

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

ПОЛИТЕХНИЧЕСКАЯ ШКОЛА

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ

Директор Политехнической школы
М.О. Писарев
2019г.



ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(магистерская диссертация)

Концепция разработки низкопроницаемых коллекторов юрских отложений
месторождения X

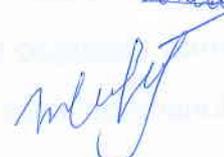
Направление подготовки 03.04.02 Физика

Магистерская программа «Концептуальный инжиниринг месторождений нефти и
газа»

Выполнили групповой
проект
студенты 2 курса
очной формы обучения

 Воробьева Анастасия Вячеславовна
 Дегтярева Татьяна Юрьевна
Зыков Алексей Сергеевич
Сопко Тимофей Александрович
Шалыгина Наталия Вадимовна

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

 Клепшченко Иван Иванович

Консультант
Секретный менеджер отдела
строительства разработки
месторождений Увата ООО
«ТНЦ»

 Баисов Ратмир Русланович

Рецензент
Директор программ
методологического развития
ООО «Газпромнефть НТЦ»

 Панов Роман Алексеевич

г. Тюмень, 2019

Оглавление

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	9
1.1. Общие сведения о месторождении и исходная информация.....	9
1.2. Тектоническая характеристика района.....	19
1.3. Нефтегазоносность залежей	21
1.4. Обоснование месторождений-аналогов и предварительная оценка актива... ..	22
1.5. Предварительная оценка актива.....	24
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	28
2.1. Выделение коллекторов и определение эффективных толщин.....	28
2.2. Определение характера насыщения коллекторов	30
2.3. Определение коэффициента пористости горных пород.....	30
2.3.1. Определение пористости по методу ГГК-п	31
2.3.2. Определение пористости по методу ГК.....	32
2.3.3. Определение пористости по методу АК	33
2.3.4. Определение синтезированной зависимости для расчёта пористости	34
2.4. Определение коэффициента водонасыщенности	36
2.5. Определение проницаемости.....	37
3. ЦИФРОВЫЕ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	39
3.1. Основные принципы создания геологической модели.....	39
3.1.1. Методика и результаты детальной корреляции продуктивных пластов	39
3.2. Обоснование ВНК.....	41
3.3. Концептуальная геологическая модель.....	43
3.4. Структурная модель продуктивных пластов	52
3.5. Геометризация залежи.....	53
3.6. Обоснование параметров трёхмерной сетки	54
3.7. Построение куба литологии	55
3.8. Построение куба пористости.....	57
3.9. Построение куба проницаемости	58

3.10.	Построение куба насыщения.....	59
3.11.	Подсчёт запасов	62
4.	ПОСТРОЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ .	63
4.1.	Апскелинг геологической сетки.....	63
4.2.	Задание регионов свойств.....	63
4.3.	Определение кривых относительных фазовых проницаемостей	64
4.4.	Моделирование законтурной области	67
4.5.	Адаптация гидродинамической модели	68
5.	ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	70
5.1.	Обоснование системы разработки	70
5.1.1.	Бенчмаркинг.....	70
5.2.	Обоснование системы разработки	72
5.3.	Обоснование количества портов ГРП	74
5.4.	Обоснование длины горизонтального ствола.....	76
5.5.	Обоснование плотности сетки скважин	76
5.6.	Организация системы ППД. Определение времени отработки нагнетательных скважин	77
5.7.	Обоснование оптимальных забойных давлений добывающих и нагнетательных скважин.	78
5.8.	Обоснование соотношения добывающих и нагнетательных скважин для пластов Ю ₂ –Ю ₄ ,.....	79
5.9.	Определение минимальных рентабельных толщин.....	81
5.10.	Типовая конструкция скважины	82
5.11.	Оборудование устья скважин.....	85
5.12.	Выделение эксплуатационных объектов	85
5.13.	Технико-экономический анализ вариантов разработки	86
6.	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	92
6.1.	Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта	92
7.	ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	96
7.1.	Трубопроводный транспорт	96
7.1.1.	Схема сбора продукции скважин. Нефтеесборные сети.....	96

7.2. Выбор оптимального способа прокладки трубопровода.....	99
7.2.1. Надземный способ прокладки.....	99
7.2.2. Наземный способ прокладки.....	100
7.2.3. Подземный способ прокладки.....	100
7.3. Энергоснабжение.....	101
7.4. Подготовка нефти.....	105
7.5. Технологический процесс подготовки нефти и газа.....	108
7.5.1. Организация системы ППД.....	109
7.6. Подъезды к кустовым площадкам.....	110
7.7. Логистика.....	110
7.8. Стратегия использования обеспечения попутного нефтяного газа.....	112
8. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	115
8.1. Экономические показатели.....	115
8.2. Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат.....	117
8.2.1. Капитальные вложения.....	117
8.2.2. Эксплуатационные затраты.....	118
8.2.3. Ликвидационные затраты.....	118
8.3. Налоговая система.....	119
8.4. Техничко-экономическая характеристика рекомендуемого варианта.....	120
8.5. Анализ чувствительности рекомендуемого варианта.....	122
9. УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТОМ И АНАЛИЗ РИСКОВ.....	125
9.1. Программа доизучения актива.....	125
9.2. Дорожная карта реализации проекта.....	126
9.3. Идентификация, оценка и анализ рисков проекта.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ 1А.....	132
ПРИЛОЖЕНИЕ 1Б.....	133
ПРИЛОЖЕНИЕ 1В.....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ 1Г.....	135
ПРИЛОЖЕНИЕ 2А.....	136
ПРИЛОЖЕНИЕ 2Б.....	137

ПРИЛОЖЕНИЕ 2В.....	138
ПРИЛОЖЕНИЕ 2Г.....	139
ПРИЛОЖЕНИЕ 3.....	140
ПРИЛОЖЕНИЕ 4.....	141
ПРИЛОЖЕНИЕ 5.....	142
ПРИЛОЖЕНИЕ 6.....	143
ПРИЛОЖЕНИЕ 7.....	146
ПРИЛОЖЕНИЕ 8.....	147
ПРИЛОЖЕНИЕ 9.....	148
ПРИЛОЖЕНИЕ 10.....	149

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АГЗУ – Автоматизированная групповая замерная установка

АК – Акустический каротаж

АКЦ – Акустическая цементометрия

А.О – Абсолютная отметка

БДР – блок дозирования реагентов.

БК – Боковой каротаж

БКЗ – Боковое каротажное зондирование

БУ – Буровая установка

ВЛ – Высоковольтные линии

ВСП – Вертикальное сейсмопрофилирование

ГК – Гамма каротаж

ГГК-П – Гамма-гамма плотностной каротаж

ГС – Газосепаратор.

ГТЭС – Газотурбинная электростанция

ГТУ – Газотурбинная установка

ЕП – Емкость подземная

ИК – Индукционный каротаж

Инкл. – Инклинометрия

КВ – Кавернометрия

КИН – Коэффициент извлечения нефти

КНБК – компоновка низа буровой колонны

КНС – Кустовая насосная станция

КСУ – Концевая сепарационная установка

КУУН – Коммерческий узел учета нефти

ЛЭП – Линии электропередач

ЛУ – Лицензионный участок

МБК – Микробоковой каротаж

МКЗ – Микрозондирование

МТО – Материально-техническое обеспечение

НКТ – Нейтронный каротаж

ОГ – Отражающий горизонт

ОФП – Относительная фазовая проницаемость

ОУУН – Оперативный узел учёта нефти

ПЗ – Потенциал зонд

ПИР – Проектно-изыскательные работы

ПК – Программный комплекс

ПНГ – Попутный нефтяной газ

ППД – Поддержание пластового давления

ППЭ – Проект пробной эксплуатации

РВС – Резервуар вертикальный стальной

Рез – Резистивиметрия

РИГИС – Результаты интерпретации ГИС

РП – резервуарный парк.

РУ – Распределительные устройства

СИКН – автоматизированная система измерения количества и показателей качества нефти

СОД – Сухой обезжиренный газ

СУДР-установка дозирования реагентов

ТПУ - трубопоршневая поверочная установка

ТСР – Технологическая схема разработки

ТРИЗ – Трудноизвлекаемые запасы нефти

УВ – Углеводороды

УЭС – Удельное электрическое сопротивление

УПОГ – Устройства предварительного отбора газа

ФЕС – Фильтрационно-емкостные свойства

ЦКР – Центральный комитет по разработке

ЦПС – центральный пункт сбора нефти

W – Водородосодержание

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время все больше вовлекается в активную разработку низкопроницаемых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТриЗ). Расширение практики разработки ТриЗ юрских отложений Западной Сибири имеет ряд проблем, связанных, в первую очередь с выбором концепции разработки месторождения [26]. Коллектора юрских отложений характеризуются низкой проницаемостью и высокой фациальной изменчивостью. В этих условиях традиционные методы разработки могут привести к ошибкам и неверным прогнозам разработки таких залежей.

Разрабатываемое, в рамках данной работы, месторождение X характеризуется всеми вышеперечисленными характеристиками. Продуктивность месторождения подтвердилась в 2005 году, по данным поискового бурения. Месторождение X не введено в разработку, так как не сформирован рентабельный концепт разработки актива.

Следовательно, целью данной работы является формирование рентабельного концепта разработки с учетом геологических особенностей залегания юрских отложений.

Целью данной работы является формирование рентабельного концепта разработки с учетом геологических особенностей залегания юрских отложений.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

1. Оценить перспективность разработки месторождения;
2. Построить цифровые модели месторождения;
3. Сформировать оптимальную систему разработки;
4. Создать стратегию обустройства месторождения;
5. Провести экономическую оценку актива и анализ рисков.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. Общие сведения о месторождении и исходная информация

В административном отношении месторождение X находится на территории Уватского района. Ближайший населенный пункт, расположен в 172 км к северо-западу от изучаемого месторождения (Рис. 1.). Ближайшие разрабатываемые месторождения: Т, К.

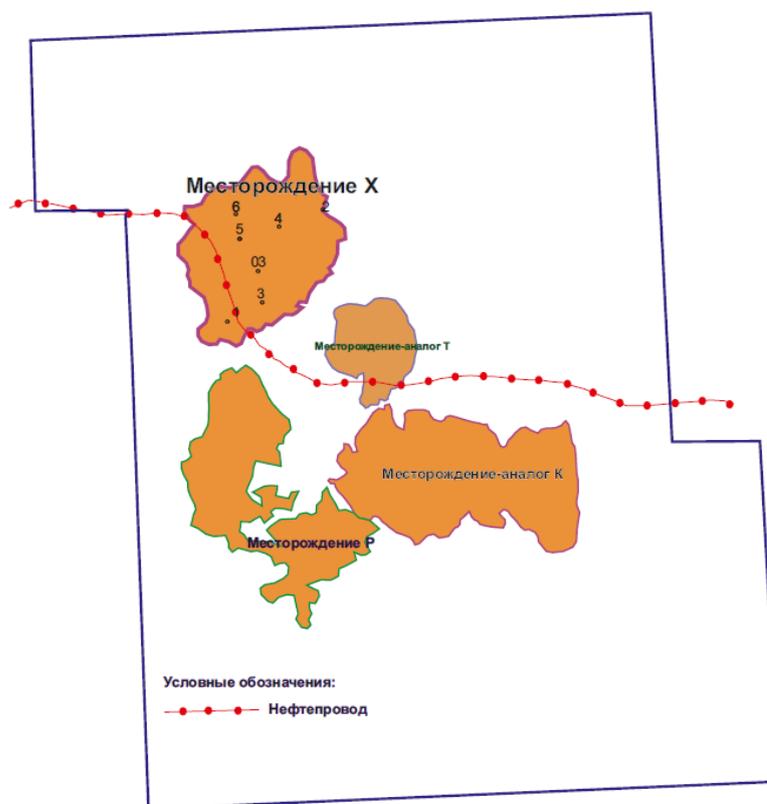


Рис. 1.1. Обзорная карта района работ

Связь района с областным центром, городами и поселками Тюменской области осуществляется воздушным, водным, вездеходным и автомобильным транспортом. По территории района проходит грунтовая автомобильная дорога К месторождение – У-Т месторождение. Имеются дороги местного значения, а также лесовозные дороги и зимники.

По территории месторождения проходит магистральный трубопровод.

В геоморфологическом отношении площадь представляет собой озерно-аллювиальную заболоченную равнину. Рельеф расчленен сильно развитой эрозионной деятельностью рек. Абсолютные отметки рельефа местности изменяются от 70 до 100 м.

Гидрографическая сеть района представлена р. Д и ее многочисленными притоками. Главные притоки реки: р. К – справа; р.Б. К-к, р. Т, р. И – слева.

Большая часть площади занята смешанными лесами (кедр, сосна, ель, пихта, береза и осина). Распространены леса преимущественно по логовам, долинам рек и склонам речных водоразделов. На заболоченных участках растительность представлена угнетенным лесом высотой до 3 м.

Климат района резко континентальный. Зимой отмечается наибольшая изменчивость погоды. Продолжительность морозов достигает 150 дней.

Среднемесячная температура в зимние месяцы в течение суток практически не меняется и составляет в декабре $-(17,8-16,8)$ °С, в январе $-(19,8-18,4)$ °С. В летние месяцы суточный ход температуры более ярко выражен и составляет в июне $+(11,8-19,3)$ °С, в июле $+(15,1-21,3)$ °С, в августе $+(11,8-19,1)$ °С. Среднегодовая величина относительной влажности воздуха составляет 75 %. Максимум относительной влажности отмечен в период с сентября по январь, минимум - с апреля по июнь. Ветровой режим характеризуется преобладанием ветров южных, юго-восточных и юго-западных направлений, малым количеством штилей и значительным числом дней с сильным ветром. Среднегодовая скорость ветра составляет 4,3 м/сек.

Месторождение Х приурочено к южной части огромного Западно-Сибирского артезианского бассейна. В качестве временного источника водоснабжения для проведения геологоразведочного бурения используются воды ручьев, озер, рек, но они подвержены загрязнению и требуют определенных затрат на очистку.

Поверхностными источниками водоснабжения на территории Пихтового лицензионного участка могут служить р. Д и ее наиболее крупные притоки – р.К, р. Б.К. Эти реки принадлежат бассейну р. И. По условиям формирования, химическому составу, водообмену и ресурсам Западно-Сибирский артезианский бассейн делится на два гидрогеологических этажа, разделенных региональным

водоупором среднепалеогеновых и верхнемеловых отложений. Основываясь на опыте освоения месторождений, практическую ценность для организации водоснабжения представляют подземные воды верхнего гидрогеологического этажа. Верхний гидрогеологический этаж характеризуется активным водообменом, наличием пресных вод в основном гидрокарбонатного состава и отсутствием регионально выдержанных водоупоров. В его пределах выделяются две гидрогеодинамические зоны: верхняя – безнапорных и слабонапорных вод неоген-четвертичных отложений и нижняя – напорных вод верхнепалеогеновых отложений. На рассматриваемой территории воды верхнего гидрогеологического этажа используются для целей водоснабжения.

В 2007-08 гг. На территории П-го лицензионного участка (ЛУ) проведены 3Д-сейсморазведочные работы, покрывающие всю площадь месторождения, и уже в июле 2008 г. получены результаты интерпретации сейсмических данных на X площади. Объем работ съемки 3Д составляет 406,3 км². Вся территория месторождения покрыта 2Д и 3Д сейсморазведочными работами.

Поисковое бурение в пределах структуры X начато в 2005 г. бурением первой поисковой скважины 03, в результате испытания которой из отложений тюменской свиты пласта Ю3 получен промышленный приток нефти дебитом 7,5 м³/сут при работе через 3 мм штуцер.

Поисково-разведочное бурение проводилось Правдинской нефтеразведочной экспедицией. В результате разведочного бурения (скв. 3 – 2005 г., 4 – 2008 г., 2 – 2010 г. и 5 – 2010 г.), были открыты залежи и доказана промышленная нефтеносность в пластах Ю₂ (скв.4), Ю₄¹ (скв. 3, 4 и 5) и Ю₄² (скв. 3).

Состояние фонда скважин следующее: пробурено всего семь скважин. Изученность территории месторождения X приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Изученность территории глубоким бурением

Площадь	Номер скв.	Назначение	Забой, м <u>проект</u> факт	Альт., м	Проведенные исследования
X	03	поисковая	<u>3200</u> 3200	94,2	Керн, ГИС, испытан Ю ₃₋₅ .
X	2	разведочная	<u>3000</u> 3000	95,54	Керн, ГИС, испытан Ю ₂₋₄
X	3	разведочная	<u>3235</u> 3235	94,5	Керн, ГИС, испытан Ю ₄
X	4	разведочная	<u>3160</u> 3118	99,6	Керн, ГИС, испытан Ю ₂₋₄
X	5	разведочная	<u>3000</u> 3000	98,7	Керн, ГИС, испытан Ю ₄ ¹

Плотность скважин на общую площадь нефтеносности составляет ~1550 га/скв. В тоже время, все скважины пробурены на глубину, позволившую полностью вскрыть осадочный чехол и изучить перспективные интервалы по средствам геофизических исследований скважин (ГИС) и керна.

На месторождении X пробурено семь поисково-разведочных скважин (скв. №№ (№№03, 2, 4, 3, 5, 6, 7). Во всех скважинах была спущена эксплуатационная колонна и произведено испытание намеченных объектов в обсаженном стволе. Всего в поисково-разведочных скважинах произведено испытание 13 объектов. Количество объектов и интервалы испытаний определялись геологической службой предприятий по результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин и данным анализа кернового материала. В

Таблица 1.2. показан характер притока пластовых флюидов в процессе испытания скважин в обсаженном стволе.

Таблица 1.2.

Характер притока пластовых флюидов в скважинах

Пласт	Нефть		Пл.нефти + пл.вода	Пластовая вода	Итого
	фонтан	неперелив.			
Ю ₈	-	-	-	1	1
Ю ₅	-	-	1	-	1
Ю ₄ ¹⁺²	-	5	1	-	6
Ю ₂₋₄	-	-	-	-	1
Ю ₃	1	-	-	-	1
Ю ₂	-	2	-	-	2
Ю ₁	-	-	-	-	1
Всего объектов					13

При получении фонтанирующих притоков нефти проводились гидродинамические исследования методом установившихся отборов и неустановившейся фильтрации, при этом определялись коэффициенты продуктивности, гидропроводности и проницаемости пласта.

Все скважины являются низкодебитными. При испытании продуктивных интервалов были получены притоки нефти от 1,5 до 7,5 м³/сут.

Весь керн увязывался с геофизической характеристикой разреза. На первом этапе увязка осуществлялась путем сопоставления естественной радиоактивности, измеренной с помощью установки профильного гамма каротажа типа EGL-255 или SPGL-300 на колонке керна, с кривой ГК, записанной в скважине. На втором этапе увязка уточнялась с использованием описаний керна и данных фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). При этом в качестве ориентиров для увязки керна в разрезе выбирались пропластки пород, хорошо распознаваемые как по керну, так и по материалам ГИС (плотные известковистые песчаники, однородные пропластки глин, углей и т.д.). Точность привязки кернового материала контролировалась путем сопоставления интервалов отбора керна с литологической характеристикой поднятых пород, записи стандартного каротажа и литологии по данным ГИС, а также результатов исследования коллекторских свойств пород. В результате привязки всех данных, за счет ошибок измерения бурового инструмента при отборе керна и

растяжении кабеля при геологических исследованиях, смещение глубины отбора керна составило от 2 до 4 м.

Пласт Ю₂ охарактеризован керном во всех скважинах. Общая проходка с отбором керна составила 124.8 м, вынос керна – 116.5 м, что составляет 93.3 % от проходки. На образцах керна определены ФЕС: 90 определений пористости, 48 – определений проницаемости и 36 определений водоудерживающей способности.

По пласту Ю₃ керн отобран во всех скважинах. Общая проходка с отбором керна составила 136.5 м, вынос керна из пласта – 123.67 м, что составляет 90.6 % от проходки. На образцах керна произведено: 188 определений пористости, 201 – проницаемости и 121 – водоудерживающей способности.

По пласту Ю₄¹ керн отобран в четырех скважинах. Общая проходка с отбором керна составила 86.7 м, вынос керна – 58.9 м, что составляет 67.9 % от проходки. Всего на образцах керна произведено: 101 – определение пористости, 89 – проницаемости, 68 -определений водоудерживающей способности.

По пласту Ю₄² керн отобран в четырех скважинах. Общая проходка с отбором керна составила 42.6 м, вынос керна – 40.4 м, что составляет 94.9 % от проходки. Всего на образцах керна произведено: 77 – определений пористости, 51 – проницаемости, 68 - определений водоудерживающей способности. Распределение количества исследований ФЕС по пластам приведено на Рис. 1.1. Обобщенная информация по отбору керна представлена в Таблица 1..

Таблица 1.3

Сведения об освещенности керном пластов месторождения X

Пласт	Проходка с отбором керна, м	Вынос керна, м	% выноса керна
Ю2	124.8	116.5	93.3
Ю3	136.5	123.67	90.6
Ю4_1	86.7	58.9	67.9
Ю4_2	42.6	40.4	94.9
Итого	390.6	339.5	86.9

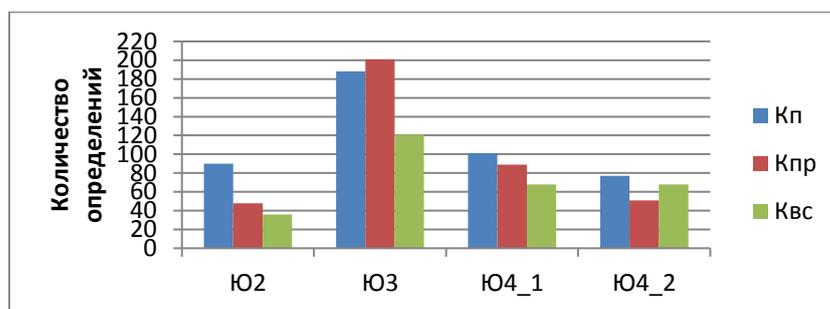


Рис. 1.1. Распределение исследований ФЕС по пластам

Выделение продуктивных пластов осуществлялось на основании всего комплекса имеющейся информации: данные ГИС, макроскопического описания керна, результатов лабораторных исследований его образцов, результатов испытания скважин на приток. Изучение полноразмерного керна при дневном и ультрафиолетовом свете позволяет дифференцировать нефтенасыщение коллекторов по интенсивности и характеру свечения. Нефтенасыщенные породы при облучении ультрафиолетовыми лучами люминесцируют в различных спектрах света (как правило, от голубовато-белого до красновато-бурого).

Проницаемость определялась в соответствии с [3]. Методика определения: экстрагированный и высушенный образец помещается в кернадержатель, с помощью редуктора устанавливается перепад давления на торцах образца. Выполнялось 3-х кратное измерение расхода газа через образец при различных перепадах давления в пределах $1 \cdot 10^{-3}$ - $3 \cdot 10^{-1}$ МПа.

Проницаемость при линейной фильтрации вычислялась по формуле:

$$K_r = \frac{1000Q\mu L p_{бар}}{(p_1 - p_2) \cdot p_{ср} F} \quad (1)$$

Также применялся метод нестационарной фильтрации, когда на вход образца подается импульс давления и затем снимаются значения спада импульса от времени. Проницаемость в этом случае вычисляется по формуле, полученной из комбинации уравнения Дарси и одномерного уравнения диффузии:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\mu \beta K_n}{K_r} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2)$$

Водоудерживающая способность пород определялась согласно [4]. Методика определения заключается в следующем: экстрагированный, высушенный до постоянного веса и насыщенный моделью пластовой воды образец помещался в центрифугу рефрижераторного типа и центрифугировался в течение 30-40 минут при режиме вращения 5000 оборотов в минуту. Объем порового пространства в процентах, занимаемый оставшейся после центрифугирования водой, рассчитанный путем взвешивания образца до и после центрифугирования, характеризует водоудерживающую способность породы.

Помимо стандартных исследований ФЕС, на керне, произведены специальные исследования, такие как определение коэффициента вытеснения, определение фазовой проницаемости и пр. ОФП – 4 исследования; Капиллярная характеристика пород (капилляриметр + ультрацентрифугирование) – 8 исследований; Коэффициент остаточной нефтенасыщенности – 62 исследования.

Относительная фазовая проницаемость определялась согласно [5].

Моделирование вытеснения нефти водой на образцах горных пород-коллекторов проводилось на комплексе лабораторного оборудования в соответствии с требованиями [6]. Во всех скважинах проведены специальные исследования керна.

В поисково-разведочных скважинах месторождения X проводился комплекс исследований в соответствии с руководящим документом – «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах»: стандартный каротаж (собственной поляризации (ПС), 2 зонда из состава БКЗ, ПЗ); боковое каротажное зондирование (БКЗ); резистивиметрия (Рез.); микрозондирование (МКЗ); боковой каротаж (БК); микробоковой каротаж (МБК); кавернометрия (КВ, МКВ); индукционный каротаж (ИК); инклинометрия (Инкл.); радиоактивный каротаж (НКТ, гамма каротаж (ГК), гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П)); акустический каротаж (АК); термометрия с целью определения высоты подъема цемента за колонной (ОЦК); акустическая цементометрия (АКЦ).

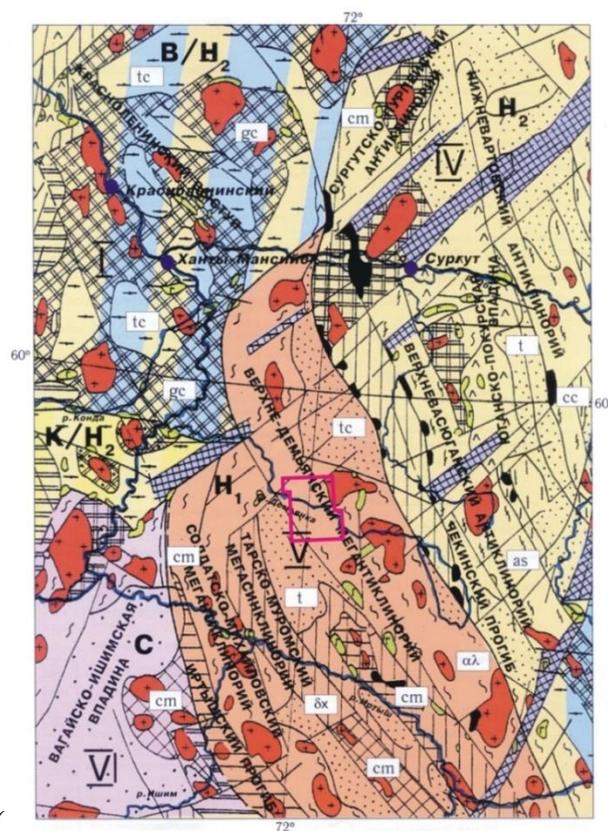
Дополнительно к обязательному выполненному комплексу с целью определения структуры порового пространства и фильтрационно-емкостных

свойств пород, оценки насыщенности пластов углеводородов (УВ) на основе выделения в эффективных порах остаточных УВ, не вытесненных фильтратом из зоны исследования метода в скважине 03 был выполнен ядерно-магнитный каротаж (ЯМК). В скв. № 03 для привязки материалов ГИС к временным разрезам выполнено вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП).

Основной целью проведения исследований было определение гидродинамических характеристик продуктивного пласта и призабойной зоны, оценка энергетического состояния, характера насыщения.

1.2.Тектоническая характеристика района

Рассматриваемая территория расположена в пределах Салымской складчатой



СИСТЕМЫ

Возраст стабилизации		Структуры дейтероортотгенного этапа развития	
C	Области каледонской складчатости		Унаследованно-наложенные впадины и прогибы
H₁	Области раннегерцинской складчатости		Наложённые впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов
H₂	Области позднегерцинской складчатости		Выступы-горсты докарельских и карельских складчатых комплексов
K/H₂	Области докарельской и карельской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом		Выступы-горсты байкальских складчатых комплексов
B/H₂	Области байкальской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом		Раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатости
Структуры геосинклиналиного этапа развития		Интрузивные комплексы	
	Ядра антиклинорий, сложенные байкальскими складчатыми комплексами		Гранитоиды
	Ядра антиклинорий, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами		Базиты
	Антиклинорийные зоны унаследованного типа развития (полициклические)		Ультрабазиты
	Антиклинорийные зоны инверсионного типа развития (моноциклические)		Разломы
	Синклинорийные зоны унаследованного типа развития		Глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (пунктиром - не выходящие на поверхность фундамента)
	Основания межгорных прогибов		Разломы, разграничивающие структурно-формационные узлы
	Структуры проортотгенного этапа развития		Раннемезозойские грабен-рифты
	Крайние прогибы (а-внутренняя зона, б-внешняя зона)		Прочие обозначения
	Межгорные прогибы и внутренние впадины		Границы структурно-формационных зон
	Формации геосинклиналиные		Формации проортотгенные и переходные
	Кремнисто-сланцевая		Терригенно-карбонатная
	Глинисто-сланцевая		Терригенная
	Спилито-квартофировая, кремнисто-вулканогенная		Срединные и устойчивые массивы
	Карбонатно-глинисто-сланцевая		I Уват-Хантымансийский
	Асидная		Складчатые системы
	Андезит-липаритовая		IV Центрально-Западно-Сибирская
			V Салымская
			VI Центрально-Казахстанская
			Пикетовый ЛУ

Рис. 1.3.), а именно Верхнедемьянского мегантиклинория. На востоке Верхнедемьянский мегантиклинорий сочленяется с Чекинским прогибом более поздней стадии консолидации, а на западе с Тарско-Муромцевским синклинирем.



Рис. 1.3.Выкопировка из тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (В.С. Сурков, 1981 г.) и условные обозначения

Месторождение X и прилегающая к нему территория расположена в пределах крупнейшей субрегиональной структуры внутренней тектонической области – Центральной мегатеррасы, в пределах которой выделяется ряд надпорядковых структур. Изучаемая территория расположена в пределах Мансийской гемисинеклизы.

Согласно иерархической последовательности, в контуре надпорядковой структуры выделяются структуры I, II, III порядков с выделением в каждой в зависимости от размеров, крупных, средних и малых структур.

По результатам работ, проведенными сейсморазведочной партией сп19/07-08 строение X структуры изучено по отражающим горизонтам (ОГ):

A – поверхность доюрского основания,

Тю₁₀ – кровля пласта Ю₁₀, кровля горелой свиты, кровля аалена,

Тю₇ – кровля пласта Ю₇ тюменской свиты,

Тю₅ – кровля пласта Ю₅ тюменской свиты, кровля байоса

Тю₃₋₄ – кровля пласта Ю₃₋₄ тюменской свиты,

Тю₂ – кровля пласта Ю₂ тюменской свиты, кровля бата,

Б – кровля баженовской свиты,

М – кровля алымской свиты,

Г – кровля уватской свиты.

В общих чертах, рельеф территории на момент накопления каждого из перечисленных горизонтов оставался унаследованным от рельефа фундамента с некоторым выполаживанием вверх по разрезу.

1.3. Нефтегазоносность залежей

В нефтегазоносном отношении изучаемая территория приурочена к Каймысовской нефтегазоносной области. Продуктивность месторождения связана с юрскими отложениями тюменской свиты (пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄¹ и Ю₄²). Продуктивный разрез месторождения X относится к терригенному типу. Коллекторами являются песчаники.

Характеристика пласта Ю₂

По данным ГИС в скважине 6 пласт Ю₂ заглинизирован, испытаний не проводилось. В скважине 4 пласт Ю₂ вскрыт на глубинах 2857-2871 м. При исследовании на приток скважины 4 в интервале 2857-2865 м (а.о. -2754-2865 м) получен приток нефти 1,2 м³/сут.

При интерпретации данных ГИС интервал пласт Ю₂ в скважинах №03,3 и 5 заглинизирован, скважина 2 характеризуется насыщением неясно, а скважина 4 характеризуется нефтью до подошвы, соответственно эффективные нефтенасыщенные толщины равны 8,3 м.

Характеристика пласта Ю₃

В скважинах 6,1 пласт Ю₃ заглинизирован, испытаний не проводилось.

При исследовании на приток скважин 03 в интервале глубин 2900-2907м (а.о. - 2804-2911 м). В результате испытания получен приток нефти дебитом 7,5 м³/сут.

Характеристика пласта Ю₄¹

При исследовании на приток скважины 3 из интервала 2963-2993м (а.о. -2867 - 2897 м) получен приток безводной нефти с дебитом 5 м³/сут.

В скважине 4 на глубине 2907-2919м (а.о. -2807- 2820 м) при интенсификации объекта с помощью струйного насоса получен приток безводной нефти дебитом 5,6 м³/сут.

Скважина 5 вскрыла коллектор в интервале глубин 2934-2957м (а.о. -2836 - 2860 м). По данным ГИС насыщение характеризуется как безводная нефть. При испытании интервала глубин пласта 2933-2956м (а.о. -2836 -2859 м) в эксплуатационной колонне с помощью струйного насоса получен приток безводной нефти 4,9 м³/сут.

Скважина 1 вскрыла коллектор пласта Ю₄¹ в интервале глубин 2973-2989м (а.о. -2876-2891 м). В результате испытания получен приток нефти с дебитом 3,5 м³/сут.

Характеристика пласта Ю₄²

По результатам интерпретации ГИС в скважине 6 выделено 8,8 м эффективных толщин, насыщение - неясен. По результатам испытания в интервале глубин 3055-3070 м (а.о. -2898 -2913 м), получен приток жидкости с дебитом 1,2 м³/сут, состав притока предположительно вода с пленкой нефти.

При исследовании на приток подошвенной части пласта скважины 3 в интервале 2988-2993м (а.о. -2892 -2897 м) получен приток нефти дебитом 2,4 м³/сут.

1.4.Обоснование месторождений-аналогов и предварительная оценка актива

В качестве пластов аналогов были приняты одновозрастные отложения соседних месторождений Т и К. Данные пласты обладают схожими ФЕС ввиду схожих палеотектонических и геологических условий формирования залежей. Расположение данных месторождений представлено на рис. 1.4.



Рис. 1.4. Карта расположения месторождений-аналогов

Согласно данным о работе скважин месторождений аналогов получены значения входных дебитов скважин, темпы падения горизонтальных и наклонно-направленных скважин, зависимость обводненности продукции скважин от выработки запасов (рис. 1.5).

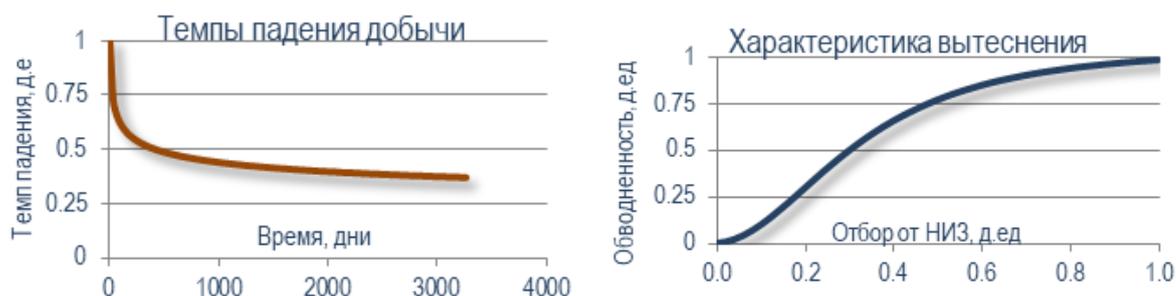


Рис. 1.5. Графики разработки по месторождению-аналогу К

Сравнительный анализ данных ФЕС месторождений-аналогов представлен в таблице 1.4.

Таблица 1.4.

Анализ данных ФЕС месторождений-аналогов

Месторождение	Пласт	Нэф.нн, м	Кпр, мД	μ , мПа*с	Плотность, г/см ³	Объемный коэф-т	КИН
X	Ю ₂	2.8	3.2	1.8	0.85	1.231	0.261
	Ю ₃	5.4	1.5	1.8	0.85	1.231	0.261
	Ю ₄	6.7	1.1	1.8	0.85	1.231	0.261
Т	Ю ₃₋₄	11.2	3.2	1.9	0.858	1.233	0.261
К	Ю ₃₋₄	8.1	1.7	1.8	0.848	1.166	0.261

1.5.Предварительная оценка актива

Для определения экономической привлекательности актива, на первоначальном этапе работ проведено качественное определение и количественная оценка рисков геологоразведочных работ, необходимые для выявления основных рисков, геолого-экономической оценки ресурсов и минимализации возможного ущерба от рисков в геологоразведке.

Ресурсная оценка поискового объекта проведена вероятностным методом, а именно посредством стохастического моделирования «Монте-Карло» в ПО Crystal Ball . Использована формула (3) определения извлекаемых запасов, где в качестве входных величин применены статистические распределения подсчетных параметров. По данным расчетов определены запасы для сценариев P10, P50 и P90.

$$\text{Извлекаемые запасы} = S * \text{Нэф} * \text{Кп} * \text{Кн} * \rho_n * \theta * \text{КИН} \quad (3)$$

Где S – площадь участка, км²;

Нэф – эффективная толщина, м;

Кп – коэффициент пористости;

Кн – коэффициент нефтенасыщенности;

ρ_n – плотность нефти;

θ – пересчетный коэффициент;

КИН – Коэффициент извлечения нефти.

В оценке ресурсов по классификации SPE площадь задана логнормальным распределением через величины P90 и P10. Площадь структуры принята по последней замкнутой изогипсе для варианта P10, и по первой замкнутой изогипсе для варианта P90 (рис.1.6.).

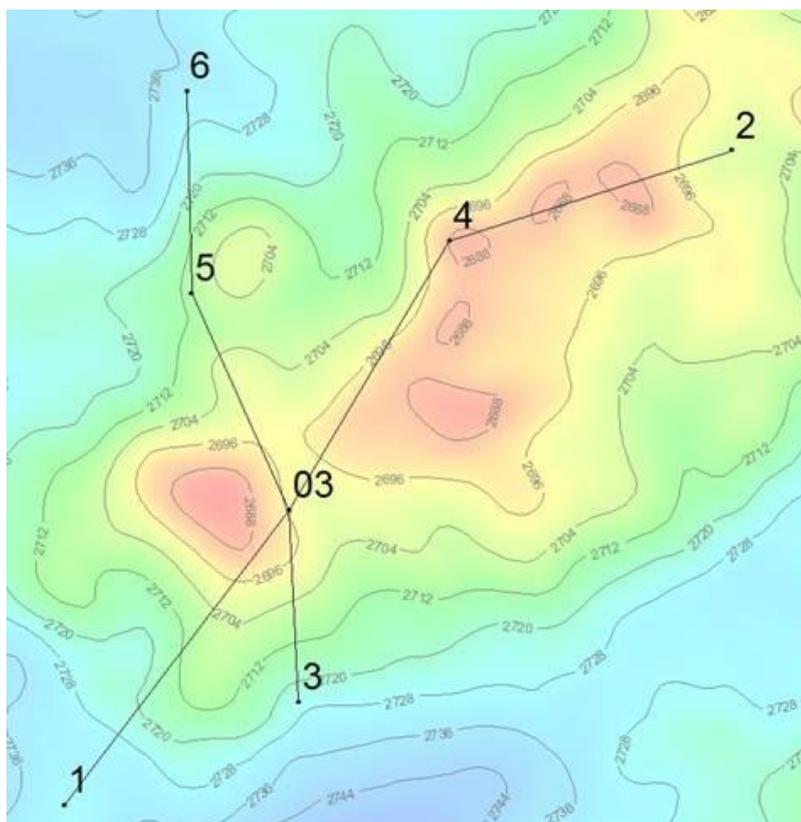


Рис. 1.6. Структурная карта по кровле отражающего горизонта Ю₀

Для задания нефтенасыщенных толщин так же использовано логнормальное распределение параметра. Толщина принята на основании результатов интерпретации ГИС как средневзвешенное значение по коэффициенту песчаности. Граничное значение коэффициента песчаности для определения коллектора принято равным 0,5.

Коэффициент пористости задан нормальным распределением с учётом средневзвешенного значения и стандартного отклонения принятого по результатам построения петрофизических зависимостей месторождений аналогов.

Коэффициент нефтенасыщенности задан по аналогии с коэффициентом пористости.

Такие параметры как пересчетный коэффициент, плотность нефти, а также КИН приняты по месторождениям аналогам.

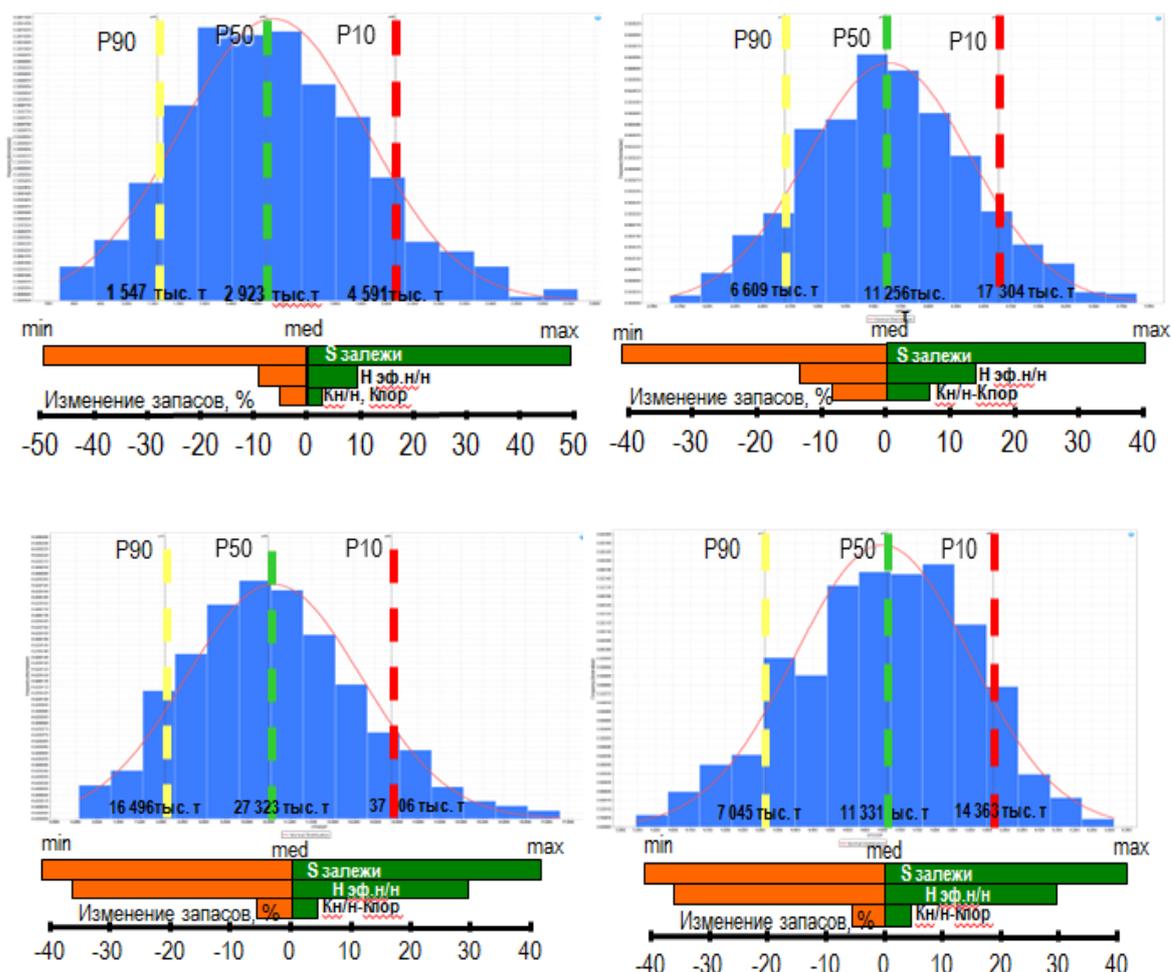


Рис. 1.7. Гистограммы предварительной оценки актива для пластов Ю₂₋₄

По данным расчетов проведен анализ торнадо, для выявления параметров оказывающих наибольшее влияние на количество запасов (рис.1.7.). Это общая площадь залежи и нефтенасыщенные толщины. Наименьшее влияние оказывают изменения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности.

Таблица 1.5.

Сопоставление запасов и предварительной оценки EMV для вариантов запасов P10, P50, P90.

Пласт	Геологические запасы, тыс. т		
	P90	P50	P10
Ю ₂	1 547	2 923	4 591
Ю ₃	6 609	11 256	17 304
Ю ₄₋₁	16 496	27 323	37 706
Ю ₄₋₂	7 045	11 331	14 363
Объект Ю ₂₋₄	31 700	52 833	73 966

На основании имеющихся запасов рассчитан предварительный EMV проекта, который составил 2,5 млрд.руб. следовательно проект можно считать потенциально рентабельным (табл.1.5).

Предварительный общий EMV проекта был оценен по формуле:

$$EMV=NPV (P10)*0.3+ NPV (P50)*0.4 + NPV (P90)*0.3$$

Вероятностные коэффициенты для запасов P10, P50 и P90 приняты согласно накопленному опыту разработки месторождений.

NPV для каждого из вариантов запасов рассчитан посредством экономической модели ПАО НК Роснефть на основании рассчитанных геологических запасов и данных добычи нефти, принятых по месторождениям аналогам.

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

2.1. Выделение коллекторов и определение эффективных толщин

Породой-коллектором называют породу, способную вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке в любых, даже незначительных количествах.

Задача выделения эффективной толщины пород-коллекторов решалась по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических и геологических материалов с учетом качественных и количественных признаков. Качественные признаки по данным ГИС обусловлены наличием проникновения в коллектор фильтрата бурового раствора (ФБР) и образованием в результате этого глинистой корки. Прямыми качественными признаками коллекторов являются:

- ✓ уменьшение показаний каверномера (свидетельствует об образовании глинистой корки у пород-коллекторов);
- ✓ положительное приращение МПЗ над МГЗ (свидетельствует о проникновении ФБР в породу-коллекторов);
- ✓ наличие градиента УЭС (свидетельствует о насыщении).

Косвенные признаки: снижение в коллекторах показаний ПС и ГК, средние значения АК. Для интерпретации кривая ПС в меньшей степени в связи с низкой информативностью, предпочтение отдавалось кривой ГК. На кривых АК, W и ГГК-п выделялись угли и плотные породы.

После определения коллекторов по прямым качественным признакам с помощью кривых кумулятивных распределений рассчитано граничное значение коллектор-неколлектор для ГК (Рис.2.1). Граничное значение по ГК составляет 68 API.

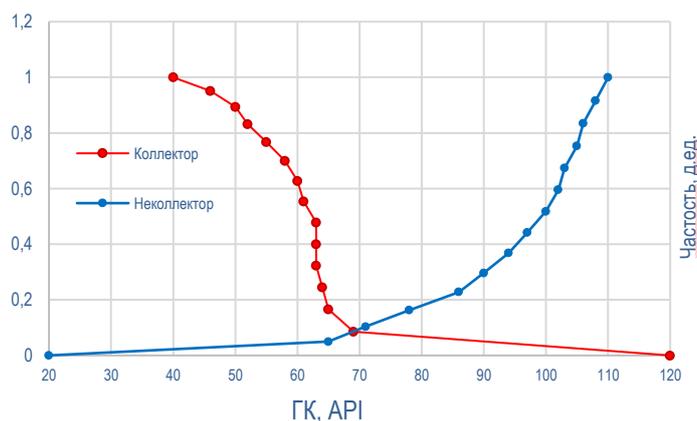


Рис. 2.1. Кумулятивные распределения кривой ГК для коллекторов и неколлекторов

Также определено граничное значение по коэффициенту пористости K_p с помощью графика зависимости открытой пористости от динамической пористости. Динамическая пористость – объем пор, в которых возможно движение нефти и газа при их извлечении из пласта. Значение открытой пористости, при котором динамическая пористость равна 0, принимается как граничное значение открытой пористости для деления на коллектор-неколлектор.

Динамическая пористость рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{пор.дин.}} = K_{\text{пор}} * (1 - K_{\text{ов}} - K_{\text{он}}) \quad (4)$$

$K_{\text{ов}}$ – остаточная водонасыщенность; принималось по значениям испытаний на водоудерживающую способность.

$K_{\text{он}}$ – остаточная нефтенасыщенность, принималась как 0,28 (значение по аналогу).

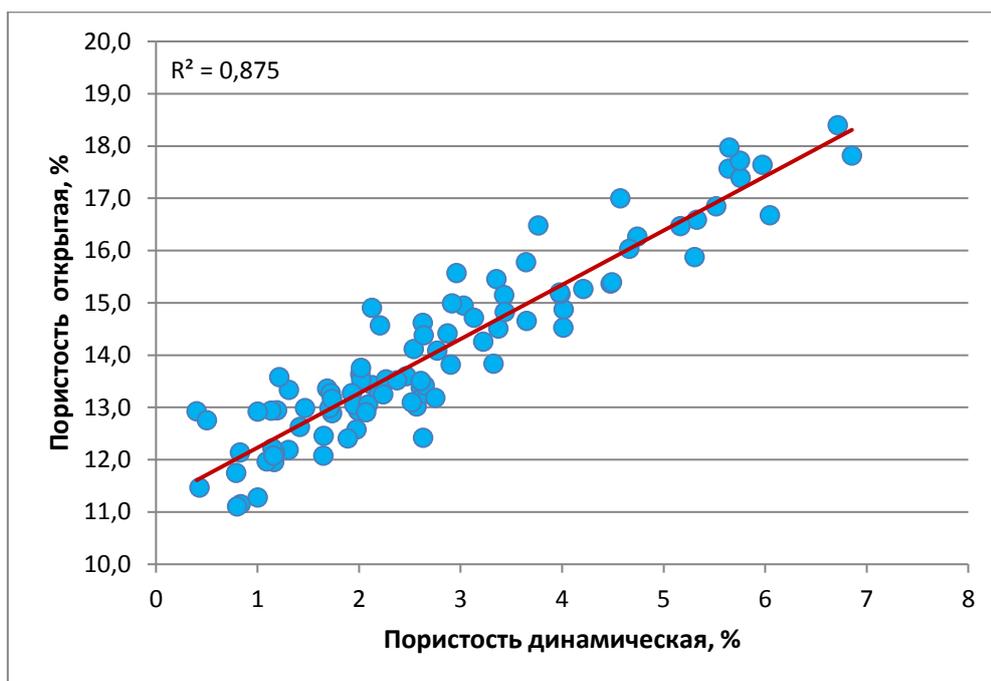


Рис. 2.2. Зависимость открытой пористости от динамической пористости для установления граничного значения

Граничное значение открытой пористости составляет 11,2%.

2.2. Определение характера насыщения коллекторов

Характер насыщения коллекторов определялся с помощью показаний кривой УЭС. Вода является проводящей средой для электричества, поэтому обладает низким электрическим сопротивлением. Нефть, напротив, обладает высоким электрическим сопротивлением. По падению или повышению показаний УЭС в коллекторах определялся характер насыщения. Также дополнительно привлекались результаты опробования.

2.3. Определение коэффициента пористости горных пород

Пористость пород характеризуется коэффициентом пористости K_p , который численно равен отношению объема пор к общему объёму породы. Описание керна и результаты интерпретации ГИС (РИГИС) свидетельствуют о переслаивании песчаника с алевритистыми и глинистыми породами, поэтому, при расчёте

пористости нужно использовать методы, способные учесть глинистость горных пород.

2.3.1. Определение пористости по методу ГГК-п

Пористость по ГГК-п рассчитывалась по общей зависимости, справедливой для коллекторов Западной Сибири:

$$K_{п} = (\delta_{м} - \delta_{об}) / (\delta_{м} - \delta_{ж}) \quad (5)$$

где

$\delta_{м}$ – плотность минеральной матрицы породы, принятой равной 2,67 г/см³ пластов тюменской свиты (по аналогам);

$\delta_{об}$ – объемная плотность породы;

$\delta_{ж}$ – плотность жидкости, заполняющей поровое пространство, которая принималась равной 1 г/см³.

Для оценки результатов была построена зависимость керн-ГИС для коэффициента пористости:

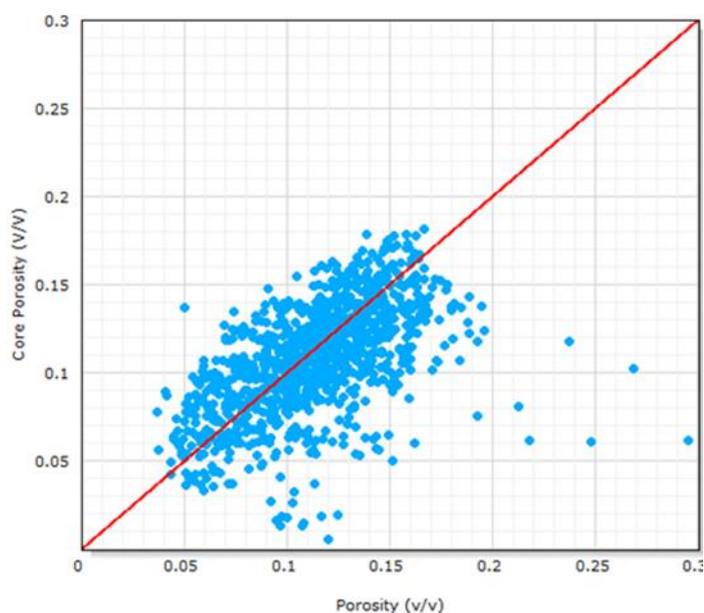


Рис. 2.3. Зависимость пористости по ГИС от пористости, определённой по керну (керн-ГИС) для оценки метода расчёта пористости по ГГК-п

Из графика видно, что наблюдается большой разброс точек, который может обуславливаться наличием вкраплений углей и плотных пород, которые оказывают влияние на показания ГГК-п [20].

2.3.2. Определение пористости по методу ГК

Пористость по ГК рассчитывалась по формуле, выведенной с графика зависимости значений открытой пористости (керна) от показаний кривой ГК (ГИС) в увязанных интервалах:

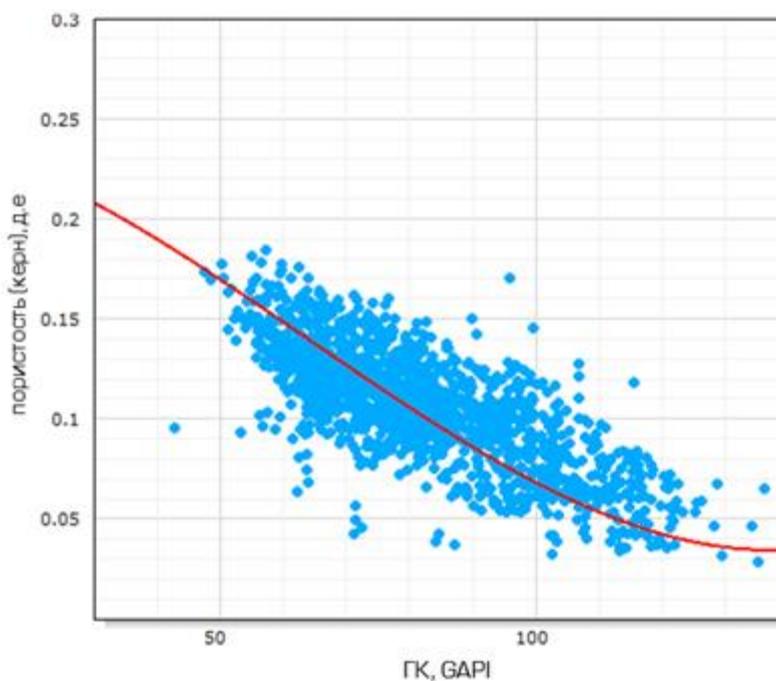


Рис. 2.4. Зависимость пористости по керну от показаний ГК для определения формулы расчёта пористости с помощью кривой ГК

Выведена следующая зависимость:

$$K_{\text{п}} = 0.0000001351 * \text{ГК}^3 - 0.0000259 * \text{ГК}^2 - 0.00051 * \text{ГК} + 0.243 \quad (6)$$

Результаты сопоставления пористости по данным керна и ГИС представлены на графике:

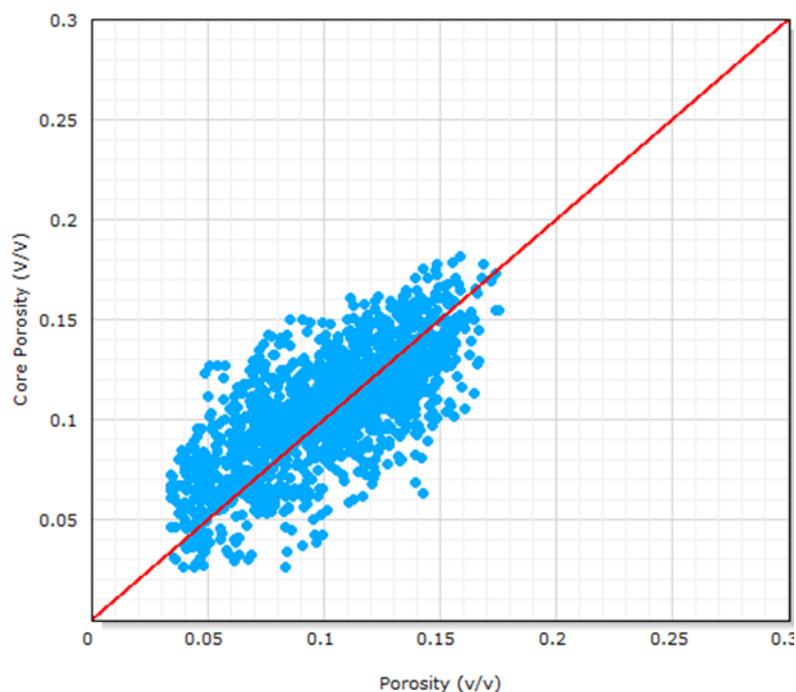


Рис. 2.5. Зависимость пористости по ГИС от пористости, определённой по керну (кern-ГИС) для оценки метода расчёта пористости по ГГК-п

2.3.3. Определение пористости по методу АК

Для расчёта пористости с помощью АК использовался формула Фоменко, позволяющая учитывать глинистость пород. Поскольку кривая ПС менее информативна, чем ГК, вместо параметра $a_{пс}$ использовался $DJ_{гк}$.

Двойной разностный параметр определялся по формуле:

$$DJ_{гк} = (J_{гк} - J_{гк\min}) / (J_{гк\max} - J_{гк\min}) \quad (7)$$

Пористость по формуле Фоменко:

$$K_{п} = ((\Delta t - 180) * (DJ_{гк} - 0,05))^{0,5} / (0,175 * c)^{0,5} \quad (8)$$

Где Δt - значение интервального времени по АК в прослое;

$DJ_{гк}$ - относительная амплитуда ГК в прослое;

c – коэффициент пропорциональности.

Произведение $(0,175 * c)$ – комплексный параметр, определяется отдельно для каждого отложения при известных значениях коэффициента пористости по керну и решения обратной задачи. Принят по известным аналогам соседних месторождений с юрскими отложениями.

Для оценки результатов была построена зависимость керн-ГИС для коэффициента пористости:

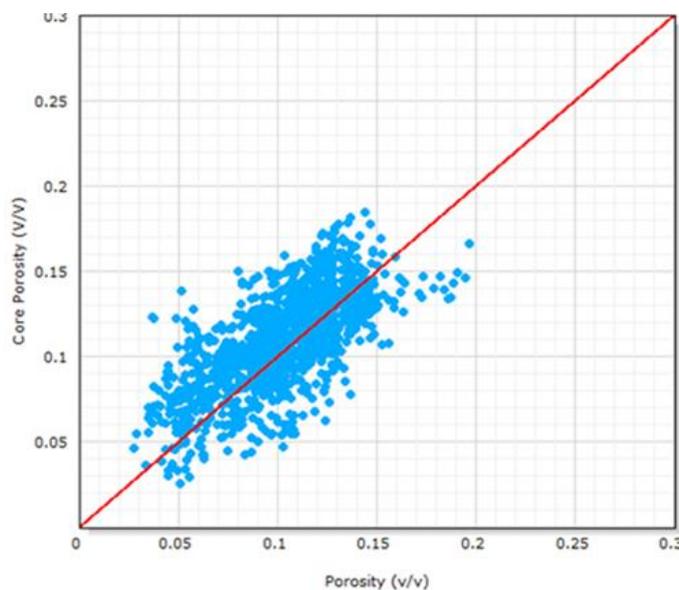


Рис. 2.6. Зависимость пористости по ГИС от пористости, определённой по керну (керн-ГИС) для оценки метода расчёта пористости по АК

2.3.4. Определение синтезированной зависимости для расчёта пористости

Поскольку рассчитанная по трём методам пористость по ГИС обладает недостаточной сходимостью с пористостью, определённой по керну, рассмотрен вариант использования одновременно нескольких методов для возможности нивелирования влияния побочных факторов [21].

По данным исследований на плотность пород для месторождений аналогов, а также литофациального описания керна и РИГИС установлено наличие сидеритов и углей, оказывающих влияние на плотность горных пород.

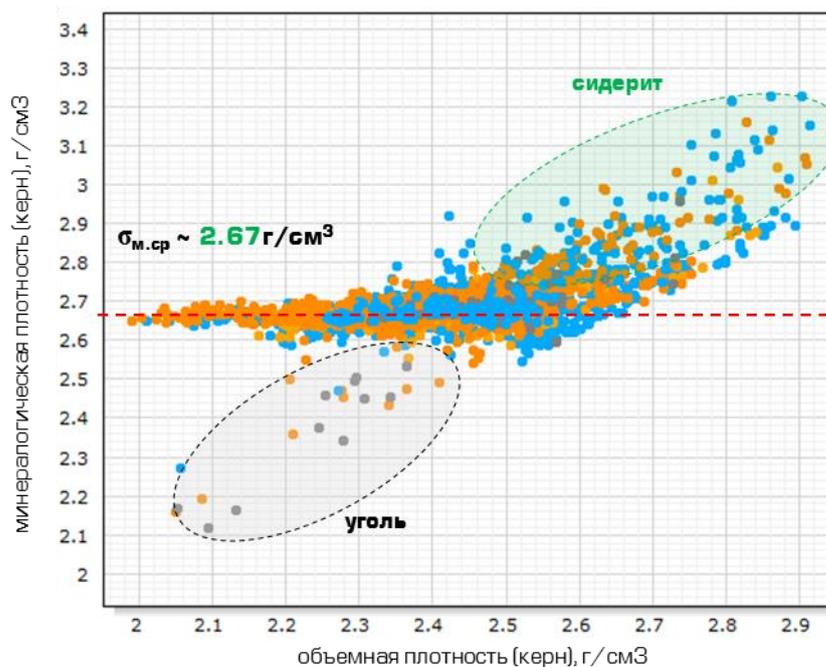


Рис. 2.7. Зависимость минералогической плотности от объёмной плотности для месторождений аналогов

Большие расхождения в коэффициентах пористости, определённой по ГИС и керну, могут обуславливаться наличием большого числа углей и плотных железосодержащих пород, что влияет на показания ГГК-п и АК.

В качестве итогового метода расчёта пористости использовался синтезированный метод ГГК-п и ГК, который применялся для аналогов. При расхождении методов ГГК-п и ГК более чем на 2% использовался метод ГК, в остальных случаях – ГГК-п, поскольку железосодержащие минералы и угли влияют на взаимосвязь ГК-ГГК-п и искажают её. Таким образом можно выделить участки с наличием сидерита и угля, которые влияют на резкое повышение/снижение показаний ГГК-п, и использовать в данных интервалах менее чувствительную к ним ГК. В результате получаем зависимость:

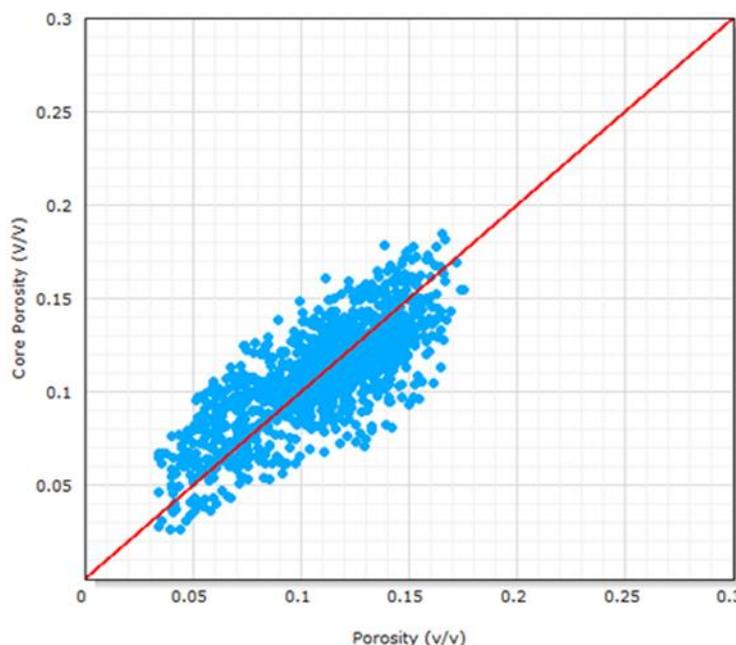


Рис.2. 8. Зависимость пористости по ГИС от пористости, определённой по керну (кern-ГИС) для оценки метода расчёта пористости по ГГК-п и ГК
 Данный метод можно применять при расчёте пористости в дальнейшем.

2.4.Определение коэффициента водонасыщенности

Расчёт коэффициента водонасыщенности осуществлялся с помощью электрической модели:

$$K_B = \left(\frac{p_{\text{нп}}}{c \cdot p_B \cdot K_{\text{п}}^b} \right)^{1/d} \quad (9)$$

$p_{\text{нп}}$ – УЭС нефтяного пласта, снимается с кривой ГИС, Омм

$K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, рассчитанный по ГИС, д. ед.

p_B – УЭС пластовой воды, принято как 0,088Омм, исходя из температуры (94°С) и минерализации (26,0г/л)

a, b, c, d – коэффициенты в уравнениях зависимости пористость – параметр пористости, насыщение – параметр насыщения

Для построения электрической модели необходимо определить коэффициенты a, b, c, d через построения графиков зависимости $R_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$ и $R_{\text{н}} = f(K_{\text{н}})$.

Параметр пористости и параметр насыщения определены в лабораторных исследованиях на УЭС при 100% и частичном водонасыщении на образцах керна.

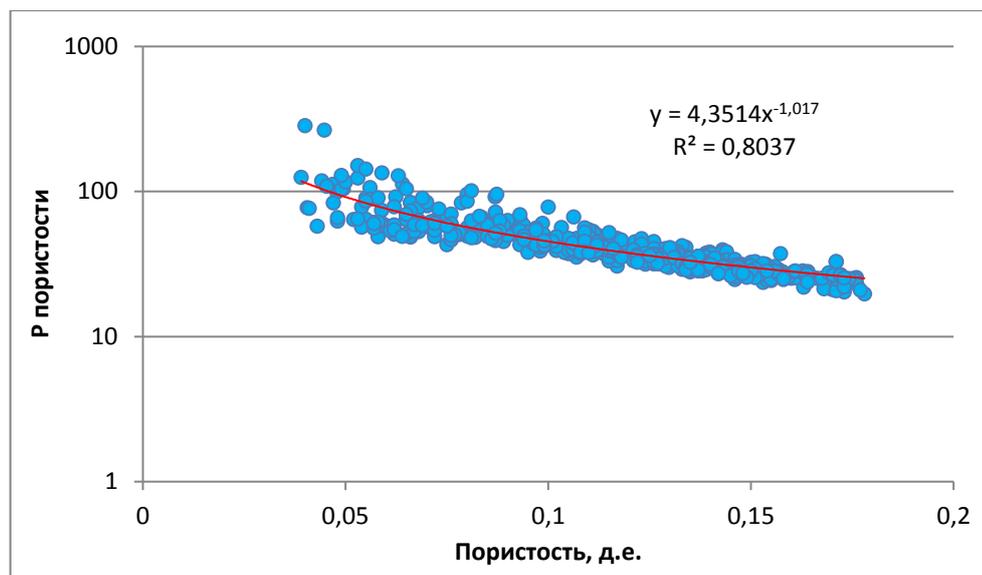


Рис. 2.9. Зависимости параметра пористости от коэффициента пористости

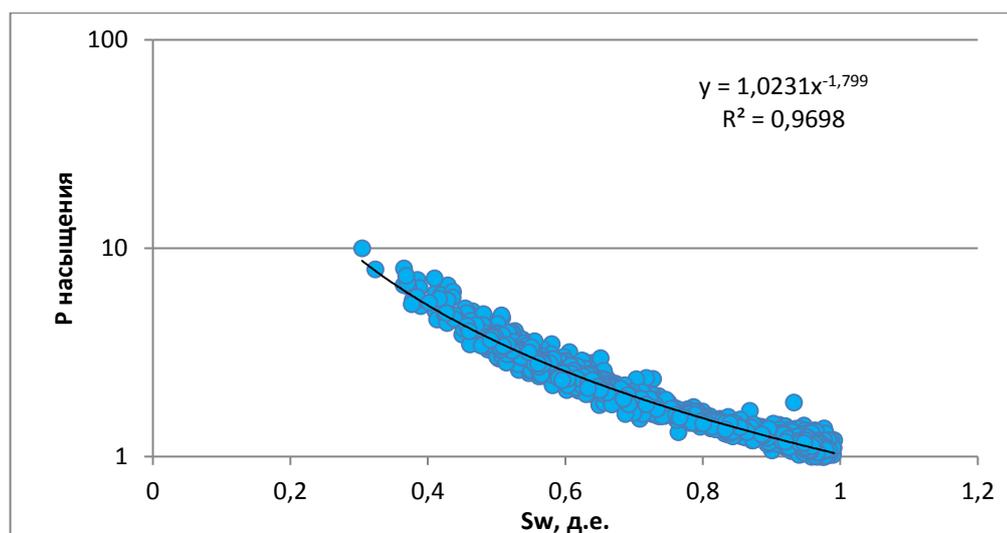


Рис. 2.10. Зависимость параметра насыщения от коэффициента насыщения

Таким образом, можно определить коэффициенты:

$$a = 4.3514, b = -1.017, c = 1.231, d = -1.799.$$

2.5. Определение проницаемости

Зависимость пористость-проницаемость необходима для построения куба проницаемости в геологической модели. Поскольку рассматривается проницаемость коллектора, для улучшения зависимости исключены точки, которые по

коэффициенту пористости не являются коллекторами (<11.2%). Построение графика осуществляется на основе результатов лабораторных исследований керн.

В первую очередь для рассмотрения необходимости выделения отдельных связей пористость-проницаемость для каждого пласта рассмотрен график зависимости пористость – проницаемость на логарифмической шкале Y:

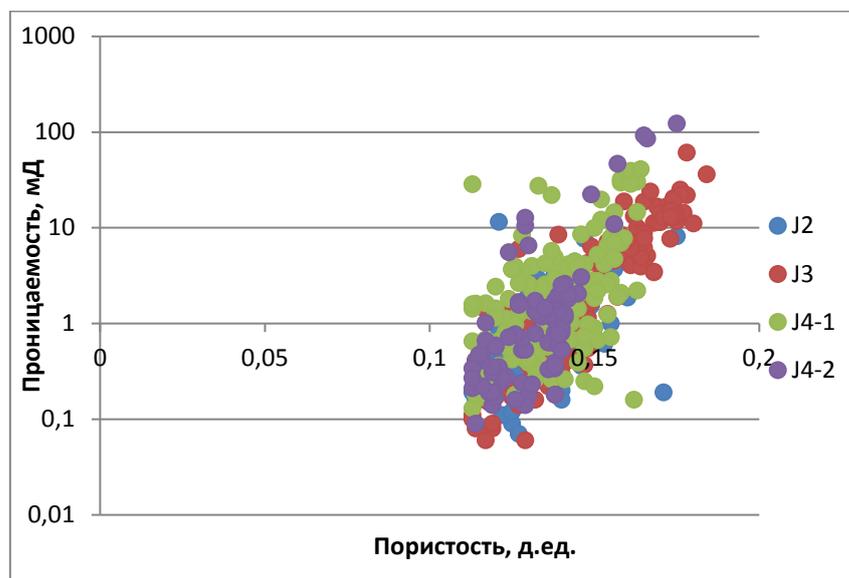


Рис. 2.11. Зависимость проницаемости от пористости для разных пластов

Из графика видно, что точки для различных пластов не выделяются в отдельные группы, так что можно сделать вывод, что рассматривать различные зависимости для каждого пласта нецелесообразно. Таким образом, определена единая зависимость проницаемости от пористости для всех пластов:

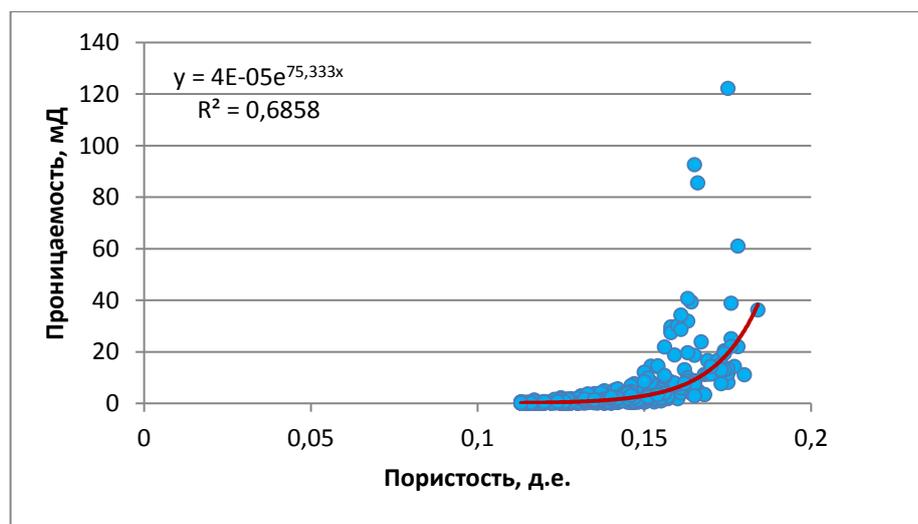


Рис. 2.12. Зависимость проницаемости от пористости

3. ЦИФРОВЫЕ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1. Основные принципы создания геологической модели

По месторождению X построена цифровая геолого-технологическая модель, которая включает пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄¹, Ю₄² в программном комплексе Petrel 2014 компании Schlumberger.

Модель представляет собой проект, в который входят: исходные данные для создания модели и объёмная сетка в координатах X, Y, Z, каждая ячейка которой характеризуется литологическими и фильтрационно-ёмкостными свойствами пород пласта.

Для построения цифровой геологической модели были использованы данные:

- координаты устьев и их альтитуды;
- данные инклинометрии;
- результаты интерпретации ГИС (РИГИС);
- уравнения петрофизических зависимостей;

Технология построения цифровых геологических моделей включает ряд последовательно реализуемых этапов, которые описаны ниже в соответствии с последовательностью реализации процедур в процессе создания цифровых геологических моделей.

3.1.1. Методика и результаты детальной корреляции продуктивных пластов

Корреляция по пластам Ю₂, Ю₃, Ю₄¹, Ю₄² месторождения X вдоль простирания и в крест структуры. Корреляция выполнялась с использованием методов: ПС, ГК, УЭС. В качестве основного репера принята кровля баженовской

свиты. В результате корреляции выделено три пласта и подтверждено разделение на



две пачки пласта Ю₄. На

Рис. 3. 1 и 3.2 представлена корреляция вдоль простирания и в крест структуры соответственно.



Рис. 3. 1. Схема корреляции по простиранию структуры (2-4-5-1)

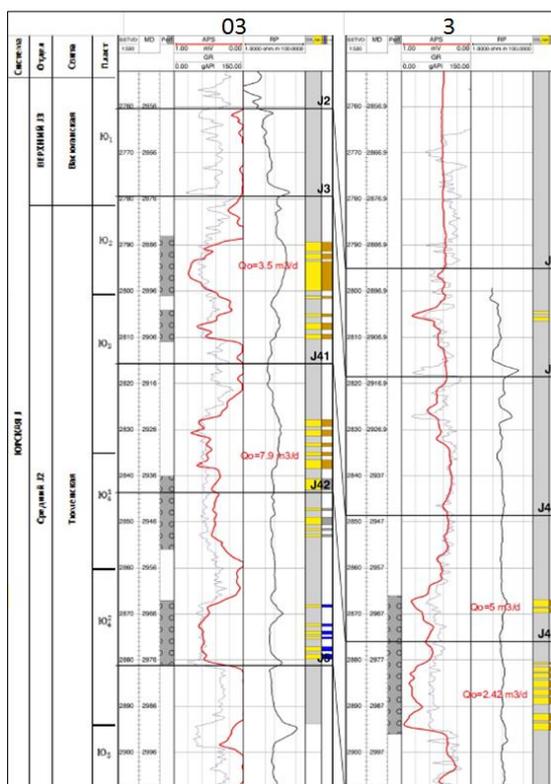


Рис. 3. 2. Схема корреляции в крест структуры (03-3)

3.2.Обоснование ВНК

ВНК Ю₂, принят на а.о -2791м, что соответствует подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка в скважине 4. ВНК Ю₃ принят на а.о -2813, что соответствует подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка в скважине 1. Уровень ВНК Ю₄¹ принят по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка в скважине 1 на а.о -2871 м. Уровень ВНК Ю₄² принят по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка в скважине 3 на а.о -2897м. На основании принципа гравитационного распределения флюида в пласте Ю₄², выделены две различных по характеру насыщения зоны, предполагается наличие глинистой перемычки между скважинами 03 и 1.

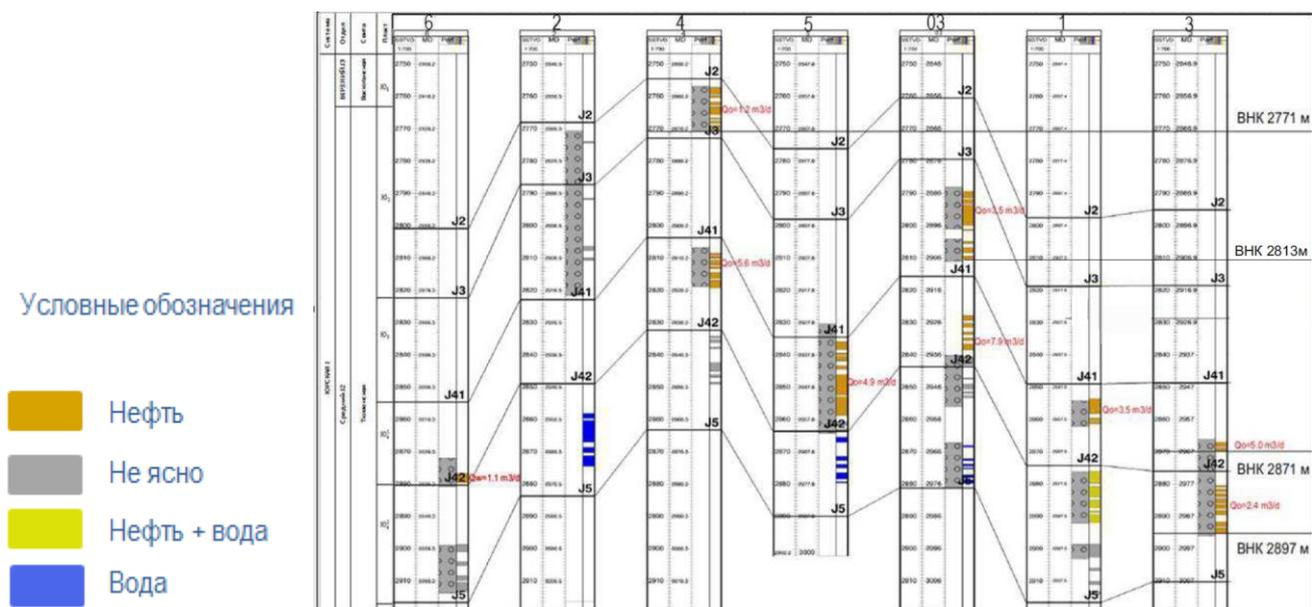


Рис.3.3. Схема обоснования ВНК

3.3. Концептуальная геологическая модель

Предлагаемые концептуальные модели базируются на анализе результатов 3D сейсмики, временных срезов, (рис. 3.6.) данных ГИС, ВСП рис.3.5. и седиментологического изучения керна скважин. При детальном седиментологическом описании керна выявлялись основные диагностические признаки пород, в том числе структурно-текстурные особенности, гидродинамическая активность среды осадконакопления, форма и гранулометрия зерен и обломков, наличие минералов индикаторов, а также геохимические особенности и цвет пород. По результатам интерпретации данных 3D сейсмики получены представления о форме и пространственном расположении геологических тел. Направление источника сноса определено как юг, юго-восток. На основании результатов интерпретации геофизических исследований составлен альбом электрофаций, для скважин, вынос керна в которых не производился (рис.3.4.).



Рис.3.4. Выделение электрофаций по данным описания керна на примере скважины №4

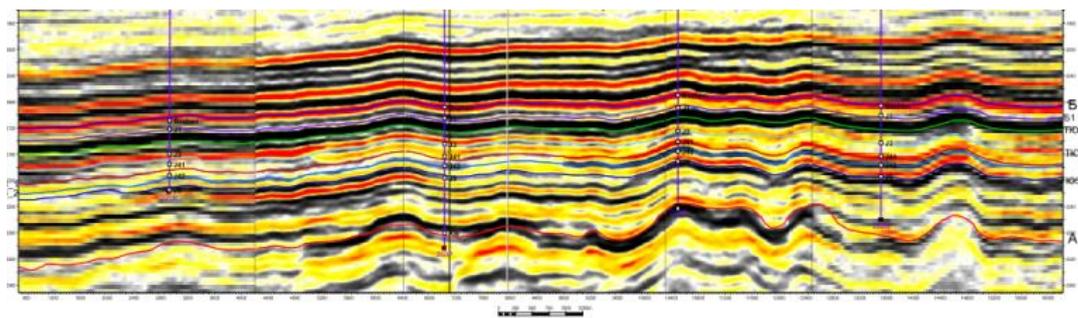


Рис.3.5. Вертикальный сейсмический профиль по скважинам №№ 1-03-4-2.

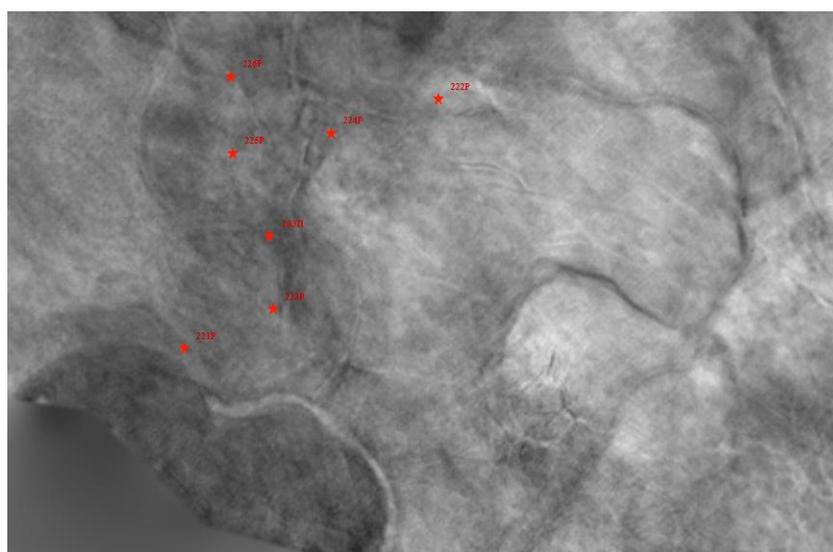


Рис. 3.6. Сейсмические данные для концептуальной модели временной сейсмический срез в интервале пласта Ю₄².

Согласно полученным результатам накопление отложений пластов Ю₃-Ю₄ на территории месторождения X происходило в примерно одинаковых условиях аллювиальной низменной равнины. Фациальная характеристика пласта Ю₂ отличается от пластов Ю₃-Ю₄, расположенных стратиграфически ниже, в сторону преобладания фаций, формировавшихся в прибрежно-континентальных условиях [18].

Все пласты имеют сложное строение, обусловленное присутствием в каждом из них нескольких уровней развития русловых отложений, а также формированием врезанных долин на нескольких стратиграфических уровнях [12].

Отложения пласта Ю₂ сформированы в условиях приливо отливной равнины. Осадконакопление происходило в условиях незначительных понижений уровня

моря, в течение которых происходила быстрая проградация заливных дельт с последующим заложением на их месте речных русел.

Основными коллекторами пласта Ю₂ являются песчаники речных русел (рис.3.7.), располагающихся на разных стратиграфических уровнях в пределах пласта, а также маломощные алеврито-песчаные отложения заливных дельт [13].

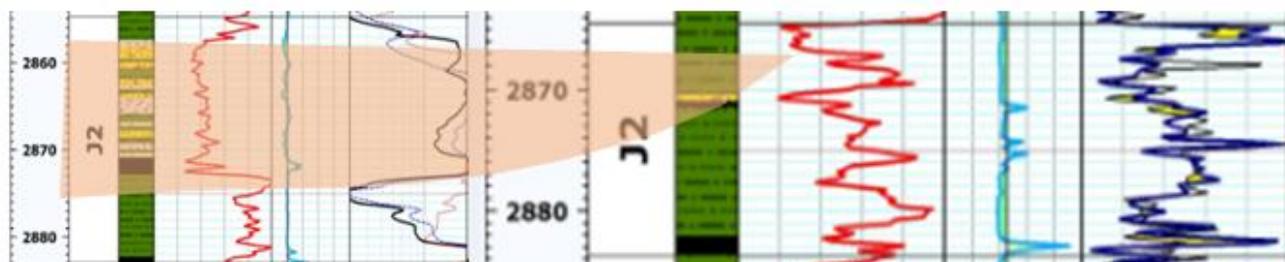


Рис. 3.7. Выделение песчаных тел по данным ГИС

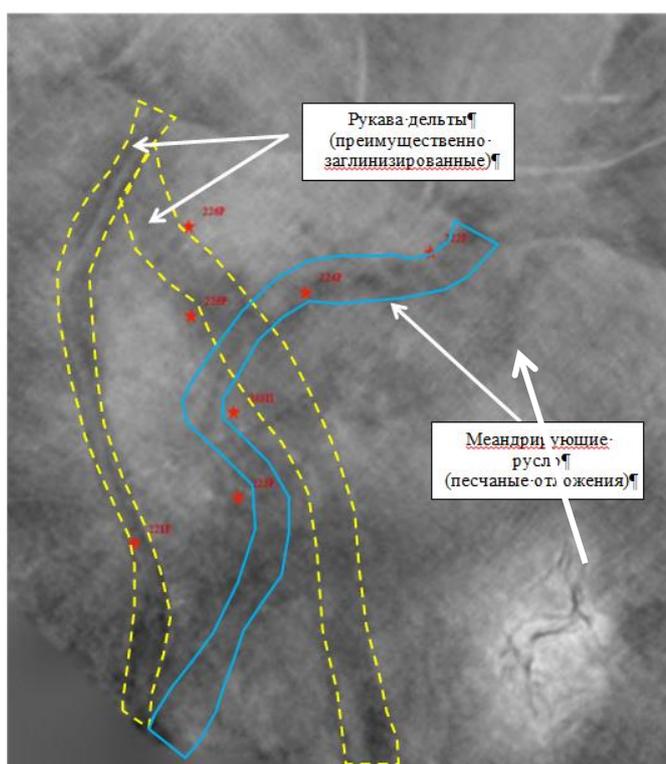


Рис. 3.8. Временной сейсмический срез в интервале пласта Ю₂

В силу того, что месторождение покрыто не равномерной сеткой разведочных скважин, провести вариарграммный анализ не представляется возможным. Распространение песчаных тел по главному (параллельно направлению сноса) определены на основании палетки зависимостей тел от их ширины для мелководных

отложений (рис.3.9.), по второстепенному направлению (перпендикулярно направлению сноса) на основании метода актуализма по современным аналогам (рис.3.10.). Ранг песчаного тела в вертикальном направлении принят равным минимальной разрешающей способности ГИС, ввиду высокой расчленённости континентальных отложений, и равен 0,4м.

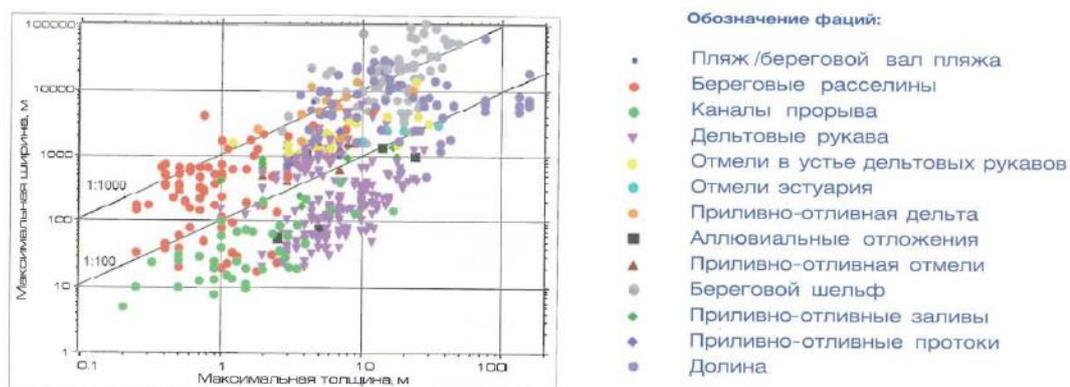


Рис. 3.9. Зависимость тел от их ширины для мелководных отложений



Рис. 3.10. Современный аналог обстановки осадконакопления (дельта переходного типа р.По)

Таблица 3.1.

Размеры тел пласта Ю₂

Ранг по направлению X (главное направление)	2000 м
Ранг по направлению Y(второстепенное направление)	1500 м
Ранг по направлению Z (по вертикали)	0,4 м

Так же по результатам построения концептуальной модели пласта приняты границы зон глинизации, которые в последствии будут применены при построении трехмерной геологической модели (рис.3.11.).

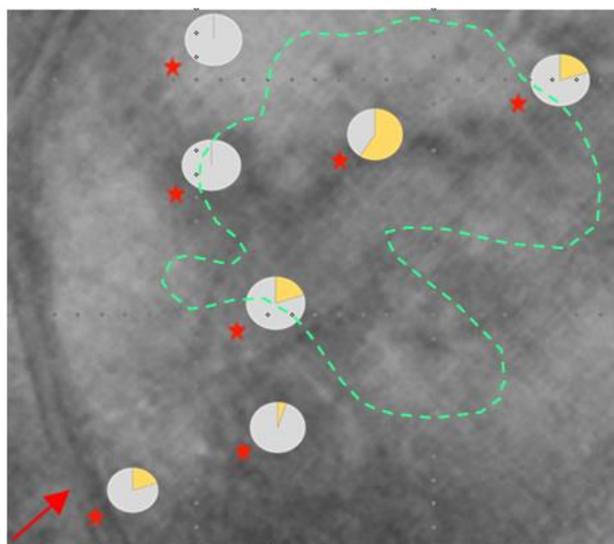


Рис. 3.11. Прогнозирование развития зон глинизации

Исследования керна подтверждают, что формирование пласта Ю₃ происходило в континентальных условиях, в русловых и пойменных обстановках низменной аллювиальной равнины. Основные депоцентры приходятся на русловые пояса, выделяемые в пределах пласта Ю₃ на основе сопоставления данных 3D сейсмики (временных срезов) с данными ГИС. В составе пласта выделены две русловые системы представляющие собою, по всей видимости, врезанные долины (рис.3.12.).

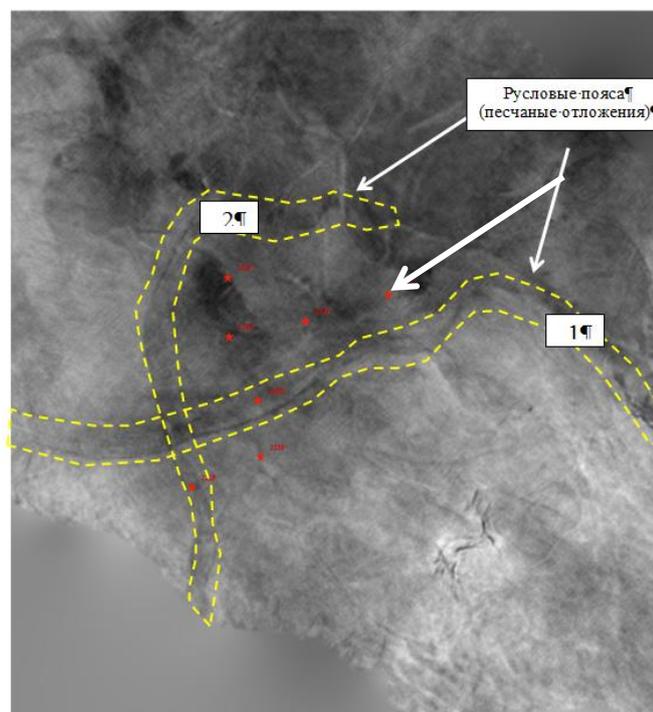


Рис. 3.12. Временной сейсмический срез в интервале пласта Ю₃

Предположительно песчаные тела пласта Ю₃ формировались в процессе меандрирования русловой системы №1 (рис.3.13.). Предположение о напластовании разновозрастных русловых отложений основано на седиментологическом описании керна, а на основании большой толщины коллектора (максимально значение 12м).

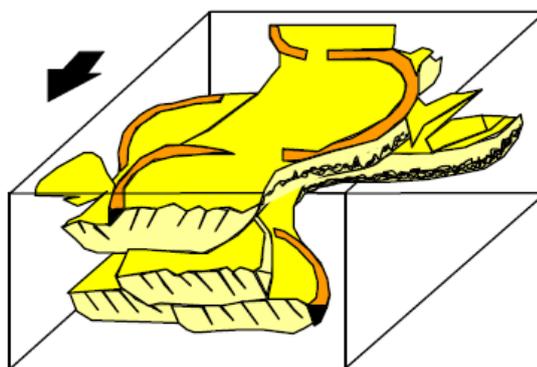


Рис. 3.13. Предположительная схема формирования песчаных тел меандрирующего русла 1.

Размеры тел для создания трехмерной геологической модели приняты: по главному (параллельно направлению сноса) на основании палетки зависимостей тел от их ширины для мелководных отложений (рис.3.5.), по второстепенному направлению (перпендикулярно направлению сноса) на основании метода

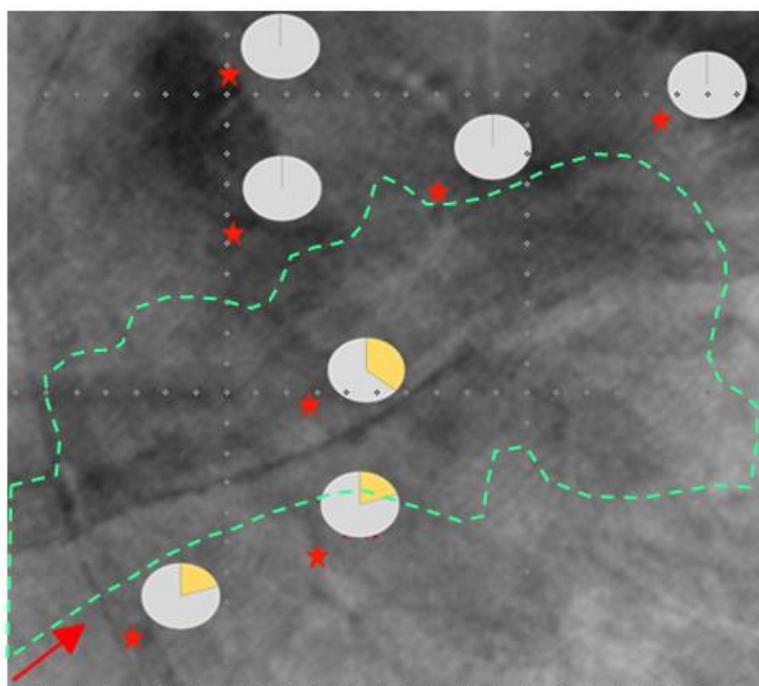
актуализма по современным аналогам (рис.3.6.). Ранг песчаного тела в вертикальном направлении принят равным минимальной разрешающей способности ГИС, ввиду высокой расчленённости континентальных отложений, и равен 0,4м.

Таблица 3.2

Размеры тел пласта Ю₃

Ранг по направлению X (главное направление)	1500 м
Ранг по направлению Y(второстепенное направление)	1000 м
Ранг по направлению Z (по вертикали)	0,4 м

Так же по результатам построения концептуальной модели пласта приняты границы зон глинизации, которые впоследствии будут применены при построении трехмерной геологической модели (рис.3.14.).

Рис. 3.14. Карта распространения зон глинизации пласта Ю₃

Отложения пласта Ю₄ имеют сложное геологическое строение ввиду присутствия в разрезе многочисленных песчаных русловых тел на разных стратиграфических горизонтах. Исследования керна подтверждают формирование пласта в континентальных условиях в русловых и пойменных обстановках

низменной аллювиальной равнины. Основные депоцентры приходятся на русловые пояса, выделяемые в пределах пласта (рис.3.14.) [15].

Помимо условий формирования аллювиальной равнины со сложной системой меандрирующих русел и междурусловых пойм к северу происходит постепенное выклинивание пласта, которое предположительно связано с некомпенсированным осадконакоплением (скорость прогибания бассейна больше, чем скорость накопления осадка). В последующем этот факт должен отразиться на распространении эффективных толщин. Так же область предполагаемого выклинивания будет считаться областью повышенной неопределённости. (рис. 3.15).

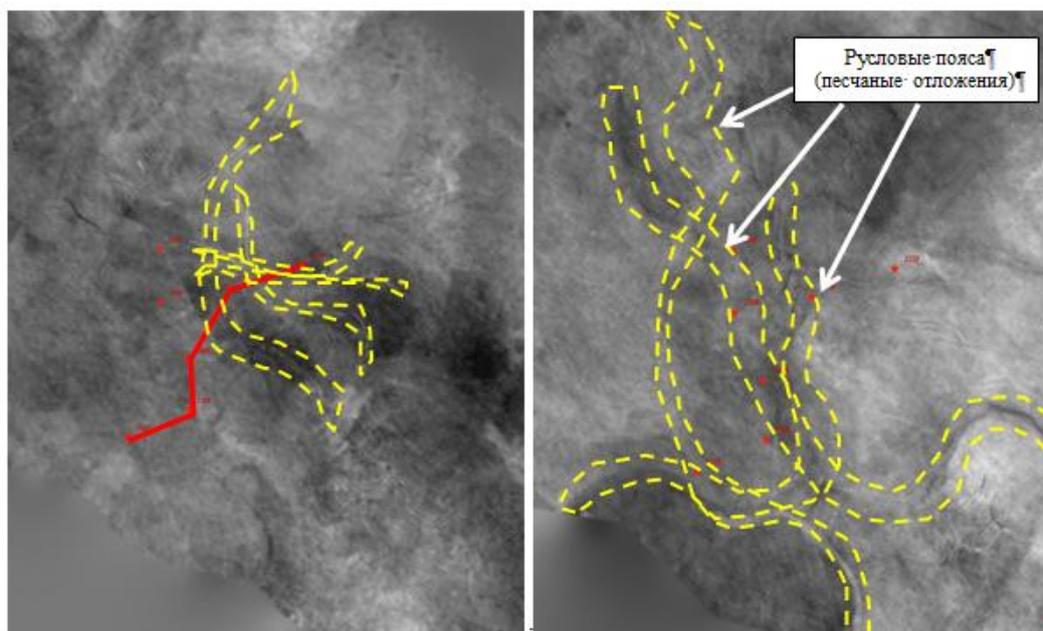


Рис. 3.14. Временной сейсмический срез в интервале пластов Ю₄¹ - Ю₄²

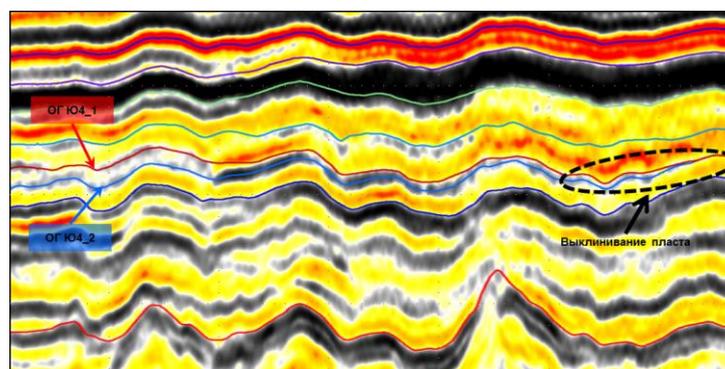


Рис. 3.15. Фрагмент временного сейсмического разреза

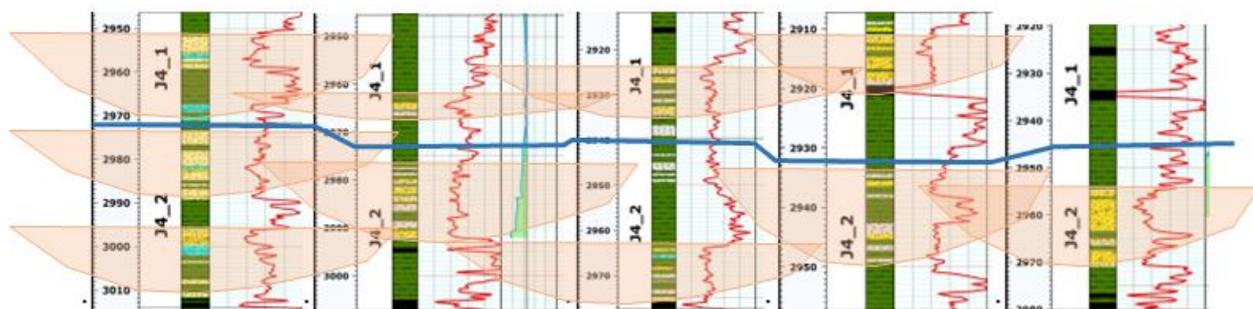


Рис. 3.16. Предположительная схема формирования песчаных тел меандрирующего русел (разрез по линии 1-03-3-4-2 рис. 3.11)

Ввиду предположения о связности русловых разновозрастных отложений приняты следующие размеры геологических тел (см. табл.3.3)

Таблица 3.3

Размеры тел пласта Ю₄¹⁻²

Ранг по направлению X (главное направление)	2500 м
Ранг по направлению Y(второстепенное направление)	2500 м
Ранг по направлению Z (по вертикали)	0,4 м

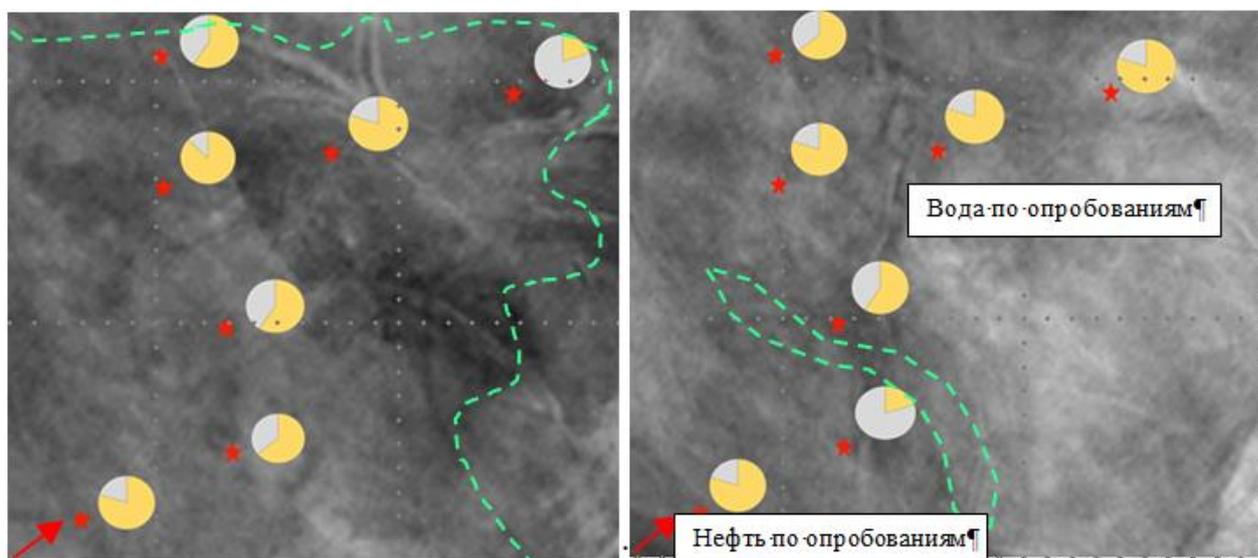


Рис.3.17. Карта распространения зон глинизации пласта Ю₃

Так же по результатам построения концептуальной модели пласта приняты границы зон глинизации, которые впоследствии будут применены при построении трехмерной геологической модели (рис.3.17.). Следует заметить, что зона

глинизации для пласта Ю₄² подтверждается так же данными интерпретации ГИС и опробованиями скважин.

3.4. Структурная модель продуктивных пластов

Построение структурных поверхностей осуществлялось методом схождения последовательно, сверху-вниз, от кровли Ю₁ до подошвы Ю₂₋₄. При построении использовались стратиграфические отбивки пластов в точках скважин, полученные по результатам стратиграфической корреляции и отражающий горизонт от кровли баженовской свиты, а также априорная информация о камфорном залегании пластов в Западной Сибири.

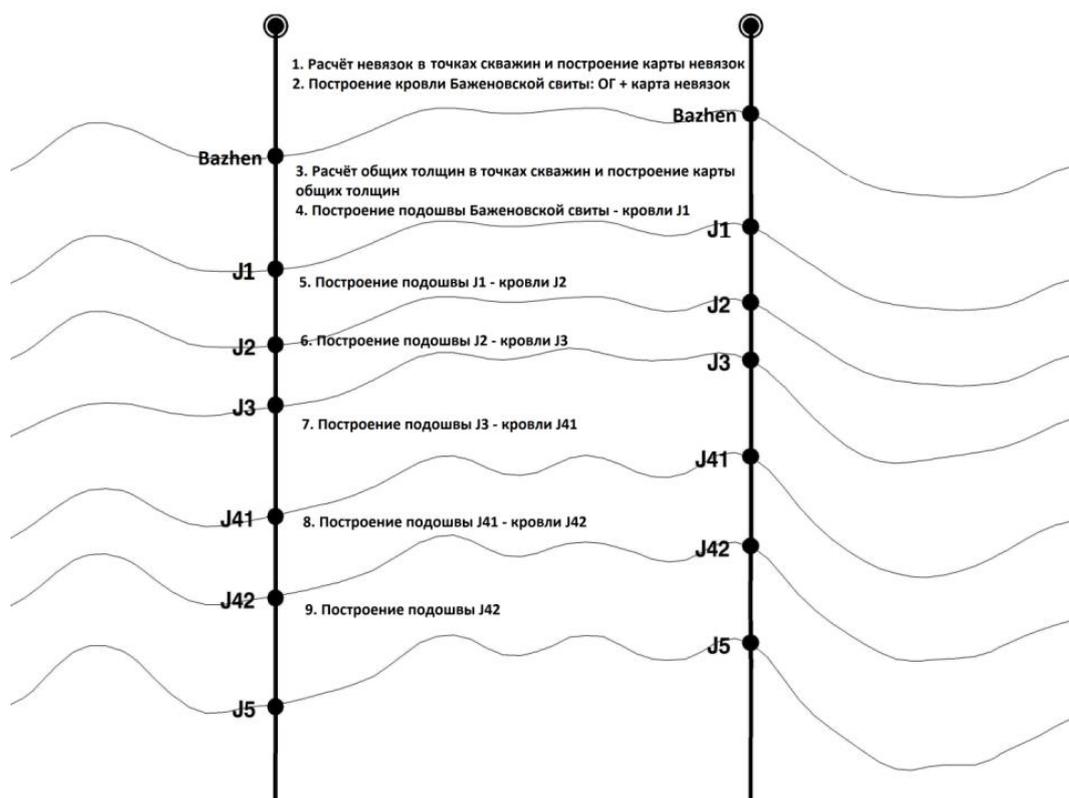


Рис. 3. 20. Схема структурных построений

После каждого построения проводилась оценка качества с помощью построения гистограммы невязок:

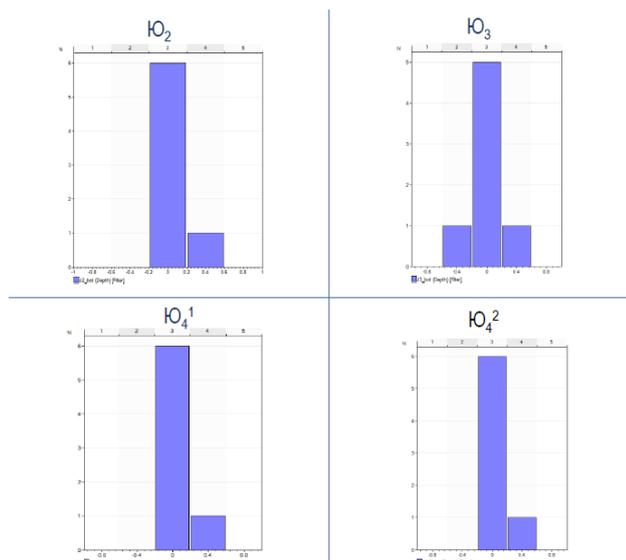


Рис. 3.21. Гистограммы невязок по структурным построениям

Величина невязок не превышает допустимых отклонений в 0,5 м. Карты структурных поверхностей представлены в Приложении 1 А-Г.

3.5.Геометризация залежи

Для геометризации залежи использовались обоснованные ранее поверхности ВНК, полученные в ходе построения концептуальной модели контура глинизации и структурная модель продуктивных отложений. В результате установлено, что в каждом пласте объектом исследования является пластово-сводовая залежь, литологически экранированная.

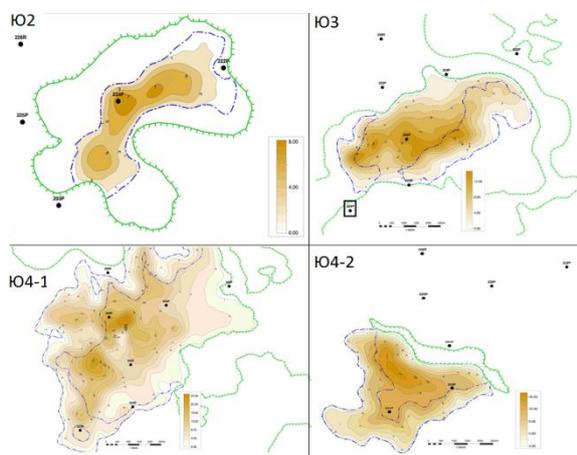


Рис. 3.22. Контура залежей с нанесёнными линиями глинизации

Таблица 3.4.

Характеристика нефтяных залежей по каждому пласту

Пласт	Размеры залежи, км	Установленная высота залежи, м	Площадь залежи, м ²	Тип залежи	Коэффициент песчанистости, д.ед.	Расчлененность, ед.
Ю ₄ ²	терриген	-2897	8894	пласт-свод., литол. огран..	0,41	6
Ю ₄ ¹	терриген	-2871	26167	пласт-свод., литол. огран.	0,38	4,5
Ю ₃	терриген	-2813	60786	пласт-свод., литол. огран.	0,25	4,5
Ю ₂	терриген	-2771	21315	пласт-свод., литол. огран.	0,16	5

3.6.Обоснование параметров трёхмерной сетки

При переходе от двухмерной геологической модели к полномасштабной трёхмерной необходимо задать ячеистый каркас, в котором будут реализованы все основные этапы моделирования. С этой целью выбираются и обосновываются:

- Тип сетки
- Тип нарезки
- Размеры ячеек по горизонтали и вертикали.

Поскольку в модели не предусматривается построение сложных геологических тел, нет оснований использовать сетку геометрии угловой точки, поэтому используемый тип сетки – сетка регулярной геометрии (для облегчения расчётов).

Выбор типа вертикальной нарезки обуславливается отсутствием нарушений кровли и подошвы пластов: тип вертикальной нарезки – пропорциональная.

Горизонтальное разрешение геологической сетки принято 100x100, как наиболее оптимальное. Вертикальное разрешение выбрано минимально допустимое – 0,4 – по разрешающей способности ГИС, что обусловлено высокой расчленённостью разреза.

Таблица 3.5.

Параметры выбранной сетки

Интервал	Размер ячеек		Количество ячеек			Общее количество ячеек	Тип вертикального строения
	X	Y	I	J	K		
Ю2	100	100	181	145	78	2028702	пропорциональный
Ю3	100	100	181	145	80	2080720	пропорциональный
Ю4-1	100	100	181	145	63	1636992	пропорциональный
Ю4-2	100	100	181	145	80	2080720	пропорциональный
Итого по пластам	100	100	181	145	304	7891760	

3.7. Построение куба литологии

Построение литологической модели необходимо для распространения деления коллектор/неколлектор в каждую ячейку модели. Куб литологии задавался с помощью стохастической опции Sequential Indicator Simulation. Рассчитана 21 реализация куба литологии. Итоговая версия куба получена после осреднения всех реализаций [17].

Радиусы интерполяции приняты согласно концептуальной модели (табл.3.1.,3.2.,3.3.).

В качестве 1D использовались ГСР скважины по песчанности, в качестве 2D трендов – построенные ранее карты песчанности. Чтобы учесть возможные неоднородности распространения коллекторов в каждом пласте, для каждого пласта задавалась своя трендовая карта. Трендовые карты представлены в Приложении 2А-Г.

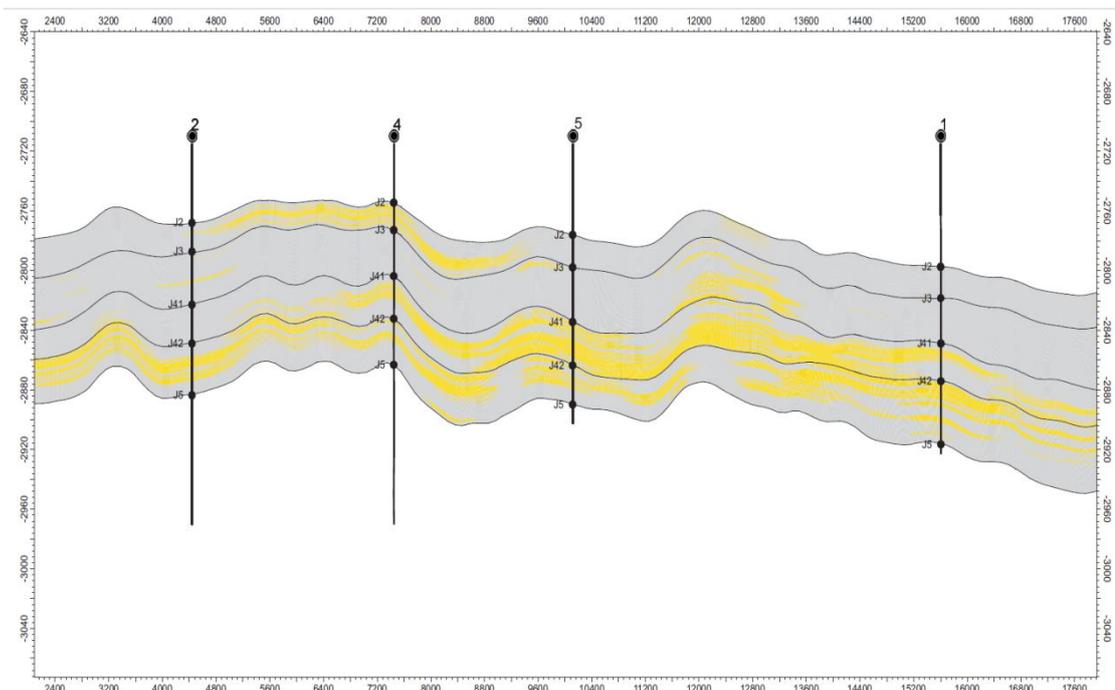


Рис. 3.33. Разрез по кубу литологии

Для оценки качества построений куба литологии приведено сравнение ГСР, использованной в качестве 1D тренда, и ГСР, полученной с итогового куба литологии. Наблюдается высокая сходимость.

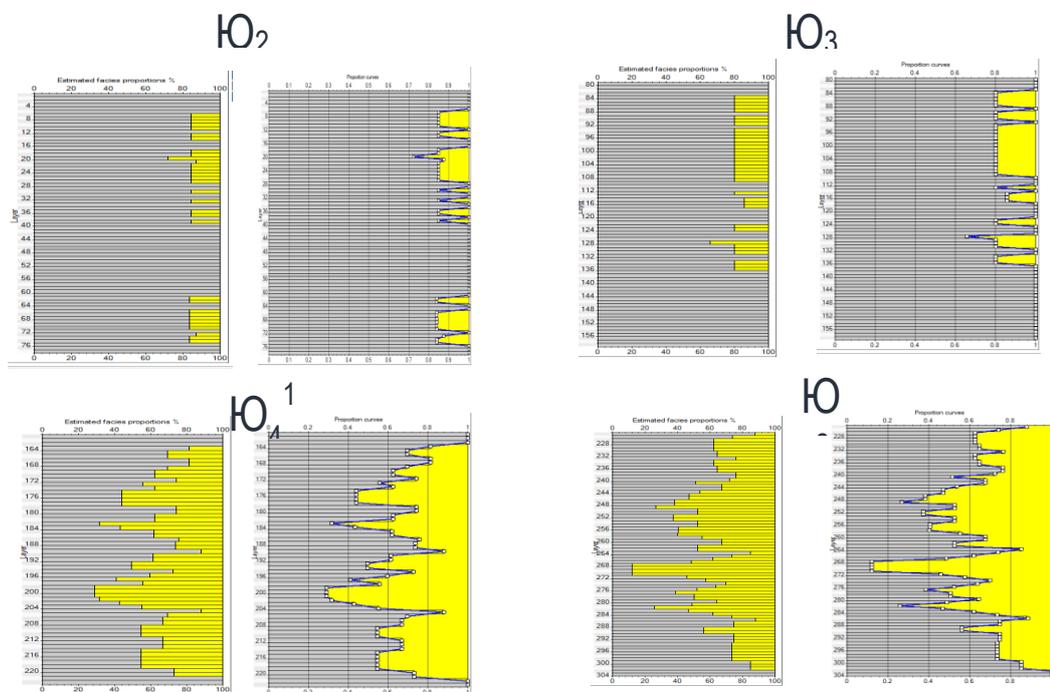


Рис. 3.34. Сравнение ГСР по построенному кубу литологии и 1D тренду

3.8. Построение куба пористости

Построение куба пористости необходимо для распространения коэффициента пористости в каждой ячейке модели. Куб пористости рассчитывался с помощью стохастической опции Sequential Indicator Simulation. Рассчитана 21 реализация куба пористости. Итоговая версия куба получена после осреднения всех реализаций куба. Радиусы интерполяции приняты согласно концептуальной модели (табл.3.1.,3.2.,3.3.).

В качестве 1D использовались ГСР скважин по пористости, в качестве 2D трендов – построенные ранее карты пористости. Чтобы учесть возможные неоднородности распространения коэффициента пористости в разных пластах, для каждого пласта задавалась своя трендовая карта.

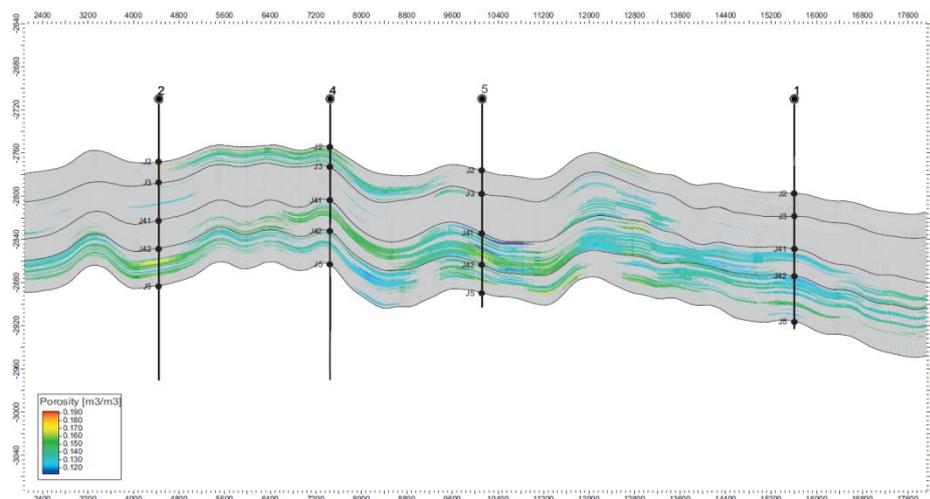


Рис. 3.35. Разрез по кубу пористости

Оценка качества построений куба пористости проведена с помощью сопоставления гистограмм, снятых с рассчитанного куба пористости, с гистограммами, определёнными по РИГИС. Наблюдается высокая сходимость, все распределения коэффициента пористости по кубу соответствуют распределениям, выделенным по РИГИС.

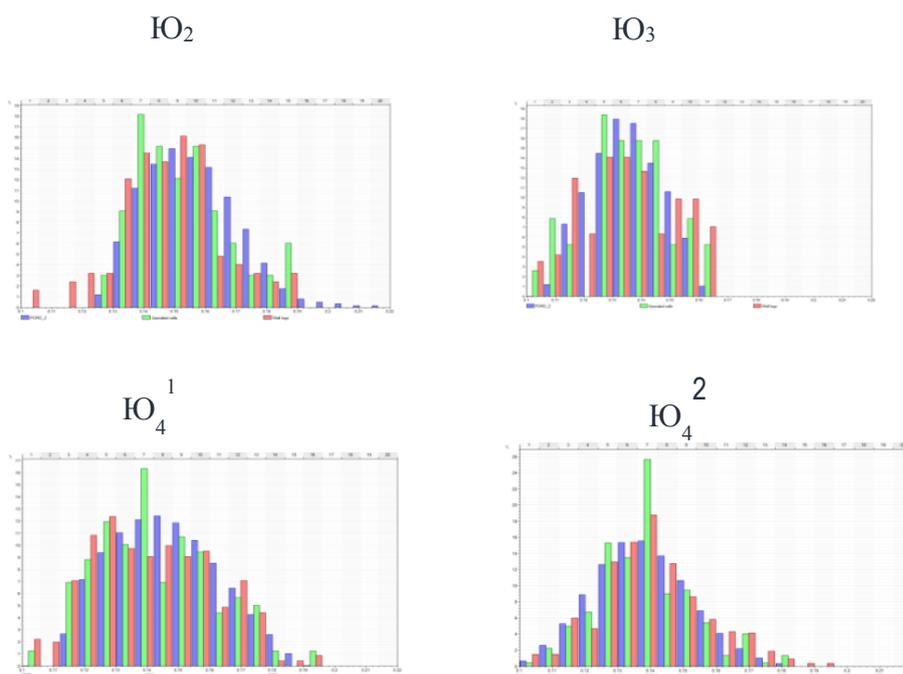


Рис3.36. Сопоставление характера распределения коэффициента пористости по рассчитанному кубу пористости и РИГИС

3.9. Построение куба проницаемости

Построение куба проницаемости необходимо для распространения коэффициента проницаемости в каждой ячейке модели. Куб проницаемости рассчитывался с помощью ранее выведенной петрофизической зависимости проницаемости от коэффициента пористости:

$$K_{\text{пр}} = 0.00004 * \text{EXP}(75.333 * K_{\text{пор}}) \quad (10)$$

Оценка качества построений куба проницаемости проведена с помощью сопоставления гистограмм, снятых с рассчитанного куба проницаемости, с гистограммами, определёнными по РИГИС. Наблюдается высокая сходимость, все распределения коэффициента проницаемости по кубу соответствуют распределениям, выделенным по РИГИС.

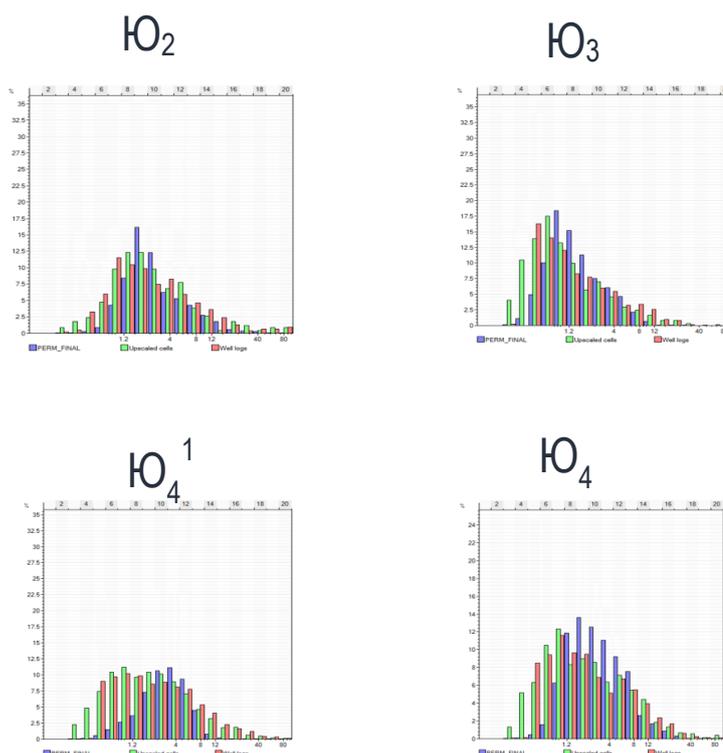


Рис.3.37. Сопоставление характера распределения коэффициента проницаемости по рассчитанному кубу пористости и РИГИС

3.10. Построение куба насыщения

Построение куба насыщения (Sw) необходимо для определения насыщения в каждой ячейке модели. Процесс построения сводился к поиску зависимости $Sw = f(J)$, с помощью которой, зная значение J -функции в каждой ячейке модели, можно рассчитать коэффициент водонасыщенности в данной ячейке. Поскольку при построении J -функции используется нормированный коэффициент водонасыщенности, на первом этапе определена зависимость для построения куба остаточной водонасыщенности ($SWCR$), чтобы в дальнейшем в модели перейти от $Sw_{норм}$ к Sw .

Куб остаточной водонасыщенности можно задать через зависимость от одного из фильтрационно-ёмкостных свойств породы. В нашем случае $SWCR$ определяется зависимостью от проницаемости, выведенной по результатам экспериментов центрифугирования и полупроницаемой мембраны (кern-кern):

$$SWCR = 0.4284 * PERM^{-0.15} \quad (11)$$

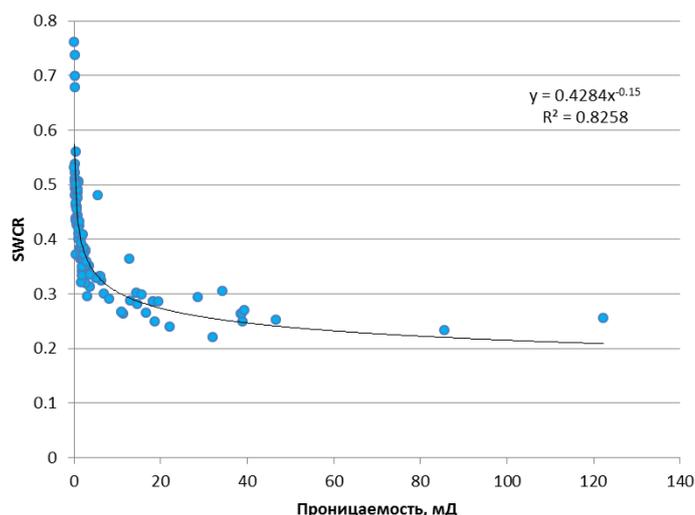


Рис. 3.38. Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости

На втором этапе определялась зависимость $Sw_норм = f(J)$. По результатам экспериментов центрифугирования и полупроницаемой мембраны с известным значением капиллярного давления рассчитываются значения J функции для каждого исследования. В результате получают следующие зависимости:

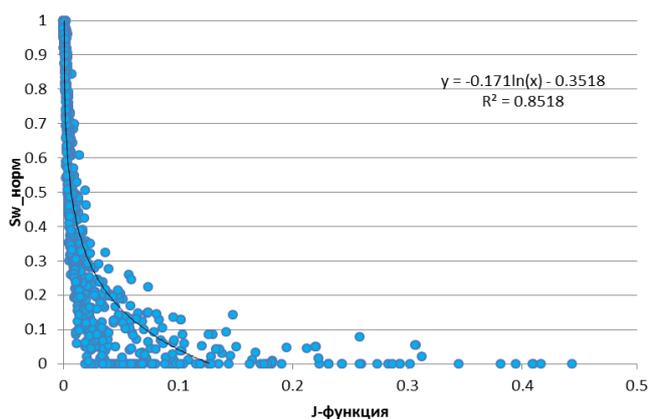


Рис. 3.39. Зависимость нормированного коэффициента водонасыщенности от J -функции

На третьем этапе определяется положение поверхности зеркала чистой воды, которое необходимо для построения в модели капиллярного давления. Абсолютная отметка FWL определяется с помощью настройки капиллярной модели на электрическую. В точках скважин с помощью электрической модели рассчитан коэффициент водонасыщенности; водонасыщенность капиллярной модели зависит только от положения FWL. Таким образом, положение FWL менялось до тех пор,

пока S_w , рассчитанные по электрической и капиллярной модели не уложились в 5%.

Таблица 3.6.

Положение поверхности FWL	
Пласт	Отметка FWL
Ю2	-2852
Ю3	-2870
Ю4-1	-2933
Ю4-2	-2958

Большой размер переходной зоны обуславливается низкими коллекторскими свойствами юрских отложений.

В результате с помощью выделенных зависимостей в геологической модели построен куб водонасыщенности. Куб нефтенасыщенности вычисляется по формуле:

$$SOIL = 1 - S_w \quad (11)$$

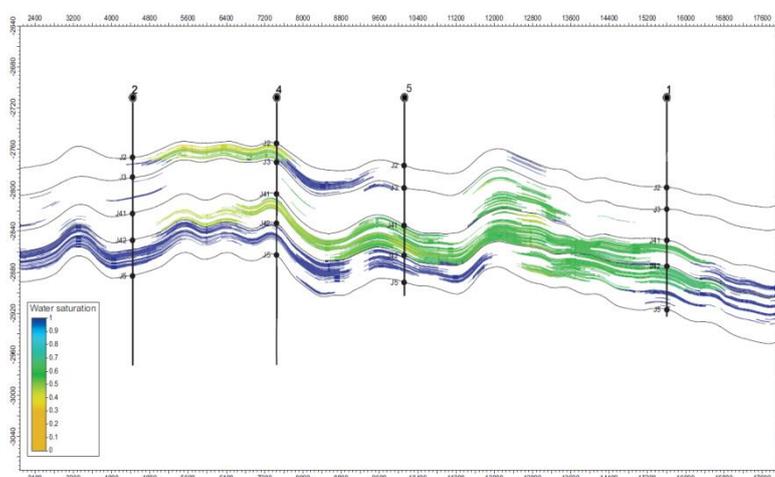


Рис. 3.40. Разрез по кубу водонасыщенности

Оценка качества построений куба водонасыщенности проводилась с помощью кроссплота, на котором нанесены значения S_w с рассчитанного куба и значения S_w с РИГИС. Наблюдается высокая сходимость.

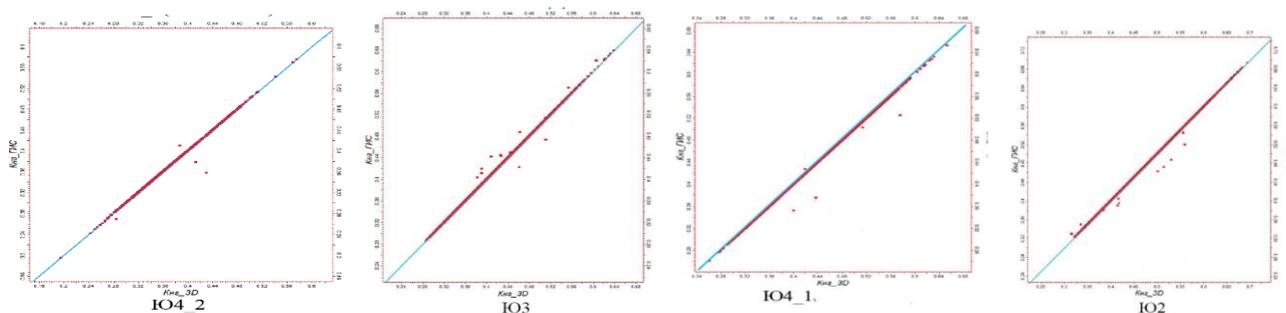


Рис. 3.41. Сопоставление значений коэффициента водонасыщенности с построенного куба водонасыщенности с РИГИС

3.11. Подсчёт запасов

После построения всех необходимых кубов произведён подсчётов запасов. Подсчёт запасов осуществлялся объёмным методом путём перемножения соответствующих кубов [30].

Таблица 3.7.

Параметры и результаты подсчёта запасов

Пласт	S, тыс. м ²	Н н/н сред., м	V _{н/н} , тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед.			ρ _г /см ³	НГЗ, тыс. т
				К _{пор}	К _н	Q		
Ю2	8 894	2.8	24 580	0.15	0.56	0.812	0.859	1 439
Ю3	26 167	5.4	142 200	0.14	0.48	0.812	0.859	6 661
Ю4-1	60 786	6.2	378 275	0.14	0.43	0.812	0.859	15 875
Ю4-2	21 315	7.2	153 980	0.13	0.43	0.812	0.859	6 000
Всего:								29 976

Исходя из используемой при подсчёте площади залежи, можно предположить, что рассчитанные запасы относятся к категории Р50.

4. ПОСТРОЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

4.1. Апскелинг геологической сетки

Апскелинг геологической сетки не проводился ввиду изначальной крупномасштабности геологической модели (100*100м) и высокой расчленённости по разрезу (0,4м)

4.2.Задание регионов свойств

На первом этапе проанализированы результаты исследований керна и PVT с целью выделения регионов моделирования свойств. Различное число регионов для одного свойства подразумевает разное задание данного свойства в различных участках модели. В результате выделены следующие регионы моделирования свойств:

Таблица 4.1.

Обоснование регионов с различными свойствами

Регионы	Количество	Обоснование
Равновесия	5	Различные уровни ВНК
PVT свойства	1	Изменения незначительны в связи с небольшими изменениями глубин
Свойства горной породы	1	
Кривые ОФП	1	Малое число испытаний
Подсчёт запасов	4	По каждому пласту

Для различных регионов инициализации задавались разные уровни ВНК, определённые на этапе геологического моделирования.

PVT свойства начальной пластовой нефти приняты с месторождения-аналога Т, поскольку отобранные пробы на месторождении Х признаны некачественными. Пробы месторождения Т рекомендованы в связи с близкими значениями плотностей сепарированной нефти месторождений Х и Т.

Таблица 4.2.

PVT свойства нефти в пластовых условиях

Пластовое давление	МПа	28
Пластовая температура	С	93
Давление насыщения	МПа	14,9
Плотность нефти при $P_{пл}$	кг/м ³	762
Вязкость нефти при $P_{пл}$	сПз	1,24
Газосодержащие	м ³ /м ³	82,7
Объёмный коэффициент нефти при $P_{пл}$	д.е.	1,207

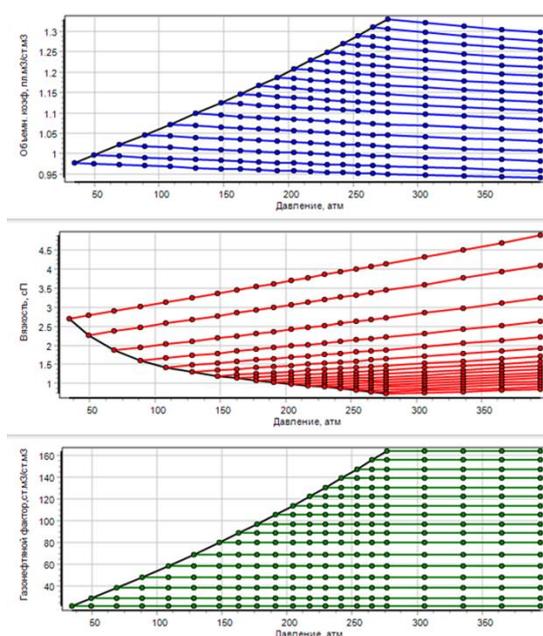


Рис. 4.1. PVT свойства пластовой нефти месторождения X

Коэффициент сжимаемости определён как среднее значение результатов лабораторных исследований на сжимаемость порового пространства образцов и составляет $3,2 \cdot 10^{-5}$ 1/бар.

4.3. Определение кривых относительных фазовых проницаемостей

Аспскелинг фазовых проницаемостей проведён в два шага:

1) Настройка формы кривых с помощью корреляции Let. Подразумевает построение кривых ОФП для заданных значений водонасыщенности с шагом 0,05 по формулам корреляции Let и корректировку формы кривых на результаты

керновых исследований с помощью изменения коэффициентов, входящих в формулу. На данном этапе произведена нормировка Sw на концевые точки и ОФП на проницаемость центрального образца, что позволяет нивелировать влияние побочных факторов.

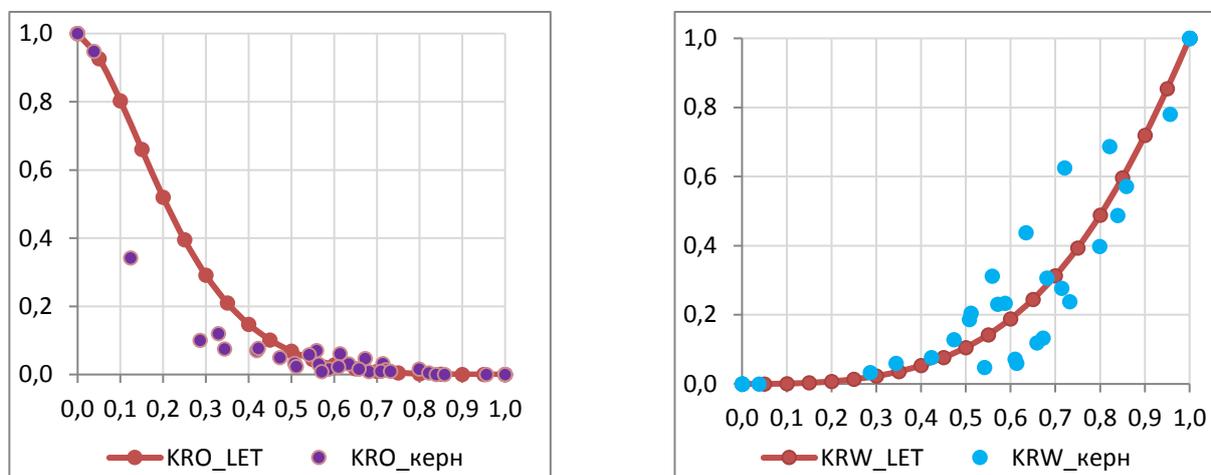


Рис. 4.2. Настройка формы кривой ОФП с помощью корреляции Let

2) Корректировка формы кривых ОФП в масштабе концевых точек. На данном этапе нормирование коэффициента Sw не проводится, кривые ОФП нормированы на абсолютную проницаемость, а расчёт кривых по формуле совершён на концевые точки KRWR и KROR.

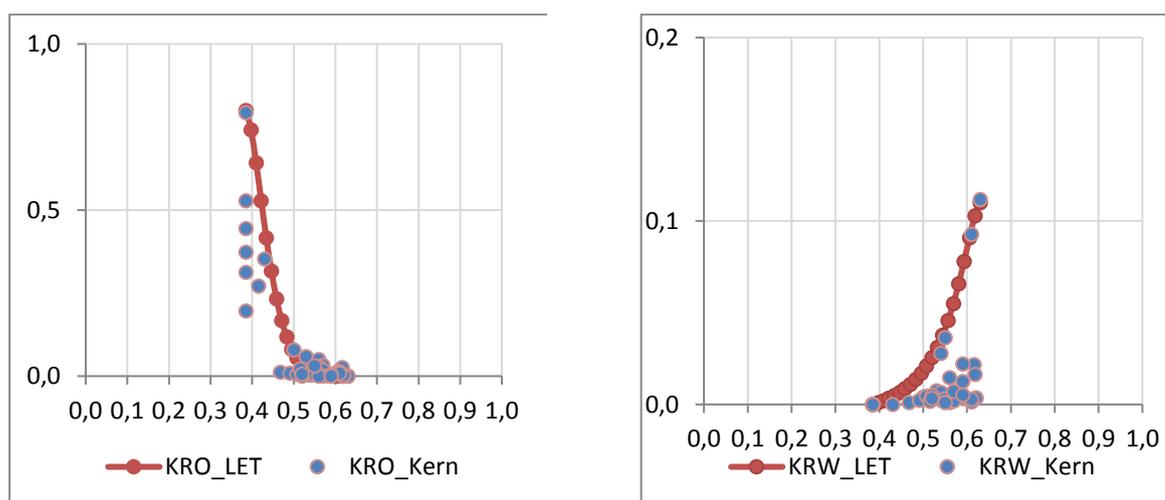


Рис. 4.3. Корректировка формы кривых ОФП

В качестве KRWR и KROR приняты максимальные значения по результатам лабораторных исследований керна с целью увеличения подвижностей в ГДМ. Значение KRWR составило 0,11, KRORW принято как 0,8. Необходимость

увеличения подвижности воды в рамках керновых исследований также обуславливается опытом месторождений-аналогов: на месторождениях К и Т, а также других месторождениях данного региона подвижность воды увеличивали после получения истории добычи. Значение KRW составляет 0,15 – среднее значение по результатам испытаний на фазовую проницаемость воды, KRO принято как 1 [16]. В результате кривые ОФП имеют следующий вид:

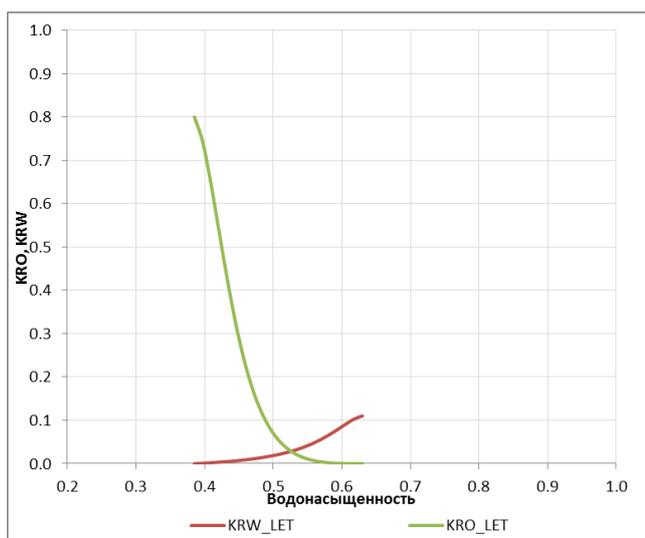


Рис. 4.4. ОФП в системе нефть-вода

Для определения в каждой ячейке конечных точек выделены следующие петрофизические зависимости для создания соответствующих кубов:

Таблица 4.3.

Формулы для расчёта ГДМ

Куб	Формула расчёта	Комментарии
SOWCR	0,37	Принято константой, как среднее значение по результатам лабораторных исследований керна
SWCR	$0.4284 * PERM^{(-0.15)}$	Петрофизическая зависимость для данного месторождения (ссылка на модель насыщения)
KRORW	0,8	Принято константой
KRWR	0.11	
KRO	1	
KRW	0.15	

ОФП в системе нефть-газ принято по месторождению-аналогу Т, поскольку собственные газовые исследования для месторождения Х не проведены.

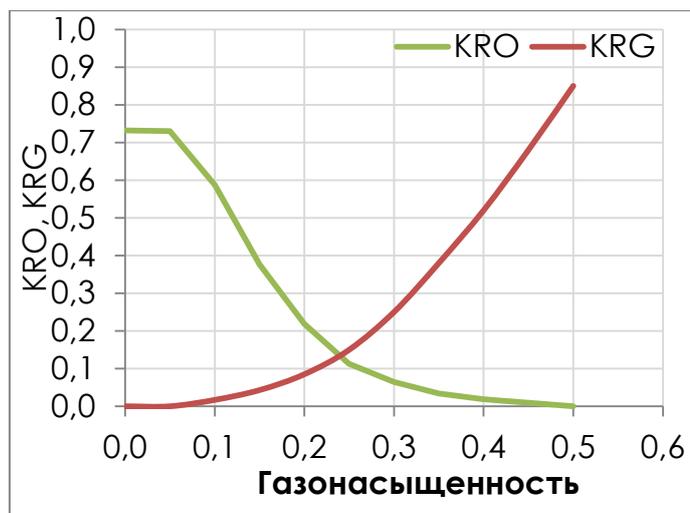


Рис. 4.5. ОФП в системе газ-нефть

Для заданных значений водонасыщенности рассчитано капиллярное давление по выведенной петрофизической зависимости [19].

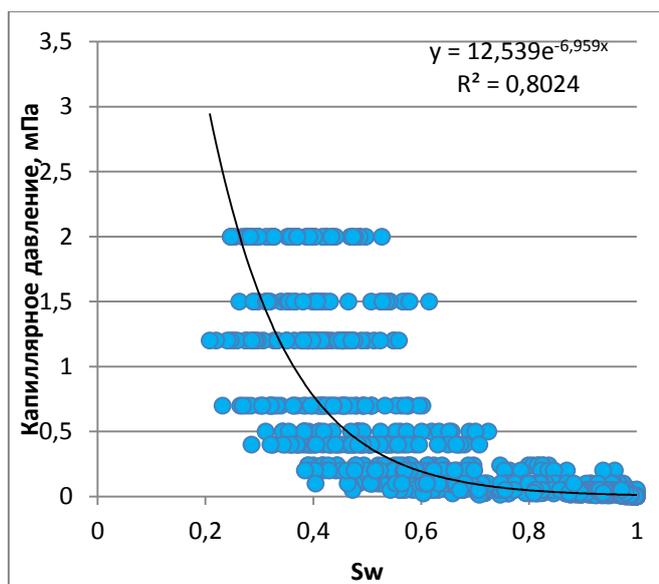


Рис. 4.6. Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности

4.4. Моделирование законтурной области

Задание аквифера необходимо для поддержания пластового давления в процессе разработки. Моделирование осуществлялось с помощью аналитического метода Картера-Трейси.

Таблица 4.4.

Параметры законтурной области

Параметры	Значение
Пластовое давление, атм.	280
Проницаемость, мД	3,5
Пористость, д. ед.	0,15
Мощность, м	25
Угол влияния	360

4.5. Адаптация гидродинамической модели

Адаптация гидродинамической модели производилась на результаты испытаний скважин на приток. Для настройки модели использовался гидродинамический симулятор MAGMA.

При первом запуске модели на расчёт произведено сравнение запасов, рассчитанных в геологической и гидродинамических моделях. Расхождения в запасах не превышают 2%.

Таблица 4.5.

Сравнение запасов в ГМ и ГДМ

Пласт/Запасы	ГМ	ГДМ	%расхождения
Ю2	1439	1411	1.95
Ю3	6661	6554	1.61
Ю41	15875	15564	1.96
Ю42	6075	5987	1.45
Всего	30050	29516	1.78

В ходе адаптации изменялись кубы PERM и SWCR. Для данных кубов задавались множители в точках скважин с последующей интерполяцией значений по кубам с помощью опции INTERPOLATE_ML_IDW.

В результате расчётный дебит жидкости настроен на исторический, а расхождения в дебите нефти и забойном давлении не превышают допустимых отклонений в 10% [23].

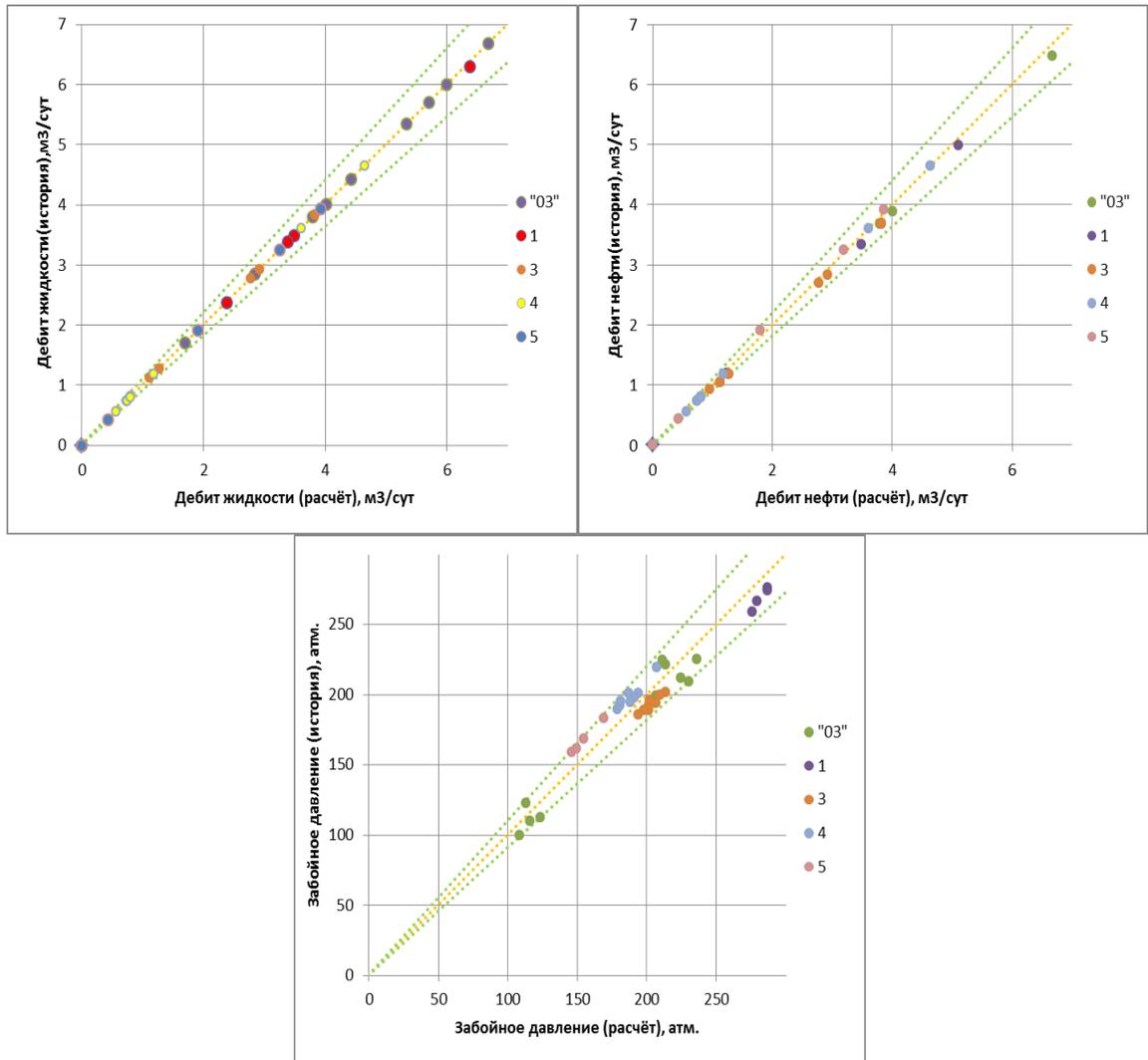


Рис. 4.5. Графики результатов адаптации ГДМ

5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

5.1. Обоснование системы разработки

5.1.1. Бенчмаркинг

Первый вариант разработки месторождения X сформирован на основе опыта разработки месторождений аналогов. Таким аналогом является месторождение Т. Запасы месторождения X и Т относятся к ТРиЗ. Пласты месторождения Т низкопроницаемые, приурочены к отложениям тюменской свиты. Пласты разрабатываются системой поддержания пластового давления (ППД) как один объект разработки наклонно-направленными скважинами с ГРП. Скважины расположены по семиточечной обращенной сетке, расстояние между скважинами 600м. Время отработки скважин нагнетательных скважин на нефть составляет 6 месяцев.

Экстраполируя опыт эксплуатации месторождения Т на месторождение X, был сформирован первый вариант разработки. Предполагается совместная работа наклонно-направленных скважин с гидроразрывом пласта (ГРП) на пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄¹ и Ю₄² в зонах их совместного залегания. Расположение сетки проектных скважин на карте совмещенных контуров пластов Ю₂ – Ю₄, представлено на рисунке 5.1.

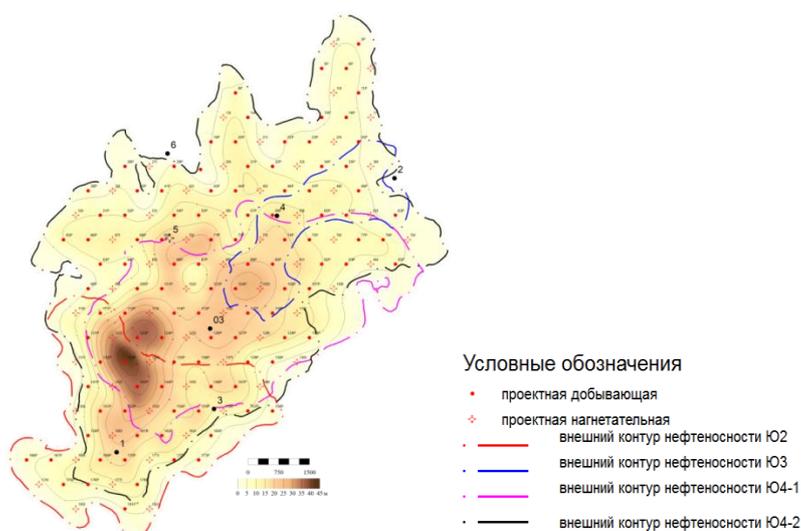


Рис. 5.1 Расположение сетки проектных скважин на суммарной карте ННТ пластов Ю₂ – Ю₄

Используя трехмерную гидродинамическую модель, был рассчитан профиль добычи нефти, жидкости и ПНГ месторождения X. Профиль представлен на рисунке 5.2. Основные показатели разработки первого варианта сведены в таблицу 5.1.

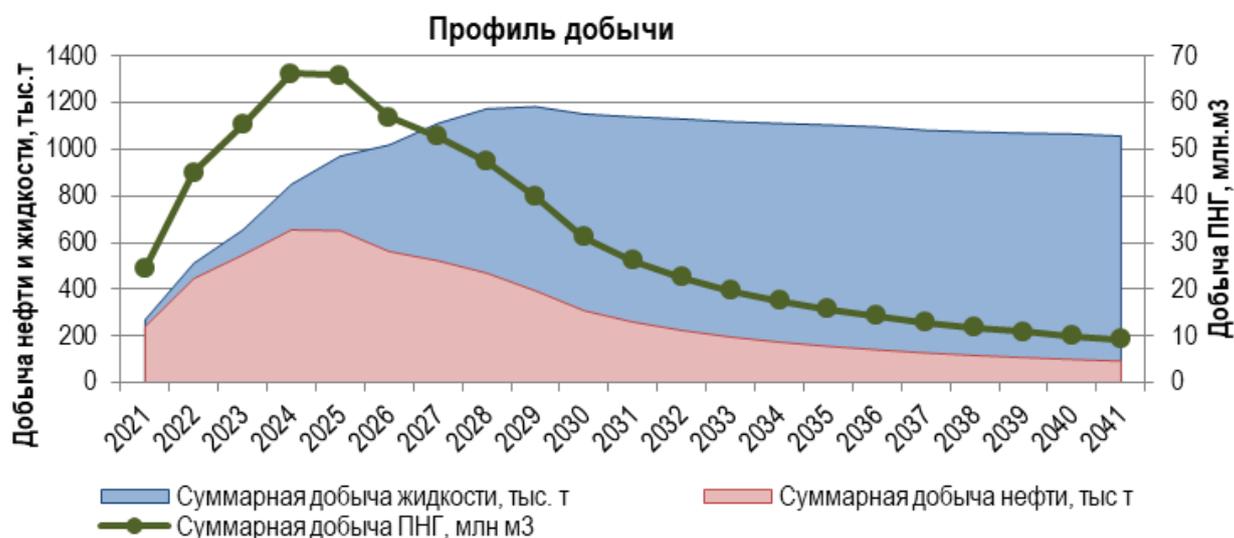


Рис. 5.2. Профиль добычи первого варианта разработки месторождения X

Таблица 5.1

Свод основных технологических показателей разработки

Показатели за 20 лет	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Полная выработка
Добыча нефти	тыс. т	240	446	547	655	652	562	5946
Добыча жидкости	тыс. т	269	512	654	850	971	1019	51762
Добыча ПНГ	млн. м ³	24	45	55	66	66	57	601
Закачка воды	тыс. м ³	188	512	719	935	1068	1120	56779
Бурение	скв.	20	20	20	20	20	20	164

Коэффициент извлечения нефти составляет 0,198 д.е. На основе полученного профиля добычи и данных о графике ввода скважин был произведен экономический расчет на экономической модели ПАО «НК Роснефть». Основные экономические показатели сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2

Свод экономических показателей первого варианта разработки

Накопленные показатели за 20 лет		
NPV	млн.руб	1178
PI	д.ед	1,1
IRR	%	8,4
Срок окупаемости	лет	4
CAPEX с НДС	млн.руб	21132
OPEX	млн.руб	102236

Основным преимуществом данного варианта является отсутствие капитальных затрат на строительство объектов инфраструктуры, однако ввиду совместной разработки пластов происходит минимизация льготы НДС. Необходима отдельная эксплуатация пластов для использования льготы НДС в полной мере. Первый вариант разработки характеризуется низкой экономической эффективностью: индекс доходности проекта составляет 1.1 д. ед.

5.2.Обоснование системы разработки

Ввиду низкой экономической эффективности первого варианта разработки необходимо рассмотреть другие варианты эксплуатации месторождения X. Для увеличения экономической эффективности разработки необходимо сокращение капитальных затрат и максимизация добычи нефти [25]. Для выполнения этих задач предполагается разработка горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом пласта.

Методика обоснования системы разработки заключается в следующем:

1. Расчет оптимальных параметров горизонтальных скважин;
 - 1.1. Обоснование направления горизонтального участка скважин;
 - 1.2. Обоснование расстояния между портами ГРП
 - 1.3. Обоснование длины горизонтального участка скважины
2. Расчет оптимальных режимов работы скважин
 - 2.1. Необходимость организации системы ППД

- 2.2. Обоснование забойного давления добывающих скважин
- 2.3. Обоснование забойного давления нагнетательных скважин
- 3. Обоснование сетки скважин
 - 3.1. Обоснование плотности сетки скважин
 - 3.2. Обоснование соотношения добывающих и нагнетательных скважин

Обоснование направления горизонтального участка скважин

Правильное расположение горизонтального участка скважины влияет на распространение трещины ГРП. Трещина располагается вдоль направления регионального стресса. Анализ работы горизонтальных скважин с МГРП показал, что бурение скважин вдоль линии стресса при наличии системы ППД позволяет предотвратить преждевременный прорыв воды от нагнетательных скважин [22].

Согласно данным анализа микросейсмических исследований соседних месторождений подтверждено направление регионального стресса, которое составляет 155° - 335° . Собственных исследований на месторождении X не выполнялось. Диаграмма преимущественного направления быстрой поперечной волны на соседних месторождениях представлена на рисунке 5.3.

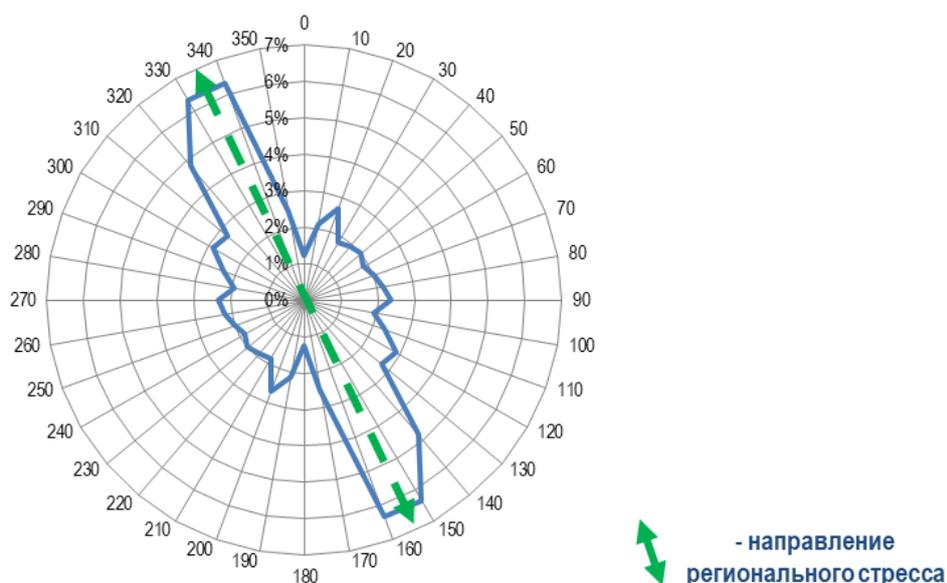


Рис. 5.3. Направление регионального стресса.

Таким образом, рекомендуется направление проектных горизонтальных скважин принять в текущем азимуте 155° - 335° .

5.3.Обоснование количества портов ГРП

Технология МГРП предназначена для интенсификации добычи нефти путем увеличения области, дренируемой скважиной. Для максимизации дренируемого количества запасов и уменьшения затрат на проведение МГРП в скважине необходимо подобрать оптимальное количество стадий ГРП. Примеры расположения портов ГРП представлены на рисунке 5.4



Рис. 5.4. Схематичное расположение портов ГРП в горизонтальной скважине

Для обоснования оптимального количества портов ГРП было сформировано 99 вариантов с различными длинами ГС (от 500м до 1500м), расстоянием между портами ГРП (от 50м до 200м), количеством стадий ГРП (от 5 до 20). Варианты расчеты сведены в Приложении 3.

Расчеты профилей добычи производились на секторной модели месторождения X. Оценка оптимального решения проводилась с использованием комплексного критерия К. Комплексный критерий учитывает NPV и накопленную добычу по вариантам с различным количеством ГРП и длиной ГС. [11] .

$$K = \sqrt{K_{NPV} * K_Q}$$

$$\text{где } K_{NPV} = \frac{NPV - NPV^*}{NPV^*}, K_Q = \frac{Q - Q^*}{Q^*}$$

NPV* - нормировочное, минимально допустимое, значение NPV, Q* - нормировочное, минимально допустимое, значение накопленной добычи нефти

Для вариантов длины ГС от 500 до 1500 м наблюдается перегиб по значениям комплексного критерия при расстоянии между портами ГРП 100м. Значения комплексного критерия К для каждого варианта расчета сведены в таблицу 5.3

Таблица 5.3

Значение комплексного критерия от длины ГС

Комплексный критерий		120	110	100	90	80	70	60	50
Длина ГС, м	1500	1.166	1.168	1.169	1.167	1.165	1.162	1.159	1.156
	1400	1.071	1.072	1.073	1.071	1.069	1.066	1.064	1.062
	1300	0.973	0.975	0.976	0.975	0.974	0.972	0.970	0.967
	1200	0.878	0.879	0.880	0.879	0.878	0.876	0.873	0.870
	1100	0.783	0.784	0.784	0.783	0.782	0.779	0.776	0.772
	1000	0.687	0.687	0.688	0.687	0.685	0.683	0.680	0.677
	900	0.591	0.591	0.592	0.591	0.590	0.588	0.586	0.583
	800	0.494	0.495	0.496	0.495	0.495	0.494	0.492	0.489
	700	0.396	0.397	0.398	0.398	0.397	0.397	0.396	0.393
	600	0.308	0.311	0.311	0.311	0.311	0.310	0.308	0.307
	500	0.200	0.201	0.202	0.202	0.201	0.200	0.200	0.199

График зависимости К от расстояния между портами ГРП для каждой длины горизонтального ствола представлен на рисунке 5.5.

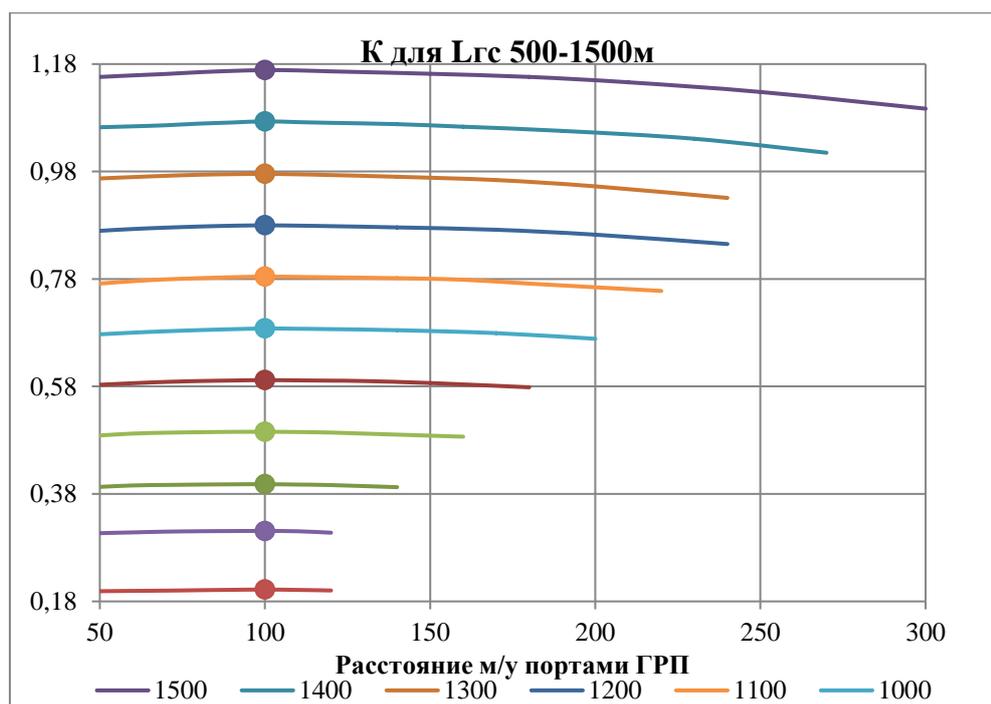


Рис. 5.5. Зависимость К от расстояния между портами ГРП

По итогам технологических и экономических расчетов оптимальным расстоянием между портами ГРП составляет 100 м для любой длины горизонтальной скважины.

5.4.Обоснование длины горизонтального ствола

Длина горизонтального ствола влияет на продуктивность скважины. Чем выше длина, тем выше продуктивность скважины за счет увеличения контура питания скважины [24]. Однако, с увеличением длины ствола наблюдается нелинейное увеличение стоимости бурения скважины, рост технологических рисков. Таким образом, необходим оптимум между накопленной добычей на скважину и ее стоимостью. Обоснование длины скважины базируется на комплексном критерии К.

Сформированы 10 вариантов проектных сеток скважин с длинами ГС от 600 до 1500м, с шагом 100м. По результатам многовариантных расчетов на гидродинамической модели рекомендуется принять длину горизонтального участка 1000м. При увеличении длины ГС свыше 1000м отмечается снижение NPV за счет нелинейного увеличения стоимости бурения, а также рост технологических рисков (риски при бурении, освоении и эксплуатации). Свод вариантов для обоснования длины ГС представлен в Приложение 4.

Зависимость комплексного критерия от длины ГС представлена на рисунке 5.6.

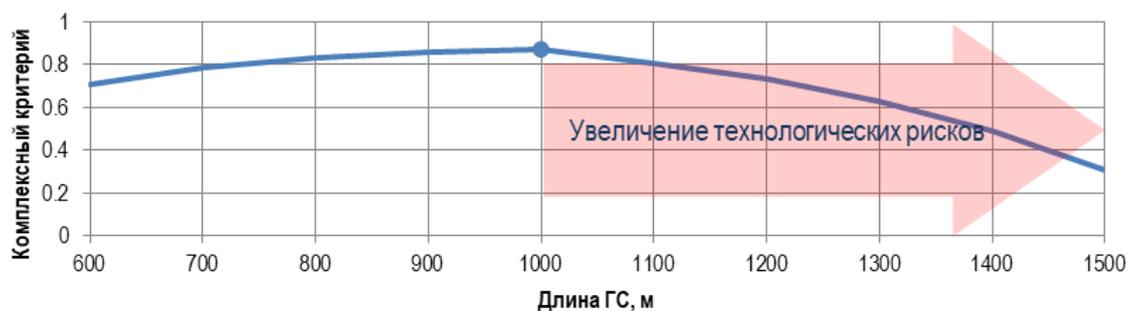


Рис.5.6. Зависимость комплексного критерия от длины ГС

Таким образом, оптимальная длина горизонтального ствола скважины составляет 1000м.

5.5.Обоснование плотности сетки скважин

Для максимального охвата залежи по площади необходимо подобрать оптимальное расстояние между рядами скважин. Обоснование заключается в

многовариантных расчетах на полномасштабной гидродинамической модели месторождения. Было сформировано семь вариантов разработки с расстояниями от 300 до 900м. Свод вариантов разработки приведен в Приложении 5

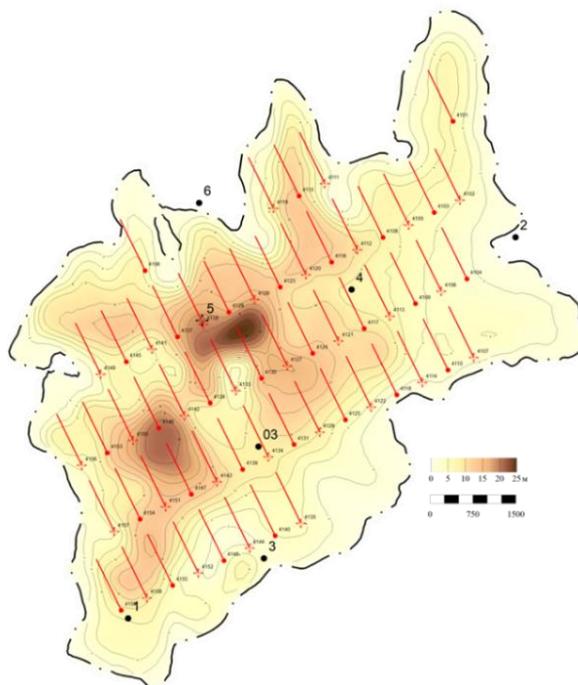


Рис. 5.7. Схема расположения проектных скважин с длиной ГС 1000м, расстояние между рядами 400м на карте ННТ пласта Ю4-1

Таким образом, оптимальным по значению комплексного критерия является вариант с плотностью сетки 52,4 Га/скв, расстоянием между рядами – 400м.

5.6. Организация системы ППД. Определение времени отработки нагнетательных скважин

Для увеличения КИН применяются методы увеличения нефтеотдачи. К таким методам относится закачка воды с целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти [27]. Для увеличения эффективности разработки месторождения нужно оценить необходимость организации системы ППД и определить оптимальное время отработки нагнетательных скважин на нефть. Обоснование выполнено на основе комплексного критерия К. Было сформировано пять различных вариантов разработки. Основные технологические параметры сведены в таблицу 5.4 и представлены на рисунке 5.8.

Таблица 5.4

Свод вариантов для определения оптимального времени отработки нагнетательных скважин

Показатель	Варианты				
	Без ППД	Без отработки	3 месяца	6 месяцев	12 месяцев
Время отработки					
Расстояние между рядами, м	400	400	400	400	400
Длина ГС, м	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
НГЗ, тыс т	15 875	15 875	15 875	15 875	15 875
Накопленная добыча нефти, тыс. т	1 739	3 891	4 128	4 158	4 214
Уд. Доб. Нефти на скв, тыс. т	29	134	142	143	145
Кохв, д. ед.	0.214	0.479	0.508	0.512	0.518
Квыт, д. ед.	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512
КИН, д. ед.	0.110	0.245	0.260	0.262	0.265
К (комплексный критерий), д.ед.	0.280	0.673	0.769	0.697	0.497

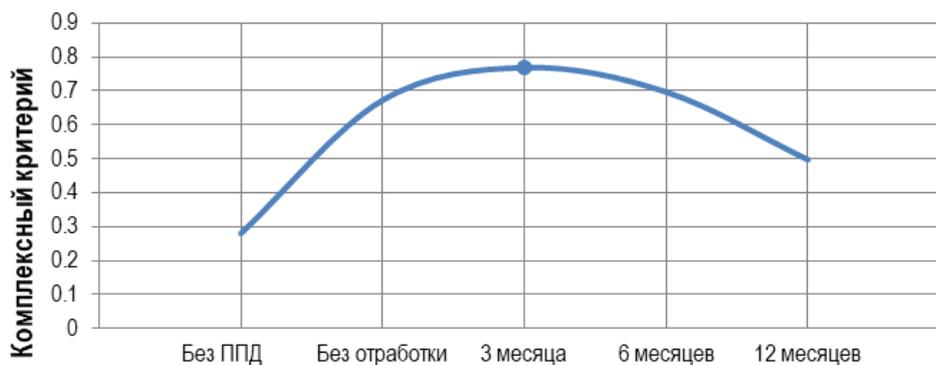


Рис. 5.8. Зависимость комплексного критерия от времени отработки нагнетательной скважины на нефть

Оптимальное время отработки нагнетательной скважины на нефть составляет 3 месяца.

5.7. Обоснование оптимальных забойных давлений добывающих и нагнетательных скважин.

Корректно выбранное забойное давление добывающей скважины позволяет максимизировать дебит скважины. Согласно уравнению Дюпюи (1) чем ниже забойное давление, тем выше дебит скважины [29]. Однако снижение забойного давления ниже давления насыщения приводит к выделению растворенного в нефти газа и увеличению вязкости нефти. Увеличение вязкости нефти приводит к

снижению продуктивности скважины, что негативно сказывается на дебите скважины.

$$Q = \frac{2\pi Rh(p_{nl} - p_{зоб})}{\mu \ln \frac{R}{r_c}} \quad (12)$$

На основе данных о зависимости изменения вязкости нефти при ее разгазировании и зависимости дебита от снижения забойного давления получена зависимость дебита добывающей скважины от забойного давления. Зависимость представлена на рисунке 5.9.

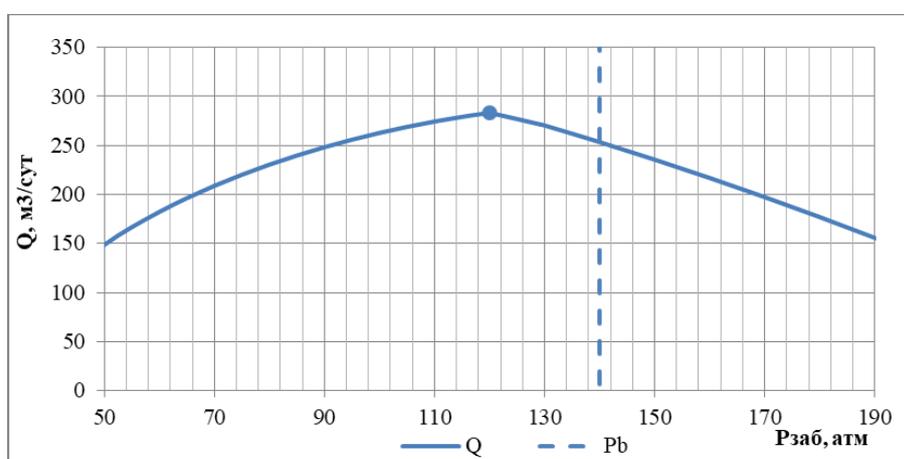


Рис. 5.9. Зависимость дебита скважины от забойного давления

Таким образом, при давлении насыщения 150 атм оптимальное забойное давление, обеспечивающее максимальный приток к скважине составляет 120 атм.

Для обеспечения максимальной приемистости нагнетательных скважин необходимо максимальное забойное давление. Таким давлением является давление в 420 атм, вызванное технологическими ограничениями насосов на КНС.

5.8. Обоснование соотношения добывающих и нагнетательных скважин для пластов Ю₂–Ю₄,

Для равномерного площадного охвата разработкой и наилучшего вытеснения нефти водой необходимо подобрать оптимальное соотношение добывающих и нагнетательных скважин. Определяется по формуле (2), которая учитывает соотношение подвижности нефти и воды (λ), коэффициент продуктивности

скважины ($K_{\text{прод}}$), количество скважин (N), забойное ($P_{\text{заб}}$) и пластовое давление ($P_{\text{пл}}$).

$$(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}^{\text{доб}}) N^{\text{доб}} \lambda_{\text{oil}} K_{\text{прод}}^{\text{ГС}} = (P_{\text{автоГРП}}^{\text{наг}} - P_{\text{пл}}) N^{\text{наг}} \lambda_{\text{wat}} \left\{ \frac{K_{\text{прод}}^{\text{ГС}} \text{ если ГС}}{K_{\text{прод}}^{\text{ННС}} \text{ если ННС}} \right\} \quad (13)$$

Ввиду более высокого коэффициента продуктивности горизонтальной скважины чем у вертикальной, необходимо различное соотношение добывающих и нагнетательных скважин.

$$K_{\text{прод}}^{\text{ГС}} = 0,91 \frac{\text{м}^3}{\text{сут атм.}}; K_{\text{прод}}^{\text{ННС}} = 0,3 \frac{\text{м}^3}{\text{сут атм.}} \quad (14)$$

При использовании наклонно-направленных нагнетательных скважин для равномерного вытеснения нефти и поддержания уровня оптимальной компенсации необходимое соотношение добывающих и нагнетательных скважин составляет 1:3. Для горизонтальных скважин – 1:1.

Также у горизонтальных и наклонно-направленных скважин есть свои преимущества и недостатки, которые сведены в таблицу 5.5.

Тип профиля	ННС		ГС	
Совместная эксплуатация	●	Два и более пластов	●	Отсутствует
Уточнение геологии	●	По всему разрезу	●	Только с пилотным стволом
Охват заводнением по разрезу	●	Полный	●	Частичный
Стоимость	●	Низкая	●	Высокая
Риск недостижения целевой приемистости	●	Средний	●	Низкий

Таким образом, по итогам обоснования параметров сетки скважин было принято:

1. Тип заканчивания добывающих скважин – ГС с МГРП
2. Направление горизонтальных стволов – 335°
3. Длина горизонтального участка ГС – 1000м
4. Расстояние между портами ГРП – 100м
5. Забойное давление в добывающих скважинах – 120 атм
6. Расстояние между рядами сетки скважин – 400м
7. Оптимальное время отработки нагнетательных скважин на нефть – 3 месяца

5.9. Определение минимальных рентабельных толщин

По итогам обоснования оптимальной сетки разработки был построен профиль средней скважины. Профиль представлен на рисунке 5.10. Средняя накопленная добыча нефти на скважину составляет 70 тыс. т.

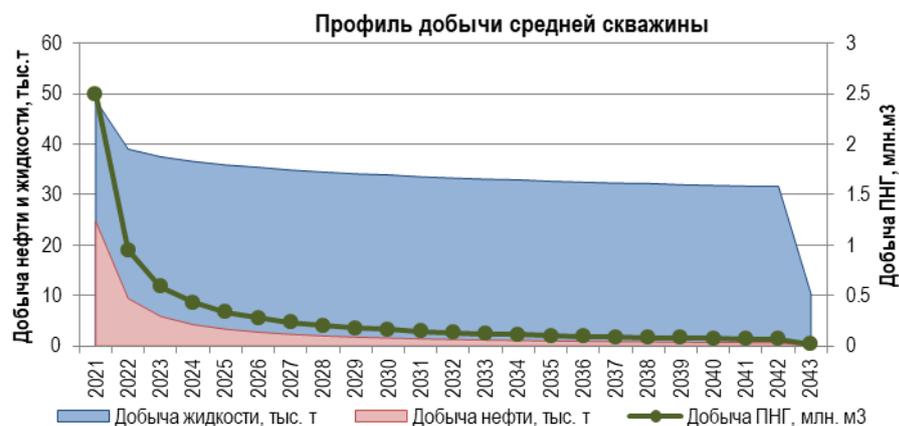


Рис. 5.10 Профиль добычи средней скважины

Экономическая эффективность зависит от запасов нефти на скважину. Определение минимальных рентабельных толщин позволяет на этапе планирования бурения скважин исключить нерентабельные скважины для повышения экономической эффективности разработки. По результатам расчета была определена минимальная рентабельная нефтенасыщенная толщина пласта, которая составляет 6 м. Зависимость NPV от нефтенасыщенной толщины представлена на рисунке 5.11.

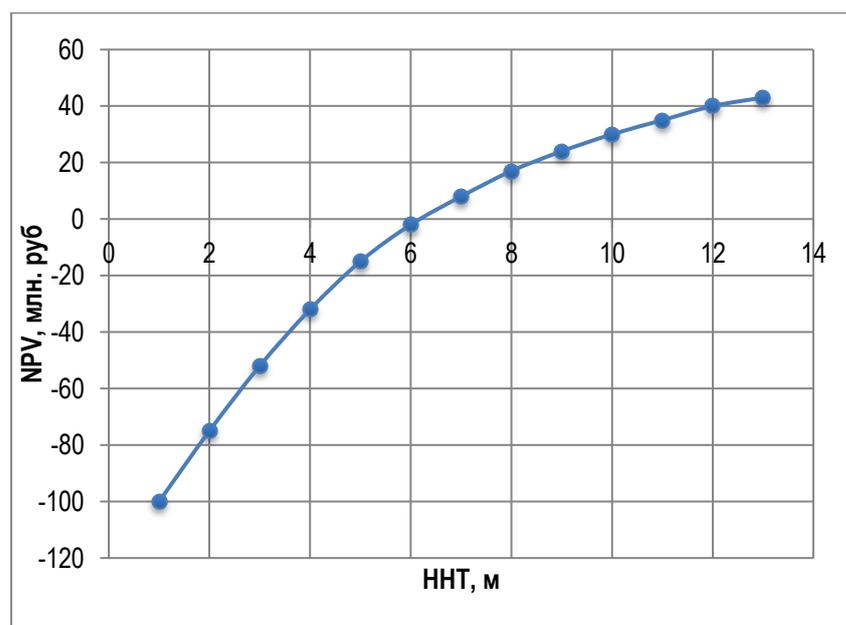


Рис. 5.11. Зависимость NPV от нефтенасыщенной толщины

5.10. Типовая конструкция скважины

При выборе конструкции скважины основными критериями, определяющими конструкцию скважин, выбраны:

- надежность и качество сооружения скважин, рассчитанных на их многолетнюю эксплуатацию при получении максимальной производительности;
- обеспечение безаварийной проводки скважин;
- оптимизированное кустовое бурение с учетом сокращения затрат на подготовительные работы по отсыпке площадок, подъездных дорог и др.;
- минимальное отрицательное воздействие на продуктивный пласт;
- соблюдение правил безопасности работ и стандартов по охране окружающей среды [9].

Необходимое количество обсадных колонн и глубины установки их башмаков приняты с соседнего месторождения аналога Т ввиду отсутствия данных по градиентам пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, прочности и устойчивости горных.

Диаметры промежуточных обсадных колонн и долот выбраны с учетом обеспечения оптимального диаметра эксплуатационной колонны и допустимых зазоров между стволом скважины и обсадными трубами, при которых обеспечивается свободный спуск обсадных колонн, прохождение колонны низа бурильной колонны (КНБК) внутри обсадной колонны, надежное разобщение пластов тампонажными материалами.

Ввиду того что на этапе определения наиболее рентабельного варианта выбрана рядная система разработки с применением горизонтальных стволов далее будет описана принципиальная конструкция только горизонтальных скважин рис. 5.12.

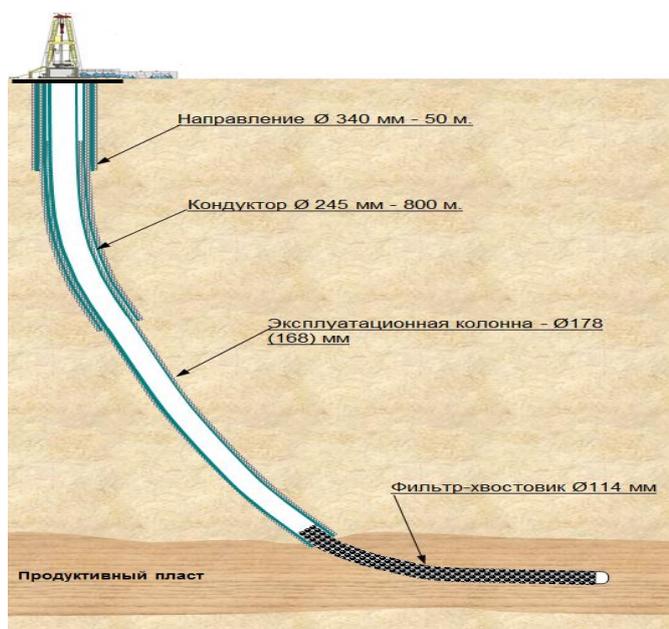


Рис. 5.12. Рекомендованная конструкция скважин

Рекомендованная схема конструкции горизонтальных добывающих скважин в монолитном пласте, где водонасыщенная часть пласта отсутствует:

- направление диаметром 324 мм спускается на глубину 30-50 м с целью организации замкнутой циркуляции, перекрытия неустойчивых песчаных отложений четвертичной системы; глубина спуска направления уточняется в ходе бурения для установки его башмака в устойчивых глинистых отложениях. При выбранном диаметре направления 324 мм, необходимый зазор между стенками скважины и трубами, выдерживается при применении долот диаметром 393,7 мм [7];

- кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 750 м (по вертикали) с целью перекрытия неустойчивых отложений и установки противовыбросового оборудования. При выбранном диаметре кондуктора 245 мм, необходимый зазор между стенками скважины и трубами, выдерживается при применении долот диаметром 295,3 мм [8];

- эксплуатационная колонна диаметром 168 (146) мм; в интервале продуктивного пласта незацементированная эксплуатационная колонна длиной 400-500 м с установкой жестких центраторов Ц-168 (146) и многослойных сетчатых фильтров ЗСМФЭ-168(146). Проницаемая часть эксплуатационной колонны в

продуктивной части должна быть не менее 50 %. Высота подъема цемента от кровли продуктивного пласта до устья.

В продуктивном низкопроницаемом и заглинизированном пласте вместо фильтров ФС рекомендуется применять предварительно проперфорированные хвостовики. Проницаемая часть хвостовика в продуктивной части должна быть не менее 90 %.

Рекомендованная конструкция горизонтальной скважины в монолитном пласте с подошвенной водой:

- в части глубин спуска направления, кондуктора идентична приведенной для наклонно-направленных скважин;
- эксплуатационная колонна диаметром 168 мм, глубина спуска до кровли эксплуатационного объекта, высота подъема цемента от кровли продуктивного пласта до устья.

На скважинах, где расстояние от вскрытой части пласта до водонасыщенного интервала более 10 м, имеется глинистая перемычка толщиной более метра и она прослеживается в соседних скважинах, устанавливается хвостовик диаметром 114 мм. Длина хвостовика в продуктивной части пласта 400-500 м. На хвостовике устанавливаются жесткие центраторы, фильтры ФС-114. Проницаемая часть хвостовика в продуктивной части должна быть не менее 50 %.

На скважинах, где расстояние от вскрытой части пласта до водонасыщенного интервала менее 10 м, имеется глинистая перемычка толщиной более метра, устанавливается хвостовик диаметром 114 мм с последующим его цементированием. Длина зацементированного хвостовика 400-500 м, вскрывается щелевой гидropескоструйной перфорацией. Проницаемая часть хвостовика в продуктивной части должна быть не менее 90 %.

Конструкция нагнетательных скважин аналогична конструкции добывающих скважин.

Принятая конструкция позволяет осуществить проведение полного комплекса геолого-геофизических исследований, использовать современное оборудование и инструмент для бурения, освоения и эксплуатации скважины. Более подробно

конструкции проектируемых скважин, глубины спуска колонн, высота подъема цементного раствора уточняются, обосновываются и корректируются при составлении рабочего проекта на бурение скважин в соответствии с геолого-техническими условиями бурения.

5.11. Оборудование устья скважин

После крепления скважин кондуктором, эксплуатационной колонной (при бурении под хвостовик), устье оборудуется колонной головкой и противовыбросовым оборудованием соответствующего типа и размера. Превенторные установки включают пульт управления превенторами, выкидные линии, блоки глушения и дросселирования, сепаратор.

Оборудование устья скважин (превенторные установки совместно с приустьевой частью обсадных колонн) опрессованы на давление, превышающее ожидаемое на 10 %. Устья эксплуатационных скважин должны оборудоваться фонтанной арматурой соответствующей ожидаемым давлениям и пластовым флюидам.

Наземное оборудование имеет продувочную и аварийную (для глушения скважины) линии длиной не менее 100 м, опрессованные с коэффициентом запаса, равным 1,25 от ожидаемого максимального давления. Линии оборудованы обратными клапанами и имеют возможность подключения контрольно-регистрирующей аппаратуры.

5.12. Выделение эксплуатационных объектов

На месторождениях аналогах осуществляется совместная разработка пластов. Для этого есть ряд предпосылок:

1. Совпадение площадей нефтеносности в плане;
2. Схожие ФЕС коллекторов (К_{нн}, К_{пр}, К_п);
3. Близкие термобарические условия залегания и физико-химические характеристики пластов;

4. Близкая глубина залегания;
5. Охват фонда ГРП – 100%;

Пласты Ю2-Ю4 относятся к тюменской свите, следовательно, относятся к категории залежей, на которые распространяются льготная ставка НДС. Для пластов мощностью ниже 10м Кд составляет 0,2 (пласта Ю2, Ю3, Ю42). Для пласта Ю41 Кд составляет 0,8. Для сохранения максимальной льготы НДС необходима отдельная эксплуатация пластов, т.к. для каждого пласта сохраняется его Кд.

5.13. Технико-экономический анализ вариантов разработки

По итогам обоснования оптимальной сетки разработки были сформированы еще три варианта разработки месторождения X, характеризующиеся различными значениями накопленной добычи нефти и экономической эффективности.

Второй вариант разработки заключается в разбуривании пластов рядной сеткой скважин. Расстояние между рядами скважин 400м, длина горизонтального ствола 1000м, расстояние между портами ГРП 100м. Добывающие скважины - горизонтальные, нагнетательные - вертикальные. Нагнетательные скважины, расположенные в зонах совместного залегания пластов, оборудованы компоновками ОРЗ для осуществления одновременной закачки. Кроме того, наклонно-направленные скважины обладают рядом преимуществ перед горизонтальными: возможность совместной эксплуатации нескольких пластов и низкая стоимость скважины. Схема расположения проектных скважины представлена на рисунке 4.12.

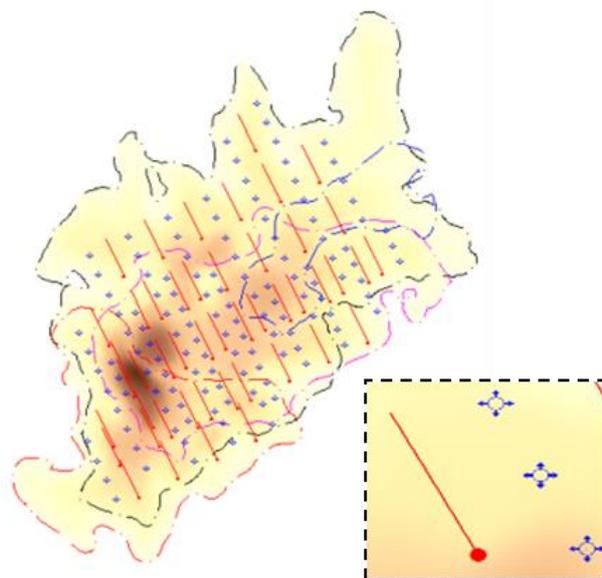


Рис. 5.12 Схема расположения проектных скважин второго варианта разработки

На гидродинамической модели был рассчитан профиль добычи нефти, представлен на рисунке 5.13.

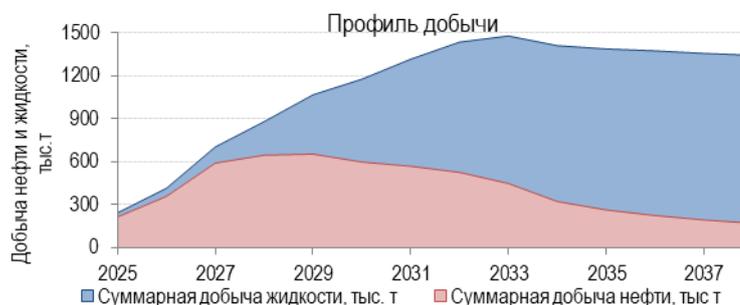


Рис. 5.13 Профиль добычи по второму варианту разработки

Основные технико-экономические показатели сведены в таблицу 5.9

Таблица 4.9.

Основные технико-экономические показатели второго варианта разработки

Показатели	Ед. изм.	Полная выработка
Добыча нефти	млн. т	6.5
Добыча жидкости	млн. т	53.9
Добыча ПНГ	млрд. м ³	24.5
Доб. фонд	скв.	47
Нагн. фонд	скв.	131
КИН	д.е.	0,218
NPV	млн.руб	1 542
PI	д.е.	1,2

Данный вариант характеризуется низкой экономической эффективностью ввиду значительного количества скважин для бурения и отсутствием использования льготы НДС в полной мере ввиду совместной эксплуатации пластов. Индекс доходности составляет 1,2

Третий вариант разработки заключается в разбуривании пластов рядной сеткой скважин. Расстояние между рядами скважин 400м, длина горизонтального ствола 1000м, расстояние между портами ГРП 100м. Добывающие и нагнетательные скважины - горизонтальные. Использование горизонтальных скважин позволяет существенно сократить фонд для бурения и повысить эффективность разработки. Схема расположения проектных скважины представлена на рисунке 5.14.

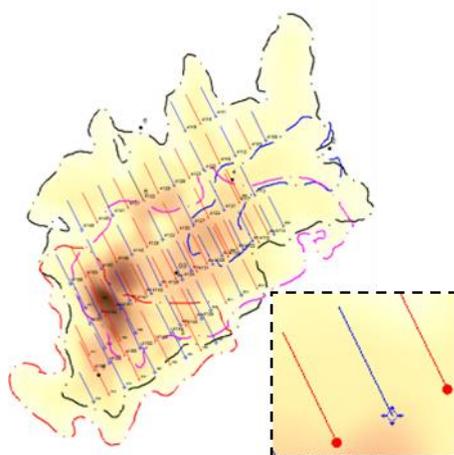


Рис. 5.14 Схема расположения проектных скважин третьего варианта разработки

На гидродинамической модели был рассчитан профиль добычи нефти, представлен на рисунке 5.15.

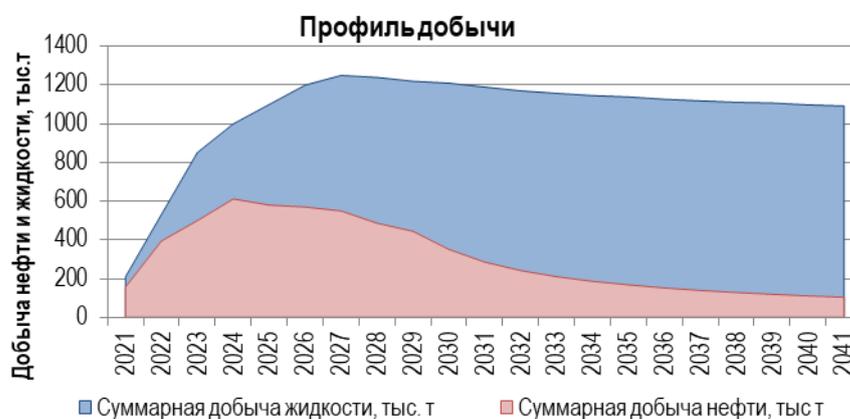


Рис. 5.15. Профиль добычи по третьему варианту разработки

Основные технико-экономические показатели сведены в таблицу 5.10.

Таблица 5.10.

Основные технико-экономические показатели третьего варианта разработки

Показатели	Ед. изм.	Полная выработка
Добыча нефти	млн. т	6.6
Добыча жидкости	млн. т	47.5
Добыча ПНГ	млрд. м ³	24.9
Доб. фонд	скв.	44
Нагн. фонд	скв.	45
КИН	д.е.	0,221
NPV	млн.руб	2 221
PI	д.е.	1,3

Основным недостатком третьего варианта разработки является время разбуривания месторождения. Индекс доходности данного варианта разработки составляет 1,3.

Четвертый вариант разработки заключается в разбуривании пластов рядной сеткой скважин. В зонах одиночного залегания пластов применяются горизонтальные скважины. Расстояние между рядами скважин 400м, длина горизонтального ствола 1000м, расстояние между портами ГРП 100м. Добывающие и нагнетательные скважины - горизонтальные. Однако в зонах совместного залегания пластов предполагается бурение многоствольных скважин. Принципиальная схема конструкции многоствольной скважины до спуска эксплуатационной колонны аналогична конструкции горизонтальной скважины описанной выше. Принципиальное различие заключается в спуске в спуске в каждый ствол эксплуатационной колонны хвостовика, применяя 5 уровень закачивания скважин ТАМЛ, при котором основной и боковой ствол скважин обсажены и зацементированы. Диаметр хвостовика составляет 114мм. Использование многоствольных скважин позволяет существенно сократить фонд для бурения. Схема расположения проектных скважины представлена на рисунке 5.16.

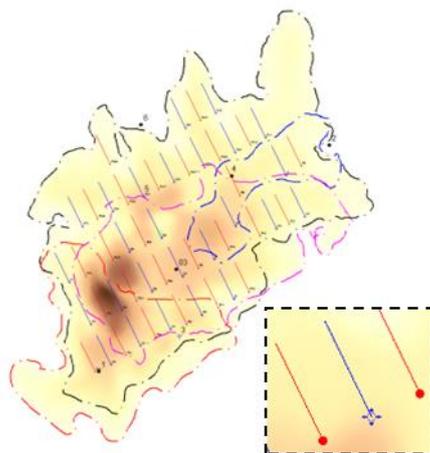


Рис. 5.16. Схема расположения проектных скважин четвертого варианта разработки

На гидродинамической модели был рассчитан профиль добычи нефти, представлен на рисунке 5.17.



Рис. 5.17 Профиль добычи по четвертому варианту разработки

Основные технико-экономические показатели сведены в таблицу 5.11.

Таблица 5.11

Основные технико-экономические показатели третьего варианта разработки

Показатели	Ед. изм.	Полная выработка
Добыча нефти	млн. т	6.7
Добыча жидкости	млн. т	47.8
Добыча ПНГ	млрд. м ³	26.1
Доб. фонд	скв.	36
Нагн. фонд	скв.	20
КИН	д.е.	0,221
NPV	млн.руб	1 972
PI	д.е.	1,2

Основным недостатком четвертого варианта разработки является увеличение капитальных вложений за счет увеличения стоимости многоствольной скважины по сравнению с горизонтальной, ремонтпригодностью таких скважин. Индекс доходности данного варианта разработки составляет 1,2.

6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

6.1. Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта

Месторождение X является многопластовым. Промышленная нефтеносность установлена в четырех пластах тюменской свиты – Ю₂, Ю₃, Ю₄¹ и Ю₄². Рассмотрено три варианта разработки бурением одним, двумя и тремя буровыми станками (БУ).

Вариант 1 предполагает бурение 89 скважин, из которых 44 добывающих и 45 нагнетательных. Разбуривание объекта осуществляется в период 2025-2034гг. При этом используется 1 буровая установка. Данный вариант позволяет постепенно вводить месторождение в разработку, параллельно проводя доизучение объекта, снижая геологические риски. Необходимо расширение первой ступени центрального пункта сбора (ЦПС) в 2026 в связи с превышением производительности ЦПС по жидкости с учетом планируемой загрузки ЦПС. Профиль загрузки ЦПС представлен на рисунке 6.1.

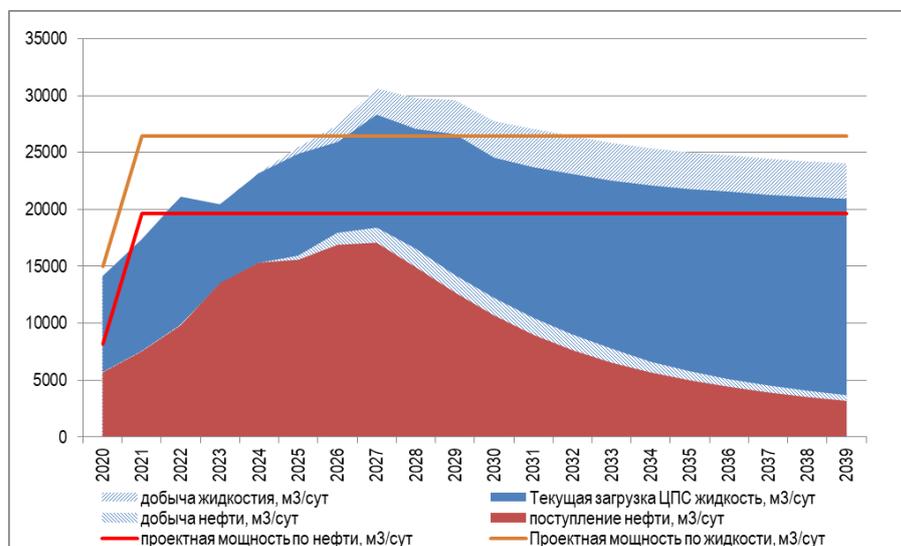


Рисунок 6.1. Профиль загрузки ЦПС по варианту 1.

Согласно предложенным технологическим решениям варианта 1 за проектный период объем добычи нефти составит 6150 тыс. т нефти. Потребность в капитальных вложениях при данном варианте разработки месторождения составит 22159 млн. руб. Эксплуатационные расходы, связанные с процессом нефтеизвлечения аккумулируются в размере 36179 млн. руб. Выручка от реализации

продукции за весь проектный период позволяет покрыть понесенные затраты чистый дисконтированный доход оценивается в размере 1483 млн. руб.

Вариант 2 предполагает бурение 89 скважин, из которых 44 добывающих и 45 нагнетательных. Все скважины горизонтальные, бурение осуществляется двумя БУ. Ускорение ввода месторождения в эксплуатацию позволяет повысить рентабельность проекта в целом. Разбуривание объекта осуществляется в период 2025-2029гг. Согласно предложенным технологическим решениям варианта 2 за проектный период с объекта предполагается извлечь 6290 тыс. т нефти.

Необходимо расширение первой ступени ЦПС в 2026 в связи с превышением производительности ЦПС по жидкости с учетом планируемой загрузки ЦПС. Профиль загрузки ЦПС представлен на рисунке 6.2.

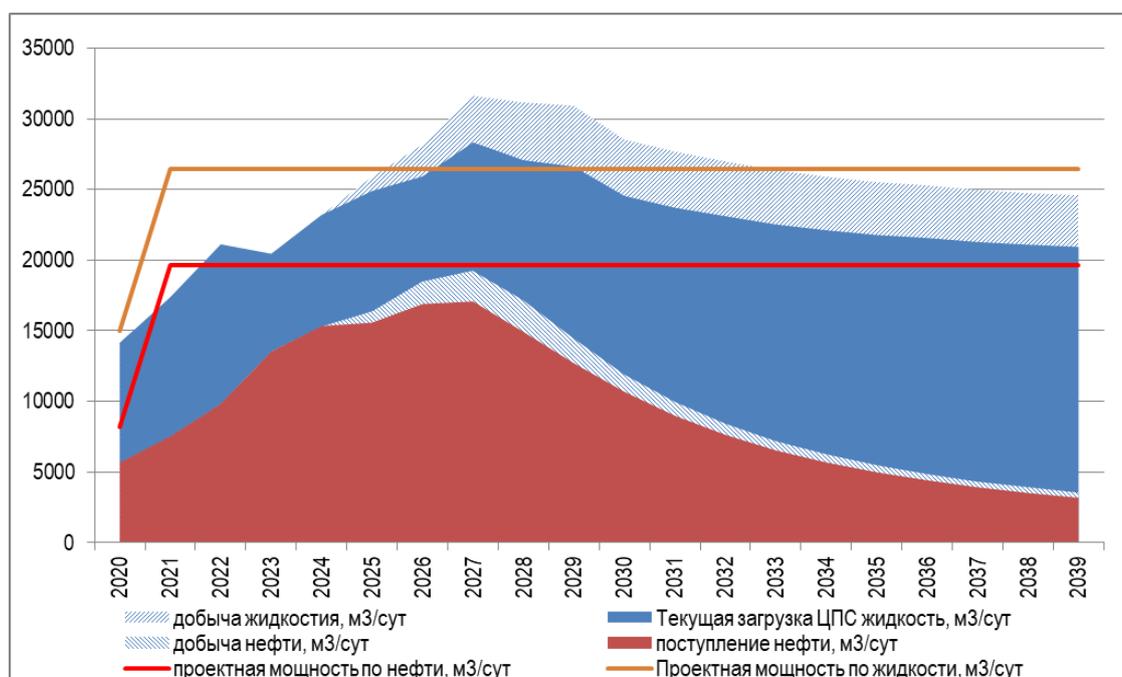


Рисунок 6.2. Профиль загрузки ЦПС по варианту 2

Реализация данного варианта разработки месторождения потребует инвестиционных вложений на сумму 22159 млн. руб. Эксплуатационные затраты, связанные с процессом добычи нефти за весь период разработки составят 33215 млн. руб. Выручка от реализации продукции позволит окупить вложенные средства, чистый дисконтированный доход оцениваются в размере 1783 млн. руб.

Вариант 3 базируется на технологических решениях варианта 1. Основным отличием данного варианта разработки является изменение скорости разбуривания месторождения. Разбуривание объекта осуществляется тремя буровыми станками в период 2025-2027гг. Всего к бурению предлагается 89 скважин, из которых 44 добывающих и 45 нагнетательных.

Необходимо расширение первой и второй ступени ЦПС в 2026 в связи с превышением производительности ЦПС по жидкости и по нефти с учетом планируемой загрузки ЦПС. Профиль загрузки ЦПС представлен на рисунке 6.3.

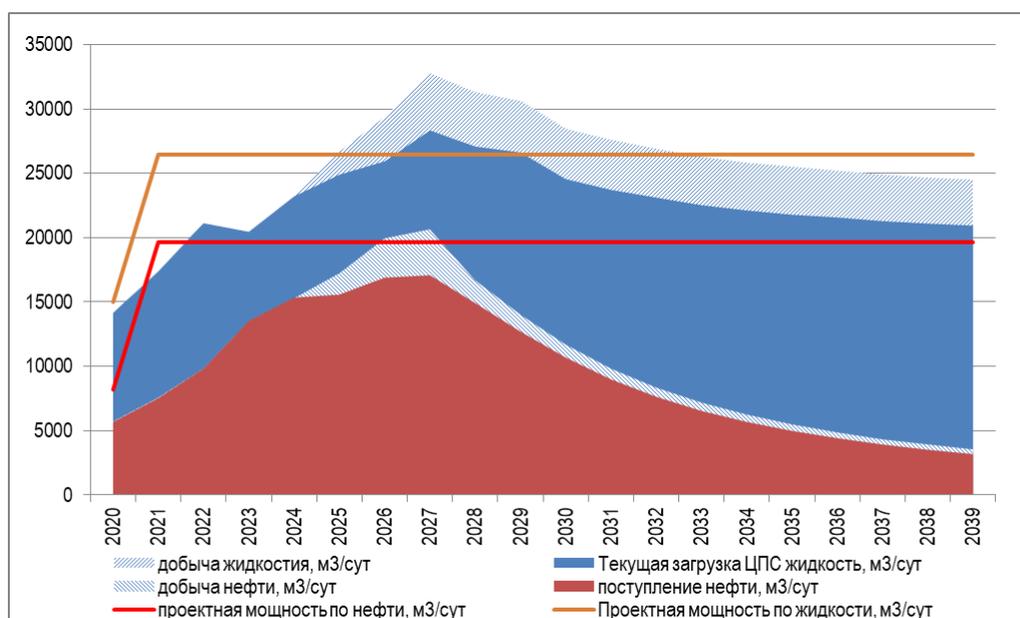


Рисунок 6.3. Профиль загрузки ЦПС по варианту 3

Как показали выполненные технико-экономические расчеты разбуривание месторождения тремя БУ экономически менее выгодно ввиду увеличения капитальных затрат на расширение ЦПС. Реализация данного варианта разработки месторождения потребует инвестиционных вложений на сумму 22816 млн. руб. Эксплуатационные затраты, связанные с процессом добычи нефти за весь период разработки составят 31891 млн. руб. Выручка от реализации продукции позволит окупить вложенные средства, чистый дисконтированный доход оцениваются в размере 1567 млн. руб.

Экономические показатели по вариантам разработки представлены в **Ошибка! Источник ссылки не найден..**

Таблица 6.1

Основные экономические показатели вариантов разработки месторождения X

Накопленные показатели за 20 лет				
Показатель	Ед. изм.	Вар.1	Вар.2	Вар.3
NPV (20%)	млн. руб.	1483	1783	1567
DPI	д. ед.	1,2	1,3	1,2
IRR	%	43	33	41
Срок окупаемости	лет	4	4	4
Сарех (с НДС)	млн. руб.	22159	22159	22816
Орех	млн. руб.	36179	33215	31891

Вывод: для разработки месторождения X рекомендуется вариант 2, который позволит достичь планируемый уровень добычи нефти быстрее с более выгодными экономическими показателями.

7. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В настоящей работе рассмотрен вариант освоения месторождения по подготовке и внешнему транспорту нефти, по утилизации газа, по кустованию проектных скважин, по строительству и оборудованию сборного пункта продукции скважин.

В соответствии с рекомендуемым вариантом разработки месторождения X предполагается достигнуть максимума добычи нефти 800 тыс.т. (по жидкости максимум 1600 тыс.т.), планируется к бурению на полное развитие 89 скважин в т.ч. добывающих – 44, нагнетательных скважин – 45.

Освоение месторождения потребует строительства и типового обустройства кустовых площадок, участков нефтесборного трубопровода к ним, линий электроснабжения и сезонных автодорог.

С целью рационального использования природных ресурсов и экономного расходования материальных, топливно-энергетических и трудовых ресурсов рекомендуется осуществление коридорной, объединенной прокладки промысловых коммуникаций (трубопроводов, линии электропередач (ЛЭП), линий связи и телемеханики, автодорог и др.)».

7.1. Трубопроводный транспорт

7.1.1. Схема сбора продукции скважин. Нефтесборные сети

Основные требования при проектировании системы сбора, транспорта и подготовки промысловой продукции формулируются в [2], где, в частности, определяется, что «при проектировании промысловых, трубопроводных систем необходимо с целью рационального использования природных ресурсов и экономного расходования материальных, топливно-энергетических и трудовых ресурсов предусматривать осуществление коридорной, объединенной прокладки промысловых коммуникаций (трубопроводов, ЛЭП, линий связи и телемеханики, автодорог и др.)».

Основной способ транспорта добываемой продукции от кустовых площадок и отдельных разведочных скважин – однетрубная герметизированная система сбора нефти и нефтяного газа до пунктов первой степени сепарации.

Учитывая, коррозионную агрессивность добываемой продукции и вынос из скважин породы пласта, который в условиях недостаточной скорости транспорта продукции откладывается на нижней образующей трубопровода, что приводит в последствии к развитию «ручейковой» коррозии), при выборе типоразмера трубы необходимо учесть необходимость обеспечения скорости течения транспортируемой жидкости, при котором осуществляется вынос воды и механических примесей из застойных зон (обеспечение турбулентного движения).

Для оценки пропускной способности системы сбора от автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) до точки врезки в трубопровод до ЦПС произведён гидравлический расчёт выбранного варианта обустройства в программном комплексе (ПК) PipeSim (Рис. 7.1.). При проведении расчёта были заложены диаметры трубопроводов обеспечивающие скорость движения жидкости от 1 до 3 м/с, что позволяет обеспечить вынос механических примесей из застойных зон и избежать ручейковой коррозии.

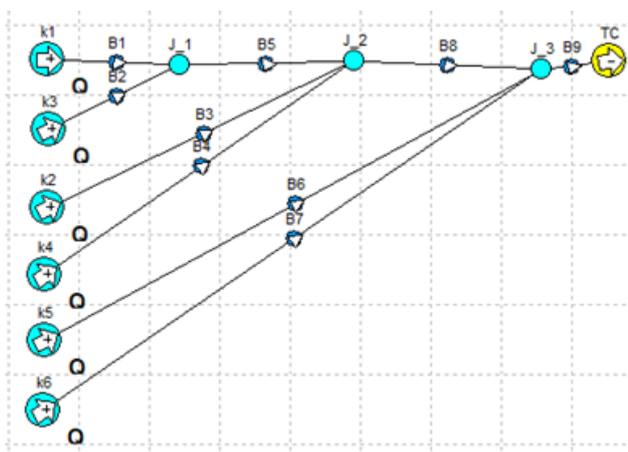


Рис.7.1. Сеть сбора реализованная в PipeSim

Продукция скважин по выкидным линиям поступает на замерные установки, где проводятся замеры количества поступающей продукции. После замера на АГЗУ продукция от кустовых площадок поступает в сборный коллектор и перекачивается на ЦПС месторождения Т, где проходит подготовку до товарного качества. После

подготовки товарная нефть поступает на прием насоса и перекачивается по магистральному нефтепроводу, далее до коммерческого узла учета нефти (КУУН), где осуществляется ее коммерческая сдача.

На рис.7.2. представлена рекомендуемая схема сбора продукции скважин месторождения X. Рекомендуемая сеть сбора является телескопической, диаметры и протяженность трубопроводов для строительства системы сбора представлены в таблице 7.1.

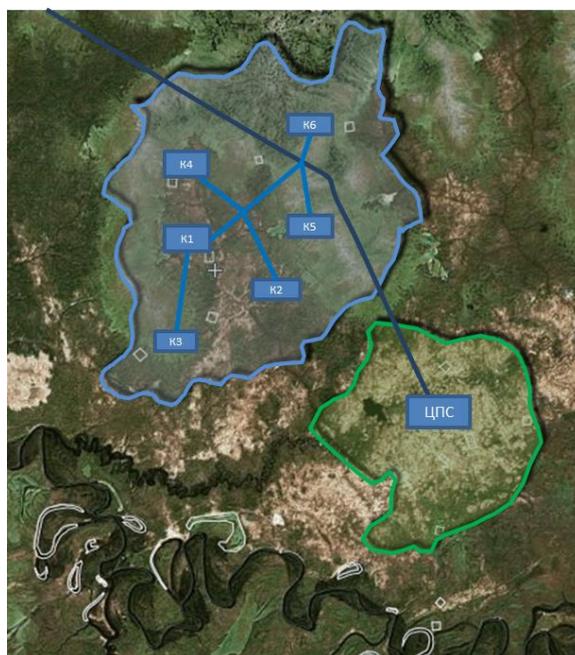


Рис.7.2. Рекомендуемая схема подключения

Таблица 7.1.

Диаметры и протяженность трубопроводов системы сбора

Наименование	Протяженность, км
Вариант разработки	Рекомендуемый
Сборные коллекторы	-
Д=114*5 мм	4,7
Д=159*5 мм	3,3
Д=219*6 мм	3,8
Д=530*8 мм	16
Общая протяженность	27,8

7.2. Выбор оптимального способа прокладки трубопровода

В работе рассмотрены следующие принципиально различные конструктивные схемы прокладки трубопроводов (рис.7.3.): подземная (а-б), наземная (в) и надземная (г). Способ прокладки выбран с учетом геоморфологических, гидродинамических и геокриологических условий района работ и окончательно принят на основании технико-экономического сравнения всех вариантов.

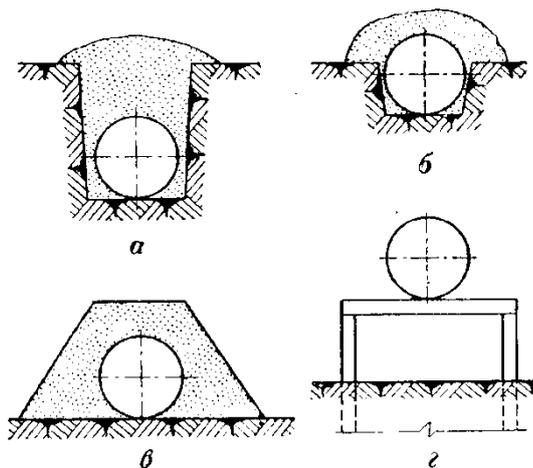


Рис.7.3. Принципиальные схемы способов прокладки трубопроводов

При выборе оптимального способа прокладки, помимо учета особенностей региона, рассмотрены следующие аспекты - технология прокладки трубы, основные эксплуатационные параметры (безотказность, ремонтпригодность, долговечность), экологическая безопасность и экономическая эффективность.

7.2.1. Надземный способ прокладки

Надземная прокладка трубопровода, или отдельных его участков, допускается в пустынных и горных районах, болотистых местностях, районах оползней и распространения вечномёрзлых грунтов, а так же при переходах через искусственные и естественные препятствия [11].

К явным плюсам данного способа прокладки относится легкодоступность ремонта и своевременного осмотра, отсутствие влияния сооружения на грунты основания, а так же возможность применения при любой расчлененности рельефа. Но, не смотря на положительные аспекты в эксплуатации есть ряд технологических особенностей вносящих затруднения. При строительстве необходима установка свай

для крепления на них труб. Глубина залегания грунтов пригодных под основания технического сооружения в данном регионе варьирует от 1,5 до 3 м, так же необходимо оборудование переходов для осмотра и участков для поезда транспорта, следовательно, многократно увеличивается металлоемкость конструкции, а вместе с этим и стоимость. Следует применять либо электрообогрев самого трубопровода, либо утеплительные кожухи, для предупреждения остывание флюида в процессе транспортировки. Исходя из вышперечисленного, данный способ прокладки является наиболее дорогостоящим, для региона проведения работ, удельная стоимость прокладки одного километра трубопровода составляет около 580 млн. руб.

7.2.2. Наземный способ прокладки

Наземная прокладка трубопроводов применяется обычно при необходимости уменьшения объема земляных работ и размеров ослабленной зоны из грунта нарушенной структуры, уменьшения теплового воздействия на грунты оснований, а также используются при пересечении сильнообводненных участков и болот. Данный вид прокладки допускается только как исключение при соответствующих обоснованиях указанных в [10].

Поскольку опыт применения наземного способа прокладки в данном регионе является нерентабельным по технико-экономическим параметрам, из-за дорогостоящей укладки с применением грунтовых подушек и насыпей, а так же из-за частых ремонтов, связанных с неустойчивостью грунтов основания и насыпи, наземный способ прокладки в работе не рассматривался.

7.2.3. Подземный способ прокладки

Данный способ прокладки трубопровода имеет широкое распространение в условиях высокой обводнённости продукции и на заболоченных территориях. Так как, при подземной прокладке вокруг трубопровода создается зона ослабленного грунта, в котором коэффициент фильтрации значительно выше окружающего грунта, следовательно, даже при незначительных уклонах местности создаются хорошие условия для дренажа грунтовых вод, устойчивость трубы в таком случае

обеспечивается пригрузами, предупреждающими всплытие и изменение положения трубы.

К преимуществам подземной прокладки следует отнести: надежность трубопровода при внешних ударных воздействиях, стабильность температурного режима среды, окружающей трубопровод, и, следовательно уменьшение затрат на его регулирование.

Так как месторождение X не расположено в зоне распространения многолетнемерзлых пород и отсутствует риск растепления, а также рельеф местности не высокорасчленен, следовательно, не имеется необходимости применять дорогостоящую надземную прокладку трубопровода.

На болотах и торфяных грунтах заглубление трубопровода до верха трубы надлежит принимать не менее 1,1 м. Ширина траншеи понизу определена относительно номинального диаметра. Для труб диаметром менее 700 мм ширина траншеи принимается равной величине диаметра увеличенной на 300 мм. Так же с учетом того, что необходима балансировка трубы грузами, величина траншеи скорректирована с учетом условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 0,2м. Исходя из рассчитанного объема земляных работ, а так же стоимости самого трубопровода удельная стоимость данного способа прокладки трубопровода составляет 21 779 тыс.руб/км. в последующем данная сумма будет заложена в экономическую модель для расчета капитальных затрат на строительство трубопроводов.

7.3.Энергоснабжение

Электроснабжение месторождения X рекомендуется осуществлять от подстанции Месторождения Т по высоковольтным линиям (ВЛ) 35 кВ. Для этого потребуются строительство на месторождении X подстанции ПС35/10 кВ мощностью 4.5 МВА и строительство ВЛ на 35 кВ.

Распределение электроэнергии по кустовым площадкам нефтяных скважин выполняется на напряжении 10 кВ от распределительных устройств (РУ) 10/0,4 кВ,

которые получают электроэнергию от подстанции электрической (ПС) 35/10 кВ (рис.7.4.).

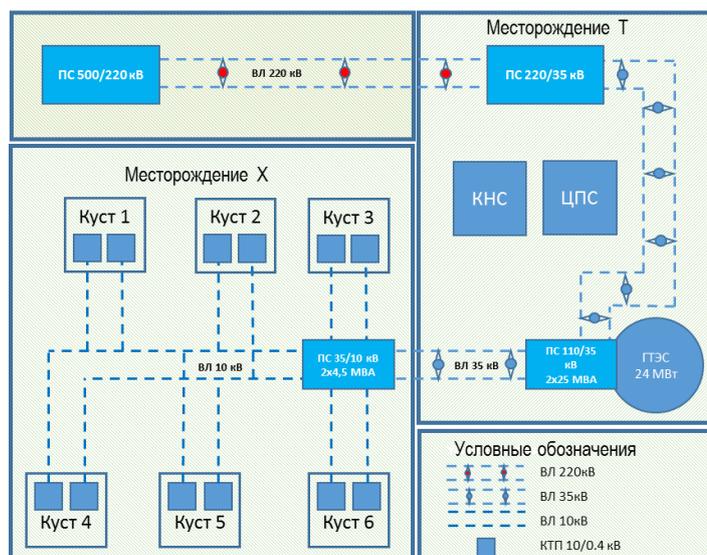


Рис. 7.4. Профиль добычи по четвертому варианту разработки

Расчёт электрических нагрузок для месторождения X производился исходя из проектных профилей добычи [28]. Удельные нормы потребления электроэнергии определялись исходя из формул:

Удельные затраты на перекачку жидкости

$$\omega_1 = \frac{2.724 * K_{тр} * 10^{-3}}{\eta_{наесуст.}} * \gamma_{ж} * (H_{дин} + H_{гзу}) \quad (15)$$

На закачку жидкости в пласт для ППД

$$\omega_2 = 2,724 * 10^{-3} \frac{\Delta H_{ппд} * \rho_{в}}{\eta_{ппд}} \quad (16)$$

На подготовку и транспортировку нефти

$$\omega_3 = K_3 \frac{W_3}{Q_3} + Y_{эд} \quad (17)$$

Где:

$H_{дин}$ - глубина динамического уровня по скважине, м;

$H_{гзу}$ - давление жидкости в сборном коллекторе ГЗУ, метры
 водяного столба;

$K_{тр}$ - коэффициент, учитывающий сопротивление труб ($K_{тр} \approx 1,06$);

$\gamma_{ж}$ - плотность жидкости в пластовых условиях (продукции скважин), тонн/м³;

$\eta_{\text{нас.уст}}$ – коэффициент полезного действия насосной установки добычи нефти ($\eta_{\text{нас.уст}} = 0,34$).

где $\Delta H_{\text{ппд}}$ – планируемый перепад давлений на насосах кустовых насосных станций комплексов ППД на расчетный период, метров водяного столба;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, подаваемой на цели ППД, тонн/м³;

$\eta_{\text{ппд}}$ – КПД насосных установок, обеспечивающих закачку воды в пласты, включая электропривод ($\eta_{\text{ппд}} = 0,64-0,68$).

W_3 – суточный расчетный расход электрической энергии на подготовку нефти комплекса сооружений по подготовке нефти, кВт/ч;

Q_3 – суточный объем подготовки нефти, тонн;

K_3 – коэффициент, учитывающий дополнительные расходы энергии на вспомогательные нужды и потери в электрических сетях ($K_3 = 1,04-1,06$);

$U_{\text{эд}}$ – удельные энергозатраты на электродегидраторы (в случае их использования $U_{\text{эд}} = 0,37$).

Исходя из удельных затрат рассчитан профиль дизайн нагрузок месторождения X (рис.7.5.). С учётом нагрузок на добычу жидкости, систему ППД, подготовку и транспорт нефти, бурение и прочие нагрузки. Так же при расчёте профиля нагрузок учтены реактивные нагрузки в размере 20% и прочие потери в размере 5%.

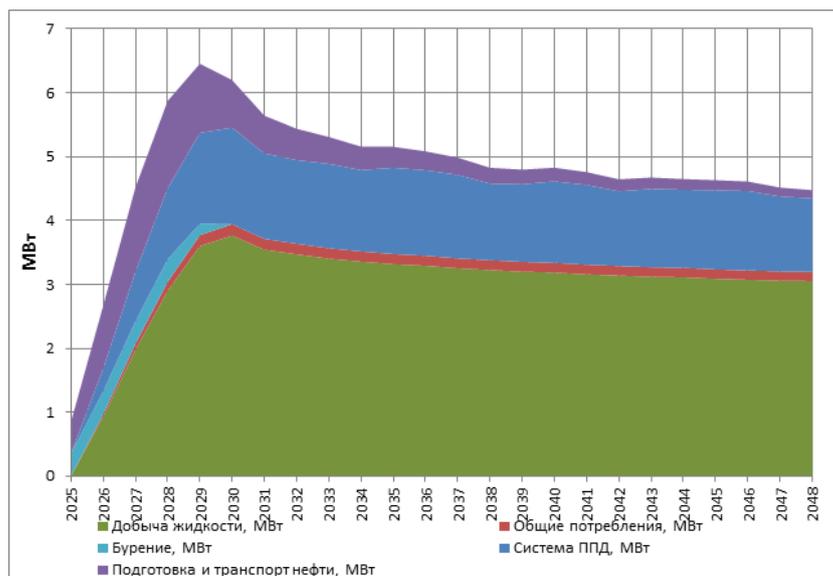


Рис.7.5. Профиль нагрузок месторождения X

Полученный профиль дизайн нагрузок позволяет определить сроки расширения действующей газотурбинной электростанции (ГТЭС) месторождения Т. Путём сложения прогнозируемой нагрузки и полученного профиля (рис.7.6.).

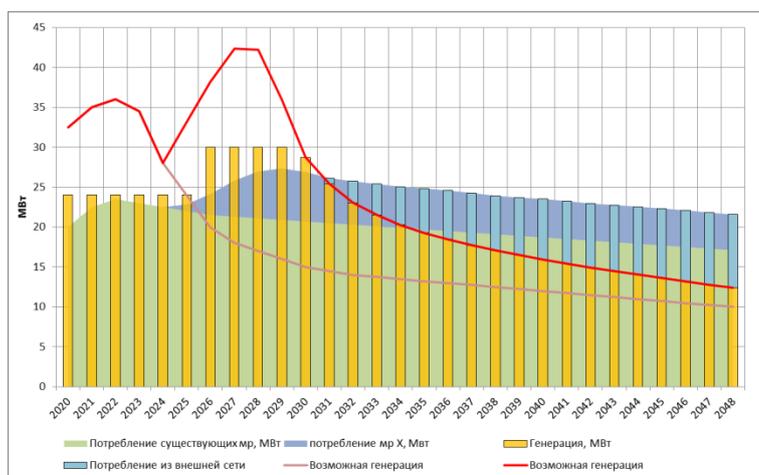


Рис.7.6.Суммарный профиль нагрузок

В результате сложения получен суммарный профиль нагрузок приходящихся на электростанцию месторождения Т. Исходя рис. 7.6. видно, что необходимо произвести расширение ГТЭС месторождения Т к 2026 году.

ГТЭС месторождения Т состоит из 6 газотурбинных установок (ГТУ) по 6 МВт, включая холодный и горячий резерв. В 2026 году планируется ввести ещё одну ГТУ на 6 МВт. Что позволит полностью покрыть потребление на подготовку нефти систему ППД и механизированную добычу.

Потребление ЦПС и кустовой насосной станции (КНС) обеспечивается существующими сетями месторождения Т. Следовательно нагрузки по подготовке нефти и систему ППД не ложатся на инфраструктуру месторождения Х.

В 2032 году произойдет падение количества добываемого газа ниже необходимого для генерации уровня. В связи с чем заложено строительство ВЛ 220кВ для компенсации недостатка электроэнергии из внешних сетей.

В таблице 10.3.5. представлены объемы строительства объектов электроснабжения месторождения Х по рекомендуемому варианту разработки.

Таблица 7.2.

Объемы строительства объектов электроснабжения

Наименование	Ед. изм.	Кол-во
ПС35/10КВт	Шт.	1
ВЛ 10 кВ	Км.	11.6
РУ 10/0,4 кВ	Шт.	6
ПС 500/220 кВ	Шт.	1
ПС 220/35 кВ	Шт.	1
ВЛ 220 КВт	Км.	182

Альтернативный вариант электроснабжения предусматривает строительство ВЛ 220 кВ к старту разработки месторождения Х в 2025 году. В связи со строительством ВЛ 220 кВ, в данном варианте расширение действующей ГТЭС не целесообразно, так как возможно получение необходимого объема электроэнергии из внешних сетей. Данный вариант электроснабжения не эффективен по причине необходимости строительства обширной инфраструктуры для утилизации ПНГ.

7.4. Подготовка нефти

По результатам исследования поверхностных проб нефть по товарной характеристике сернистая (массовое содержание серы 0,74 %), малосмолистая (6,16+0,94 %), парафинистая (3,62 %). Объемный выход светлых фракций при

разгонке до 300 °С – 38,5%. Температура застывания нефти -13°С, начала кипения 66 °С.

С целью уменьшения капитальных затрат на обустройство рекомендуется всю газожидкостную смесь с месторождения Х для подготовки транспортировать на ЦПС месторождения Т, где решена проблема с утилизацией попутного газа, попутный газ будет использоваться на собственные нужды на получение электроэнергии на ГТЭС.

Проектная мощность ЦПС месторождения Т составляет по нефти 20000 м³/сут, по жидкости 26500 м³/сут., по газу 250000 м³/сут .

В состав ЦПС входит следующее оборудование, представленное в приложении

Согласно проектным профилям добычи месторождения Х превышение производительности ЦПС по жидкости на 5225 м³/сут месторождения Т произойдёт в 2026 году (рис.7.7.)

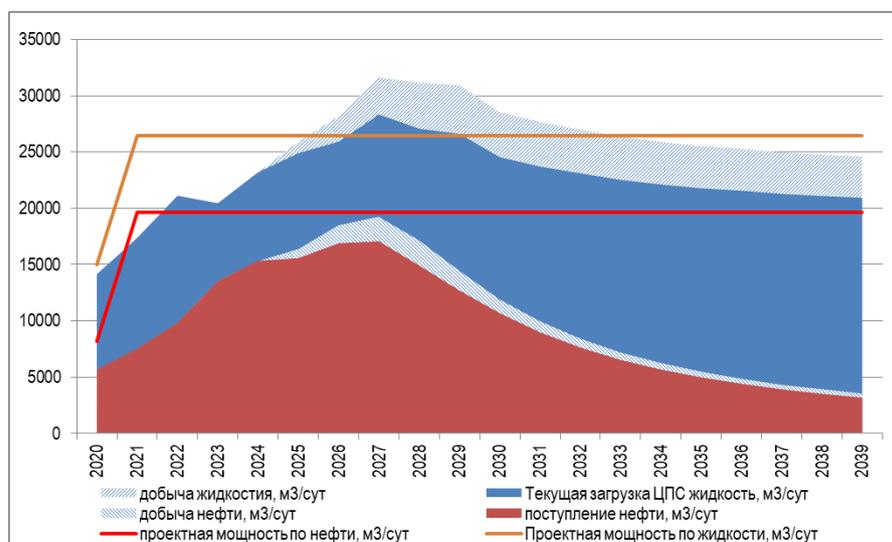


Рис.7.7.Профиль загрузки ЦПС

Поэтому необходимо провести расширение на ЦПС месторождения Т к 2026 году.

Расчёт количества оборудования рассчитывался исходя из превышения мощности существующего ЦПС.

Максимальная производительность сепаратора НГС-5 первой ступени сепарации по жидкости равна:

$$1 * 200 * 0,6 * (60 / 5) = 1440 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$1440 * 24 * 365 / 1000 = 12614 \text{ тыс. м}^3/\text{год}$$

Где,

1 – количество аппаратов, шт.;

200 – объем аппарата, м³;

0,6 – максимально допустимый коэффициент заполнения аппарата для обеспечения эффективной сепарации газожидкостной смеси от попутного нефтяного газа;

5 – нормативное, минимально допустимое время пребывания нефти в аппарате, мин. ***;

24 – часов в сутках;

365 – суток в году.

Максимальная производительность очистных РВС-5000 по пластовой воде равна:

$$1 * 5000 * 0,95 / 8 = 593 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$593 * 24 * 365 = 5201,2 \text{ тыс.м}^3/\text{год}$$

Где,

2 – количество РВС, шт.;

5000 – объем РВС, м³;

0,95 – максимально допустимый коэффициент заполнения РВС;

8 – минимальное допустимое время пребывания пластовой воды в РВС, час;

24 – часов в сутках;

365 – суток в году.

Расширение будет предусматривать ввод дополнительного трёхфазного сепаратора объёмом 200 м³, ввод РВС объёмом 5000 м³ для подготовки воды в систему ППД. Перечень объектов ЦПС представлен в Приложении 6.

7.5. Технологический процесс подготовки нефти и газа

На рисунке 7.8. представлена принципиальная технологическая схема ЦПС месторождения Т. Нефтяная эмульсия по нефтесборным сетям транспортируется на входную гребенку узла подключения ЦПС. Давление на входе узла подключения равно 0,6 МПа, температура поступающей жидкости – от плюс 10⁰С до плюс 40⁰С. Нефтяная эмульсия поступает в устройства предварительного отбора газа (УПОГ), где происходит предварительный отбор газа и далее в сепараторы первой ступени с предварительным сбросом пластовой воды. Для улучшения расслоения эмульсии в трубопровод нефтяной эмульсии перед УПОГ вводится деэмульгатор.

В сепараторах первой ступени производится первая ступень сепарации при давлении 0,6 МПа. Малый процент обводненности поступающей нефтяной эмульсии в первые годы позволяет получить на выходе из сепаратора первой ступени нефть с содержанием воды от 0,5 до 5 % как при последовательной, так и при параллельной работе сепараторов.

Частично разгазированная нефтяная эмульсия с содержанием воды 0,5% из трехфазных сепараторов первой ступени поступает в сепараторы концевой ступени (КСУ) для окончательной подготовки. Далее подготовленная нефть (с остаточным содержанием воды 0,5%) поступает в буферную емкость. Из буферной емкости нефть подается на прием насосов внешней перекачки и перекачивается в напорный нефтепровод.

На байпасной линии оперативного учета узла нефти (ОУУН), установлен щелевой пробоотборник и накладной счетчик, позволяющие замерить количество и определить качественные характеристики транспортируемой нефти.

Пластовая вода, выделившаяся в трехфазных сепараторах, подается в РВС для отстаивания и далее откачивается в систему ППД.

Газ после серии сепараторов отправляется на ГТЭС месторождения Т.

Исходя из построенного профиля загрузки видно что в 2027 году произойдёт превышение производительности действующей КНС. Поэтому необходимо произвести расширение насосного парка на КНС месторождения Т к 2027 году. Также в 2026 году на ЦПС произойдёт расширение аппаратного парка по подготовке воды для системы ППД. Что позволит в дальнейшем обеспечить необходимый объём воды для закачки.

7.6.Подъезды к кустовым площадкам

Дорожная сеть на территории площади месторождения Х отсутствует. Основные показатели трасс автодорог, предлагаемых к проектированию для освоения месторождения, приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3.

Основные показатели предлагаемых к проектированию сети дорог по вариантам разработки

Наименование	Протяженность, км	Категория
Автомобильная дорога к кустам, км	11.6	IV
Автомобильная дорога на м/р Х	16	IV

7.7.Логистика

Доставка строительных материалов, таких как обломочные породы и строительный песок для отсыпки кустовых площадок, дорог, оснований под ВЛ и трубопроводы будет осуществляться с карьеров 1-4 расположенных в пределах рассматриваемого лицензионного участка (рис.7.10.).

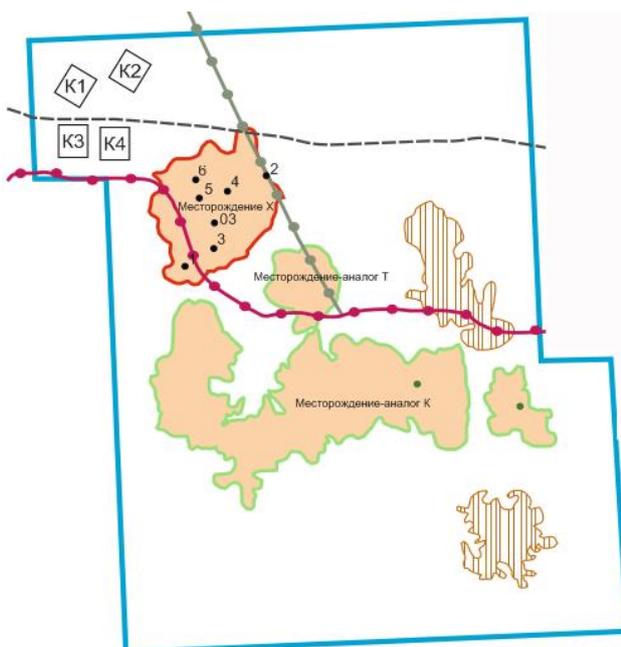


Рис.7.10. Расположение карьеров в пределах лицензионного участка

В первые годы функционирования месторождения доставка материалов будет, осуществляться в период установившихся отрицательных температур посредством зимних автодорог (до отсыпки автодорог строительство производится только в период отрицательных температур). После, по внутри промысловым грунтовыми автодорогам.

Доставка рабочих материалов и оборудования осуществляется до ближайшего населенного пункта, расположенного в 172 км от месторождения, далее по зимникам в первые годы разработки месторождения и по грунтовыми дорогам после их обустройства. В случае необходимости срочной доставки груза в летний период, до обустройства автодорог, доставка происходит посредством воздушного сообщения. Вертолетная площадка расположена в 20 км в пределах месторождения аналога Т. Там же, расположен склад материально-технического обеспечения (МТО), изначально рассчитанный с запасом на объемы месторождения аналога Т и планируемого к вводу месторождения.

Доставка людей до месторождения осуществляется: в первые года, в период отрицательных температур по средствам зимних автодорог, от ближайшего населенного пункта (расположенного в 172 км), и посредством воздушного

сообщения с соседним месторождением, при необходимости срочной доставки в летний период. Межпромысловые грунтовые автодороги оборудованы в первый год эксплуатации месторождения.

Вахтовый жилой поселок, расположенный на территории месторождения аналога Т планируется к расширению с целью обеспечения необходимого количества жилых мест для специалистов месторождения Х. Необходимые объемы расширения рассчитаны согласно типовой структуре и нормативам численности руководителей, специалистов и служащих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности. Количество проживающих в период пика добычи составляет 73 человека и включает в себя аппарат управления (18 человек), бригады обслуживающие весь фонд скважин (11 человек), специалисты, обслуживающие ЦПС, ГТЭС и КНС (29 человек), а так же прочие сотрудники, обеспечивающие функционирование поселка (5 человек).

7.8. Стратегия использования обеспечения попутного нефтяного газа

По рекомендуемому способу утилизации попутного (нефтяного) газа (ПНГ), добываемого на Х месторождении поступает на ЦПС месторождения Т. Газ, выделившийся на первой, второй и третьей ступени сепарации и КСУ. Часть газа направляется на собственные нужды Х месторождения и для выработки электроэнергии на действующую ГТЭС, также ПНГ в количестве 118,76 млн.м³ транспортируется на ГТЭС кластера В по газопроводу. Принципиальная схема варианта представлена на рис. 7.11.

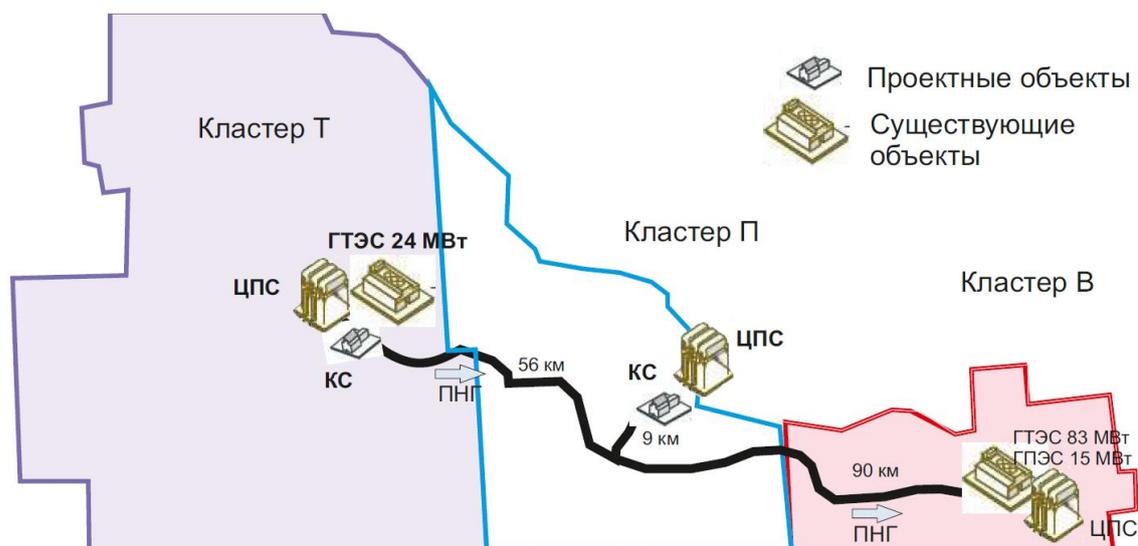


Рис.7.11. Схема утилизации ПНГ по рекомендуемому варианту

По альтернативному варианту утилизации попутного (нефтяного) газа (ПНГ), добываемого на X месторождении поступает на ЦПС месторождения Т. Газ после сепарации направляется по газопроводу на установку комплексной подготовки газа (УКПГ) месторождения К под давлением сепарации с последующим получением товарного продукта – сухой обезжиренный газ (СОД). Сдача СОД осуществляется в магистральный газопровод ПАО «Газпром». Срок начала эксплуатации объектов с 2025 года. Принципиальная схема варианта представлена на рисунке 7.12.

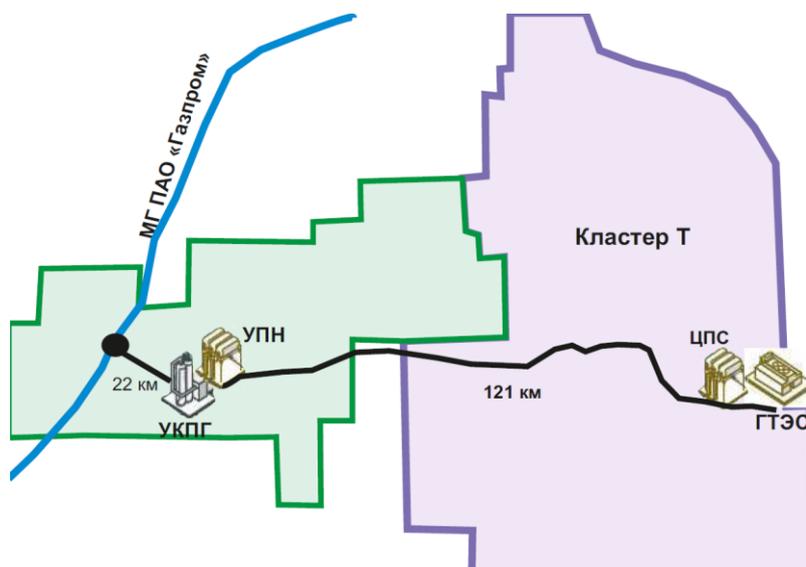


Рис.7.12. Схема утилизации ПНГ по альтернативному варианту

Экономические показатели по вариантам утилизации ПНГ приведены в табл. 7.4.

Табл.7.4.

Сводные показатели экономической эффективности

Показатель	Ед.изм	Рекомендуемый	Альтернативный
Добыча ПНГ	млрд.м3	0,8	0,8
NPV (20%)	млн.руб	750	522
ЕВИДА	млн.руб	42150	43114
CAPEX	млн.руб	22963	24002
ОРЕХ	млн.руб	44150	42874

Как показали выполненные экономические расчеты, рекомендуемый вариант утилизации ПНГ более рентабелен.

8. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

8.1. Экономические показатели

Экономическая оценка перспектив разработки месторождения X выполнена в соответствии с руководящими методическими документами [14].

Экономическая оценка выполнена по месторождению в целом в динамике до конца разработки. Расчеты проведены на базе технологических показателей (глава 5) и экономических параметров, обоснованных с учетом производственно-финансовой деятельности дочернего общества.

Эффективность предлагаемых технологических решений по разработке оценивается системой расчетных показателей:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные расходы;
- прибыль от реализации;
- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма рентабельности;
- индекс доходности;
- срок окупаемости капитальных вложений;
- доход государства.

Данная система показателей позволяет прогнозировать производственную деятельность предприятия, его финансово-экономическое состояние, а также учесть интересы федерального и местного бюджетов.

Капитальные вложения представляют собой совокупность затрат на создание, и расширение основных фондов. Они включают затраты на выполнение необходимого объема работ по эксплуатационному бурению и промышленному обустройству месторождения.

Эксплуатационные расходы - это текущие затраты предприятия, связанные с осуществлением производственных процессов по добыче нефти и ее реализации.

Прибыль от реализации - важнейший показатель конечных результатов производственно-хозяйственной деятельности предприятия, представляющий собой разность между выручкой от реализации нефти и затратами на ее добычу.

Чистый доход представляет собой разность между наличием средств от производственно-финансовой деятельности и затратами на освоение месторождения. Положительное значение денежных поступлений считается подтверждением целесообразности инвестирования средств в разработку месторождения (в проект), а отрицательное, напротив, свидетельствует о неэффективности их использования.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается с применением нормы дисконтирования по ставке 20% согласно требованиям руководящего документа (РД).

Внутренняя норма рентабельности – коэффициент рентабельности инвестиций, рассчитывается путем нахождения ставки дисконтирования, при которой приведенная стоимость будущих денежных поступлений равняется сумме инвестиций, т. е. это - то значение нормы дисконтирования, при котором накопленные дисконтированные денежные поступления за расчетный период равны нулю.

Индекс доходности характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных поступлений к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений.

Срок окупаемости капитальных вложений - это продолжительность периода, в течение которого поступление денежных средств от производственной деятельности предприятия покрывает затраты на инвестиции, т.е. это тот период, за пределами которого накопленные чистые дисконтированные поступления становятся и, в дальнейшем, остаются неотрицательными.

Доход государства складывается из суммы налогов и отчислений, перечисляемых в государственный бюджет.

8.2. Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

8.2.1. Капитальные вложения

Потребность в капитальных вложениях, необходимых для разработки месторождения X, определена в соответствии с технологическими решениями по основным направлениям затрат: бурение, нефтепромысловое обустройство и строительство объектов межпромыслового назначения.

Затраты на бурение рассчитаны исходя из объема эксплуатационного бурения и стоимости одного метра строительства скважины. Стоимость строительства одного метра эксплуатационной нефтяной скважины принята в размере 25,359 тыс. руб., с учетом бурения горизонтального участка ствола – 35,116 тыс. руб.

Капитальные вложения в нефтепромысловое обустройство учтены по следующим направлениям: сбор, транспорт, подготовка нефти и газа, поддержание пластового давления, электроснабжение, автодорожное строительство, а так же прочие объекты.

Удельные капитальные вложения по направлениям промыслового обустройства и на оборудование не входящее в сметы строек приняты в соответствии плана капитальных вложений по разработке месторождения X.

Капитальные вложения в нефтепромысловое обустройство рассчитываются согласно принятым удельным затратам и количества вводимых добывающих и нагнетательных скважин. Затраты, связанные с инженерной подготовкой и обустройством кустовой площадки учтены по направлениям «сбор, транспорт и подготовка нефти и газа» для добывающих скважин и «заводнение» для нагнетательных скважин. Кроме того, в капитальных вложениях учтены затраты на строительство линии электропередач ВЛ-35 кВ. протяженностью 10 км, напорные водоводы, нефтесборные сети, автодороги (таблица 8.1).

Таблица 8.1

Объемы освоения инвестиционных вложений в строительство площадных объектов, млн. руб.

№ п/п	Всего, тыс. руб	Годы			
		2024	2025	2026	2027
ВЛ-35кВ, км	127 160	10			
ВЛ-10 кВ, км	188 408	12	5	2	3
Напорные водоводы, км	546 567	20	2	1	3
Нефтеборные сети, км	203 983	6	2	2	3
Автодороги, км	2 320 028	20	2	1	3

8.2.2. Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные расходы на добычу нефти и газа определены в соответствии с «Инструкцией по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа» по статьям калькуляции. Текущие расходы рассчитаны на основе принятых норм затрат с учетом действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин, объемов добычи нефти, газа, жидкости, закачки воды. Амортизационные отчисления начислены в соответствии с действующими в отрасли нормами амортизации.

8.2.3. Ликвидационные затраты

Действующий налоговый режим не предусматривает возможности формирования специального ликвидационного фонда путем регулярных отчислений, которые могли бы списываться недропользователем с налоговой базы при исчислении налога на прибыль. Списанию подлежат только фактически осуществленные затраты на ликвидацию скважин и оборудования, а также затраты на рекультивацию территории [1]. Поэтому величина ликвидационного фонда определена в размере 10% от стоимости основных производственных фондов. Отчисления в ликвидационный фонд рассчитаны, как единовременные затраты

согласно динамике выбытия скважин из эксплуатации и оставшаяся сумма учтена в последний год разработки месторождения.

Ставки обязательных платежей и налогов, включаемые в себестоимость добычи нефти, взяты с учетом Налогового Кодекса РФ, действующих законодательных актов органов территориального и местного самоуправления.

Все, необходимые для экономических расчетов удельные стоимостные показатели: нормативы капитальных вложений, нормы текущих затрат, цена нефти, ставки налоговых отчислений приведены в Приложении 7

8.3.Налоговая система

Технико-экономическая оценка выполнена в соответствии с действующим Налоговым кодексом Российской Федерации и Федеральными Законами "О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса РФ". При расчете финансово-экономических показателей учтены следующие виды налогов:

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

$$Дм = Кндпи \times Кц \times (1 - Кв \times Кз \times Кд \times Кдв \times Ккан) \quad (18)$$

где Кндпи равно 559;

Кц - коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть по формуле:

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

где Ц – средняя за налоговый период цена нефти сорта «Юралс» в долларах США за баррель; P – среднее за налоговый период значение курса доллара США к рублю.

Кд – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти;

Кдв – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья;

Кв – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр;

K_z – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр, определяемый по формуле:

$$K_z = 0,125 \times V_z + 0,375,$$

где V_z – начальные извлекаемые запасы нефти;

$K_{кан}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти.

Коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов (K_v), определяется по формуле:

$$K_v = 3,8 - 3,5 \times (N/V),$$

где: N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр;

V – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти.

Обязательное страхование от несчастных случаев – начислено в размере 0,5 % от фонда оплаты труда, согласно Федеральному закону РФ от 30.11.11 № 356-ФЗ.

Налог на имущество начислен в размере 2,2 %. Налог начисляется от среднегодовой стоимости имущества за вычетом износа, т.е. от остаточной стоимости.

8.4. Техничко-экономическая характеристика рекомендуемого варианта

Потребность в капитальных вложениях для реализации рекомендуемого варианта определена в объеме 21738 млн. руб. В период 2025-2029 гг. планируется пробурить 89 скважины: 44 добывающие и 45 нагнетательные. Объем капитальных вложений и динамика их освоения показана на рисунке 8.1.



Рис. 8.1. Динамика капитальных вложений по рекомендуемому варианту.

За расчетный период по рекомендуемому варианту предполагается добыть 6150,3 тыс.т нефти. Выручка от реализации продукции за расчетный период составит 187 002 млн. руб. Как показывают проведенные расчеты, разработка запасов углеводородного сырья месторождения X при принятых экономических условиях экономически рентабельна. Динамика накопленного дисконтированного денежного потока по рассмотренным вариантам представлена на Рис. 8.2. Структура дохода государства представлена на рис.8.3.

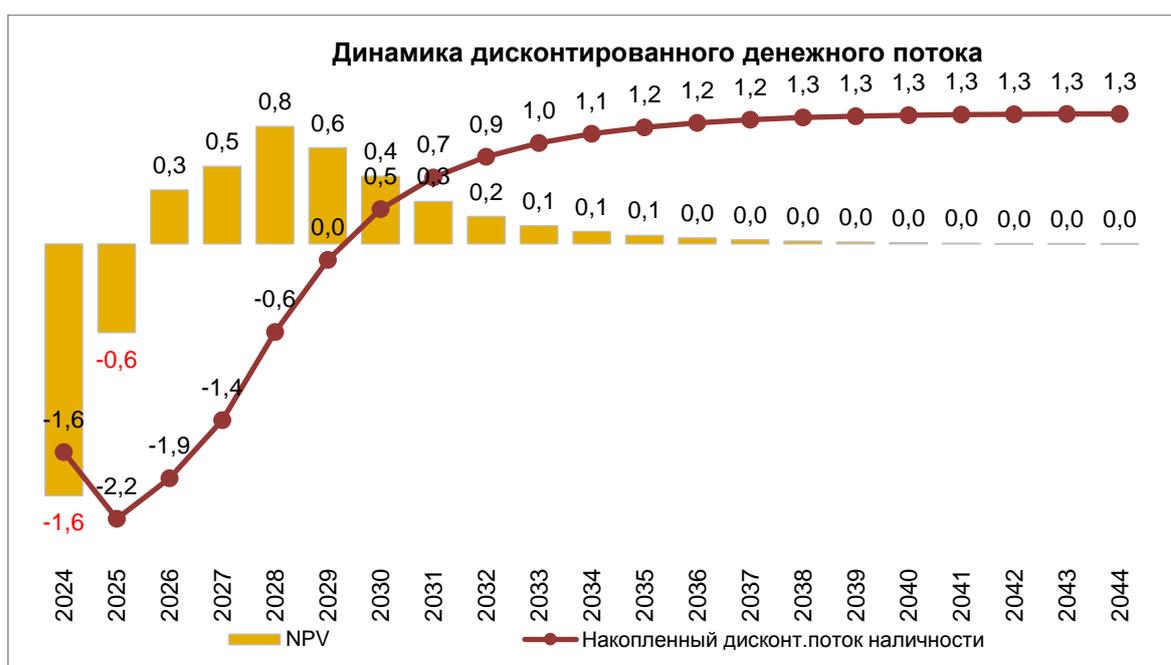


Рис. 8.2 Чистый дисконтированный доход месторождение X



Рис.8.3. Структура дохода государства.

Наибольшие денежные средства в бюджет государства поступят от уплаты налога на добычу полезных ископаемых: на его долю приходится 68% от совокупных налоговых обязательств. На долю налога по таможенной пошлине приходится 19%, остальные налоги в структуре дохода государства от разработки месторождения X составляют не более 6%.

8.5. Анализ чувствительности рекомендуемого варианта

Для оценки эффективности разработки с учетом нестабильности внешней и внутренней среды проведен расчет чувствительности рекомендуемого варианта к основным факторам риска. Наибольшее влияние на эффективность проекта оказывают такие входные параметры, как добыча углеводородов, цена их реализации, а также уровень капитальных и эксплуатационных затрат. Исходя из этого, рассчитано влияние изменения указанных факторов на основной критерий экономической эффективности накопленный дисконтированный поток наличности.

Следует отметить, что самое большое влияние оказывает изменение цены на нефть на внутреннем рынке. Так, снижение цены на внутреннем рынке на 30% снижает доходность проекта до отрицательного значения (минус 1397 млн. руб.). Другим существенным фактором, влияющим на NPV является не подтверждение уровней добычи: снижение объемов добычи на 30% приведет к уменьшению чистого дисконтированного дохода до минус 836 млн. руб. Менее всего из перечисленных параметров на величину дохода влияет изменение уровня

капитальных вложений. Возможность влияния данных параметров на основные экономические показатели разработки месторождения приведена на Рис. 8.3 и данные в таблице 8.3.

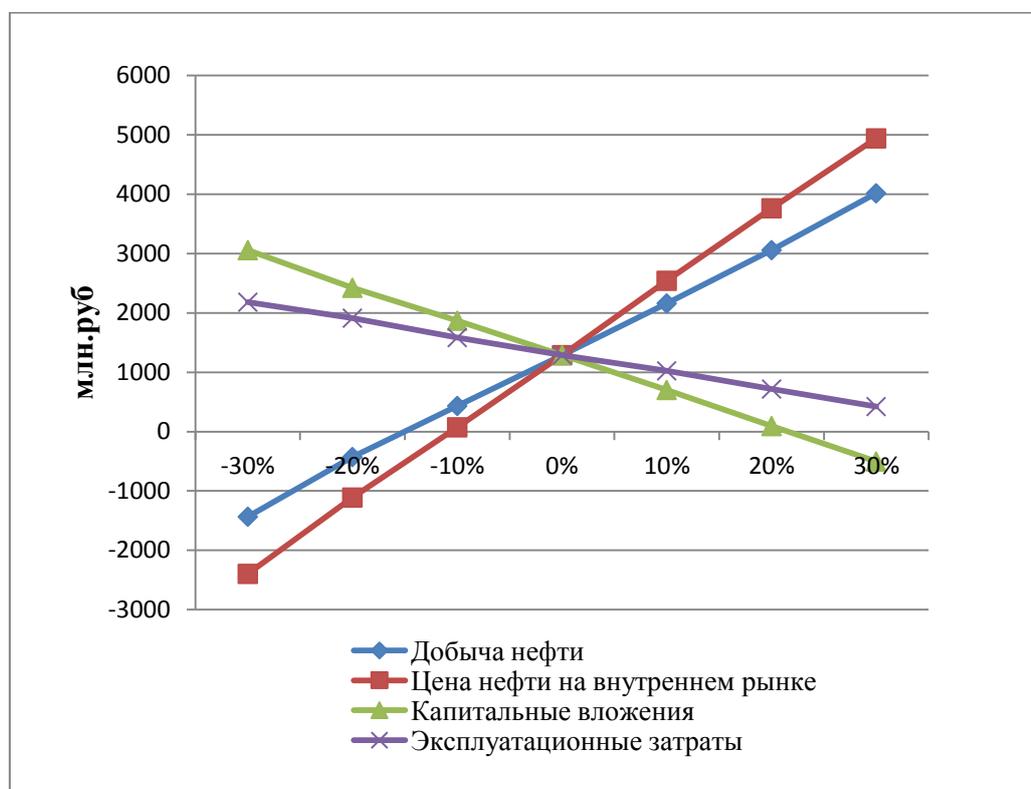


Рис. 8.3 Оценка чувствительности NPV. X месторождение. Рекомендуемый вариант

Таблица 8. 3

Оценка чувствительности рекомендуемого варианта X
месторождения

Изменение фактора	Добыча нефти	Цена нефти на внутреннем рынке	Капитальные вложения	Эксплуатационные затраты
-30%	-1434	-2397	3057	2182
-20%	-426	-1113	2422	1914
-10%	433	71	1870	1583
0%	1287	1287	1287	1287
10%	2160	2542	700	1027
20%	3057	3764	92	719
30%	4015	4941	-504	420

Проведенный анализ устойчивости разработки запасов нефти X месторождению показал, что рекомендуемый вариант устойчив к изменению внешних и внутренних факторов. Негативное изменение факторов до 10%, не влечет экономического риска реализации проекта.

Технико-экономическая оценка эффективности разработки X месторождения позволяет сделать следующие выводы:

- за расчетный период чистый дисконтированный доход оцениваются в размере 1287 млн. руб. с учетом разновременной стоимости денег;
- необходимые вложения для реализации проекта – 21 738 млн. руб;
- срок окупаемости инвестиционных вложений – 5 лет;
- внутренняя норма рентабельности – 32 %.

9. УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТОМ И АНАЛИЗ РИСКОВ

9.1. Программа доизучения актива

Для уточнения участков разбуривания месторождения запланировано бурение двух разведочных скважин 7 и 8. Бурением разведочной скважин 7 уточняются структура месторождения X, а при бурении скважины 8 контура ВНК. По скважинам необходимо провести полный комплекс ГИС, стандартные и специальные исследования керна, для того чтобы подтвердить перспективность разработки данных участков. По полученным результатам запланирован подсчет запасов месторождения X с постановкой на государственный баланс. На рис.9.1. отображена карта начальных нефтенасыщенных толщин на которой отмечены существующие разведочные скважины и планируемые к бурению.

Скважина 7Р бурится в сводовую часть залежи, для подтверждения структуры, скважина 8Р закладывается для уточнения контуров ВНК.

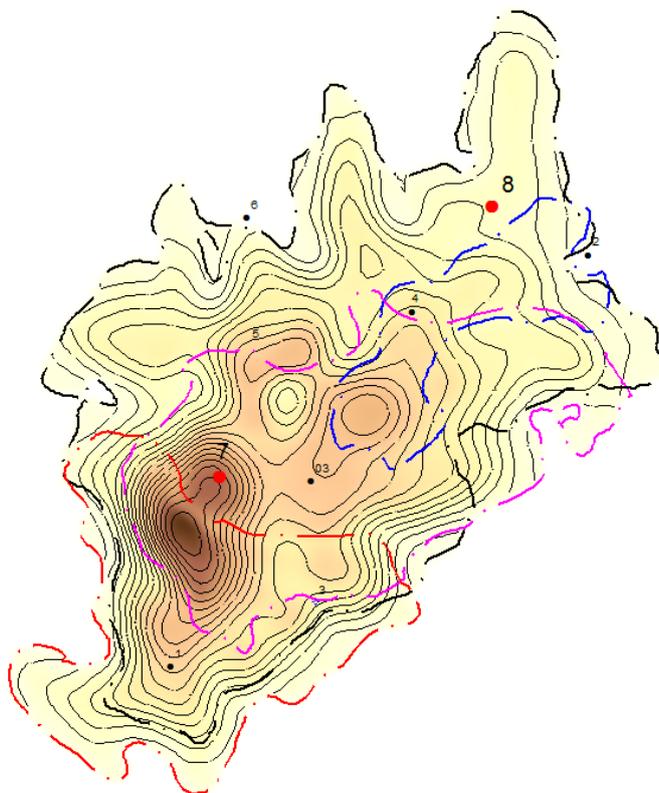


Рис.9.1. План бурения разведочных скважин 7 и 8 на карте ННТ

Для того, чтобы начать полномасштабное разбуривание месторождения необходим проект пробной эксплуатации (ППЭ). В 2023 году запланировано провести проектно-изыскательные работы (ПИР) на кустовые площадки и вспомогательные объекты. В 2024 году ПИР на расширение площадных объектов инфраструктуры. С 2025 года запуск полномасштабного разбуривание месторождения.

9.2. Дорожная карта реализации проекта

План-график реализации проекта представлен на рис. 9.2., который включает в себя бурение двух разведочных скважин 7 и 8, по результатам которых необходимо актуализировать концепцию геологии и разработки месторождения, а также стратегию обустройства месторождения. В 2022 году проект пробной эксплуатации (ППЭ) месторождения. В 2023 году запланировано провести инженерные изыскания в составе ПИР на кустовые площадки и вспомогательные объекты. В 2024 году ПИР на расширение площадных объектов инфраструктуры и защита в ЦКР (центральный комитет по разработке) технологической схемы разработки (ТСР). С 2025 года запуск полномасштабного разбуривания месторождения двумя БУ. В 4 кв. 2026 года запланирован запуск второй очереди КНС, в 2027 года запланировано запуск дополнительных агрегатов ГТЭС. В 4 кв. 2026 года запуск третьей очереди ЦПС (Приложение 8).

9.3. Идентификация, оценка и анализ рисков проекта

Реализация проекта включает в себя множество продолжительных последовательных этапов, каждый из которых способен оказать влияние на остальные. Поскольку на этапе оценки имеется большой уровень неопределённости, существует большой набор рисков, появление которых способно оказать положительный или отрицательный эффект на различные сферы проекта. Учёт, оценка и анализ рисков – мероприятия, с помощью которых можно снизить тяжесть последствий при наступлении риска.

На первом этапе проводится идентификация рисков – составляется реестр рисков, способных оказать влияние на реализацию проекта. Формируется полный реестр рисков. На следующем этапе проводится качественная и количественная оценка выделенных рисков по вероятности наступления, тяжести влияния на проект, а также по возможности управлять данным риском. В приложении 9 представлен реестр рисков с проведённой качественной оценкой:

Наибольшее влияние на реализацию проекта оказывают геологические риски, что связано с большой неоднородностью юрских отложений. Высокий уровень глинизации оказывает существенное влияние на контур залежи, что повлечёт за собой изменение численности запасов. Неоднородность пластов также влияет на систему ППД, поскольку возможна закачка воды в пропластки, гидродинамически не связанных с продуктивными интервалами. Большой разброс ФЕС, определённых по керну, создаёт дополнительную неопределённость и снижает качество прогнозов, полученных на гидродинамической модели.

На втором месте находятся экономические и организационные риски, поскольку осуществление любого из них способно существенным образом повлиять на экономическую сферу проекта.

Для рисков, оказывающих значительное влияние на проект и обладающих средней вероятностью наступления, составлен список мероприятий по снижению последствий от данных рисков. За выполнение данных мероприятий назначены ответственные лица (Приложение 10).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Работа выполнена с учетом всей имеющейся геолого-геофизической и промысловой информации. В данной работе проведена оценка актива характеризующегося низкопроциаемыми коллекторами юрских отложений. Выполнена оценка запасов и рассмотрен опыт разработки месторождений аналогов. Проведено обоснование оптимальных длин стволов горизонтальных скважин, плотности портов ГРП и оптимальной сетки скважин. Рассмотрены различные стратегии обустройства месторождения как в синергии с соседними месторождениями так и строительство собственной инфраструктуры. По результатам оценки сформирована рекомендованная стратегия разработки и обустройства месторождения X со значением экономической привлекательности PI равном 1.2.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ ЛИТЕРАТУРЫ

Нормативные правовые акты

1. Налоговый Кодекс РФ, Статья 265 (9)

Стандарты

2. ВНТП-3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений
3. ГОСТ 26450.2-85 «Горные породы. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.
4. СТП 50-32-90/0148463-015-90 «Горные породы. Метод определения водоудерживающей способности».
5. ОСТ 39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации».
6. ОСТ-39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициентов вытеснения нефти водой в лабораторных условиях»
7. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2003г
8. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2003г
9. Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин Инструкции по расчету обсадных колонн для горизонтальных скважин
10. СНиП 2.05.06-85 : Надземная прокладка трубопроводов

Локальные нормативные документы

11. ЛНД ПАО «НК Роснефть» «Выбор оптимальной системы разработки».

Методические указания

12. Методические указания, Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа на различных стадиях ГРП и разработки, 2007, г. Красноярск
13. Методическое пособие, «Типичные ошибки геологического моделирования», Москва, ОАО «НК Роснефть», 2009г
14. Методические рекомендации по проектированию нефтяных и газонефтяных месторождений", Москва, 2007 г. и "Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов", Москва, Экономика, 2000 г.

15. Методические указания компании по построению геологических карт для месторождений со сложными условиями осадконакопления и для случая горизонтальных/многоствольных скважин, гидроразрыва пласта

16. Руководство пользователя по МАГМА, модуль «Гидродинамика», 2019

17. Закревский К. Е. Геологическое 3D моделирование , 2009. – 375 с.

Книга одного автора

18. Селли Р. Ч. Древние обстановки осадконакопления: Пер. с англ./Пер.А. А. Никонова, К. И. Никоновой.—М.: Недра, 1989.— 294 с.:

19. Каневская Р. Д. – Математическое моделирование гидромеханических процессов разработки месторождений углеводородов, 2002. – 140 с.

20. В.Н. Косков. Геофизические исследования скважин, 2005.-125с.

21. О. Е. Зеливянская. Петрофизика,2015.-111м.

22. Л.П. Дайк, Практический инжиниринг резервуаров, Пер. с англ./Пер М.Н. Кравченко

Книга двух авторов

23. Меркурьев Е.А., Токарев М.А. Методические приёмы адаптации параметров при прогнозе (проектировании) показателей разработки нефтяных месторождений с помощью постоянно действующей моделей (ПДМ), 2006

Книга четырех и более авторов

24. Т.Р. Ахмедшин, Т.Е. Кулагина, М.Р. Камартдинов, С.Х. Куреленков, Разработка трудноизвлекаемых запасов, Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела.

Тематический сборник

25. Разработка низкопроницаемых коллекторов, Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности, 2014. – 117с

Статьи

26. Чусовитин А.А., Гнилицкий Р.А., Смирнов Д.С., Лиходед Ю.А. Эволюция проектных решений по разработке месторождений тюменской свиты на

примере месторождений Красноленинского свода // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. -2016. С.54-58.

27. Севастьянов. А.А./ Геологические особенности и оценка добычного потенциала отложений тюменской свиты/ А.А. Севастьянов, К.В. Коровин, О.П. Зотова, Д.И.Зубарев //Вестник пермского университета. – 2017. – Том. 16№1 – с. 61-67

Презентационные материалы

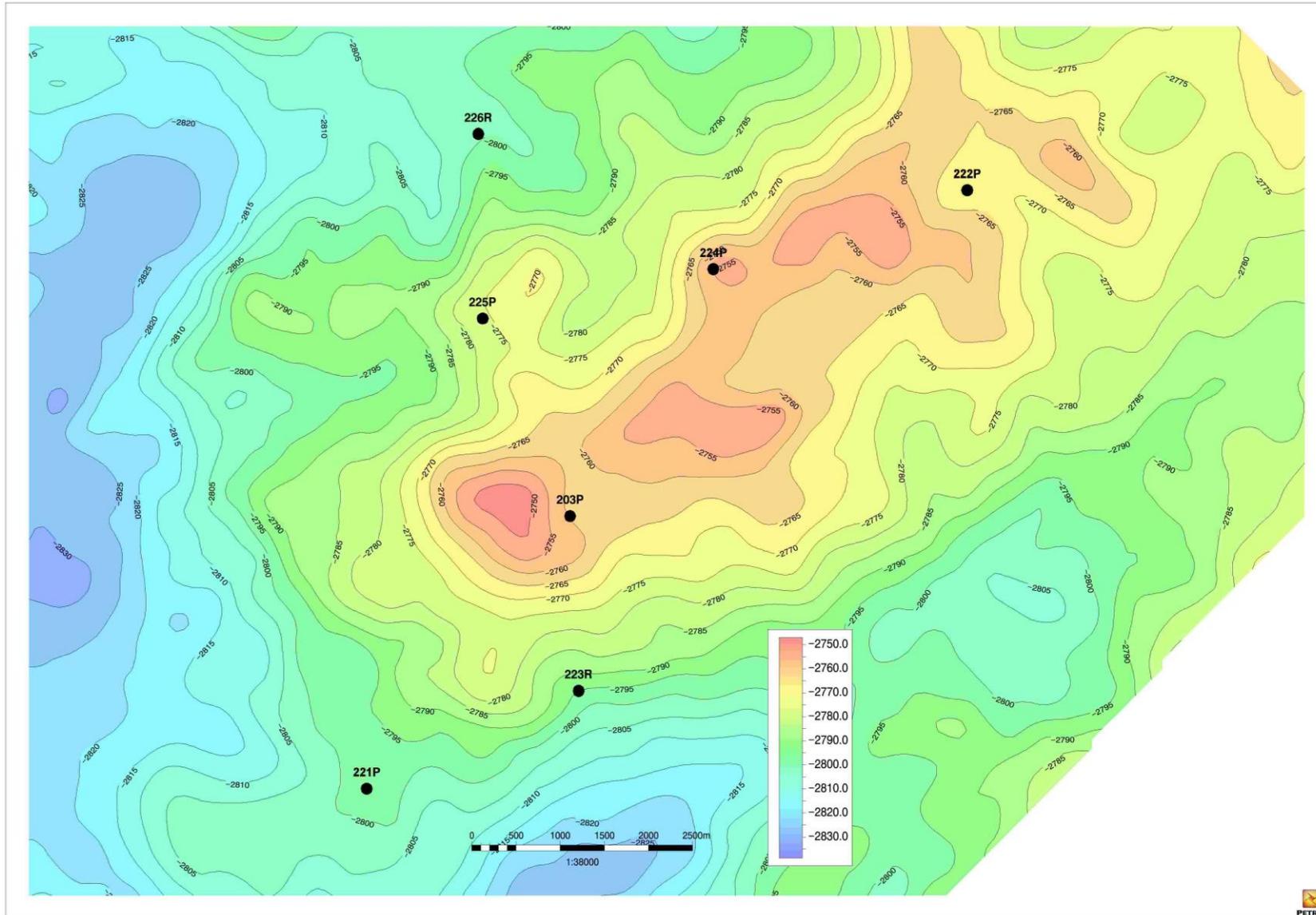
28. Системы электроснабжения, О.А. Туровин

29. Распределение скважин, оценка добычных возможностей, Куреленков С. Х.

30. Defining geobody geometries & architectural elements within fluvio-deltaic depositional systems; prof Jonathan Redfern university of Manchester.

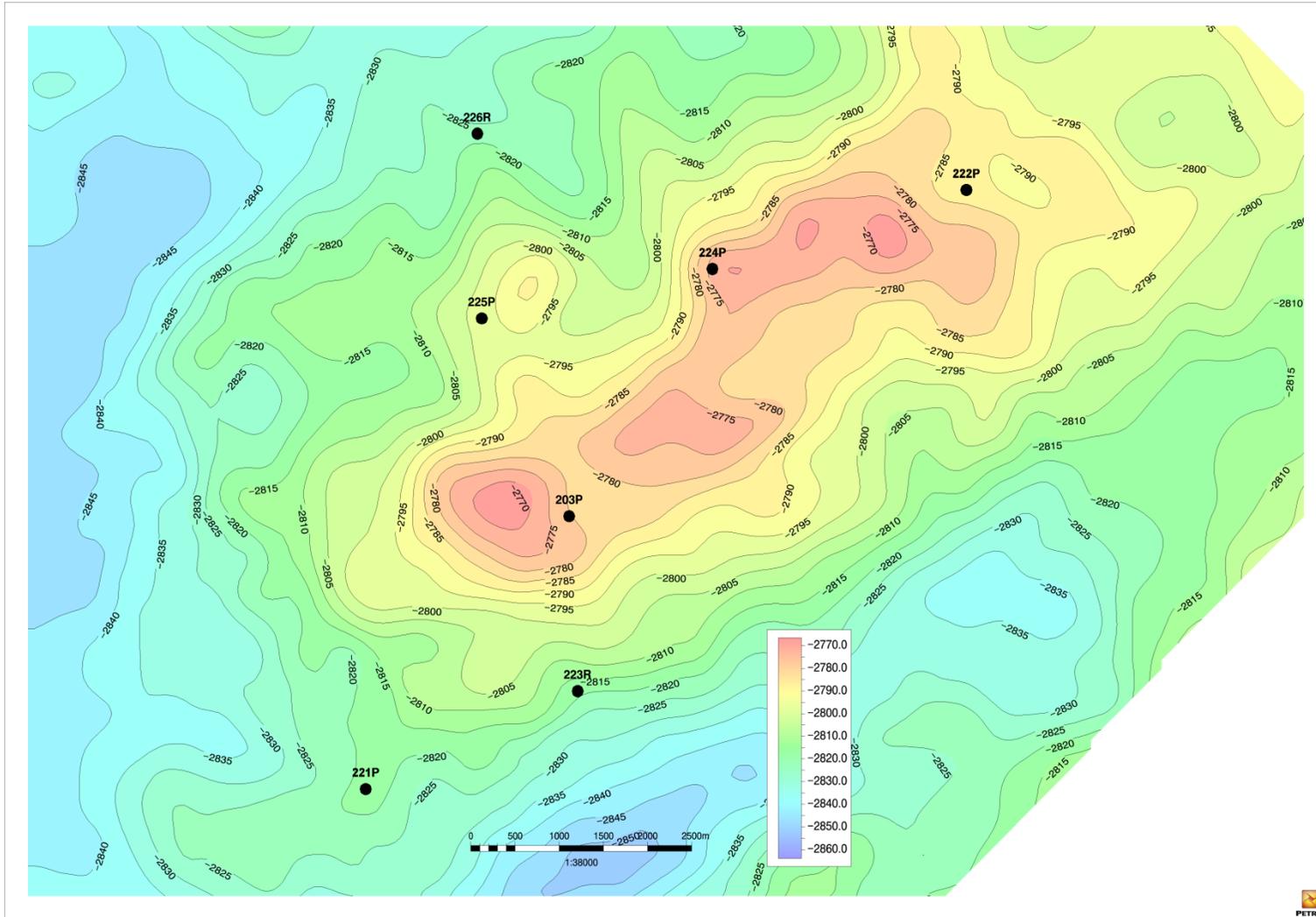
ПРИЛОЖЕНИЕ 1А

Структурная карта по кровле пласта Ю₂



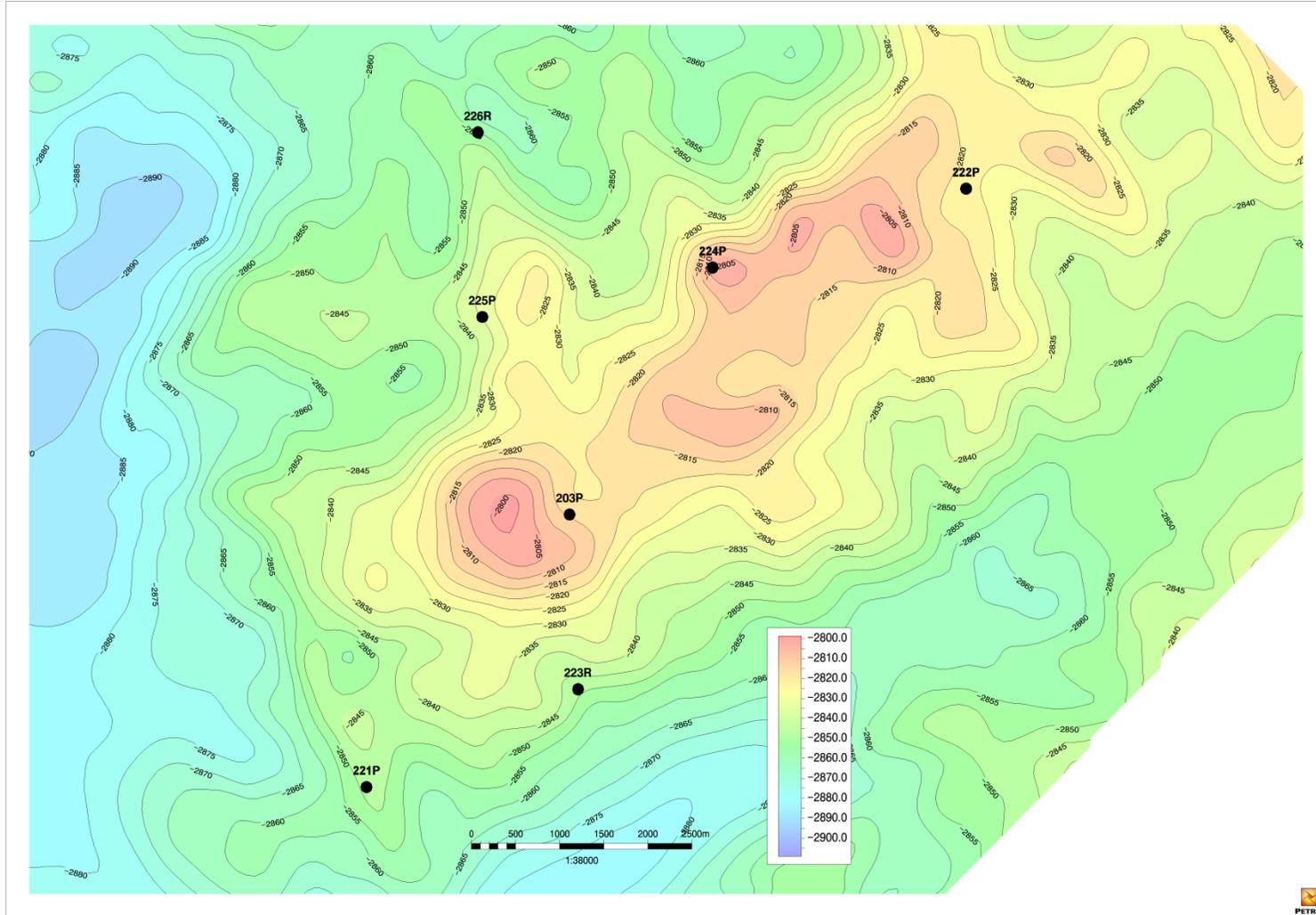
ПРИЛОЖЕНИЕ 1Б

Структурная карта по кровле пласта Ю₃



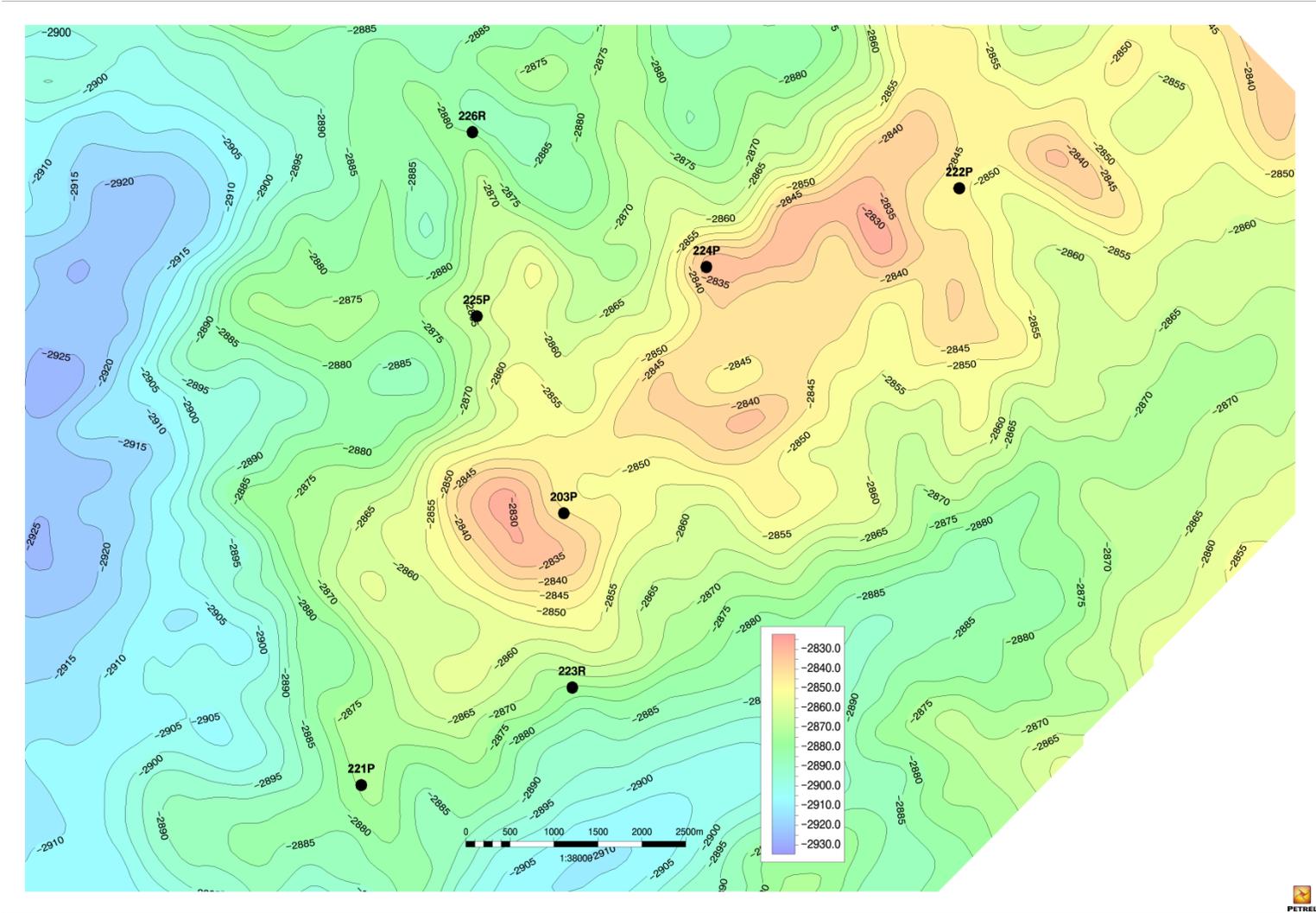
ПРИЛОЖЕНИЕ 1В

Структурная карта по кровле пласта Ю₄¹



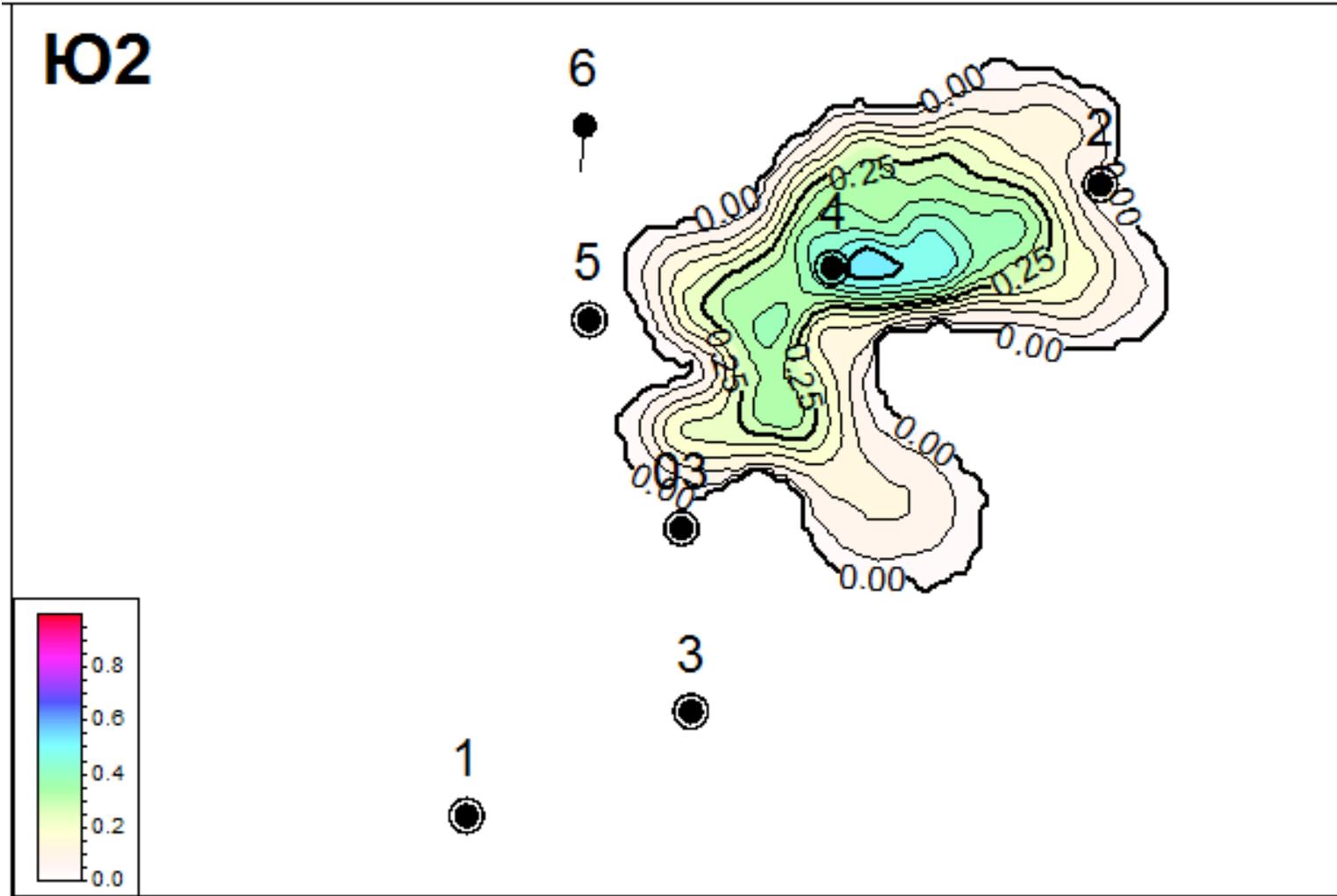
ПРИЛОЖЕНИЕ 1Г

Структурная карта по кровле пласта Ю₄²



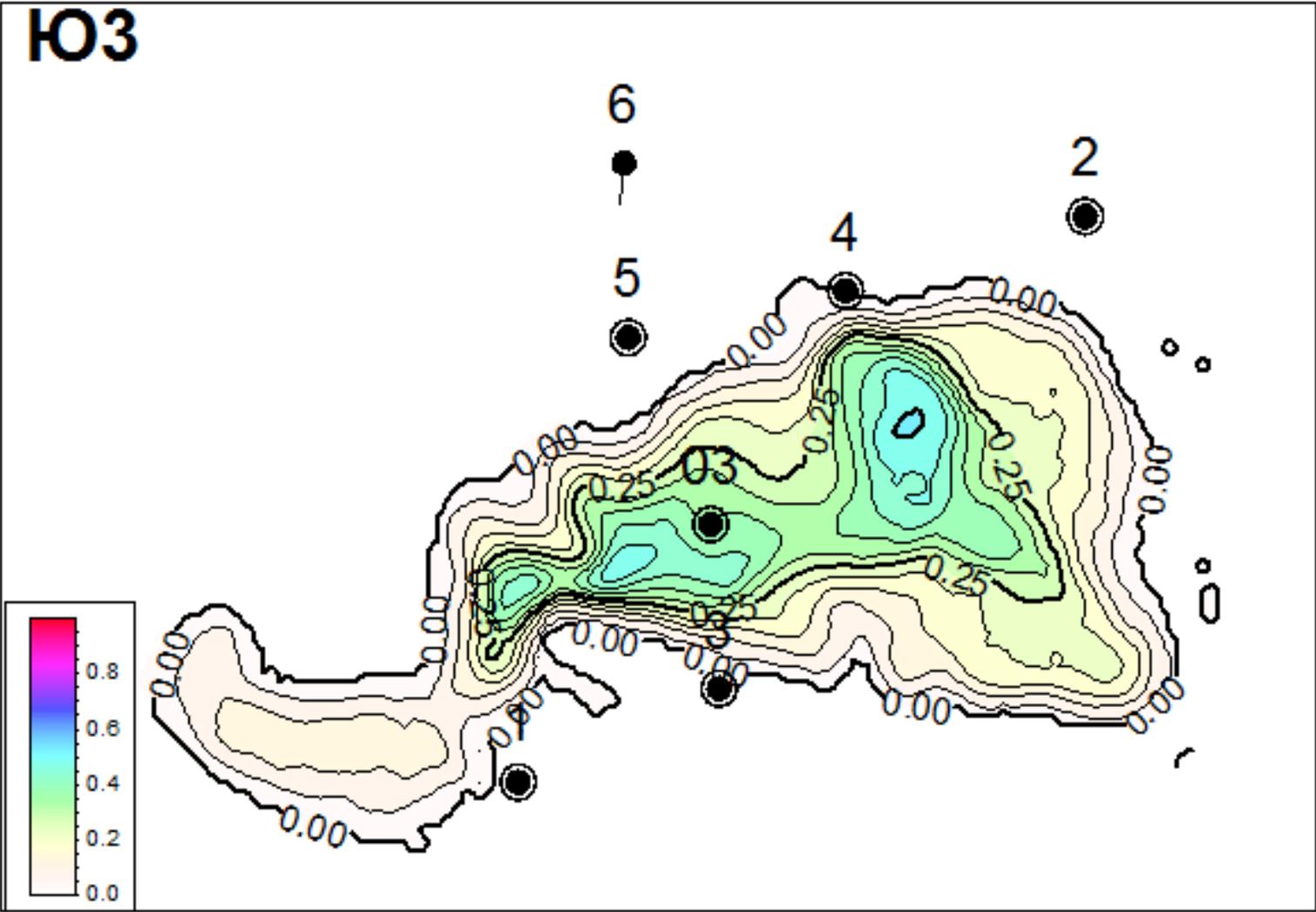
ПРИЛОЖЕНИЕ 2А

Трендовая карта песчанистости по пласту Ю₂



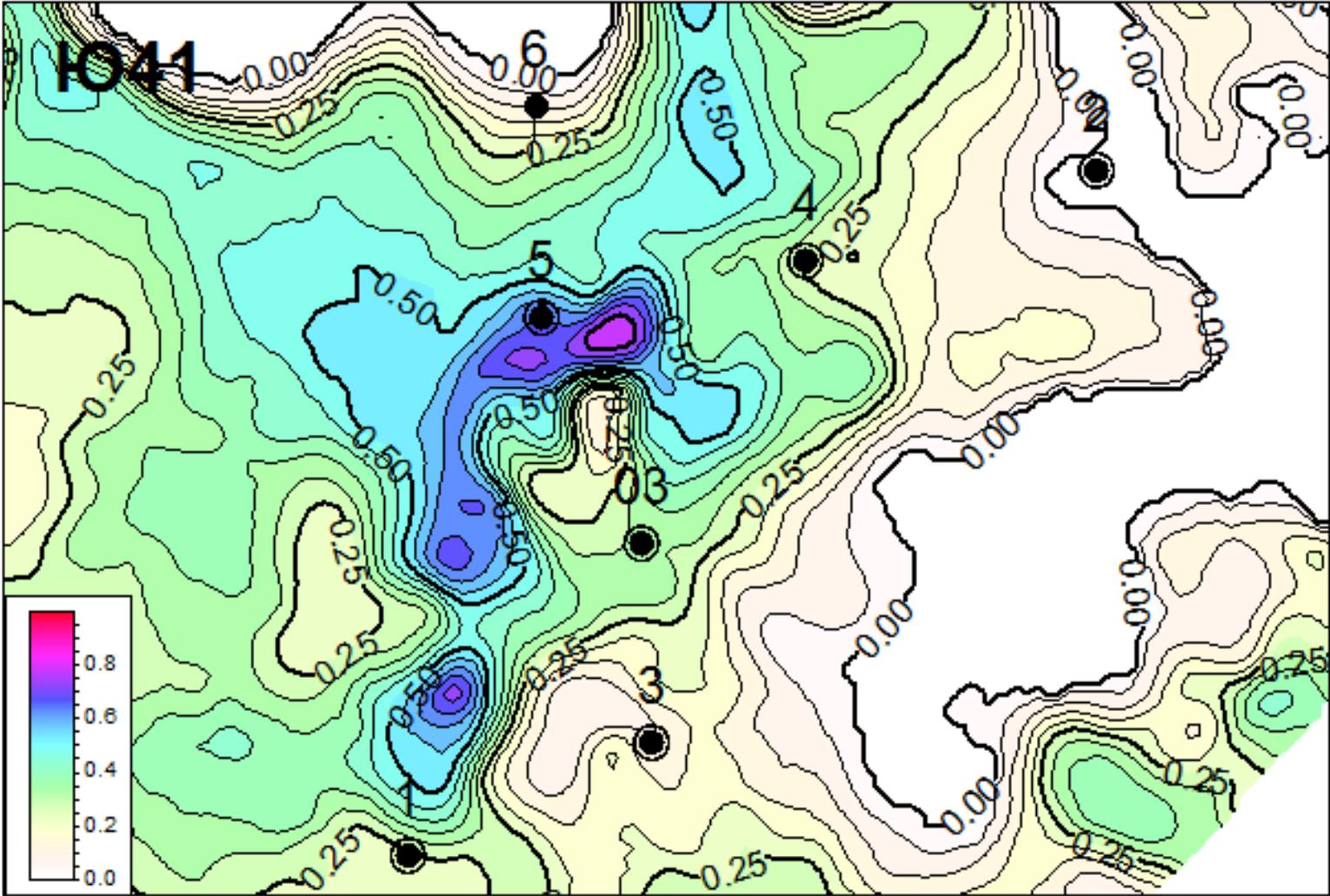
ПРИЛОЖЕНИЕ 2Б

Трендовая карта песчаности по пласту Ю₃



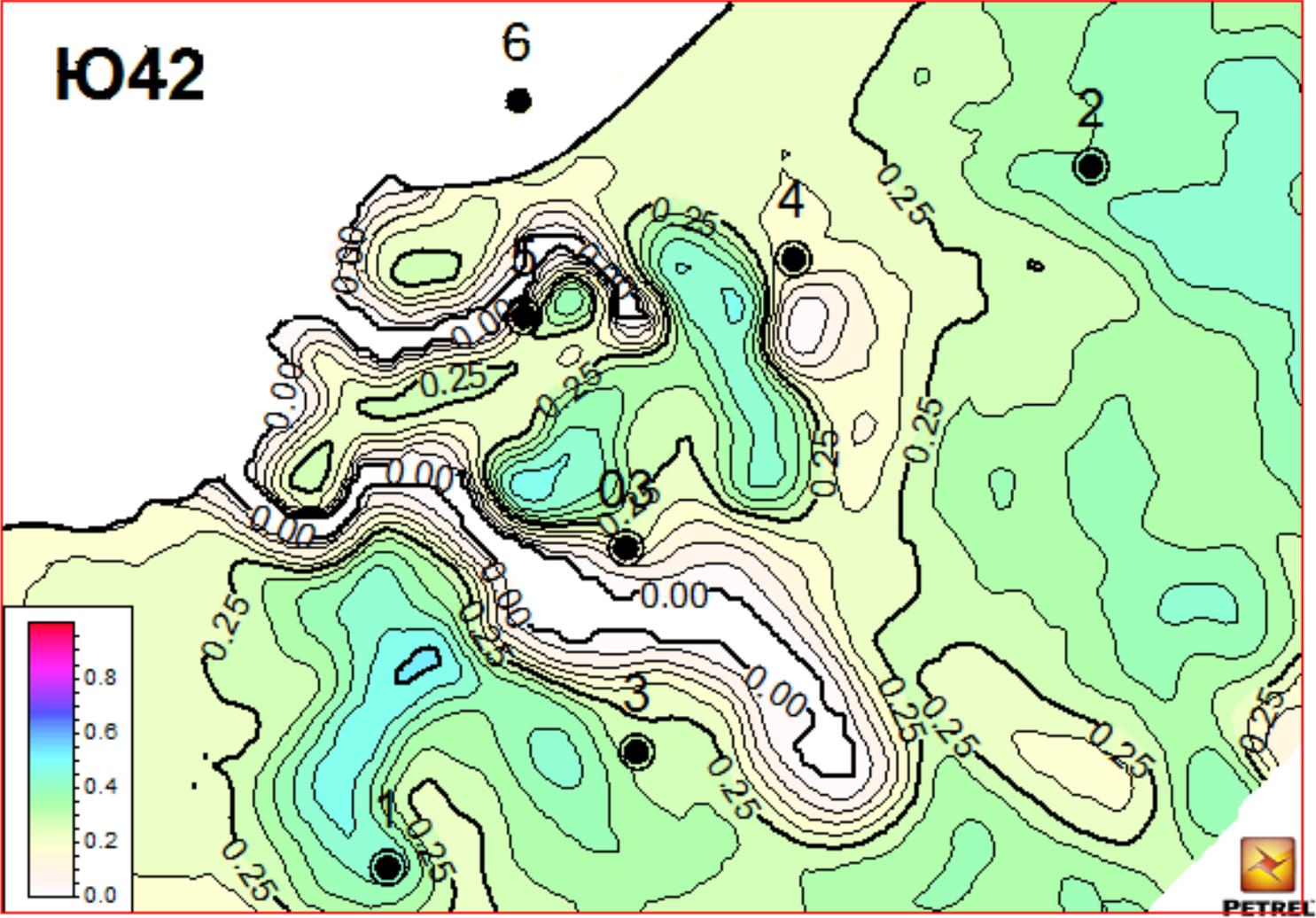
ПРИЛОЖЕНИЕ 2В

Трендовая карта песчанистости по пласту Ю₄¹



ПРИЛОЖЕНИЕ 2Г

Трендовая карта песчаности по пласту Ю₄²



ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Свод вариантов обоснования длины ГС

Показатель	Варианты									
	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500
Длина ГС, м	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500
Количество скважин всего, шт	96	84	73	66	59	54	49	45	40	36
Расстояние между рядами, м	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
НГЗ, тыс т	15875	15875	15875	15875	15875	15875	15875	15875	15875	15875
Накопленная добыча нефти, тыс. т	4 432	4 416	4 320	4 251	4 128	4 062	4 003	3 929	3 787	3 568
Уд. доб. нефти на скв, тыс. т	46	53	59	64	70	75	82	87	95	99
Кохв, д. ед.	0.545	0.543	0.531	0.523	0.508	0.500	0.492	0.483	0.466	0.439
Квыт, д. ед.	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512
КИН, д. ед.	0.279	0.278	0.272	0.268	0.260	0.256	0.252	0.247	0.239	0.225
К (комплексный критерий), д.ед.	0.710	0.784	0.830	0.860	0.873	0.807	0.735	0.629	0.494	0.310

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Свод технологических показателей для обоснования плотности сетки скважин

Показатель	Варианты						
	300	400	500	600	700	800	900
Расстояние между рядами, м	300	400	500	600	700	800	900
Количество скважин всего, шт	152	111	92	77	65	57	51
Длина ГС, м	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Режим эксплуатации	с ППД	с ППД	с ППД	с ППД	с ППД	с ППД	с ППД
НГЗ, тыс т	15 875	15 875	15 875	15 875	15 875	15 875	15 875
Накопленная добыча нефти, тыс. т	4 508	4 128	3 635	3 397	3 174	2 788	2 586
Плотность сетки скважин, Га/скв	38.3	52.4	63.3	75.6	89.6	102.1	114.1
Уд. доб. нефти на скв, тыс. т	66	89	117	146	162	159	169
Кохв, д. ед.	0.555	0.508	0.447	0.418	0.391	0.343	0.318
Квыт, д. ед.	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512
КИН, д. ед.	0.284	0.260	0.229	0.214	0.200	0.176	0.163
К (комплексный критерий), д.ед.	0.681	0.711	0.678	0.634	0.579	0.479	0.368

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Перечень оборудования ЦПС

- 1 очередь:
- ♦ устройство предварительного отбора газа DN 500мм (УПОГ-1...2) – 2шт.
- ♦ сепаратор 1 ступени сепарации со сбросом пластовой воды $V=50\text{м}^3$ (С-1/1...1/2) – 2шт.
- ♦ сепаратор концевой ступени сепарации $V=25\text{м}^3$ (С-2/1...2/2) – 2шт. (выведены из эксплуатации);
- ♦ сепаратор-дегазатор пластовой воды $V=50\text{м}^3$ (СД-1...2) – 2шт. (выведены из эксплуатации);
- ♦ электронасос шурфовый погружной УЭЦН с эл/дв. ПЭД – 3шт.;
- ♦ блоки дозирования ингибитора коррозии с дозирующими насосами НД 2,5-4,0/100, НД 10/100 (БДР-2...3) – 2шт.;
- ♦ блок дозирования деэмульгатора с дозирующими насосами НД 10/100 (БДР-1) – 2шт.;
- ♦ емкость дренажная $V=40\text{м}^3$ с двумя насосами НВ-Мв-Е-50/80-3,7-УХЛ2 (ЕП-1) – 1шт.;
- ♦ емкость канализационная $V=40\text{м}^3$ с насосом НВ-Мв-Е-50/80-4,0-УХЛ2 (ЕП-7) – 1шт.;
- ♦ емкость дренажная $V=16\text{м}^3$ с насосом НВ-Мн-Е-50/50-3,0-УХЛ2 (ЕП-2) – 1шт. (выведена из эксплуатации);
- ♦ факел высокого давления СФНР-300 (Ф-1) – 1шт.;
- ♦ факел низкого давления СФНР-300 (Ф-2) – 1шт.;
- ♦ газосепаратор факельный ГСФ $V=11\text{м}^3$ (СФ-1/1...1/2) – 2шт.;
- ♦ емкость дренажно-канализационная $V=12,5\text{м}^3$ с насосом НВ-Мв-Е-50/80-3,0-УХЛ2 (ЕП-8) – 1шт.;
- ♦ газосепаратор $V=12,5\text{м}^3$ (ГС-1) – 1 шт.
- ♦ газосепаратор сетчатый $V=0,8\text{м}^3$ (ГС-2) – 1шт.

- ◆ насосная внутренней перекачки нефти в блочном исполнении с 2-мя насосами ЦНСНА 105-98 с электродвигателями во взрывозащищенном исполнении (Н-2/1...2/2) – 1 шт.;
- ◆ резервуар нефти вертикальный стальной (РВС)-2000 (Р-1...2) – 2 шт.;
- ◆ сепаратор со сбросом воды $V=100\text{м}^3$ (С-3/1...3/2) – 2 шт.;
- ◆ стояк налива $Q=60-90\text{м}^3/\text{ч}$ – 1 шт.;
- ◆ емкость аварийная $V=40\text{м}^3$ с насосом НВ-Мв-Е-50/80 (ЕА) – 1 шт. (выведена из эксплуатации);
- ◆ емкость для хранения дизельного топлива $V=4\text{м}^3$;
- ◆ емкость для слива дизельного топлива $V=4\text{м}^3$ (ЕП-4) – 1 шт. (выведена из эксплуатации);
- ◆ емкость дренажно-канализационная $V=40\text{м}^3$ с насосом НВ-Мв-Е-50/80 (ЕП-9) – 1 шт.;
- ◆ емкость дренажная $V=40\text{м}^3$ с насосом НВ-Мв-Е-50/80 (ЕП-3) – 1 шт.;
- ◆ емкость уловленной нефти $V=40\text{м}^3$ с насосом откачки НВ-Мв-Е-50/80 (ЕП-5) – 1 шт.;
- ◆ емкость дренажно-канализационная $V=16\text{м}^3$ с насосом НВ-Мв-Е-50/80 (ЕП-10) – 1 шт.;
- ◆ артезианская скважина с насосом ЭЦВ 6-10-110 – 3 шт.;
- 2 очередь:
- ◆ устройство предварительного отбора газа DN 1000мм (УПОГ-3...4) – 2 шт.;
- ◆ сепаратор 1 степени сепарации со сбросом пластовой воды типа НГСВ-І-1,0-3400-2-И, $V=200\text{м}^3$ (С-4/1...4/4) – 4 шт.;
- ◆ сепаратор со сбросом воды с коалесцирующими насадками типа ТФСК-Г, $V=200\text{м}^3$ (С-5/1...5/2) – 2 шт.;
- ◆ сепаратор нефтегазовый концевой степени сепарации типа НГС-ІІ-1,0-2400-2-И, $V=50\text{м}^3$ (С-6/1...6/2) – 2 шт.;
- ◆ подогреватель нефти ПТ-4-64Ж (П-3/1...3/2) – 2 шт.;
- ◆ подогреватель нефти ПТБ-5-40Э (П-3/3) – 1 шт.;

- ♦ насосная внутренней перекачки нефти в блочном исполнении с тремя насосами ЦНСнА 180-85 с электродвигателями во взрывозащищенном исполнении (Н-5/3...5/5) и двумя насосами ЦНСнА 180-45 с электродвигателями во взрывозащищенном исполнении (Н-5/1...5/2) – 1 компл.;
- ♦ газосепаратор $V=12,5\text{м}^3$ (ГС-3) – 1 шт.;
- ♦ газосепаратор сетчатый $V=4\text{м}^3$ (ГС-4) – 1 шт.;
- ♦ отстойник воды ОВ 90.1-2 $V=90\text{м}^3$ (ОВ-3...4) – 1 шт.;
- ♦ оперативный узел учета подготовленной нефти ЦПС второй очереди на базе автоматизированной системы измерения количества и показателей качества нефти СИКН-2 комплектно-блочной поставки с трубопроводами подключения к ТПУ на давление 6,3 МПа – 1 компл.;
- ♦ резервуар вертикальный стальной технологический РВС-5000 (Р-1/2) – 1 шт.;
- ♦ емкость подземная дренажная ЕПП 40-2400-2-3, $V=40\text{м}^3$ с двумя насосами НВ-Мв-Е-50/80 (ЕП-2/1) – 1 шт.;
- ♦ емкость подземная дренажная ЕПП 16-2000-1600-3, $V=16\text{м}^3$ с насосом НВ-Мв-Е-50/80 (ЕП-2/7) – 1 шт.;
- ♦ емкость подземная дренажная ЕПП 16-2000-1600-3, $V=16\text{м}^3$ с двумя насосами НВ-Мв-Е-50/80 (ЕП-2/2) – 1 шт.;
- ♦ емкость аварийная ЕПП 16-2000-1-3, $V=16\text{м}^3$ с двумя насосами НВ-Мв-Е-50/80 (ЕП-1/5) – 1 шт.;
- ♦ блок дозирования деэмульгатора с 2-мя дозирующими насосами НД 40/100 (БДР-5) – 1 шт.;
- ♦ блок дозирования ингибитора коррозии с 2-мя дозирующими насосами НД 40/100 (БДР-6) – 1 шт.;
- ♦ блок дозирования деэмульгатора СУДР-1 – 1 шт.;

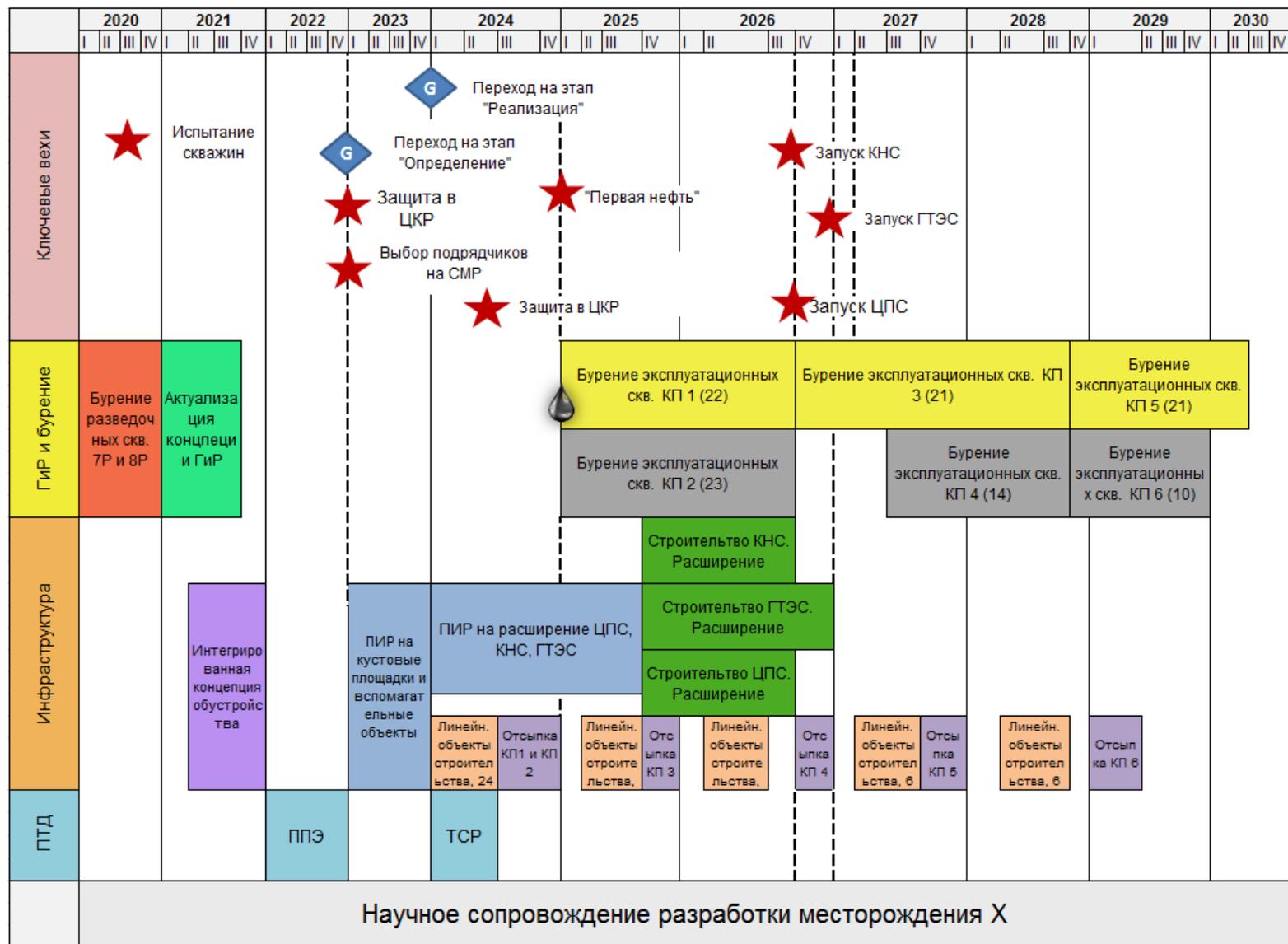
ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатели	Значения
Цена реализации:	
- нефть на внутреннем рынке НДС, руб./т	17405
- нефть на внешнем рынке, долл./барр.	
- курс доллара, руб./долл.	65,0
- доля экспорта нефти, %	20
Налоги и платежи:	
- таможенная пошлина на нефть, долл/т	
2025 г.	102,7
2026 г.	92,2
с 2027г и далее	81,7
Капитальные вложения без НДС:	
Бурение наклонно-направленной скважины, тыс. руб./ м	25,359
Бурение горизонтальной скважины, тыс. руб./ м	35,116
Оборудование НСС	
- при вводе добывающих скважин, тыс. руб./скв.	4700
- при вводе нагнетательных скважин, тыс. руб./скв.	1900
- на замену при эксплуатации, тыс. руб./скв. доб.	831
Промысловое обустройство:	
- инженерная подготовка кустовых площадок, тыс. руб./шт.	368832
- обустройство кустовых площадок, тыс. руб./шт.	10581
Эксплуатационные затраты на добычу нефти:	
- расходы на энергию по извлечению нефти, руб./т ж	161,40
- расходы по искусственному воздействию на пласт , руб./м куб.	14,20
- заработная плата, тыс. руб./чел. мес.	116,825
- расходы по технологической подготовке нефти и газа, руб./т.н.,	20,60
- расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, тыс. руб./скв. год.	9 005,0-2 893,0
- расходы на капитальный ремонт скважин, тыс. руб./скв. год.	541,40
- общепроизводственные расходы, тыс. руб./в год.	293,0
Ликвидационные затраты, тыс. руб./скв.	258,3

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Дорожная карта реализации проекта



ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Качественная оценка идентифицированных рисков

Риски	Вероятность появления	Масштаб воздействия	Управляемость
Лицензионные			
Отзыв лицензии в случае не соблюдения лицензионных обязательств	Низкая	Высокий	Низкая
Геологические			
Не подтверждение запасов	Высокая	Высокий	Низкая
Не подтверждение входных дебитов	Высокая	Высокий	Низкая
Не подтверждение темпов падения жидкости	Высокая	Высокий	Низкая
Технико-производственные			
Парафиноотложение	Низкая	Средний	Средняя
Отклонение реологических свойств нефти относительно расчётных	Средняя	Низкий	Высокая
Инфраструктурное ограничение по жидкости	Средняя	Средний	Высокая
Преждевременный износ труб в связи с коррозией	Средняя	Высокий	Высокий
Организационные			
Срыв сроков начала добычи нефти	Средняя	Высокий	Высокая
Длительное принятие и согласование решений	Средняя	Средний	Высокая
Некачественное выполнение подрядчиком условий договора	Средняя	Средний	Высокая
Экономические			
Превышение затрат по проекту	Средняя	Средний	Высокая
Отмена льготы ТРИЗ	Низкая	Высокий	Низкая
Изменение цены реализации продукции в перспективе	Средняя	Высокая	Низкая
Политические			
Ограничение ОПЕК	Средняя	Средний	Низкая
Санкции	Средняя	Средний	Низкая

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

Дорожная карта реализации проекта

Риск	Мероприятия	Ответственный
Не подтверждение запасов	Доразведка месторождения: бурение новых разведочных скважин с выносом керна и проведением полного комплекса ГИС.	Научный центр
	Получение истории добычи с разведочных и проектных скважин.	
Не подтверждение темпов падения жидкости	Проведение трассерных исследований.	
Не подтверждение входных дебитов	Сопровождение бурения: уточнение геологических и гидродинамических моделей.	Недропользователь
Изменение цены реализации продукции в перспективе	Заключение долгосрочных договоров на поставки продукции.	Недропользователь
Срыв сроков начала добычи нефти	Заблаговременный подбор аналогов с целью заказа МТР, оборудования ДЦИ, подготовки лота на СМР.	Научный центр
	Выполнение ЗУР/ПСД на основе программы ГРР.	
Преждевременный износ труб в связи с коррозией	Использование стали с повышенной коррозионной стойкостью и внутренних антикоррозионных покрытий.	Подрядчик
Превышение затрат по проекту	100% охват работ подрядных организаций независимым техническим надзором.	Недропользователь
Некачественное выполнение подрядчиком условий договора	Контроль расходования средств подрядчиками.	