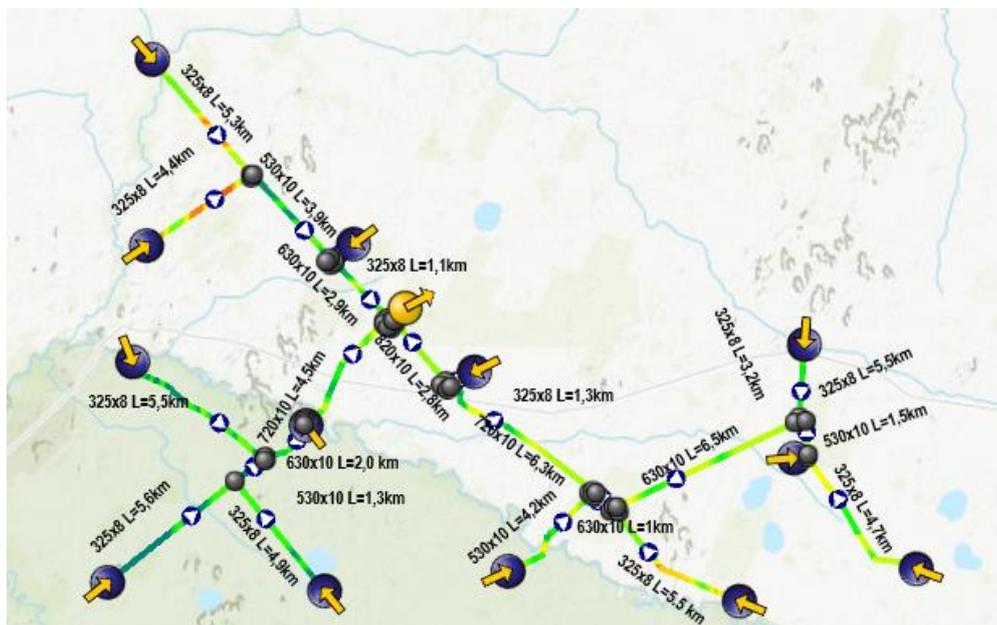


Рисунок 6.6 – Динамика изменения скорости потока Р90

Диаметр и толщина стенок магистрального напорный нефтепровода в первом приближении принимался согласно рекомендациям действующего РД153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов». Затем данный вариант проверялся на основании гидравлического расчета в ПО Pipesim.

Производительность нефтепровода, млн. т/год	Диаметр (наружный), мм	Рабочее давление	
		МПа	кгс/см ²
0,7-1,2	219	8,8-9,8	90-100
1,1-1,8	273	7,4-8,3	75-85
1,6-2,4	325	6,6-7,4	67-75
2,2-3,4	377	5,4-6,4	55-65
3,2-4,4	426	5,4-6,4	55-65
4-9	530	5,3-6,1	54-62
7-13	630	5,1-5,5	52-56
11-19	720	5,6-6,1	58-62
15-27	820	5,5-5,9	56-60
23-55	1020	5,3-5,9	54-60
41-90	1220	5,1-5,5	52-56

При определении диаметров газопровода внешнего транспорта основным руководящим документом являлся СТО Газпром НТП 1.8-001-2009. Давление на точке приема УКПГ Юбилейного м/р принималось 6 МПа.

Принятые диаметры в зависимости от протяженностей отражены в следующей главе.

6.2 Проектирование системы подготовки нефти и ПНГ

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

1. Строительство собственной УПН со сдачей товарного продукта на один из ПСП, а также строительство УКПГ со сдачей подготовленного газа через точку подключения УКПГ Медвежье.
2. Строительство собственной УПН со сдачей товарного продукта на один из ПСП и отправка сырого ПНГ на УКПГ Медвежье или УКПГ Юбилейное.

Оба варианта также предусматривают строительство ДКС для перекачки ПНГ.

Максимальная производительность ДКС составляет 4 млрд м³ год. Давление на входе 4 атм на выходе 96 атм. Повышение давления осуществляется 6 компрессорами, каждый из которых имеет 4 ступени сжатия, температура газа на выходе каждого из компрессоров не превышает 160⁰С и далее снижается с помощью АВО до 35⁰С.

В случае самостоятельной подготовки газа предусматривается строительство собственного УКПГ

В состав УКПГ в этом случае входят следующие установки:

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

Подготовленный газ отправляется на ДКС и далее до УКПГ Медвежье где через существующую точку врезки осуществляется его сдача в магистральный газопровод.

В случае сдачи сырого газа на УКПГ Медвежье либо УКПГ Юбилейное возникает проблема выпадения гидратов. Было рассмотрено два варианта решения данной проблемы:

- 1) Строительство установки осушки газа
- 2) Осуществление закачки метанола (5 г/ 1000 м³)

Активное использование метанола (до 20 т в год в пике) оказывает негативное влияние на работу катализаторов УКПГ, повышает риск остановки и выхода из строя существующего оборудования, поэтому в качестве основного решения был принят вариант со строительством установки осушки газа.

Для решения проблемы выпадения ШФЛУ на протяжении всего трубопровода каждые 10 км предусматривается установка конденсатосборников.

Компонентный состав ПНГ для загрузки ПО HYSYS был определен на основе предоставленных лабораторных исследований проб ряда месторождений-аналогов в частности Мессояхского месторождения.

Согласно расчетам степень отделения газа на каждой из ступеней составляет:

- 1 ступень УПОГ: -90%
- 2 ступень НГС:- 9%
- 3 ступень КСУ – 1%

Давление насыщенных паров по Рейду не превышает 65 кПа и составляет 58,8 кПа при давлении на выходе КСУ не превышающем 0,6 атм.

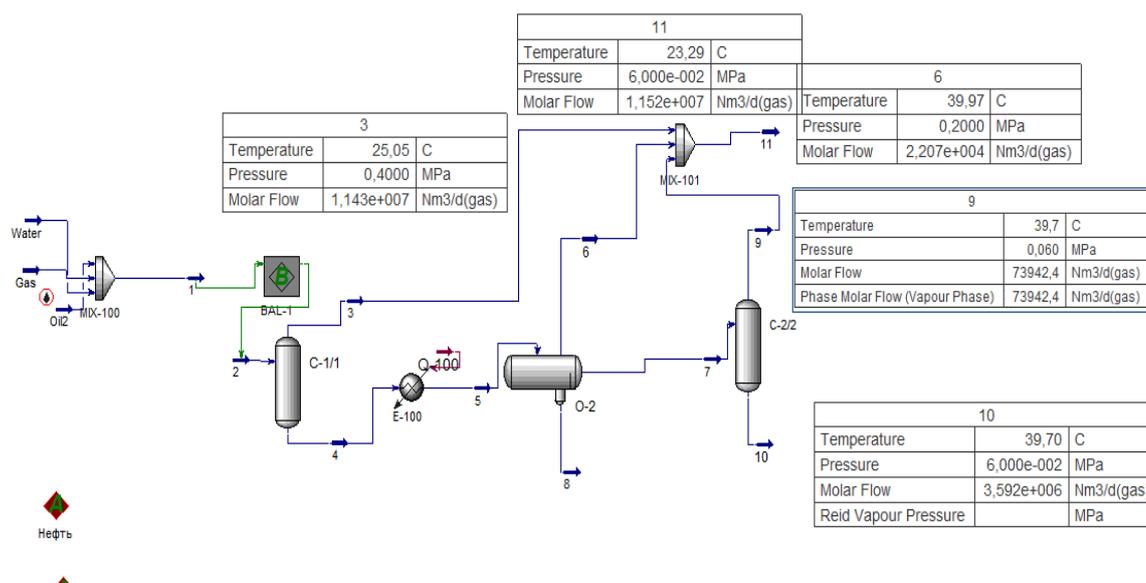


Рисунок 6.7 – Расчет газа в ПО HYSYS

Параметры нефти представлены анализами поверхностных проб

Для расчета характеристик УПН были приняты следующие параметры:

- Плотность нефти 811 кг/м³;
- Вязкость 4,1сПз;
- ГФ: 305 м³/м³;
- Максимальная обводненность на период эксплуатации 24%.

Компонентный состав газа, сепарированной и рекомбинированной нефти показывает принадлежность газа к категории «жирный», так как содержит элементы С3 и С4 (широкая фракция лёгких углеводородов), элементы С5+ (ПНГ с содержанием конденсата).

Выбор наиболее подходящей технологической схемы подготовки нефти основан на мощности установки исходя из заданного расхода жидкости в год – 17 млн м³ для варианта Р50, 23,6 млн м³ – вариант Р10, 8,6 млн м³ – вариант Р90.

Ниже приведены перспективные профили по добыче нефти, добыче жидкости, добыче ПНГ.

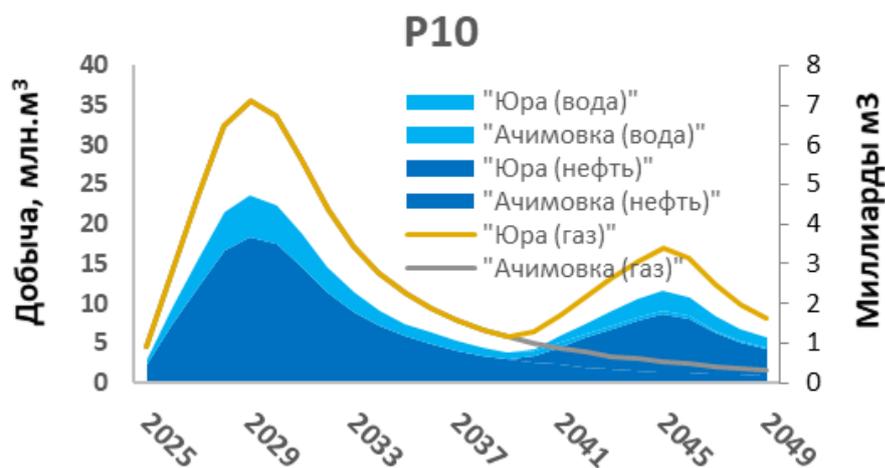


Рисунок 6.8 – Профиль добычи нефти ЗЮЛУ Р-10

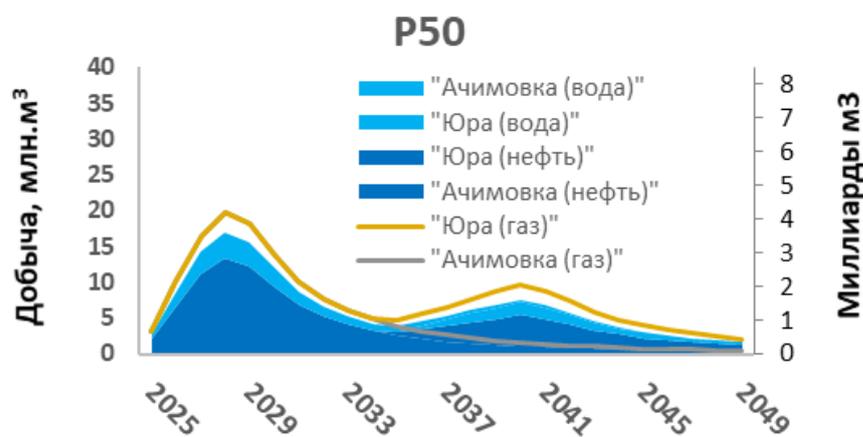


Рисунок 6.9 – Профиль добычи нефти ЗЮЛУ Р-50

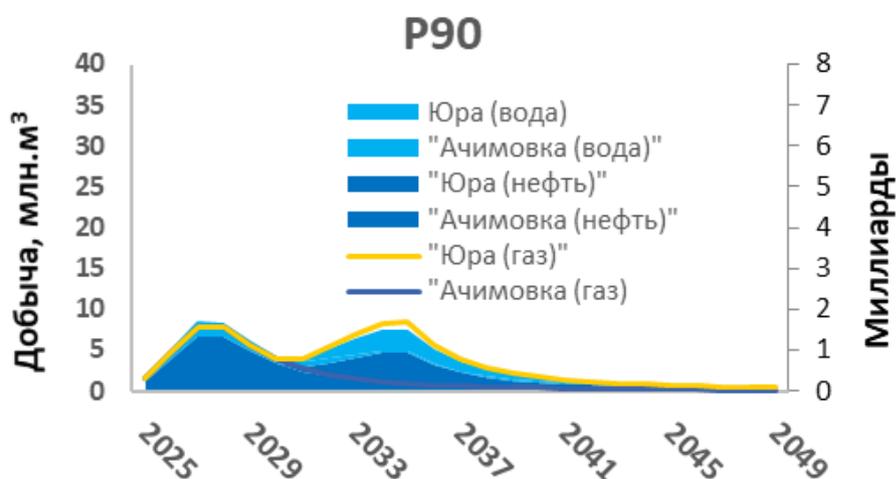


Рисунок 6.10 – Профиль добычи нефти ЗЮЛУ Р-90

6.3 Детализация расчета состава емкостного оборудования

Нефтегазовые сепараторы НГС

Определим время пребывания жидкости в НГС, воспользовавшись формулой.

$$V = \frac{Q \times \tau}{C},$$

где V - объем аппарата, м³,

Q - нагрузка по жидкости, м³/мин,

τ - время пребывания, мин, 5 минут

C - коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью (принимаем 0,7).

$$V = \frac{38,2 * 5}{0,7} = 272,8 \text{ м}^3,$$

Принимаем 3 аппарата по 100 м³

$$\tau = \frac{V \times C}{Q}$$

$$\tau = \frac{300 * 0,7}{38,2} = 5,5 \text{ минут}$$

Рекомендуемое время пребывания жидкости в газоотделителе составляет не менее 5 минут (для нефти с вязкостью до 5 мПа*с и плотностью до 850 кг/м³). Коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью принимаем 0,7. Полученное время пребывания жидкости позволит эффективно проводить процесс разделения водонефтяной эмульсии.

Таблица 6.6 – Расчетные параметры

Время отстоя в отстойниках нефти, мин	5
Требуемый суммарный рабочий объем отстойников нефти при T=5 мин	273
Плотность НГЖ смеси по расчетной схеме	847 кг/м ³

Суммарный расход жидкости поступающей в ОН м ³ /мин	38,2
Принятые аппараты	3 x 100 м ³
Расчетное время нахождения в аппарате, мин	5,5

Блок нагрева, печи

Определим затраченную мощность на нагрев продукции, воспользовавшись формулой. Место для уравнения.

$$V = \frac{(t_2 - t_1) * (Q_n * C_n + Q_v * C_v)}{3\ 600\ 000} = 11,3 \text{ МВт/ч,}$$

где N - затраченная мощность, МВт/ч,

t₁- температура входящей жидкости °С

t₂- температура выходящей жидкости °С

Q_n- раход нефти кг/ч

Q_v- раход воды кг/ч

C_n- удельная теплоемкость нефти кДж/(кг °С)

C_v- удельная теплоемкость воды кДж/(кг °С)

C - коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью (принимаем 0,7).

Предлагается принять печь ПТБ-10Э мощностью 13,9 МВт/ч и производительностью по жидкости Q=650 м³/ч

Максимальный расход жидкости при нормальных условиях будет составлять Q_ж = 1 946 м³/ч:

Принимаем 3 аппарата ПТБ-10Э + 1 резерв.

Отстойники нефти глубокого обезвоживания - ОГ

Определим время пребывания жидкости в отстойниках нефти, воспользовавшись формулой.

$$V = \frac{Q \times \tau}{C},$$

где V - объем аппарата, м³,

Q - нагрузка по жидкости, м³/мин,

τ - время пребывания, мин, 15 минут

C - коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью (принимаем 1).

$$V = \frac{38,2 * 15}{1} = 573 \text{ м}^3,$$

Принимаем 3 аппарата по 200 м³

$$\tau = \frac{V * C}{Q}$$

$$\tau = \frac{600 * 1}{38,2} = 15,7 \text{ минут}$$

Рекомендуемое время пребывания жидкости в отстойниках нефти составляет не менее 15 минут (для нефти с вязкостью до 5 мПа*с и плотностью до 850 кг/м³). Коэффициент заполнения аппарата жидкостью принимаем 1. Полученное время пребывания жидкости позволит эффективно проводить процесс разделения водонефтяной эмульсии.

Таблица 6.7 – Расчетные параметры

Время отстоя в отстойниках нефти, мин	15
Требуемый суммарный рабочий объем отстойников нефти при T=15 мин	573
Плотность НГЖ смеси по расчетной схеме	847 кг/м ³
Суммарный расход жидкости поступающей в ОГ м ³ /мин	38,2
Принятые аппараты	3 x 200 м ³
Расчетное время нахождения в аппарате, мин	15,7

Газовый сепаратор ГС-1

Производительность сепаратора по газу определяется максимальной скоростью газа, при которой капли нефти успевают осесть в газовой среде.

Данную скорость можно вычислить на основании уравнения Саудер - Брауна

$$V_a = K \cdot \sqrt{\frac{\rho_n - \rho_g}{\rho_g}},$$

где ρ_n – плотность жидкости (принимается для расчета 3616 кг/м³),

ρ_g – плотность газа, 3,57 кг/м³,

K – расчетный коэффициент для сепараторов составляет 0,12.

Тогда предельная скорость перемещения газа в сепараторе равна:

$$V = 0,12 * \sqrt{\frac{3616 - 3,57}{3,57}} = 3,8 \text{ м/с},$$

Q газа в ГС-1 = 475 650 м³/ч.

Принимаем в качестве газового сепаратора аппарат по типу НГС-4,0-2400, где 2400 – диаметр сепаратора.

Тогда, максимальный расход газа при нормальных условиях будет составлять:

$$Q_{н.у.} = \frac{\pi * D^2}{4} * V * 3600 * (1 - C) = 62 162 \text{ м}^3/\text{ч},$$

Где C – коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью (0).

Максимальный расход газа при рабочих условиях составит:

$$Q_{р.у.} = 62 162 * \frac{(4,9 + 1,033) * 735,6 * 273}{760 * (27 + 273)} = 324 841 \text{ м}^3/\text{ч},$$

Согласно выполненного расчета оборудования предусмотрен газовый сепаратор 50 м³ в количестве 2 шт.

Расчет сепаратора СЦВГ – вертикальный ГС-2

Предельная скорость перемещения газа в сепараторе равна 13,2 м/с.

Q газа в ГС-2 = 475 650 м³/ч.

Принимаем в качестве газового сепаратора аппарат по типу ГС2-4,0-1200 4м³, где 1200 – диаметр сепаратора.

Тогда, максимальный расход газа при нормальных условиях будет составлять:

$$Q_{н.у.} = \frac{\pi * D^2}{4} * V * 3600 * (1 - C) = 53\,717 \text{ м}^3/\text{ч},$$

Где C – коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью (0).

Максимальный расход газа при рабочих условиях составит:

$$Q_{р.у.} = 53\,717 * \frac{(4 + 1,033) * 735,6 * 273}{760 * (27 + 273)} = 238\,125 \text{ м}^3/\text{ч},$$

Согласно выполненного расчета оборудования предусмотрен газовый сепаратор 4 м³ в количестве 2 шт.

Концевая сепарационная установка КСУ

Время отстоя регламентируемое в сепараторах КСУ	5 минут
Объем жидкости, поступающий на КСУ, м ³ /мин	31,3

Определим объем сепаратора КСУ, воспользовавшись формулой:

$$V = \frac{Q * \tau}{C},$$

где V - объем аппарата, м³,

Q - нагрузка по жидкости, м³/мин,

τ - время пребывания, мин (рекомендуемое время пребывания жидкости в КСУ составляет не менее 5 минут для нефти с вязкостью до 5 мПа*с и плотностью до 850 кг/м³),

C - коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью (принимаем 0,7).

$$V = \frac{31,3 * 5}{0,7} = 223,6 \text{ м}^3,$$

Принимаем КСУ 3 шт. по 100 м³.

Суммарный расход жидкости, поступающей на концевую ступень	31,3 м ³ /мин
Требуемый суммарный рабочий объем КСУ при T=5 мин	223,6
Принятые аппараты КСУ-1,2	3 x 100 м ³

Отстойники воды ОВ

Время отстоя регламентируемое в ОВ	30 минут
Объем жидкости, поступающий на ОВ, м ³ /мин	7

Определим объем сепаратора КСУ, воспользовавшись формулой:

$$V = \frac{Q \times \tau}{C},$$

где V - объем аппарата, м³,

Q - нагрузка по жидкости, м³/мин,

τ - время пребывания, мин (рекомендуемое время пребывания жидкости в КСУ составляет 30 минут,

C - коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью (принимаем 1).

$$V = \frac{7 * 30}{1} = 210 \text{ м}^3,$$

Принимаем ОВ 3 шт. по 100 м³.

Суммарный расход жидкости, поступающей на ОВ	7 м ³ /мин
Требуемый суммарный рабочий объем ОВ при T=30 мин	210
Принятые аппараты ОВ	3 x 100 м ³

Насосная внешней откачки нефти НВО

Расчет производим на 24 часа, согласно ГОСТ 58367-2019 п 6.3.10.7 Производительность рабочих насосных агрегатов определяют по максимальному количеству нефти, поступающей на насосную станцию.

Количество нефти, поступающей на НВО, составит 36 584 м³/сут.

При работе 24 часа производительность по нефти составит:

$$36\,584 / 24 = 1\,524,3 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Принимаем к установке насосы марки ЦНСн 500x480. Потребное количество рабочих насосов составляет 3 шт для УПН. Согласно ГОСТ 58367-2019 п. 5.13 «Технологическое оборудование с вращающимися

элементами (насосы, компрессоры, АВО), а также теплообменное оборудование должно иметь не менее одной резервной единицы при количестве рабочих единиц оборудования до пяти включительно и две резервные единицы при количестве рабочих единиц оборудования более пяти. Для насосно-компрессорного оборудования, работающего периодически, резерв не предусматривают.» предусматриваем 1 резервный насос.

Принимаем насосы ЦНСн 500х480 3 рабочий + 1 резерв.

Насосная перекачки пластовой воды НПВ

Расчет производим на 24 часа, согласно ГОСТ 58367-2019 п 6.3.10.7 Производительность рабочих насосных агрегатов определяют по максимальному количеству воды, поступающей на насосную станцию.

Количество воды, поступающей на НПВ, составит 10 016 м³/сут.

При работе 24 часа производительность по нефти составит:

$$10\ 016 / 24 = 417,3 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Принимаем к установке насосы марки НПВ 180х128. Потребное количество рабочих насосов составляет 3 шт для УПН. Согласно ГОСТ 58367-2019 п. 5.13 «Технологическое оборудование с вращающимися элементами (насосы, компрессоры, АВО), а также теплообменное оборудование должно иметь не менее одной резервной единицы при количестве рабочих единиц оборудования до пяти включительно и две резервные единицы при количестве рабочих единиц оборудования более пяти. Для насосно-компрессорного оборудования, работающего периодически, резерв не предусматривают.» предусматриваем 1 резервный насос.

Принимаем насосы НПВ 180х128 3 рабочий + 1 резерв.

Расчет РВС для объектов

УПН

РВС – 1,2,3 – 20 000 м³. Резервуары для обеспечения хранения нефти в течении 1 суток. Согласно п. 2.133 ВНТП-3-85.

Принимаем, что после РВС-1,2,3 остаточное содержание воды в нефти составляет до 0,05%. Находим объём обводненной жидкости с 0,05% содержанием воды (рассчитано с учетом максимальной производительности по нефти УПН– 13,287 млн м³/год) и плотности нефти (811 кг/м³):

$$Q = 13\,287\,000 / 365 / 0,995 = 36\,585,7 \text{ м}^3/\text{сут} = 1524,4 \text{ м}^3/\text{час}$$

Рассчитаем необходимый объём резервуара:

$$V = \frac{Q \times t}{C},$$

где V - объём аппарата, м³,

Q - нагрузка по нефти, м³/ч,

t - время пребывания, ч.- 24. Согласно п.2.133 ВНТП-3-85.

C - коэффициент заполнения объёма резервуара нефтью (принимаем 0,85).

$$V \text{ необ.} = \frac{1524,4 \times 24}{0,85} = 43\,041,9 \text{ м}^3$$

И пересчитаем обратное время нахождения нефти в РВС 20 000 м³ – 3 шт:

$$t = \frac{V \times C}{Q},$$

$$t = \frac{20\,000 \times 3 \times 0,85}{1524,4} = 33,5 \text{ ч}$$

ПСП

РВС – 4-8 – 20 000 м³

Резервуары для обеспечения хранения нефти в течении 2 суток.

Принимаем, что после РВС-4-8 остаточное содержание воды в нефти составляет до 0,05%. Находим объём обводненной жидкости с 0,05%

содержанием воды (рассчитано с учетом максимальной производительности по нефти УПН– 13,287 млн м³/год) и плотности нефти (811 кг/м³):

$$Q = 13\,287\,000/365/0,995 = 36\,585,7 \text{ м}^3/\text{сут} = 1524,4 \text{ м}^3/\text{час}$$

Рассчитаем необходимый объем резервуара:

$$V = \frac{Q \times t}{C},$$

где V - объем аппарата, м³,

Q - нагрузка по нефти, м³/ч,

t - время пребывания, ч.- 24. Согласно п.2.133 ВНТП-3-85.

C - коэффициент заполнения объема резервуара нефтью (принимаем 0,85).

$$V_{\text{необ.}} = \frac{1524,4 \times 24 \times 2}{0,85} = 86\,083,8 \text{ м}^3$$

И пересчитаем обратное время нахождения нефти в РВС 20 000 м³ – 5 шт:

$$t = \frac{V \times C}{Q},$$

$$t = \frac{20\,000 \times 5 \times 0,85}{1524,4} = 55,7 \text{ ч}$$

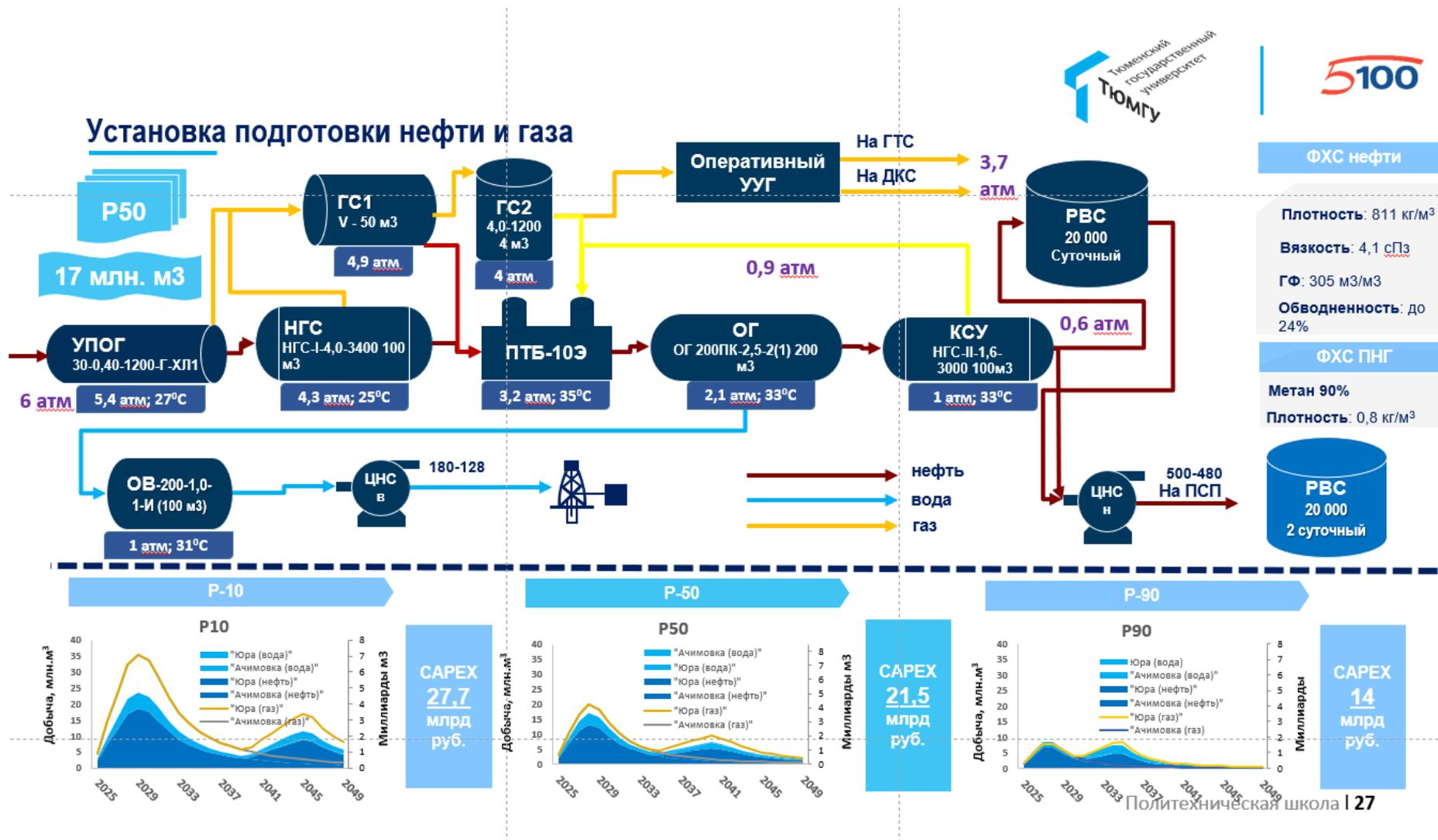


Рисунок 6.11 – Принципиальная технологическая схема УПН

Итоговый состав оборудования УПН 3ЗЛУ:

- Газовый сепаратор $V=50\text{м}^3$ (ГС-1/1,2,3)
- Сепаратор газовый вертикальный $V=4\text{м}^3$ (ГС-2/1,2,3)
- Насосная внешней откачки нефти (НВО с насосами Н-1,2,3+1 р)
- Блок подготовки газа (БПГ)
- Установка предварительного отбора газа с колпачком (УПОГ-1-6)
- Отстойник нефти по типу НГС $V=200\text{м}^3$ (ОН-1,2,3)
- Отстойник горизонтальный $V=200\text{м}^3$ (ОГ-1,2,3)
- КСУ-1,2,3 $V=100\text{м}^3$
- Отстойник воды $V=100\text{ м}^3$ (ОВ-1,2,3)
- Печь трубчатая блочная для подогрева нефти ПТБ-10Э 3шт + 1 р
- Насосная откачки пластовой воды (НПВ с насосами Н-1,2,3+1р)
- Емкость аварийная подземная $V=25\text{м}^3$ (ЕД-5/1)
- Емкость дренажная подземная $V=40\text{м}^3$ (ЕД-1/1,2/1)
- Емкость аварийная подземная $V=100\text{м}^3$ (ЕА-1/1,2/1)
- БМА печи №1...№3
- НКУ 0,4 кВ
- Узел учета пластовой воды (УУВ)
- Узел учета нефти (СИКН)
- Блок дозирования реагента (БДР)
- Емкость дренажная подземная $V=12,5\text{м}^3$ (ЕД-3,4)
- Емкость дренажная подземная уловленной нефти $V=40\text{м}^3$ (ЕН-1)
- Ёмкость приема шлама подземная $V=16\text{м}^3$ (ЕШ-1)
- Насосная внутрипарковой перекачки нефти (НВП)
- Ёмкость сбора учтённой нефти подземная $V=5\text{м}^3$ (ЕД-6)
- Ёмкость сбора неучтённой нефти подземная $V=5\text{м}^3$ (ЕД-7)
- Конденсатосборник факельный подземный $V=8\text{ м}^3$ (ЕК-1)
- Конденсатосборник факельный подземный $V=5\text{ м}^3$ (ЕК-2)
- Факельный сепаратор высокого давления $V=25\text{ м}^3$ (ФС-1)

- Факельный сепаратор низкого давления $V=4 \text{ м}^3$ (ФС-2) 31 Узел учета газа на совмещенную факельную установку (СИКТ-1, 2)
- Блок регулирования и розжига высокого давления (БЗР)
- Блок регулирования и розжига низкого давления (БЗР)
- Факельная совмещенная установка (ФСУ)
- Свеча рассеивания (СР-1)
- Резервуар вертикальный для нефти $V=20\,000 \text{ м}^3$ (РВС-1...3)
- Ресивер азота $V=50 \text{ м}^3$ (РА-1,2)
- Ёмкость производственно-дождевых стоков $V=40 \text{ м}^3$
- Ёмкость хозяйственно-бытовых стоков $V=8 \text{ м}^3$ 40 Водозаборная скважина
- Пеногенераторная станция
- Насосная противопожарного водоснабжения
- Резервуар противопожарного запаса воды РВС-1000 м^3
- Ёмкость производственно-дождевых стоков $V=25 \text{ м}^3$
- Подстанция 35/6 кВ
- 2КТПНУ-6/0,4 кВ
- НКУ 0,4 кВ
- Операторная
- Мачта связи
- Узел связи
- Площадка хранения хим.реагента
- Площадка складирования и временного хранения металлолома
- Площадка хранения ТМЦ
- КПП
- Досмотровая эстакада

6.4 Выбор вариантов электроснабжения

В рамках группового проекта была определена потребляемая мощность месторождения. При выборе варианта электроснабжения месторождения было рассмотрено три способа подачи:

1. Собственная генерация электроэнергии со строительством собственной ГТЭС/ГПЭС
2. Частичная генерация и частичная покупка из ближайшего доступного источника
3. Подключение к внешнему источнику

Потребляемая мощность месторождения была определена согласно М-01.08.01-01 на весь период разработки месторождения. Пиковая мощность потребления составляет 38 МВт.



Рисунок 6.12 – Потребляемая мощность м/р

Необходимый объем потребления на собственные нужды составляет 6,5%.

Требуемая мощность электростанции должна быть не ниже 40,5 МВт.

Расчетная мощность одного газотурбинного агрегата при 8 рабочих машинах равна:

$$P_{г.р.д} = \frac{P_n}{N_{раб.макс}} = \frac{40.5}{8} = 5.06 \text{ МВт}$$

Расчетная мощность одного газопоршневого агрегата с учетом дерейтинга при 8 рабочих машинах равна:

$$P_{г.р.д} = \frac{P_{н}}{N_{раб.макс}} : 0,85 = \frac{40,5}{8} : 0,85 = 6,75 \text{ МВт}$$

Коэффициент рейтинга в случае ГТЭС принимается равным единице, в случае ГПЭС - 0,75, исходя из неопределенностей с составом и качеством подаваемого газа.

Номинальная мощность 1 газотурбинного агрегата принимается в большую сторону от расчетной и равняется 6 МВт, для ГПЭС подходящей номинальной мощности нет, так как ряд ограничивается машинами до 4,0МВт.

Таблица 6.8 – 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	-

Минимальная загрузка электростанции должна быть не менее 40% (учитывается мощность рабочих агрегатов и нагруженного резерва (+1) с учетом дерейтинга).

Загрузка ГТЭС 75%, что удовлетворяет условию. Установленная мощность – 60 МВт.

Следующий вариант – отказ от собственной генерации и покупка из ближайшего внешнего источника. Ближайшими источниками являются:

- ПС 220 кВ «Пангоды». Свободная мощность 111МВа.
- ПС 110 кВ «Хасырейская» (Пангоды). Свободная мощность 25 МВа.

Для потребностей месторождения подходит подключение к ПС 220 кВ «Пангоды». В случае подключения необходимо строительство понижающей подстанции 220/110кВ, строительство ВЛ 110кВ до центрального пункта сбора (УПНГ) 70 км, а также строительство понижающей подстанции 110/35/10 кВ. Стоимость электроэнергии принималась равной 2,7 руб / кВт*ч.

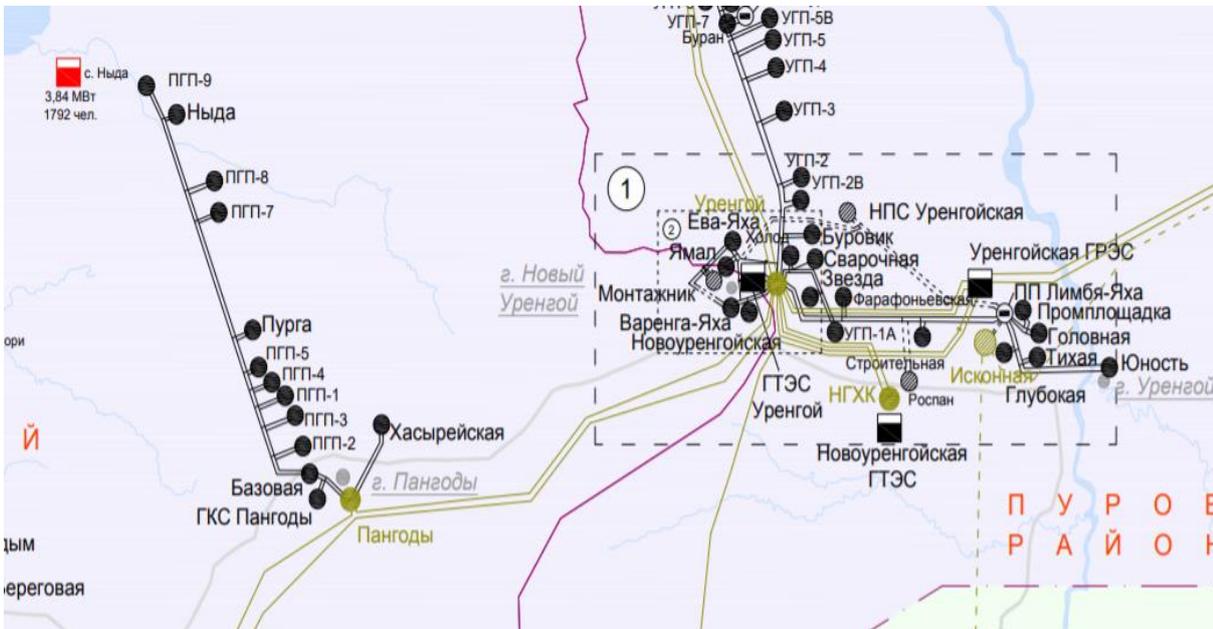


Рисунок 6.13 – Схема размещения объектов электроэнергетики

Максимальное количество рабочих агрегатов с учетом горячего и холодного резерва – 10.

Также была рассмотрена возможность частичной покупки и частичной генерации. Объем для собственной генерации был принят равным 10 МВт, электроэнергия свыше этого объема закупается при подключении к ПС 220 кВ «Пангоды».



Рисунок 6.14 – Вариант с возможностью частичной генерации и покупки ЭЭ

Расчетная единичная мощность ГПЭС в таком случае составила 2,2 МВт.

Минимальная загрузка также превышает рекомендуемое значение 40% и равняется 13,2 МВт. Установленная мощность – 22 МВт.

Таблица 6.9 – Состав затратной части вариантов электроснабжения м/р

	Покупка	Собственная генерация	Частичная генерация
САРЕХ	ВЛ 110кВ 70 км - 20 млн руб/км	ГТЭС 60 МВт - 95 млн руб/МВт	ГПЭС - 22 МВт - 68 млн руб/МВт
	ПС 220/110 кВ - 368 млн руб		
	ПС 110/35/10 кВ - 344 млн руб		
ОРЕХ	2,7 руб/кВт*ч	Расход газа в размере 3 млн м3/МВт/год - 1,1 руб за м3 ПНГ	Расход газа в размере 2,5 млн м3/МВт/год - 1,1 руб за м3
			2,7 руб/кВт*ч

Далее вариант были сравнены между собой по приведенным затратам:



Рисунок 6.15 – Приведенные затраты вариантов электрообеспечения м/р

Наиболее предпочтительным вариантом из рассмотренных явилась покупка электроэнергии из ближайшего источника ПС 220 кВ «Пангоды».

6.5 Внешний транспорт нефти

В качестве вариантов сдачи углеводородов выступают:

- 1) Сдача подготовленной нефти в МНП Заполярье-Пурпе с подключением в точке ПСП Заполярное
- 2) Сдача подготовленной нефти в МНП Заполярье-Пурпе с подключением к ПСП вблизи поселка Пур
- 3) Сдача подготовленной нефти в ПСП порта Ныда
- 4) Отгрузка Ж/Д транспортом со строительством терминала отгрузки-приема



Рисунок 6.16 – Точки сдачи нефти и ПНГ

Перед проведением гидравлических расчётов были сформированы PVT файлы для нефти, выходящей из УПН. Далее, исходя из дебитов и давлений на выходе из УПН, были построены модели внешних нефтепроводов.

Для точки сдачи №1 был принят напорный нефтепровод длиной 97 км и диаметром 530 мм (толщина 14 мм). CAPEX 11.64 млрд руб.

Для точки сдачи №2 был принят напорный нефтепровод длиной 87 км и диаметром 530 мм (толщина 14 мм). CAPEX 10.44 млрд руб.

Для точки сдачи №3 был принят напорный нефтепровод длиной 108 км и диаметром 530 мм (толщина 14 мм). CAPEX 12.96 млрд руб.

Для точки сдачи №4 предполагается задействование существующей Ж/Д с дополнительным строительством двух терминалов отгрузки-приема и двух тупиковых ж/д веток, дальность транспортировки – 98 км. CAPEX 15.02 млрд руб.

По результатам экономической оценки наиболее оптимальным вариантом является строительство трубопровода 87 км до точки подключения к МНП «Заполярье-Пурпе» (вариант №2).

6.6 Внешний транспорт газа

В качестве вариантов сдачи углеводородов выступают:

- 1) Строительство собственной УКПГ и газопровода до точки врезки в магистральный газопровод в районе УКПГ Медвежье
- 2) Строительство газопровода до УКПГ Медвежье с последующим расширением данного УКПГ
- 3) Строительство газопровода до УКПГ Юбилейное

Перед проведением гидравлических расчётов были сформированы PVT файлы для флюидов, выходящих из УКПГ/УПН. Далее, исходя из дебитов и давлений на выходе, были построены модели внешних газопроводов.

Газ, сдаваемый на УКПГ «Медвежье» / «Юбилейное» должен иметь давление на входе в УКПГ не менее 80 атм, а температура газа в газопроводе не должна превышать 60°C

Исходя из этих требований, для каждого варианта был подобран соответствующий газопровод. Прокладку трубопровода предполагается проводить надземным способом.

Для варианта №1 рассмотрен вариант строительства собственного УКПГ и строительство газопровода до точки врезки в магистральный газопровод в районе УКПГ Медвежье, был принят газопровод длиной 25 км DN600. Ориентировочная стоимость продажи переработанного ПНГ составила 2300-2400 р за 1000 м³. CAPEX: 37,05 млрд руб. NPV: -3,5 млрд руб.

Для варианта №2 рассмотрен вариант расширения существующего УКПГ м/р «Медвежье» для обеспечения возможности переработки ПНГ (Оборудование данного месторождения предназначено только для работы с сухим газом (содержание метана 98%)) и строительство газопровода длиной 25 км DN600. Ориентировочная стоимость продажи сырого ПНГ составила 1000-1200 р за 1000 м³ CAPEX: 19,05 млрд руб. NPV: -2,47 млрд руб.

Для варианта №3 рассмотрен вариант строительства газопровода длиной 35 км DN600 и сдача сырого ПНГ на дальнейшую переработку УКПГ м/р

«Юбилейное». Ориентировочная стоимость продажи сырого ПНГ составила 1000-1200 р за 1000 м³ CAPEX: 10,15 млрд руб. NPV: 1,62 млрд руб.

Исходя из проведенной экономической оценки наиболее перспективным вариантом является строительство газопровода до УКПГ м/р «Юбилейное».

7. ЭКОНОМИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Экономическая оценка ключевых показателей эффективности разработки месторождения выполнена в соответствии с методическими документами М-01.13.01-06 для определения стоимости объектов капитального строительства, а также М-01.13.01-11 для определения стоимости операционных затрат.

Основной метод оценки экономической эффективности инвестиционных проектов – использование дисконтированного свободного денежного потока, генерируемого при реализации соответствующего инвестиционного проекта с учетом полных капитальных и операционных затрат по проекту.

С помощью этих потоков вычисляются основные показатели экономической эффективности инвестиционных проектов, такие как сумма дисконтированного свободного денежного потока NPV (называемая также приведенной стоимостью), индекс доходности PI, внутренняя норма доходности IRR, дисконтированный период окупаемости DPP.

Выбор предпочтительного варианта проектной командой будет осуществляться на основе дисконтированных показателей эффективности, однако объем капитальных вложений в случае особо капиталоемких вариантов также будет иметь решающую роль.

Таблица 7.1 – Макропараметры принятые в расчет

Показатели	Ед. измерения	Значения
Курс доллара	руб	70
Ставка дисконтирования по Группе компаний ГПН	%	14
Цена нефти марки Brent	долл/барр	50
Скидка на Urals	долл/барр	2
Цена нефти марки Urals	долл/барр	48
Для расчета экспортной пошлины	барр/т	7,46
Цена реализации		
Нефть	руб./т	16 135
Подготовленный СОГ	руб./тыс. м3	2 108

Неподготовленный ПНГ	руб./тыс. м3	1 156
Налоги и платежи		
НДС	%	18%
Налог на имущество	%	2,2%
Налог на прибыль	%	20%

Оценка проекта

Оценка экономической эффективности инвестиционных проектов включает в себя:

- Расчет изменения доходной части денежного потока;
- Расчет изменения расходной части денежного потока;
- Расчет свободного (чистого) денежного потока;
- Расчет показателей экономической эффективности проекта;
- Анализ чувствительности ключевых показателей

Для проведения экономических расчетов была разработана финансово-экономическая модель (ФЭМ). Для расчета доходной части проекта исходными данными являются следующие показатели:

- Объем добычи нефти;
- Объем добычи газа;
- Стоимость реализации нефти;
- Стоимость реализации газа.

Затратная часть проекта была оценена по таким показателям как CAPEX, OPEX, а также с точки зрения налогового окружения, соответственно, затраты были сгруппированы по данным показателям.

При расчете капитальных затрат исходными данными являлись:

- Объем бурения эксплуатационного фонда;
- Стоимость ГРП;
- Стоимость ПИР;
- Стоимости площадочных объектов, которые были оценены в модуле «Стоимостной инжиниринг: CAPEX»;
- Стоимости линейных объектов, которые были оценены по удельным показателям.

При расчете операционных затрат исходными данными являлись:

- Объем действующего эксплуатационного фонда;
- Количество действующих площадочных и протяженности линейных объектов;
- Объем добычи жидкости и газа;
- Расходы на подъем и подготовку нефти

Расчет выполнялся на основе удельных показателей затрат:

- На оплату труда;
- На подготовку и транспортировку нефти;
- На сбор и транспортировку жидкости;
- На подготовку и транспортировку ПГ и газоконденсата;
- На СДФ;
- На ТРС и КРС скважин;
- Амортизацию;
- Реконструкцию площадочных объектов

Амортизационные отчисления рассчитаны линейным методом на срок 12 лет.

Затраты на реконструкцию объектов приняты в размере 1,5% от общей стоимости площадочных объектов. Затраты рассчитываются после 11 года эксплуатации.

Таблица 7.2 – Принятые удельные затраты для расчета

Наименование	Ед. изм	Ст-ть
Бурение		
Стоимость бурения 1 скв	тыс руб./скв	448 632,00
Стоимость добуривания на нижний горизонт	тыс руб./скв	224 318,00
Кусты		
Стоимость инженерной подготовки	тыс руб./скв	14 365,00
Стоимость обустройства	тыс руб./скв	11 080,00
Инженерные коммуникации		
ВЛ-6-10 КВ (опоры из трубы, провод АС-95)	тыс руб./км	9 440,11
ВЛ 35 КВ (стальные опоры, провод АС-120)	тыс руб./км	17 595,95
ВЛ 110 КВ (стальные опоры, провод АС-150)	тыс руб./км	20 854,29
Трубопровод на ММГ 426x8	тыс руб./км	63 962,68

Наименование	Ед. изм	Ст-ть
Трубопровод на ММГ 530x8	тыс руб./км	71 962,68
Трубопровод на ММГ 630x10	тыс руб./км	78 324,00
Трубопровод на ММГ 720x10	тыс руб./км	91 180,29
Трубопровод на ММГ 820x12	тыс руб./км	111 816,92
Трубопровод на ММГ 1020x12	тыс руб./км	137 890,13
Трубопровод на ММГ 1220x14	тыс руб./км	177 521,10
Автоморога IV НДО ПГС ММГ	тыс руб./км	73 424,62
Автоморога IV ЖДО ПДН ММГ	тыс руб./км	112 800,95
Площадочные объекты		
ПСП	тыс руб./шт.	9 242 647,00
ВЖК	тыс руб./шт.	1 235 419,00
АБК	тыс руб./шт.	858 415,00
Пож депо	тыс руб./шт.	1 440 000,00
УКПГ 9 млрд м3	тыс руб./шт.	28 808 147,00
ТБО	тыс руб./шт.	420 000,00
КТП 110/35/10	тыс руб./шт.	344 646,00
КТП 35/10	тыс руб./шт.	172 312,00
ГТЭС	тыс руб./МВт	105 600,00
УПН 23 млрд м3	тыс руб./шт.	42 920 603,86
УПН 17 млрд м3	тыс руб./шт.	36 921 431,31
УПН 9 млрд м3	тыс руб./шт.	26 245 275,21
Удельные затраты		
Ст-ть операции ГРП	тыс руб./скв	21 000,00
Ст-ть строительства пилотного ствола	тыс руб./скв	35 000,00
Ст-ть освоения	тыс руб./сутки	500,00
Ст-ть бурения и строительства	тыс руб./сутки	9 000,00
Ст-ть ВМР	тыс руб./скв	1 500,00
Ст-ть КРС	тыс руб./скв	2 300,10
ФОТ	тыс. руб./год/чел.	1 394,80
Численность рабочих	чел./скв.	1,30
Затраты на ЭЭ на добычу и транспортировку жидкости	руб./т жидкости	67,80
Ст-ть ЭЭ из внешнего источника	руб./кВт*ч	2,70
Затраты на подготовку нефти	руб./т нефти	59,13
Затраты на СДФ	тыс. руб./скв.	2 017,80
Затраты на сбор и транспорт жидкости	руб./т жидкости	119,8
Затраты на транспорт нефти	руб./т нефти	108,6

Налоговые расходы:

- Налог на прибыль в размере 20% в соответствии с ФЗ № 224 от 26.11.08.
- Налог на имущество в размере 2,2%. Начисляется от среднегодовой остаточной стоимости имущества.
- Налог на добычу полезных ископаемых.

в соответствии НК РФ, часть 2, глава 26, статья 342, п. 2, пп. 9 с учетом изменений, введенных от 24.11.2014 № 366-ФЗ.

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

После указанная ставка умножается на показатель Кц. Полученное произведение уменьшается на величину показателя Дм, характеризующего особенности добычи нефти.

$$\text{НДПИ} = \text{налоговая ставка} \times \text{Кц} - \text{Дм}$$

Кц - коэффициент, который характеризует изменение мировых цен на нефть;

$$\text{Кц} = (\text{Ц} - 15) \times \text{P} / 261$$

Показатель, характеризующий особенности добычи нефти Дм, рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{Дм} = \text{К}_{\text{ндпи}} * \text{К}_{\text{ц}} * (1 - \text{К}_{\text{в}} * \text{К}_{\text{з}} * \text{К}_{\text{д}} * \text{К}_{\text{дв}} * \text{К}_{\text{кан}}) - \text{К}_{\text{к}}$$

К_{ндпи} равно 559 - на период с 1 января 2016 года;

$$\text{К}_{\text{в}} = 3,8 - 3,5 \times (\text{N}/\text{V})$$

N – сумма накопленной добычи нефти;

V – начальные извлекаемые запасы нефти;

К_з - показатель, характеризующий величину запасов конкретного участка недр;

$$\text{К}_{\text{з}} = 0,125 \times \text{V}_{\text{з}} + 0,375$$

К_д - показатель, который описывает степень сложности добычи нефти;

К_{дв} - показатель, который описывает степень выработанности участка недр;

К_{кан} – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти;

К_к - коэффициент, который устанавливается равным 428 - с 1 января 2019 года.

Далее проектной командой были выполнены расчеты CAPEX и OPEX под соответствующие профили добычи согласно вариантам реализации P10, P50, P90. Одним из возможностей рассматривался одновременный ввод в разработку

Ачимовских и Юрских пластов, что влекло за собой увеличение действующего фонда и, соответственно, инфраструктуры под данный вариант реализации.

Таблица 7.3 – КПЭ одновременного ввода пластов

Показатели эффективности	Ед.изм.	P10	P50	P90
NPV	млрд руб.	9,75	-4,94	-47,84
PI	доли ед.	1,02	0,98	0,79
IRR	%	16,89	12,23	-
CAPEX	млрд руб.	411,209	283,87	227,93
ГЭП		2039	2035	2034

Однако он показал абсолютную неэффективность как в плане объема капиталовложений, так и с точки зрения окупаемости. Положительный сценарий возможен только в случае P10, сценарии P50 и P90 отрицательные.

Затем проектная командой была рассмотрена возможность отдельного ввода Ачимовский пластов и Юрских. На первом этапе вводятся пласты Ач, затем при снижении добычи скважины ниже рентабельной осуществляется добурирование до Юрского горизонта. Введение данной этапности позволяет уменьшить объем капитальных затрат в первые годы разработки и, соответственно, не строить невостребованную инфраструктуру после прохождения пика по добыче. Стоит отметить, что пласты Ю полностью используют инфраструктуру, созданную для пластов Ач, а капитальные вложения заключаются только в стоимости добурирования до нижележащего горизонта.

Таблица 7.4 – КПЭ поэтапного варианта ввода пластов

Показатели эффективности		Пласты Ач			Пласт Ю		
		P10	P50	P90	P10	P50	P90
NPV	млрд руб.	60,37	12,06	-32,99	4,35	3,60	1,47
PI	д.ед	1,29	1,07	0,78	1,11	1,09	1,04
IRR	д.ед	0,30	0,19	-	0,70	0,51	0,26
CAPEX	млрд руб.	211,50	184,06	153,01	45,09	40,38	37,46
ГЭП	год	2046	2041	2034	2057	2046	2039
EMV	млрд руб.	20,70			3,19		

Данный вариант показал большую экономическую эффективность и отрицательным сценарием, предполагающим выход из проекта, является только вариант P90.

8. ЛОГИСТИКА

Западно-Юбилейное месторождение находится в Ямало-Ненецком Автономном округе. Пределах участка находится пос. Пангоды.

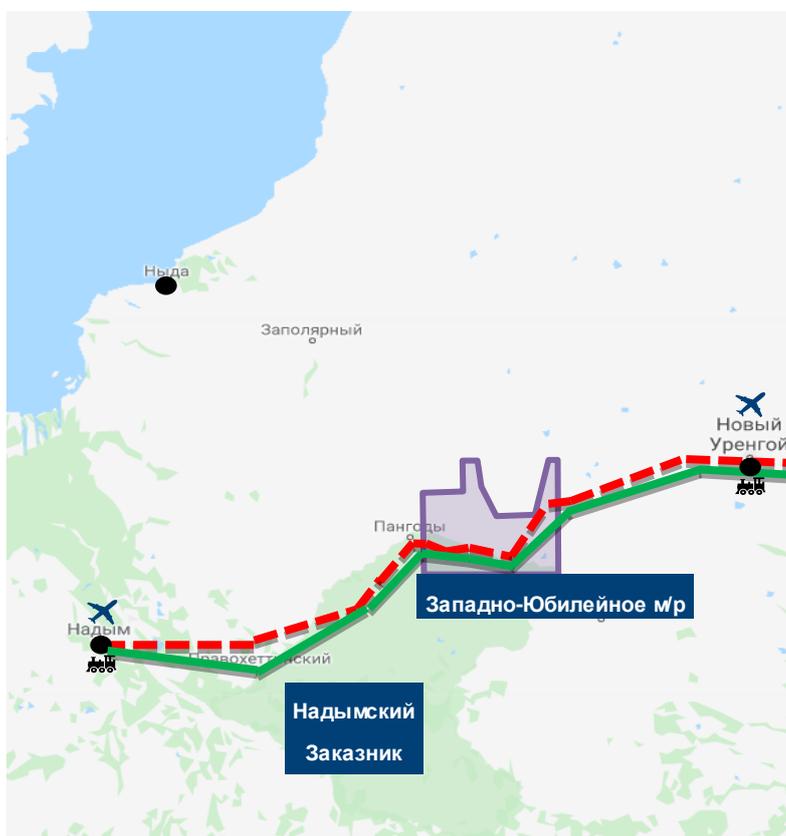


Рисунок 8.1 – Карта с вариантами доставки МТР

Снабжение осуществляет отбор поставщиков, проводит технические аудиты и организует закупочную деятельность в соответствии с планами МТО Заказчика, фактически управляя закупками. Организация и развитие входного контроля в начале цепочки поставки снижает риски обнаружения некачественной продукции после уже понесенных затрат на логистику и позволяет исключить временные потери на её замену, что может вызвать переносы сроков строительства. Для контроля движения товаров было создано управление движением МТР, задачей которого является интеграция информации для последующей организации приемки, учета, хранения и выдачи МТР на объекте.



Рисунок 8.2 – Схема полного цикла снабжения

Доставка габаритного оборудования, негабаритных грузов осуществляется ЖД и автотранспортом до базы в города Надым и Новый Уренгой, а от них по круглогодичной дороге с твердым покрытием на Западно-Юбилейного месторождение.

Использование данных объектов в качестве склада первичной приемки позволит осуществлять доставку МТР круглый год. К месту расположения базы ведут автомобильные дороги с твердым бетонным и асфальтным покрытием.

Период навигации представлен на графике 1, по нему видно развитую сеть навигации месторождения, это связано с отсутствием автономии.

Таблица 8.1 – График навигации на Западно-Юбилейном месторождении

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Река Надым						Период навигации - 100-110 суток						
Река Ныда						Период навигации - 60-110 суток						
Вертолет	Круглогодично											
Зимники	Период навигации - 150 суток											
Автодороги	Круглогодично											
ЖД	Круглогодично											

8.1 Вариативность пожарной части

Целью рассмотрения вариативности пожарной части является расчет необходимых сил и средств на ликвидацию условного пожара в резервуарном

паке Западно-Юбилейного месторождения с учетом прогнозируемого сценария развития пожара.

Поставленные и решённые задачи для достижения поставленной цели:

Спрогнозировать аварию в резервуарном парк, в следствии которой произойдёт открытое горение крыши РВС-20 000

Рассчитать время реагирования пожарной части в п.Пангоды № 48 ФКУ «10 ОФПС по Ямало-Ненецкому АО» до Резервуарного парка.

Произвести расчеты необходимых мобильных сил и средств на ликвидацию прогнозируемой аварии связанной с пожаром в РВС – 20 000

При расчете времени реагирования на устранение пожара согласно ч.1_2 ст.97 ФЗ от 22.07.2008 №123 пожарная часть №48 соответствует нормам реагирования в условиях сельской местности, 20 минут.

Согласно сайту МЧС России, штатная численность составляет 42 человека. Оснащенность пожарного депо составляет пять единиц пожарной техники (4 АЦ, 1 АТС).

Площадь пожара для РВС круглого сечения равна 1756,2 м²

На тушение:

$$Q_{ф.туш.} = N_{ств.туш.} \times g_{ств.} = 5 \times 20 = 100 \text{ (л/с)}$$

На защиту:

$$Q_{ф.защ.} = N_{ств.защ.} \times g_{ств.} = 10 \times 16,7 = 167 \text{ (л/с)}$$

Определяем общий расход воды:

$$Q_{ф.} = 0,94 Q_{ф.туш.} + Q_{ф.защ.} = 0,94 \times 100 + 167 = 261 \text{ (л/ с)}$$

Определяем количество необходимой пожарной техники для подачи огнетушащих составов:

$$N_{ПА} = Q_{тр} / g_{па} = 228,8 / 40 = 6 \text{ шт.}$$

Определяем запас воды для целей пожаротушения:

$$W_{вода} = 0,94 \times Q_{ф.туш.} \times T_{т} \times 60/1000 + Q_{ф.защ.} \times T_{ох} \times 3,6 = 0,94 \times 100 \times 15 \times 60/1000 + 167 \times 6 \times 3,6 = 84,6 + 3607,2 = 3691,8 \text{ (м. куб.)}$$

Определяем количество сотрудников пожарной бригады:

$$N_{л/с} = N_{акп.} \times 3 + N_{ст.з} \times 2 + N_{пнс} \times 2 + N_{ар} \times 3 + N_{ац} \times 1 + N_{шт} \times 5 + N_{св} = 3 + 18 + 4 + 6 + 6 + 5 = 42 \text{ (чел)}$$

Вывод:

Предусмотрено пользование пожарного депо пос. Пангоды. Автоматическое пожаротушение осуществляется с помощью резервуаров РВС 4000 с дополнительными парогенераторными блоками - с баками дозаторами 2 шт. Также имеется 2 пожарных автомобиля на УПН, ОПЕХ 20 млн.руб./год.

Преимущества выбранного варианта:

- Снижение сроков строительства;
- Снижение затрат на возведение зданий

Соответствие степени огнестойкости и предела огнестойкости строительных конструкций зданий, сооружений и пожарных отсеков.

8.2 Вариативность источников отопления

Вахтовый жилой комплекс – это комплекс зданий и сооружений различного назначения, объединенных общей инфраструктурой для обеспечения персонала компании-заказчика жильем и рабочими местами на период вахты, а также производственными, административными, технологическими, бытовыми и другими необходимыми помещениями. Для принятия способа отопления помещений, рассмотрим два варианта отопления:

Электрическое (без котельной) – Вариант 1.

Водяное (с котельной) – Вариант 2.

Произведен расчет стоимости строительства двух вариантов, приведенный в таблице 1.

Таблица 1 – Расчет стоимости источников отопления

Наименование	Вариант 1, тыс. руб.	Вариант 2, тыс. руб.
<i>CAPEX</i>		
Двухтрансформаторная блочно-модульная КТП на ВЖК	29 200	16 500
Котельная 12,0 МВт	-	74 000

Инженерные сети (кабельная продукция, трубы, электромонтажное оборудование и материалы)	132 000	152 000
Итого CAPEX	161 200	242 500
<i>OPEX</i>	452 930	270 000
ИТОГО	614 130	512 500

При проведении сравнительной экономической оценки прочие работы и затраты не учитывались.

Вариант с отоплением с помощью котельной более выгодный и оптимальный. Разница между вариантами составляет 10 %. Несмотря на достоинства электрического отопления:

Сокращение штатного расписания;

Сокращение объемов потребления воды;

Уменьшение территории застройки на 5%;

Не требует строительства дополнительных инженерных сетей.

Исходя из сравнительной экономической оценки вариантов отопления сооружений, менее затратным представляется Вариант 2, по которому за рассматриваемый период оценки (30 лет) получены меньшие значения капитальных и текущих затрат. При этом капитальные вложения оценены при условии отсутствия необходимости расширения генерирующих мощностей.

При выборе оптимального варианта руководствуемся не только экономическим критерием, но и учитываем неопределенности и риски разного рода (эксплуатационные, организационные, экологические, административные).

9. ЭКОЛОГИЯ

9.1 Утилизация промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод и система водопотребления

Для возможности работы месторождения необходимо обеспечивать его водными ресурсами, а также обеспечить утилизацию промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод.

Для данных целей принято решение подключиться к водоочистным и канализационно-очистным сооружениям п. Пангоды компании ООО «Газпром Энерго», которые были рассчитаны для нужд месторождения Медвежье ПАО «Газпром». Однако объемы добычи со временем уменьшились, что освобождает резервные мощности для Западно-Юбилейного месторождения.

Для обеспечения данных условий необходимо построить сеть инженерных коммуникаций, а так же заключить договор с ООО «Газпром Энерго».

Вывод:

Нами был выбран способ обеспечения и утилизации водных ресурсов из п. Пангоды. К преимуществам данного решения можно отнести наличие свободных мощностей у ООО «Газпром Энерго», экономия затрат на строительство ВОС.КОС. Так же нами была рассчитана примерная потребность в воде на бытовые и технологические нужды Таблица 2.

Таблица 9.1 – Расчет потребности в воде м3/сутки

Наименование	Потребность м3/сутки
Бытовая(ВЖК +УПН)	115
Техническая (УПН)	365

9.2 Обращение с отходами бурения

Отходы бурения делятся на три вида: буровые сточные воды, отработанные буровые технологические жидкости и буровой шлам. Как правило, буровой шлам состоит из водной суспензии, у которой твёрдая часть содержит продукты разрушения горных пород забоя и стенок скважины, глинистые минералы, а

также, продукты истирания бурового снаряда и обсадных труб. Буровые сточные воды содержат воды, образующиеся при промывке буровой площадки, бурового оборудования и инструмента. Содержат остатки бурового раствора, химреагентов, нефти. Отработанный буровой раствор представляет собой раствор, исключаемый из технологических процессов бурения скважин и подлежащий утилизации и захоронению. Стоит отметить, что шламовые амбары являются основными источниками загрязнения природной среды при бурении скважин.

Основными критериями для создания эффективных проектов по утилизации отходов бурения являются следующие параметры:

Минимизация экологического ущерба от нефтяной деятельности;

Период накопления отходов на площадках должен быть менее 11 месяцев;

Неукоснительное соблюдение природоохранного законодательства;

Возможность утилизировать отходы круглогодично;

Оптимальные затраты на технологию утилизации буровых отходов.

В ходе работы были рассмотрены и разработаны несколько вариантов обращения с отходами бурения, расположенного в области сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов мощностью 200 до 400 м, с учётом климатических особенностей региона.

Первый вариант:

Утилизация отходов бурения проводится в нейтральный материал (по типу «РЕСОИЛ») на кустовой площадке с последующей рекультивацией площадки временного накопления отходов, образованных в процессе бурения. Суть технологии по утилизации отходов бурения заключается во внесении в него компонентов, обладающих вяжущими, структурирующими, сорбционными свойствами, которые способны улучшать свойство бурового шлама при процессе перемешивания. Материал, образованный после применения данной технологии, можно использовать как при строительстве различных объектов, например, кустовых площадок.

Преимущества данной технологии:

-высокая производительность;

-максимальное использование отходов для дальнейшей разнообразной деятельности;

-отсутствие больших затрат на транспортирование отходов;

-возможность использования полученного продукта для отсыпки дальнейших кустовых площадок.

-Недостатки данной технологии:

-отсутствие востребованности данных материалов в строительной сфере;

-проблемная утилизация: снижение эффективности в зимний период из-за погодных условий;

Примерная стоимость проекта, рассчитанная по месторождениям-аналогам, указана в таблице 9.3.

Таблица 9.2 – стоимость первого варианта

Затраты на реализацию на весь период	тыс. руб
Строительство площадки временного накопление отходов бурения (шламонакопитель).	CAPEX 78 480
Утилизация (отверждение) отходов бурения на временной площадке (шламонакопитель)	CAPEX 1 578 600
Рекультивация площадки временного накопления отходов бурения (шламонакопитель)	CAPEX 27 966
ИТОГО:	CAPEX 1 685 046

Второй вариант:

Заключается в сборе и вывозе шлама, образованного в процессе бурения, на специально оборудованной технике (шламовозе) за пределы лицензионного участка с целью передачи подрядной организации для утилизации в город Новый Уренгой. Данный процесс должен осуществляться в соответствии с требованиями в области безопасности, утилизации и транспортировании опасных отходов, а также согласно с природоохранным законодательством Российской Федерации.

Преимущества данного метода:

-возможность круглогодичной работы;

-возможность организации процесса безамбарного бурения;

-Отсутствие в необходимости закупки и строительства оборудования;
исключение рисков нарушения законодательства, связанных с накоплением и утилизацией отходов бурения.

Недостатки данного метода:

-высокая стоимость транспортирования до подрядчика из-за большого расстояния (310 км);

-необходимость в круглогодичном автомобильном сообщении;

-необходимость в организации контроля за деятельностью подрядной организации.

Примерная стоимость проекта, рассчитанная по месторождениям-аналогам, указана в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – стоимость второго варианта

Затраты на реализацию варианта на весь период	Затраты (тыс.р)
Затраты на транспортировку и утилизацию отходов бурения	ОРЕХ 3 540 785
ИТОГО:	ОРЕХ 3 540 785

Вывод:

Итоговым решением по утилизации отходов бурения был принят вариант с утилизацией отходов бурения в нейтральный материал (по типу «РЕСОИЛ») на кустовой площадке с последующей рекультивацией площадки временного накопления отходов, образованных в процессе бурения. Данный вариант имеет значительный ряд преимуществ и оптимальную стоимость.

9.3 Обращение с нефтешламами, ТКО и отходами производства

Согласно ФЗ - № 89 от 24.06.1998 Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" отходы разных классов опасности должны храниться в разных контейнерах, также агрегатное состояние отхода влияет на определение условий хранения. Нельзя хранить вместе отходы разных агрегатных состояний, даже если класс опасности отходов совпадает. Накопление отходов на площадке может осуществляться в срок до 11 месяцев, после 11 месяцев отходы это уже не накопление, а хранение. Поэтому до 11 месяцев отходы уже должны

быть утилизированы. Запрещается применение твердых коммунальных отходов для рекультивации земель и карьеров.

Согласно ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности», нефтешламы относятся к 3 классу опасности.

Возможные варианты обращения с отходами.

Первый вариант:

Согласно первому варианту отходы будут передаваться подрядчику в город Новый – Уренгой, расстояние от месторождения до города составляет 75 км. В соответствии с требованиями в области безопасности, транспортирование опасных отходов, и в соответствии с природоохранным законодательством РФ. Обязательные условия : должны иметься паспорта опасных отходов (с 1-4 класс), наличие специальной техники и знаков на технике, соблюдение требований безопасности в области обращения с отходами, наличие документов для транспортировки и передачи отходов(с указанием количества транспортируемых отходов, цели и места назначения), отсутствие посторонних лиц в процессе транспортировки. Металлолом передаётся в Газпромнефть – Снабжение .

Преимущества данного метода:

- Исключение рисков накопления отходов более 11 месяцев;
- Минимизация рисков связанных с накоплением отходов;
- Процесс обращения отходов с данным вариантом даёт возможность более чёткого контроля и минимизации штрафов;
- Отсутствие необходимости строительства и закупки в больших объемах специального оборудования для данной деятельности.

Недостатки данного метода:

- Дорогостоящая транспортировка на дальние расстояния (310 км);
- Необходимость организации отдельного сбора;
- Наличие круглогодичного автомобильного сообщения;
- Риск своевременного невозможности вывоза отходов с лицензированного участка.

Второй вариант: утилизация ТКО и отходов производства будет осуществляться на собственной площадке временного накопления отходов. Обезвреживание предполагается в собственных стационарных установках по термическому обезвреживанию отходов с мощными фильтрами, на площадке временного накопления и утилизации отходов с последующим вывозом золы на полигон в город Новый Уренгой.

Преимущество данного метода:

- Возможность круглогодичной работы;
- Независимость от автомобильного обеспечения;
- Возможность получения дополнительного дохода от оказания услуг подрядным организациям.

Недостатки данного метода:

- Большие затраты на строительство площадки и закуп оборудования;
- Длительный подготовительный этап;
- Затраты на персонал;
- Не все виды опасных отходов можно утилизировать данным методом.
- Примерная стоимость проекта, рассчитанная по месторождениям-аналогам, указана в таблице 5.

Таблица 5 – стоимость второго варианта

Затраты на реализацию варианта на весь период	Затраты (тыс.р)
Установка для термического обезвреживания отходов (Аналог HURIKAN)	CAPEX 26 000
Инженерная подготовка площадок	CAPEX 100307
Вывоз и размещение на полигоне зольного остатка (г. Новый-Уренгой 310 км)	OPEX 21229 в год
Обслуживание установок по обезвреживанию отходов	OPEX 92400
ИТОГО:	132070,84

Вывод:

Итоговым решением был принят вариант по утилизации ТКО, нефтешламов и отходов производства на собственной площадке временного накопления отходов на установке HURIKAN или других аналогах. Для использования установки по сжиганию отходов необходим паспорт. Металлолом для утилизации будет передаваться в специализированные организации. Ртутные отходы на производстве отсутствуют и не требуют экологических решений. Данный вариант имеет значительный ряд преимуществ и оптимальную стоимость.

10.РИСКИ ПРОЕКТА

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

1. Геологические риски
2. Технологические риски
3. Правовые риски
4. Экономические риски
5. Организационные риски
6. Экологические риски

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

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

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

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

Для интерпретации числового значения уровня риска, полученного по результатам проведения предыдущих пунктов, установлена критическая граница $UR_{гр}$, равная 64. При превышении данной границы необходимо разрабатывать

мероприятия для снижения как вероятности возникновения, так и значимости опасного события.

В таблице 10.1 представлены результаты проведения оценки рисков, а также план управления по каждому идентифицированному риску.

Таблица 10.1 – Оценка уровня рисков по категориям

№	Риск	Вероятность возникновения	Тяжесть последствий	Фактор риска	План управления риском
1. Геологические					
1.1	Неподтверждение локализации песчаных тел по пластам (концептуальная ГМ)	7	7	49	Проведение 3Д сейсморазведки
1.2	Неподтверждение профиля добычи	7	8	56	Проведение ОПР, бурение пилотных стволов с отбором керна
1.3	Не подтверждение запасов по P50	4	9	36	Доизучение. Бурение разв. скважин
1.4	Неподтверждение PVT-свойств нефти и газа	9	6	54	Отбор глубинных проб флюида
1.5	Неподтверждение ФЕС	8	8	64	Доизучение. Бурение разв. скважин
2. Технологические					
2.1	Нарушение непрерывности технологического процесса строительства скважины	7	9	63	Учет специфических требований к подрядчику на бурение в условиях АВПД при формировании ТЗ и проведении тендера
2.2	Отсутствие необходимого количества буровых	6	9	54	Заблаговременное контрактование
2.3	Не попадание в	4	8	32	Бурение пилотных

	целевой горизонт				стволов. Аудит подрядчика (буровых)
3. Правовые					
3.1	Нарушение границ временных отводов	5	7	35	Разработка стратегии управления качеством
4. Экономические					
4.1	Непредсказуемое изменение цены на нефть	8	9	72	Мониторинг экономической ситуации, построение вероятностных моделей
4.2	COVID-19 (Пандемия)	7	7	49	Создание мероприятий по митигации
4.3	Падение курса рубля по отношению к доллару	7	8	56	Мониторинг экономической ситуации, проведение анализа чувствительности
5. Организационные					
5.1	Отсутствие квалифицированных подрядчиков по буровым работам или их разорение	5	6	30	Осуществление контроля за реализацией стратегии контрактования подрядчиков
6. Экологические					
6.1	Нарушение экологической безопасности из-за разлива нефти	6	9	54	Контроль за состоянием оборудования

Для визуализации полученных результатов сформирована матрица рисков, представленная на рисунке 10.1.

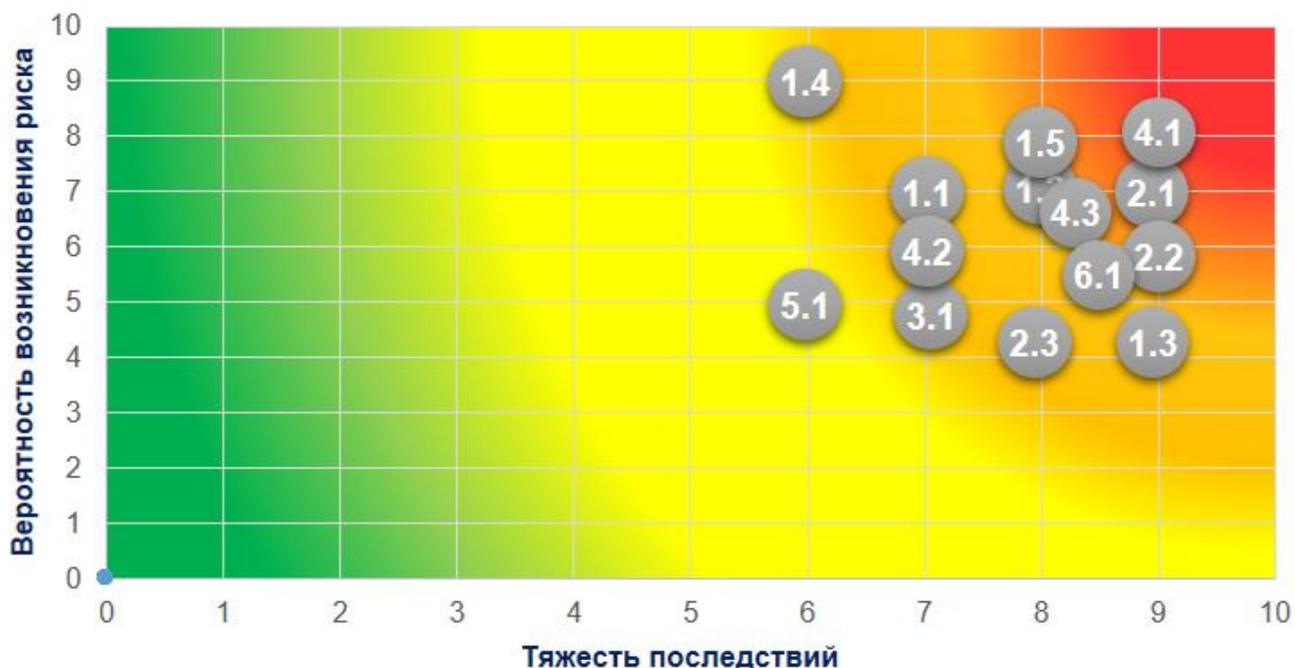


Рисунок 10.1 – Матрица Рисков

Далее был проведен SWOT-анализ (Strengths - сильные стороны, Weaknesses - слабые стороны, Opportunities - возможности, Threats - угрозы, представленный на рисунке 10.2, который позволит определить пути для дальнейшего развития проекта.



Рисунок 10.2 – SWOT Анализ

Риск-сессия HAZID-ENVID

Риск-сессия Анализ рисков на текущих активах является важным элементом системы управления рисками при эксплуатации опасных производственных объектов.

Перед началом риск-сессии были определены участники, включающую в себя председателя комиссии, секретаря, группу экспертов в разных отраслях деятельности Таблица 10.2.

Таблица 10.2– Состав участников риск-сессии

Председатель:	Рубайло Вадим	Название компании / ДО	Студенты ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» и ФГБОУ ВО "Тюменский Индустриальный Университет"
Секретарь:	Букаринова Татьяна	Объект/проект	Западно-Юбилейное месторождение
Члены группы:	Рубайло Вадим Букаринова Татьяна Корчемкина Анна Асатурян Эдгар Гаврилов Антон	Дата:	30.05.2020
		Место проведения:	Площадка ZOOM

Основные цели анализа техногенных рисков:

- Определить уровень состояния техногенной безопасности ОПО;
- Выделить наиболее существенные технологические риски, влияющие на
- безопасность персонала и производства;
- Оценить меры защиты (активные и пассивные), применяемые в
- технологическом процессе;
- Предложить/рекомендовать мероприятия по повышению уровня
- техногенной безопасности.

Данная риск-сессия проводится в соответствии с:

1. ФЗ № 116 "О промышленной безопасности опасных производственных объектов", статья 11. п. 4 Системы управления промышленной безопасностью обеспечивают:

- Планирование и реализацию мер по снижению риска аварий на опасных производственных объектах
- Участие работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, в разработке и реализации мер по снижению

риска аварий на опасных производственных объектах;

2. Методического документа М-11.07-03 версия 1.0 «Методические рекомендации по планированию, организации и проведению риск-сессий». Задачи риск-сессии определяются Заказчиком риск-сессии (см. п.7.1.1 М-11.07-03), требованиями бизнес-процессов, в рамках которых планируется принятие управленческих решений в условиях риска и неопределённости, и этапом управления рисками.

3. Основные положения

При хорошей организации HAZID четко определит опасные факторы, позволит оценить риски и предложить меры предосторожности на ранней стадии проектирования объекта.

Работа команды поможет обеспечить:

- Обнаружение опасных факторов на начальной стадии проекта, до вложения значительных средств (затрат);
- Фиксацию опасных факторов и их устранение, снижение или их указание во время проектирования;
- Оценку причин и последствий при реализации опасного фактора

После проведения риск-сессии составляется Матрица рисков позволяет оценить степень, тяжесть и вероятность того или иного риска.



Рисунок 10.3 - Матрица рисков

Итоги риск-сессии

По результатам проведения сессии был выявлен 23 риск, из них:

- 1 высоких рисков с высокой степенью управляемости
- 3 значительных рисков с высокой степенью управляемости
- 8 значительных рисков с высокой степенью управляемости
- 2 значительных рисков со средней степенью управляемости
- 3 незначительных риска со средней степенью управляемости
- 5 незначительных риска с низкой степенью управляемости

11. ДОРОЖНАЯ КАРТА ПРОЕКТА

Для контроля за ходом реализации проекта была составлена дорожная карта общего обустройства месторождения. Исходными данными являлся график бурения кустовых площадок.

Существующие временные ограничения обусловлены рядом факторов:

1. График бурения, задающий строгие временные рамки начала и конца бурения
2. Климатические особенности региона и связанные с ними технологические особенности производства инженерно-подготовительных и строительно-монтажных работ на территории месторождения.

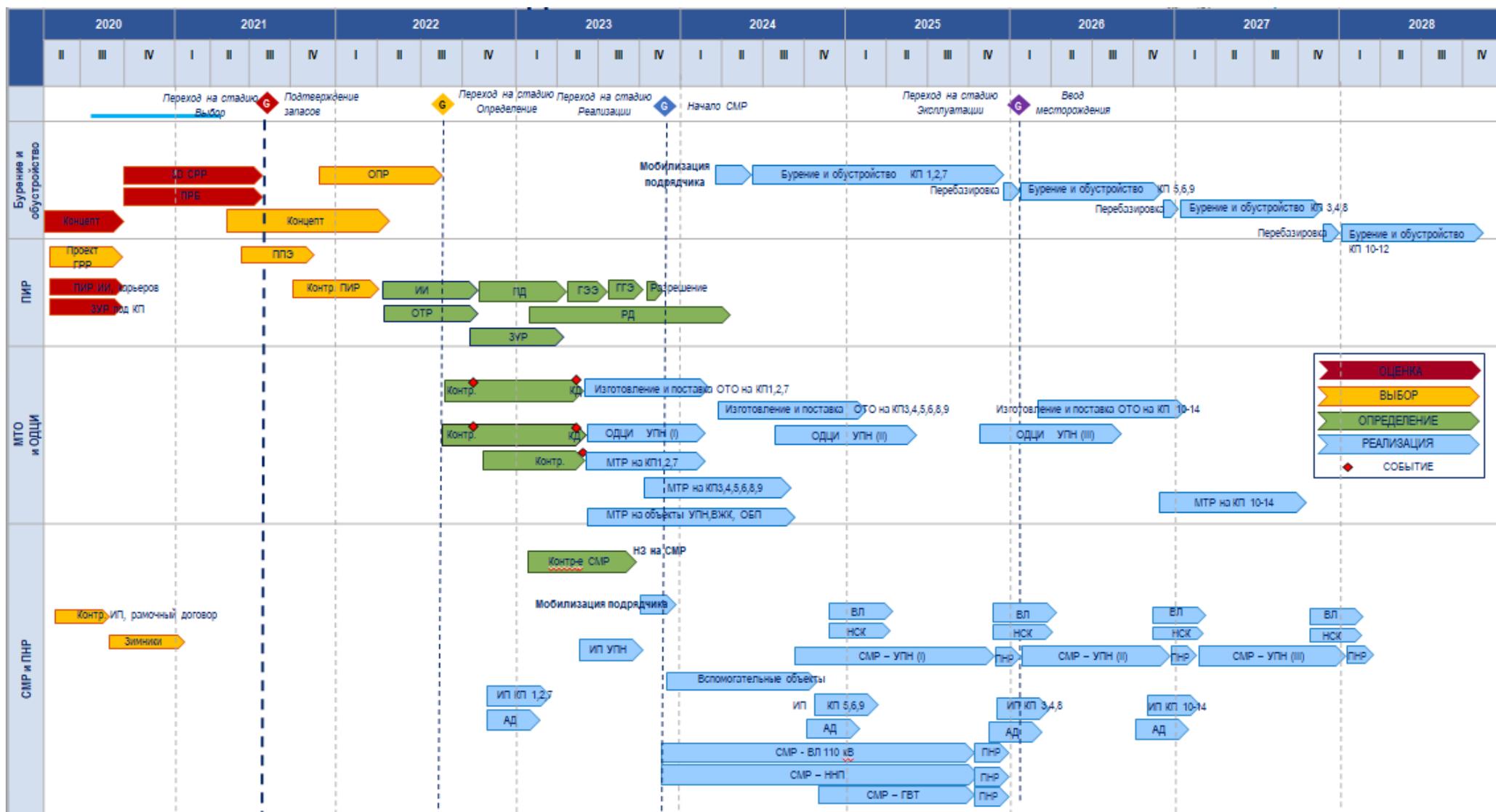
Так же был принят список допущений при составлении дорожной карты:

1. Простои кранового оборудования не превышают 21-го дня
2. Инженерная подготовка в период с октября по март
3. ГГЭ проходит с первого раза в течении 42 дней.

К выделению основных вех проекта можно отнести:

1. Переход на стадию Выбор в 1 квартале 2021 года
2. Подтверждение запасов и переход на стадию Определение в 3 квартале 2021 года.
3. Переход на стадию Реализации и начало строительно-монтажных работ в 1 квартале 2023 года.

Переход на стадию Эксплуатации и ввод месторождения в 1 квартале 2025 года.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной работы предложена концепция разработки отложений Западно-Юбилейного месторождения:

- Проведена предварительная оценка актива;
- Найдены петрофизические зависимости;
- Созданы концептуальная, геологическая и гидродинамическая модели месторождения;
- Предложена оптимальная система разработки;
- Выбран тип конструкции скважин;
- Рассчитан максимальный отход от устья скважин при применении различных типов БУ, подобрано оптимальное количество БУ;
- Сформирована и рассчитана концепция вариантов обустройства месторождения;
- Найдены и обоснованы варианты внешнего транспорта нефти и газа;
- Рассмотрены варианты энергообеспечения месторождения;
- Предложена концепция проведения ОПР;
- Создана дорожная карта проекта;
- Оценены риски проекта;
- Проведена сессия HAZID/ENVID;

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

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

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

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

9. Иктисанов В.А., Бобб И.Ф., Халимов Р.Х., Ганиев Б.Г., Повышение эффективности управления разработкой путём оптимизации забойных давлений по скважинам месторождения, SPE 187789, 2017.
10. Сафаров А.Ф., Подсчет запасов на геологической модели вероятностным и детерминированным методом с помощью линейки методов фирмы Roxar, 2015.
11. Аблаев А.Р., Зайченко Д.З., Тютиков С.В., Инюшина А.А., Конченко А.Н., Технологии для заканчивания и многостадийного ГРП для сложных горизонтальных скважин с АВПД Ачимовских залежей Уренгойского месторождения, SPE 171277, 2014.
12. Доброхлеб П.Ю., Аблаев А.Р., Четвериков Д.М., Опыт строительства субгоризонтальных скважин с большим отходом от вертикали с применением новейших технологий на Ачимовские отложения Уренгойского НГКМ, SPE 171265, 2014.
13. Кириллов А., Кирьянова Т., Секторное моделирование для Ачимовских отложений // Oil & Gas Journal Russia. – 2015.
14. Жарков А.М., Особенности геологического строения и прогноз распространения залежей углеводородов в Ачимовской толще Западной Сибири. – Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2016.
15. Можчиль А.Ф., Третьяков С.В., Дмитриев Д.Е., Гильмутдинова Н.З., Есипов С.В., Карачев А.А., Техничко-экономическая оптимизация кустования скважин при интегрированном концептуальном проектировании // Нефтяное хозяйство. – 2016. - № 4. – С. 126-129.
16. Группа компаний «Газпром нефть». Методические указания по анализу и оценке рисков ПЭБ, ОТ и ГЗ с использованием метода HAZID/ENVID // Методический документ. – Санкт-Петербург, 2016 г. – 45 с.
17. Белозеров Б.В., Буторин А.В., Герасименко П.Н. и др. Практические советы по 3D геологическому моделированию. – Санкт-Петербург: ООО «Газпромнефть НТЦ», 2015. 354 с.

18. В. А. Белкина, С. Р. Бембель, А. А. Забоева, Н. В. Санькова., Основы геологического моделирования (часть 1): учебное пособие. – Тюмень: – ТюмГНГУ, 2015. – 168 с.
19. Группа компаний «Газпром нефть». Руководство по управлению крупными проектами. // Методический документ. – Санкт-Петербург, 2015.
20. Смирнов А.П., Атлас эффективных технологий капитального строительства. – Санкт-Петербург, 2018. – 42 с.
21. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. - Л.: Недра, 1984.– 260 с.
22. The properties of petroleum fluids. Front Cover. William D. McCain. Petroleum Pub. Co., 1990 - Technology & Engineering - 548 p.
23. ROXAR, RMS 2013.1.4 documentation / Roxar.:2013.
24. Rock Flow Dynamics, Техническое описание tNavigator / Rock Flow Dynamics. : Январь 2018. – 2498 с.
Rock Flow Dynamics, Дизайнер Геологии и Моделей tNavigator / Rock Flow Dynamics. : Январь 2018. – 254 с.