

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

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ

Директор Политехнической школы

М.О. Писарев
2018 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(магистерская диссертация)

**ВОВЛЕЧЕНИЕ В РАЗРАБОТКУ ЗАЛЕЖЕЙ БАШКИРСКОГО ЯРУСА
М-ГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

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







Выполнили групповой
проект


студенты 2 курса
очной формы обучения

Научный руководитель
директор Физико-технического
института, директор программы,
д-р физ.-мат. наук, профессор


Консультант
руководитель группы Управления
по ГР НА
ООО «ТННЦ»

Рецензент
директор по развитию функции
«Инжиниринга и Решинжиниринга»
ООО «Газпромнефть НТЦ»
канд.хим.наук

 Бердников Дмитрий Сергеевич
 Бордодымов Дмитрий
 Никифоров Дмитрий Владиславович
 Никонов Федор Сергеевич
 Тюльков Андрей Тимофеевич
 Якименко Иван Андреевич

 Федоров Константин Михайлович

 Семенюк Михаил Александрович

 Исмагилов Ринат Рафаэлевич

г. Тюмень, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ОЦЕНКА АКТИВА.....	11
1.1 Общие сведения о лицензионном участке.....	11
1.2 Вероятностная оценка потенциальных ресурсов.....	13
1.3 Обоснование коэффициента извлечения нефти.....	14
1.4 Обоснование системы разработки и входных дебитов.....	16
1.5 Предварительная оценка нового актива.....	21
2. СОЗДАНИЕ ПОСТОЯННОДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЕОЛОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	22
2.1 Исходная информация.....	22
2.2 Интерпретация ГИС.....	23
2.2.1 Условия осадконакопления и стратиграфическая корреляция пластов.....	24
2.2.2 Определение коэффициента пористости.....	25
2.2.3 Выделение коллекторов.....	28
2.2.4 Определение коэффициента водонасыщенности.....	29
2.2.5 Определение уровня ВНК и характера насыщения.....	30
2.3 Построение структурного каркаса модели.....	31
2.4 Построение 3D сетки модели.....	32
2.5 Распространение свойств пласта.....	32
2.5.1 Распространение свойства литология.....	33
2.5.2 Построение коэффициента пористости.....	34
2.5.3 Построение коэффициента проницаемости.....	35

	3
2.5.4 Построение коэффициента водонасыщенности	35
2.6 Оценка ресурсной базы и перечень геологических рисков	37
2.7 Гидродинамическая модель	38
2.7.1 Контроль качества ремасштабирования	38
2.7.2 PVT	40
2.7.3 ОФП.....	41
2.7.4 Инициализация модели	44
3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ.....	46
3.1 Принципы формирования вариантов	46
3.2 Описание вариантов разработки.....	47
3.3 Обоснование выбора технологий и рабочего агента для воздействия на пласт	50
3.4 Технологические показатели разработки по вариантам	51
4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА.....	57
4.1 Описание вариантов обустройства	57
4.2 Проведение гидравлического расчета нефтегазосборной системы	57
5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	60
5.1 Макроэкономические показатели и расчет чистых цен УВС	60
5.2 Система налогов и платежей	61
5.3 Оценка капитальных, текущих, эксплуатационных и внереализационных расходов.....	64
5.3.1 Капитальные вложения	64
5.3.2 Эксплуатационные затраты	65
5.3.3 Ликвидационные затраты.....	66
5.4 Показатели экономической эффективности	68

6. ПЛАН РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА И ОЦЕНКА РИСКОВ	74
6.1 Программа доизучения пласта А6 Башкирского яруса.....	74
6.2 Укрупненный план-график реализации проекта.....	76
6.3 Риски и управление рисками.....	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ.....	81

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка.

АГОВ – аппарат глубокой очистки воды.

АК – акустический каротаж.

АСПО – асфальто-смолистые парафинистые отложения.

БГС – боковой горизонтальный ствол.

БЕ – буферная емкость.

БК – боковой каротаж.

БКНС – блочно-кустовая насосная станция.

БС – боковой ствол.

ВНК – водонефтяной контакт.

ГГК-п – гамма-гамма каротаж плотностной.

ГДМ – гидродинамическая модель.

ГЖС – газожидкостная смесь.

ГИС – геофизические исследования скважин.

ГК – гамма каротаж.

ГМ – геологическая модель.

ГПЗ – газоперерабатывающий завод.

ГС – газовый сепаратор.

ГСР – геолого-статистический разрез.

ГРР – геологоразведочные работы

ЗБГС – зарезка бокового горизонтального ствола.

ЗБС – зарезка бокового ствола.

ИК – индукционный каротаж.

КДФ – концевой делитель фаз.

КИН – коэффициент извлечения нефти.

ЛУ – лицензионный участок.

НГЗ – начальные геологические запасы.

НГК – нейтронный гамма каротаж.

НГР – начальные геологические ресурсы.

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых.

НИЗ – начальные извлекаемые запасы.

ННС – наклонно-направленная скважина.

ННТ – нефтенасыщенная толщина.

ОГ – отражающий горизонт.

ОФП – относительная фазовая проницаемость.

УВ – углеводороды.

УПН – установка подготовки нефти.

УПСВ – установка предварительного сброса воды.

УЭС – удельное электрическое сопротивление.

ПВЛГ – переход на вышележащий горизонт.

ПЗ – потенциал зонд.

ПК – программный комплекс.

ПНГ – попутный нефтяной газ.

ПС – каротаж собственных потенциалов.

ПСС – плотность сетки скважин.

РВС – резервуар вертикальный стальной.

РИГИС – результат интерпретации геофизических исследований скважин.

СРР МОГТ – сейсмические разведочные работы метод общей глубинной точки.

ТГЗ – текущие геологические запасы.

ТИЗ – текущие извлекаемые запасы.

ТФС – трехфазный сепаратор.

ФП – фазовая проницаемость.

CAPEX – капитальные затраты.

DPI – дисконтированный индекс доходности.

EMV – ожидаемый доход.

NPV (ЧДД) – чистый дисконтированный доход.

ОРЕХ – операционные затраты.

PI – индекс доходности.

ВВЕДЕНИЕ

Предварительная оценка нового актива – неотъемлемая часть концептуального проектирования как в «гринфилдах», так и в «браунфилдах» при выявлении новых залежей, поднятий или пластов. Если отбросить уникальное строение и особенности каждого месторождения углеводородов, то различие между давно разрабатываемыми месторождениями и недавно открытыми состоит лишь в наборе исходной информации, т.е. изученности каждого из них. Поскольку для новых, недавно найденных, неразрабатываемых или неизученных месторождений сложность вызовов состоит именно в грамотном планировании, начиная от ГРП и заканчивая в проектировании обустройства месторождения и создании наземной инфраструктуры района работ, то на этапе оценки актива инженер обязан учесть все возможные риски и тонкости предполагаемых работ именно для того региона, в котором Компании предстоит проводить разработку месторождения. А учитывая скудность исходной информации на этапе концептуального проектирования, данная работа больше напоминает творческий, нежели инженерный проект. Однако от качественного концептуального проектирования на начальном этапе разработки зависит общий успех проекта.

В случае «браунфилда» немного другая ситуация. Как правило, на давно разрабатываемых месторождениях, уже проведено их обустройство, проведена инфраструктура под предполагаемые и/или доказанные запасы углеводородов. Именно в созданной инфраструктуре и находятся потенциальные риски. В виду того, что бурение, как правило, проводится на предполагаемые целевые пласты, то и весь упор в изучении приходится также на них. В таких ситуациях появляется эффект «пропущенной залежи» - залежи углеводородов, которая по некоторым причинам (плохое качество сеймики, неполный комплекс исследований ГИС, проведение ГИС в нижележащих интервалах с пропуском

вышележащих, или наоборот недоизученность нижележащих пластов и т.д.) была упущена при поиске и изучении целевых пластов. При открытии таких пропущенных залежей, особенно больших размеров, возникает вопрос о реинжиниринге разрабатываемого месторождения. Так и в нашем проекте проводится поиск пропущенных залежей М-го месторождения.

Программа поиска пропущенных залежей является одним из векторов развития компании «Оренбургнефть». По результатам работ, проведенных с 2014 года, на госбаланс было поставлено ок. 42 млн.т геологических запасов.

Целью данной работы является поиск пропущенных залежей М-го месторождения в пределах Башкирского яруса, оценка перспектив вовлечения в разработку данных залежей.

Для достижения данной цели в ходе выполнения проекта произведен поиск пропущенных залежей по данным ГИС в скважинах транзитного фонда, оценка ресурсной базы этих залежей, создание 3D геологической и гидродинамической моделей, создание и оценка вариантов разработки пропущенных залежей, выбор оптимального варианта разработки и составления плана реализации проекта.

Пропущенные залежи в пределах Башкирского яруса были обнаружены в пределах П-го, Южно-Г-го и Западно-Л-го поднятий. По результатам испытания пласта А₄ Башкирского яруса на П-м поднятии принято решение произвести оценку перспектив вовлечения в разработку Западно-Л-го и Южно-Г-го поднятий, которая представлена в данном проекте.

Личный вклад участников

Работы в рамках группового проекта были разделены согласно методическим указаниям дирекции Политехнической школы Тюменского государственного университета. Выполняемая работа была равномерно разделена между участниками проекта. Для контроля сроков выполнения была составлена дорожная карта работ. Для каждого вида работ и каждого этапа проекта было назначено ответственное лицо (участник группового проекта),

которое выполняло курирование вверенного ему вида работ, а именно: консолидация теоретического материала, сбор исходных данных, прием результата, оценка качества полученного результата.

Список ответственных по видам работ:

- Создание геологической модели – Никифоров Дмитрий
- Создание гидродинамической модели – Бордодымов Дмитрий
- Обоснование вариантов разработки – Тюльков Андрей
- Проектирование обустройства – Никонов Федор
- Расчет экономических показателей – Бердников Дмитрий
- Проработка графика реализации проекта – Якименко Иван

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

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ОЦЕНКА АКТИВА

1.1 Общие сведения о лицензионном участке

В административном отношении М-ое нефтяное месторождения расположены в пределах К-ого района Оренбургской области в 20-25 км к юго-западу от г. Бузулука, являющегося для данного района довольно крупным промышленным и железнодорожным центром (через Бузулук проходит железная дорога Самара-Оренбург).

Ближайшие населенные пункты: Курманаевка (районный центр), Ромашкино, Проскурино. Сообщение между ними осуществляется по асфальтовым, грунтовым и проселочным дорогам. Через Курманаевку проходит железнодорожная ветка на Пугачев.

Ближайшими месторождениями являются Б-ое, К-ое, С-ое, Д-ое, Кр-ое (Рисунок 1.1).

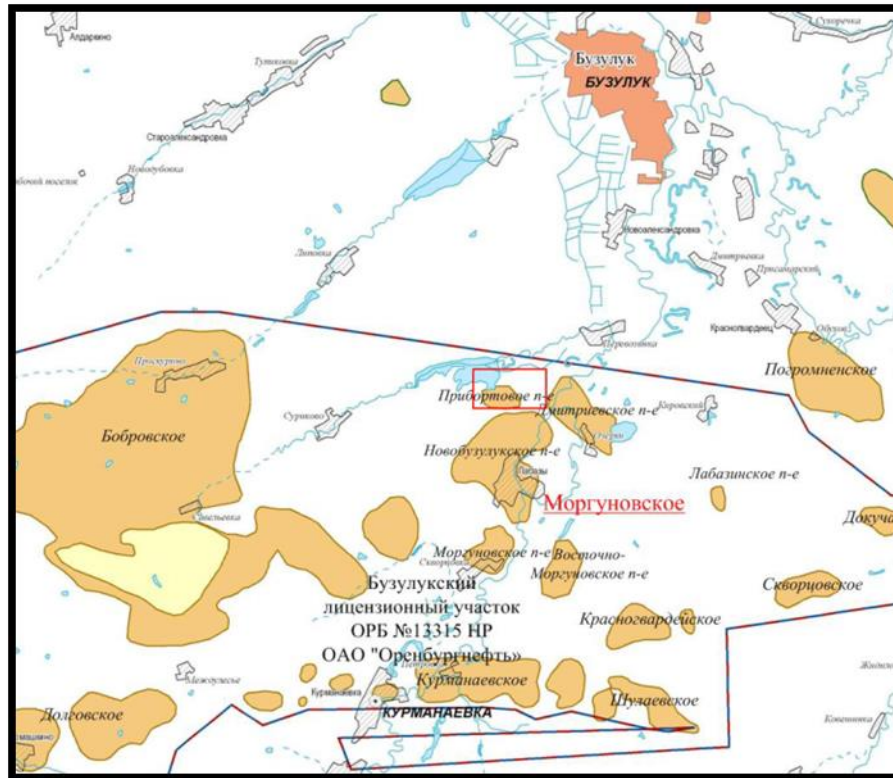


Рис. 1.1 - Обзорная карта района работ.

М-ое месторождение расположено в районе с развитой инфраструктурой.

Для передачи добываемой продукции от Б-ого ЦНС на Нефтегорск Самарской области проложены нефте- и газопроводы. В г. Бузулук находятся базы производственного обслуживания и материально-технического снабжения.

Рельеф местности с развитой сетью балок и оврагов. Ландшафт территории степной. Климат района резко континентальный с холодной зимой и жарким летом. Абсолютный минимум температуры составляет минус 44 оС, максимум – плюс 42 оС. Устойчивый снежный покров отмечается с середины ноября до начала апреля. Глубина промерзания грунта составляет 160-180 см.

Месторождение расположено на северо-восточном склоне Малого Сырта, в междуречье Бузулука-Самары. Рельеф местности понижается в сторону р. Бузулук до отметок +70+80 м, в водораздельной части максимальные абсолютные отметки достигают 220-240 м.

Река Бузулук протекает в непосредственной близости от месторождения с восточной стороны. Долина ее хорошо разработана и достигает ширины 3-5 км. Ширина русла около 50-70 м. Река сильно меандрирует, образуя многочисленные старицы и пойменные озера. Правый берег реки крутой с максимальной отметкой +176 м. Левый приток реки Бузулук – Торпановка – незначительный, его питание осуществляется за счет грунтовых вод и атмосферных осадков. В верховьях реки имеются искусственные водохранилища, используемые для местных нужд проживающего здесь населения. Район в основном сельскохозяйственный с зерновым и животноводческим уклоном.

В пределах месторождения заповедники и иные особо охраняемые объекты отсутствуют.

Для электроснабжения может использоваться инфраструктура соседнего Б-ого месторождения, обеспечивающегося электроэнергией от ЛЭП-110 и ЛЭП-35 через две подстанции 110/35/6 – С-ая и С-ий купол.

Для поисково-разведочного и эксплуатационного бурения могут использоваться воды рек Самары и Бузулук, а для приготовления буровых растворов глины крупного Скворцовского глинокарьера, расположенного в долине р. Бузулук.

Из месторождений других полезных ископаемых поблизости от М-ого месторождения находятся месторождения кирпичных глин и песчано-гравийных смесей. Обеспеченность производства работ другими стройматериалами удовлетворяется за счет завоза их из смежных районов.

Промышленность района представлена нефтедобычей, которую осуществляет ПАО «Оренбургнефть».

1.2 Вероятностная оценка потенциальных ресурсов

Предпосылками для поиска пропущенных залежей Башкирского яруса стали полученные промышленные притоки нефти с одного из поднятий М-го месторождения. Для поиска пропущенных залежей на остальной площади были переинтерпретированы первичные ГИСы разведочных скважин, по результатам которых была установлена нефтеносность в двух поднятиях. С учётом данных ГИС и новой переинтерпретации сейсмики был произведён 2D подсчёт запасов, который более подробно будет описан в главе 2 «создание ПДГТМ». В зависимости от вариации значения коэффициента пористости, изменялись и коэффициенты нефтенасыщенности и проницаемости. Также в виду различного коэффициента насыщения принимался различный уровень ВНК, из-за чего изменялись и площади залежей. В результате возникло вероятностное распределение ресурсов углеводородов P10, P50 и P90, которое определяет вероятность залегания данных запасов в пласте. В таблице 1.1 приведён набор подсчётных параметров и вероятностные ресурсы нефти.

Таблица 1.1

Подсчётные параметры и распределение запасов

Купол	Пласт	Площадь (тыс.м2)			Нефтенасыщенная толщина (м)			Кп		
		P90	P50	P10	P90	P10	P50	P90	P10	P50
Западно-Л-ий	А6	8742	11096	13216	1.20	2.4	1.9	0.08	0.12	0.11
Южно-Г-ий	А6	6902	8686	9765	2.40	4.7	3.6	0.12	0.17	0.13

Окончание таблицы 1.1

Кн			Перес- четный коэффи- циент	Плот- ность нефти, т/м3	Балансовые ресурсы нефти. тыс.т			КИН Д,ед.	Извлекаемые ресурсы нефти. тыс.т		
P90	P10	P50			P90	P50	P10		P90	P50	P10
0.33	0.41	0.4	0.862	0.817	195.1	653.3	1099.1	0.39	76.1	254.8	428.6
0.55	0.62	0.58	0.862	0.817	770.1	1660.5	3407.0	0.39	300.3	647.6	1328.7

Пересчётный коэффициент и плотность нефти были взяты по аналогии с соседними одновозрастными отложениями Б-го месторождения. Также на этапе создания вероятностной концептуальной модели был обоснован КИН.

1.3 Обоснование коэффициента извлечения нефти

Для оценки конечной величины нефтеотдачи используются статистические модели, основанные на фактических и ожидаемых величинах КИН (определенных с помощью эмпирических методов прогнозирования извлекаемых запасов), составленных для длительно разрабатываемых нефтяных залежей.

Для прогнозной оценки КИН карбонатного коллектора пласта А6 была применена формула Малиновского М.И.:

$$\text{КИН} = 0,306 - (0,0041 \cdot \mu_0) + (0,079 \cdot \lg K) + (0,14 \cdot K_{\text{песч}}) + (0,03 \cdot (1/K_p)) - 0,0018 \cdot S, \quad (1)$$

где: μ_0 – отношение вязкости нефти к вязкости воды; K – проницаемость, мД; K_p – коэффициент песчаности, доли ед.; K_r – коэффициент расчлененности; S – плотность сетки скважин, га/скв.

Плотность сетки скважин A_6 М-ого принята по аналогии с плотностью сетки пласта A_4 Б-ого месторождения.

Месторождение	Плотность сетки скважин по пласту A_4 , га/скв.
Б-ое	36,7

Результаты расчета КИН статистическим методом представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Результаты расчета КИН по зависимости Малиновского М.И.

Параметры	Значения
μ_n , мПа·с	2,29
μ_v , мПа·с	0,98
$K_{пр}$, мД	163,2
$K_{песч}$, доли ед.	0,76
$K_{расч}$, доли ед.	5
S , га/скв.	36,7
КИН, доли ед.	0,392

В качестве залежей-аналогов рассмотрены залежи одновозрастных пластов ближайших месторождений. Сравнение исходных значений КИН приведено на рис. 1.2.

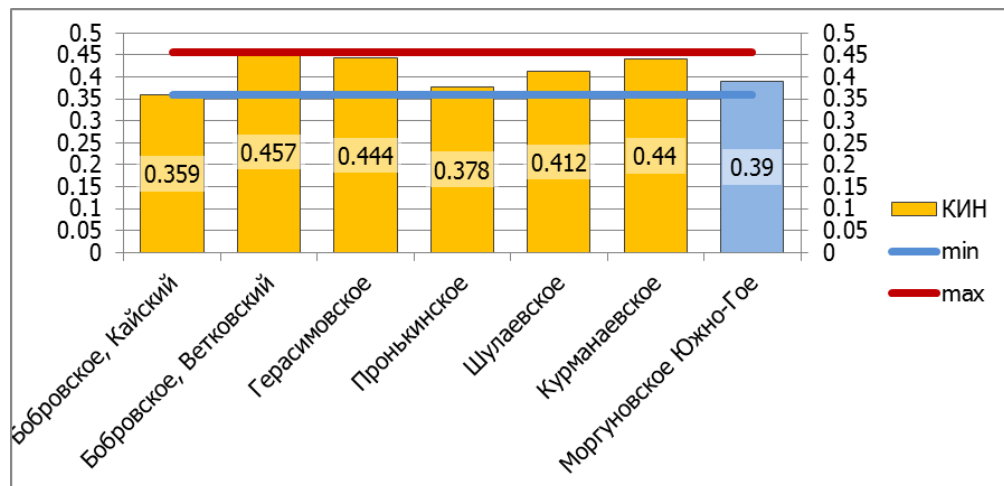


Рис. 1.2 Сводная гистограмма значений КИН залежей-аналогов
Сопоставление результатов оценки КИН приводится в таблице 1.3

Таблица 1.3

Сопоставление расчетных значений КИН

Расстояние между скважинами, м	Расчетный КИН, д.ед.		КИН, рекомендуемый к утверждению, д.ед.
	статистические методы	по аналогам	
Объект А6			
500	0.392	0.359-0.457	0.390

Анализируя данные, приведенные в таблице 1.3, можно сделать вывод о том, что значение КИН, полученное при помощи статистического метода, сопоставимо с коэффициентом извлечения по пластам-аналогам.

В условиях отсутствия истории разработки рекомендуется принять КИН согласно пластам-аналогам. Таким образом, для залежей пласта А₆ М-ого месторождения предлагается принять КИН – 0,390.

1.4 Обоснование системы разработки и входных дебитов

Для расстановки скважин и проектирования системы разработки на данном этапе также были привлечены одновозрастные отложения соседних месторождений. В качестве аналогов по системе разработки было использовано Бобровское месторождение с ПСС 36.7 ГА/скв и средним расстоянием между скважинами 500 метров. Но прежде чем произвести расстановку скважин была определена минимальная рентабельная толщина. Она составляет 2 м. на рис. 1.3 представлена зависимости NPV от нефтенасыщенной толщины.

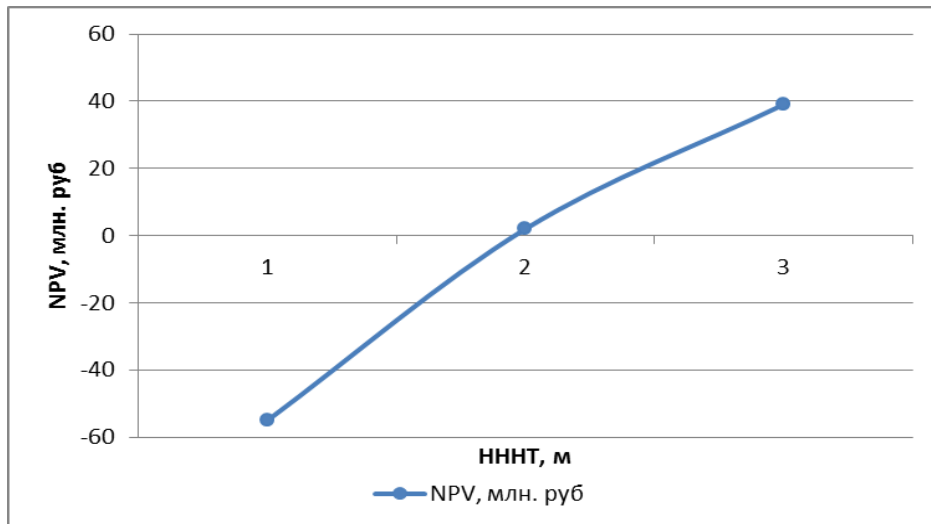


Рис. 1.3 Зависимость NPV от нефтенасыщенной толщины

Далее, с учётом полученной толщины была произведена расстановка скважин. Т.е. по Южно-Г-ому поднятию была принята семиточечная обращённая система разработки с расстоянием между скважинами 500 метров, а по Западно-Л-ому поднятию избирательная. Ниже, на рис. 1.4 и 1.5. представлена расстановка скважин по вариантам разработки для P50 запасов на карте ННТ

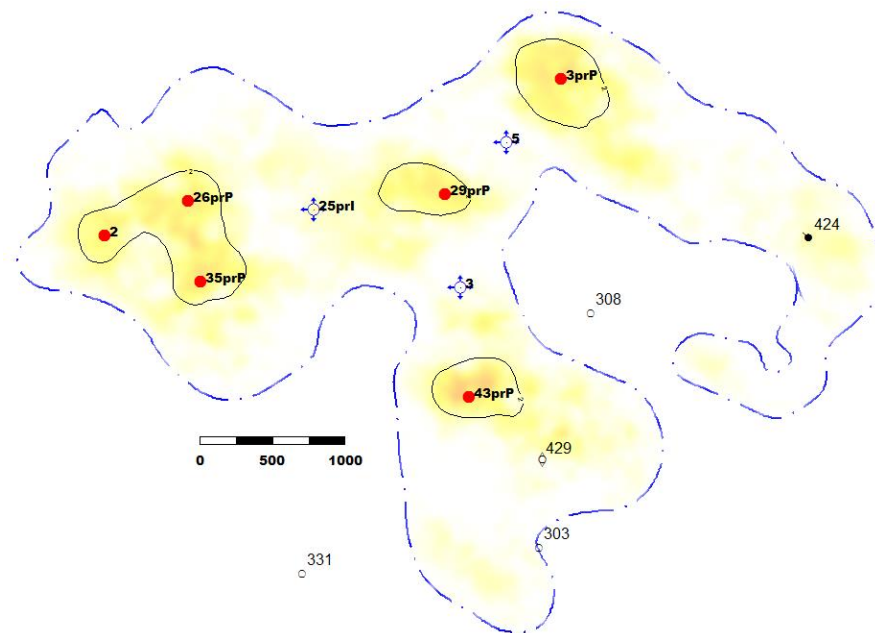


Рис. 1.4. Расстановка скважин по Западно-Л-ому поднятию

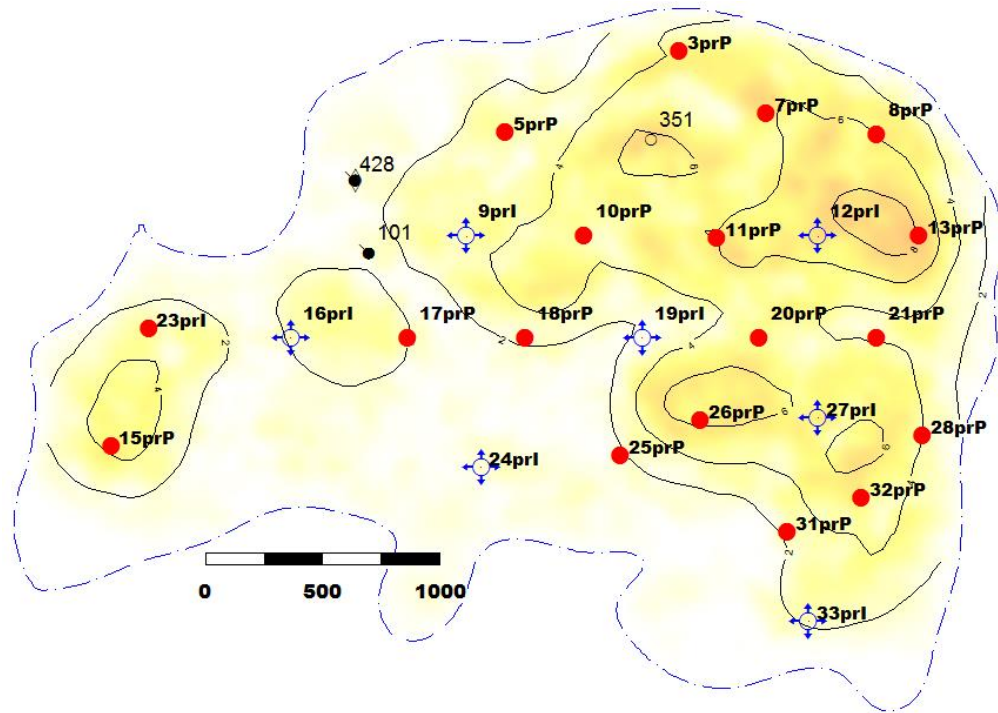


Рис. 1.5. Расстановка скважин по Западно-Л-ому поднятию

Ниже, в таблице 1.4 приведено сопоставление вероятностных запасов и ПСС. Из таблицы видно, что по Южно-Г-ому поднятию ПСС меняется от 18.8 до 76.7 ГА/скв., при этом ПСС по варианту Р50 практически совпадает с ПСС по аналогам. По Западно-Л-ому поднятию ПСС меняется от 88.1 до 437.1 ГА/скв.

Обоснование входных удельных дебитов так же приведено ниже в таблице 5.

Таблица 1.4

Обоснование ПСС, сопоставление с запасами P10, P50, P90

Вариант	Поднятие	Пласт	площадь, тыс.м2	Нэф.нн, м	Кп, д.ед	Кн, д.ед.	Плотность, г/см3	ГФ, м3/т	Кин, д.ед.	НИЗ, тыс.т.	добывающий проектный фонд, шт	нагнетательный проектный фонд, шт	Система разработки	Шаг сетки, м	Плотность сетки Га/скв.	P, тыс.т/скв.
P10	Южно-Г-ое	А6	9765	4.7	0.17	0.62	0.817	47.9	0.39	1328	35	17	Семиточечная, обращённая	500	18.8	31.1
P50	Южно-Г-ое		8686	3.6	0.13	0.58	0.817	47.9		648	17	8			34.7	28.9
P90	Южно-Г-ое		6902	2.4	0.12	0.55	0.817	47.9		300	6	3			76.7	32.7
P10	Западно-Л-ое	А6	13216	2.4	0.12	0.41	0.817	47.9		428	10	5	Избирательная		88.1	29.3
P50	Западно-Л-ое		11096	1.9	0.11	0.4	0.817	47.9		255	6	3			123.3	29.0
P90	Западно-Л-ое		8742	1.2	0.08	0.33	0.817	47.9		76	2	0			437.1	39.0
-	Аналог-1	А4	23436	2.1	0.14	0.68	0.801	45.7	0.379	2719.8	62	33	Семиточечная, обращённая	500	24.7	28.6
-	Аналог-2	А4	5869.153	6.1	0.15	0.75	0.833	50	0.457	525.2	11	5	Семиточечная, обращённая	500	36.7	32.8

Таблица 1.5

Обоснование входных удельных дебитов

Пласт	Объект	Нср., м	Входные показатели					Входные данные по аналогам				Темп падения			Процент падения	
			Qн,	Qж,	fв,	Qн,	Qж,	Объект аналог	Нэф.н,м	ср. Qн,	ср. Qж,	dn,	dж,	fв,	dn,	dж,
			т/сут/м	т/сут/м	%	т/сут	т/сут			т/сут	т/сут	т/сут	т/сут	т/сут	т/сут	%
А6	Южно-Г-ое	3.6	8.1	10.0	19.4	29.0	36.0	Аналог-1	4.2	33.8	42	F(dж;fв)	dж.нач.*EXP(-0.024*(t-1))	fв_нач*t^0,19	9.5	2.4
А6	Западно-Л-ое	1.9				15.3	19.0	Аналог-2	1.5	12.1	15					

Из таблицы 6 видно, что по аналогам удельные входные дебиты составляют 10 т/сут/м по жидкости и 8.1 т/сут/м по нефти с обводнённостью 19.4%. С этих же аналогов были взяты и темпы падения. Входной дебит отдельной скважин был получен путём перемножения удельного показателя на нефтенасыщенную толщину, в которой расположена скважина. Ниже, на рисунке 1.6 приведены графики добычи нефти и жидкости по Южно-Г-ому и Западно-Л-ому поднятиям по наиболее вероятностным ресурсам P50.

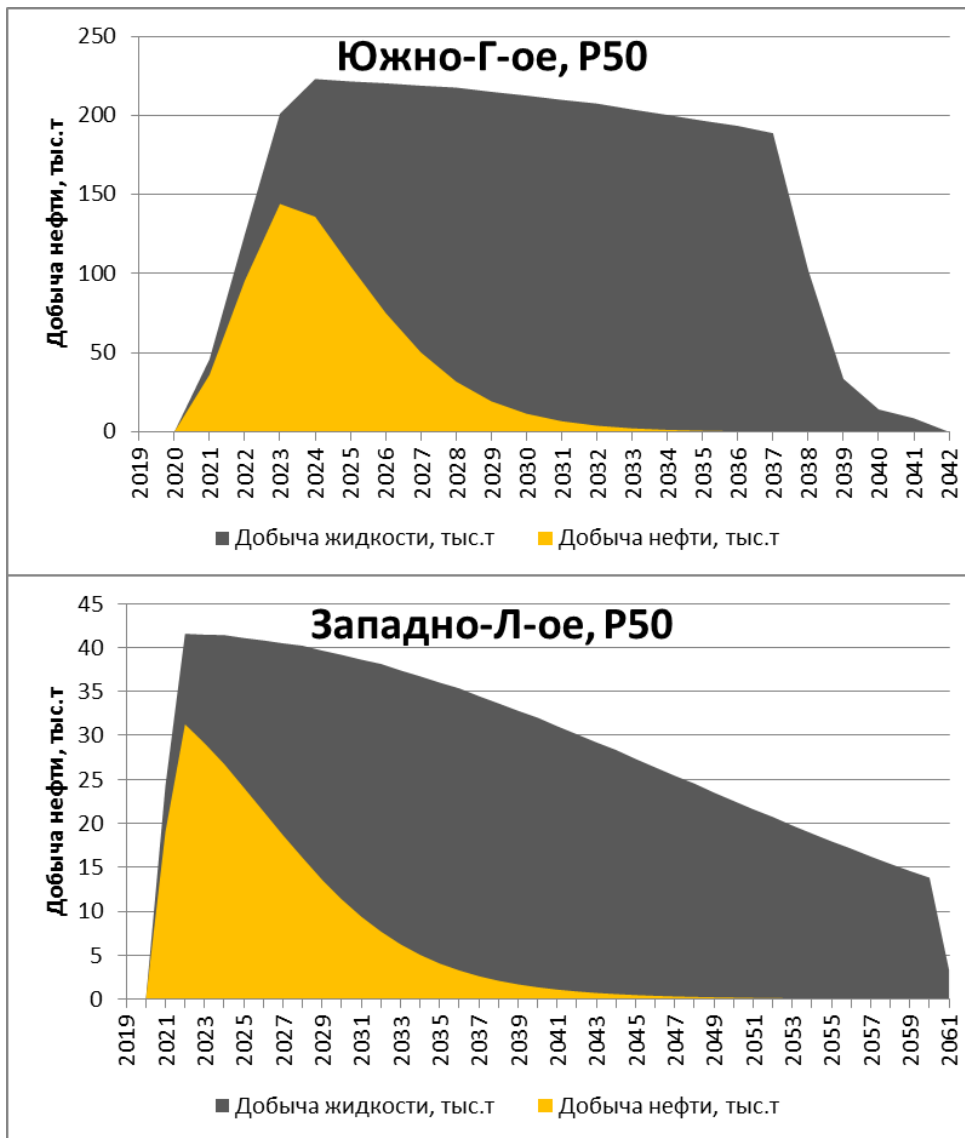


Рис. 1.6. Профили добычи нефти и жидкости по Южно-Г-ому и Западно-Л-ому поднятиям

1.5 Предварительная оценка нового актива

Далее, при помощи экономической модели ПАО НК «Роснефть» были рассчитаны экономические показатели и произведена EMV оценка, которая представлена на рисунке 1.7.

Бурение разведочных скважин	Подтверждение запасов P_{10}	1265	3250	30	975
	Подтверждение запасов P_{50}	665	1339	40	535.6
	Подтверждение запасов P_{90}	309	308	30	92.4
EMV Южно-Г-го поднятия, млн. руб					1607
Бурение разведочных скважин	Подтверждение запасов P_{10}	390	333	30	99.9
	Подтверждение запасов P_{50}	252	45	40	18
	Подтверждение запасов P_{90}	91	-269	30	-80.7
EMV Западно-Л-го поднятия, млн. руб					37.2
Суммарный EMV проекта, млн. руб					1644.2

Рис. 1.7. Результаты EMV оценки

По результатам EMV оценки видно, что результирующая рентабельность обоих поднятий положительная, однако Южно-Гое поднятие перспективно по всем вариантам запасов, тогда как Западно-Л-ое находится на грани рентабельности. EMV Южно-Г-ого поднятия оставляет 1607 млн.руб, Западно-Л-го 37.2 млн.руб.

Таким образом, на данном этапе проекта была проведена предварительная оценка его рентабельности. То, насколько перспективным будет этот проект и стоит ли вообще за него браться. Южно-Г-ому поднятию определённо стоит уделить внимание, а вот расчёты Западно-Л-ого необходимо уточнить на 3D моделях, чтобы проверить реальную прибыльность данного поднятия.

2. СОЗДАНИЕ ПОСТОЯННОДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЕОЛОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

2.1 Исходная информация

В пределах Башкирского яруса (пласты А4-А6) М-ого месторождения в апреле 2018г. проведены успешные испытания пласта А4 на П-ом поднятии. С целью выявления потенциала пропущенных залежей предложено произвести построение 3D геологической модели в ПК IRAP RMS и оценку ресурсов УВ Башкирского яруса на З-Л-ом и Ю-Г-ом поднятиях.

Для оценки ресурсной базы пласта А6 в транзитном фонде скважин (8 шт.), вскрывающих данные поднятия, есть неполный комплекс ГИС (таб. 2.1) в пределах Башкирского яруса. Вся площадь месторождения охвачена СРР МОГТ 3D от 2013 и 2015 гг. с переинтерпретацией в мае 2018г.

Таблица 2.1.

Перечень проведенных ГИС в транзитном фонде скважин.

Поднятие	Скважина	Пласт	АК	НГК	ГК	БК	ИК	ПЗ	ПС
З-Л-ое	331	А6	+	+	+	+		+	+
	314	А6		+	+			+	+
	303	А6		+	+			+	+
	429	А6	+	+	+	+		+	+
	308	А6		+	+			+	+
	424	А6	+	+	+	+	+	+	+
Ю-Г-ое	428	А6		+	+	+	+	+	+
	351	А6	+	+	+			+	+

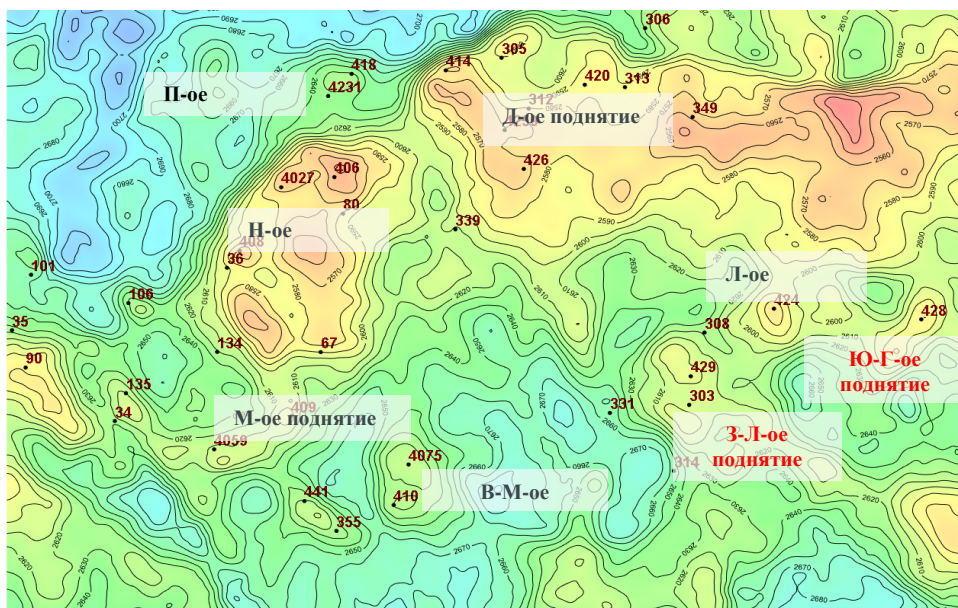


Рис. 2.1. Структурная карта по ОГ С1t М-ого месторождения

Отбор керна из пластов Башкирского яруса на М-ом месторождении не производился, в качестве аналога использованы керновые исследования пласта А6 Б-ого месторождения, которое расположено западнее М-ого месторождения в пределах Бузулукского ЛУ.

Отбор проб пластового флюида из пластов Башкирского яруса на М-ом месторождении не производился, в качестве аналога приняты поверхностные пробы с однократным разгазированием на Б-ом месторождении.

2.2 Интерпретация ГИС

Интерпретация ГИС произведена по 8 скважинам З-Л-ого и Ю-Г-ого поднятий в пределах пласта А6 Башкирского яруса с использованием петрофизических зависимостей взятых с Башкирского яруса Б-ого месторождения как аналога. Произведена стратиграфическая корреляция, интерпретация коэффициента пористости, выделение коллекторов, интерпретация коэффициента водонасыщенности и определение уровня ВНК, с созданием вариантов реализации подсчетных параметров P10, P50 и P90 в ходе интерпретации с базовым значением P50.

2.2.1 Условия осадконакопления и стратиграфическая корреляция пластов

В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах центральной части Бузулукской впадины и приурочено к западной части Бобровско-Покровского вала.



Рис. 2.2. Тектоническая карта расположения М-ого и Б-ого месторождений.

Башкирский ярус сформирован в крайне мелководных условиях в результате усиления морской трансгрессии с прерываниями осадконакопления. Стратиграфическая мощность Башкирского яруса в районе М-ого месторождения составляет около 130-150 м. Башкирский ярус представлен однородной толщей светло-серых полибиокластовых известняков с включениями органических остатков.



Рис. 2.3. Региональная карта условий осадконакопления Башкирского яруса.

Пласт А6 расположен в нижней части Башкирского яруса и представлен светло-серыми, почти белыми известняками. Стратиграфическая корреляция пластов произведена с выделением пластов по кривым ПЗ, НГК и ГК, где для кровли пласта характерны отрицательная аномалия кривой ПЗ, и положительные аномалии кривых НГК и ГК. Для подошвы пластов характерны положительные значения ПЗ, НГК и ГК. Также принято во внимание, что пласты Башкирского яруса имеют достаточно выдержанные толщины и в пределах карбонатного разреза наблюдаются более высокие значения кривой НГК. Толщина пласта А6 в пределах З-Л-ого и Ю-Г-ого поднятий от 41 до 76 м.

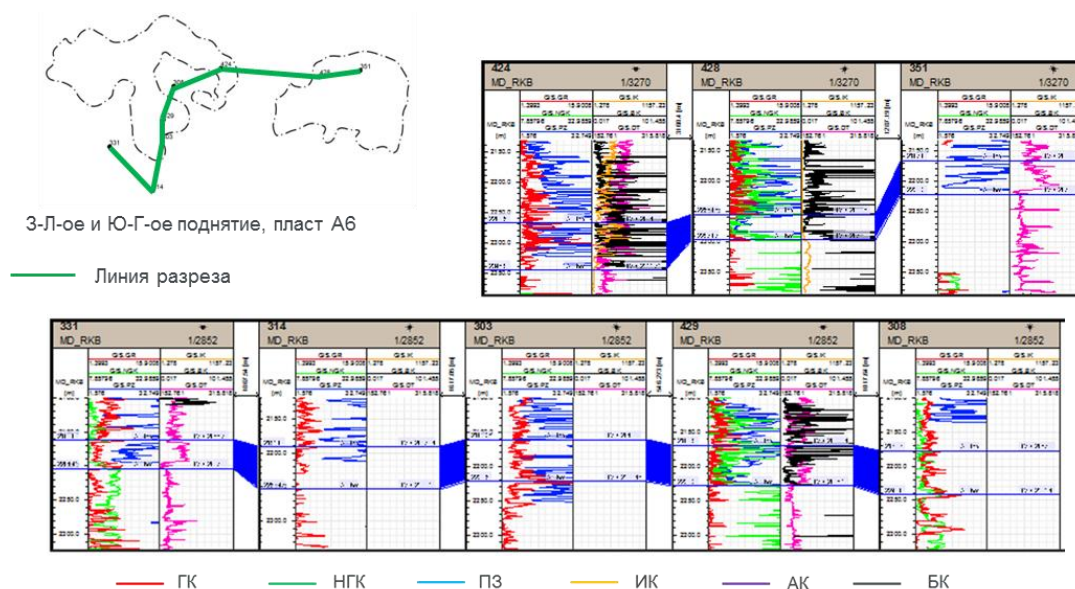


Рис. 2.4. Схема-корреляции пласта А6 по линии разреза

2.2.2 Определение коэффициента пористости

Коэффициент пористости определен по методам АК, НГК и комплексу методов НГК-АК. При расчете коэффициента пористости по методу АК использовалось уравнение среднего времени:

$$K_{п\ АК} = \frac{DT_n - DT_{СК}}{DT_{ж} - DT_{СК}} \quad (2)$$

где DT_n - значение интервального времени в исследуемом коллекторе, мкс/м;
 $DT_{ск}$ - значение интервального времени для скелета породы, для известняков
 $DT_{ск}=150$ мкс/м; $DT_{ж}$ - значение интервального времени пробега продольной
 волны для жидкости, насыщающей поровое пространство, мкс/м. Для пласта
 $DT_{ж}=650$ мкс/м, для пласта А6 $DT_{ж}=580$ мкс/м.

Значение интервального времени пробега продольной волны для жидкости пластов А4 и А6 рассчитано с использованием номограммы учитывающей пластовое давление и минерализацию жидкости.

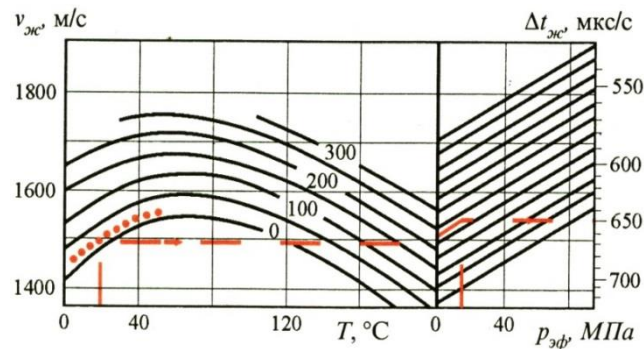


Рис. 2.5. Номограмма для определения значения интервального времени пробега продольной волны для жидкости, насыщающей поровое пространство.

При расчете пористости по методу НГК, пористость определена как водородосодержание в единице известняка с поправкой на глинистость породы:

$$K_{п \text{ НГК}} = W_n - K_{\text{глин } n} W_{\text{глин}}, \quad (3)$$

$$K_{\text{глин } n} = \frac{ГК_n - ГК_{\text{min}}}{ГК_{\text{max}} - ГК_{\text{min}}} \quad (4)$$

где W_n - значение интервального водородосодержания в исследуемом коллекторе, д. ед.; $K_{\text{глин } n}$ - значение интервального коэффициента глинистости, д. ед.; $W_{\text{глин}}$ - водородосодержание глинистых фракций, по данным РСА для Башкирского яруса Б-ого месторождения $W_{\text{глин}}=0,598$ д. ед.; $ГК_n$ - значение

интервального гамма-излучения в исследуемом коллекторе, мкР/ч; ΓK_{max} и ΓK_{min} - максимальное и минимальное значение гамма-излучения в исследуемом коллекторе, мкР/ч.

При определении пористости по комплексу методов НГК-АК использованы палетки зависимости времени пробега продольной волны от водородосодержания.

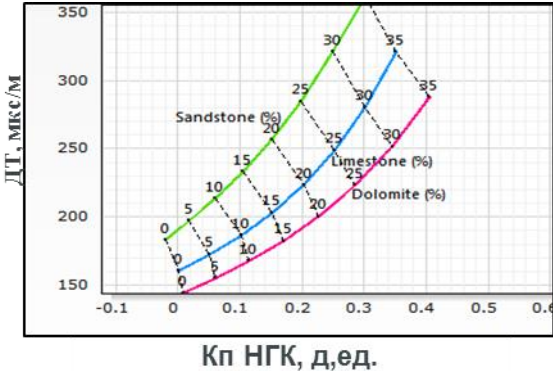


Рис. 2.6. Палетка для определения пористости по комплексу методов НГК-АК

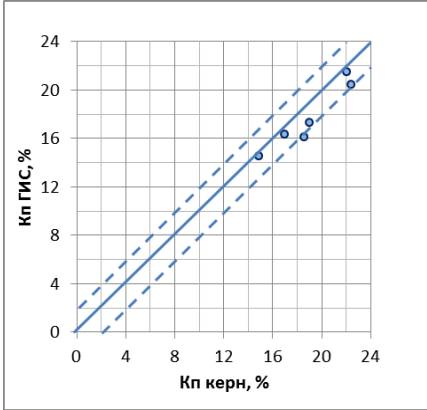


Рис. 2.7. Соотношение коэффициента пористости определенного по ГИС и керну для пластов А4 и А6 Башкирского яруса Б-ого месторождения

Значения коэффициента пористости определенные по данным керновых исследований и ГИС находятся в коридоре значений 2 абсолютных процента. Поэтому коэффициент пористости для вариантов Р10 и Р90 принят как отклонение от базового значения ($P50 \pm 2$)%.

2.2.3 Выделение коллекторов

Выделение коллекторов на Башкирском ярусе произведено по граничному значению коэффициента пористости. Граничное значение коэффициента пористости выделено по зависимости коэффициента открытой пористости от коэффициента динамической пористости и составляет 8,1 % при граничном значении коэффициента проницаемости 1,2 мД. Коэффициент динамической пористости определен по формуле:

$$K_{п\text{ дин}} = K_{п}(1 - K_{во} - K_{но}) \quad (5)$$

где $K_{п}$ – коэффициент открытой пористости, д. ед.; $K_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности, д. ед.; $K_{но}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, д.ед.;

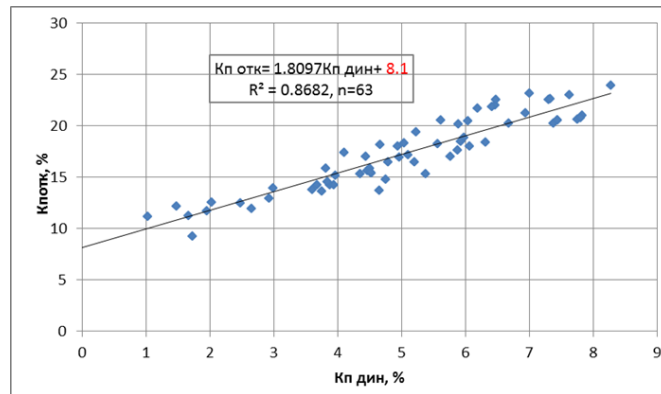


Рис. 2.8. Зависимость коэффициента открытой пористости от коэффициента динамической пористости для пластов Башкирского яруса Б-ого месторождения.

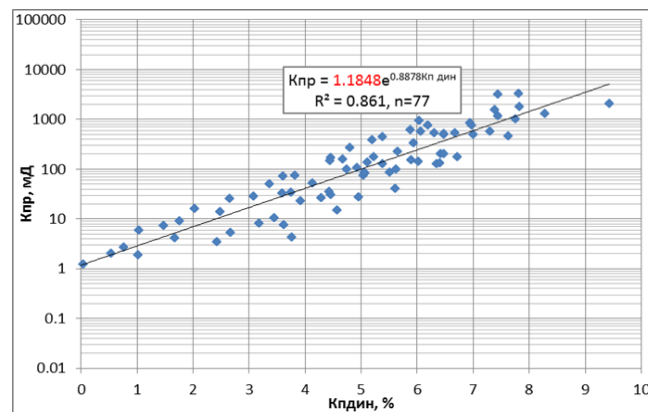


Рис. 2.9. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента динамической пористости для пластов Башкирского яруса Б-ого месторождения.

Для пласта А6 граничное значение коэффициента пористости принято по аналогии с Б-ым месторождением. В зависимости от изменения коэффициента открытой пористости для вариантов Р10, Р50 и Р90 изменяется распределение коллектора.

2.2.4 Определение коэффициента водонасыщенности

Коэффициент водонасыщенности определен по уравнению Арчи-Дахнова с использованием метода БК и петрофизических зависимостей параметра пористости и насыщенности для Башкирского яруса Б-ого месторождения.

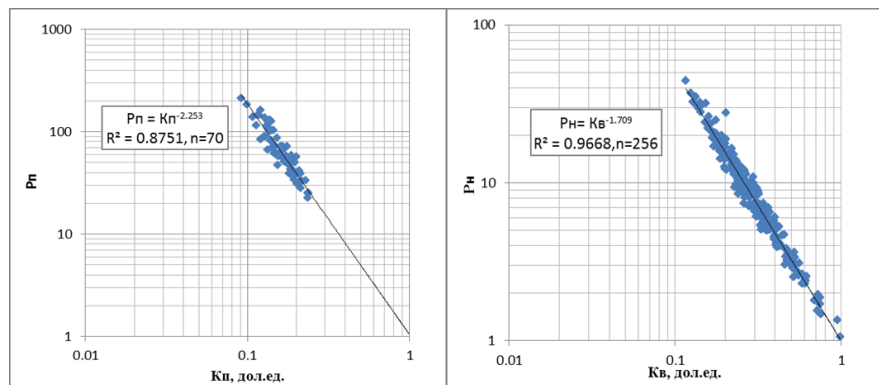


Рис. 2.10. Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости и параметра насыщенности от коэффициента водонасыщенности для Башкирского яруса Б-ого месторождения.

Для Башкирского яруса Б-ого месторождения УЭС пластовой воды при пластовой температуре 43°C составляет 0,028 Ом*м. Для пласта А6 формула Арчи-Дахнова имеет вид:

$$K_B = \left(\frac{0,028}{K_p^{2,253} * \rho_p} \right)^{\frac{1}{1,709}} \quad (6)$$

где ρ_p – интервальное значение УЭС пласта, Ом*м.

Комплекс электрических методов ГИС представлен ИК и БК, но для Башкирского яруса при определении коэффициента водонасыщенности использован исключительно метод БК, т.к. карбонатный разрез обладает большими сопротивлениями, и метод ИК имеет технические ограничения.

2.2.5 Определение уровня ВНК и характера насыщения

Разделение коллекторов на продуктивные и водонасыщенные осуществлялось по критическому УЭС, установленному по сопоставлению УЭС с коэффициентом пористости в интервалах испытанных пластов Башкирского яруса Б-ого месторождения, давших однозначные притоки нефти или воды и по данным ГИС с уверенным определением характера насыщения.

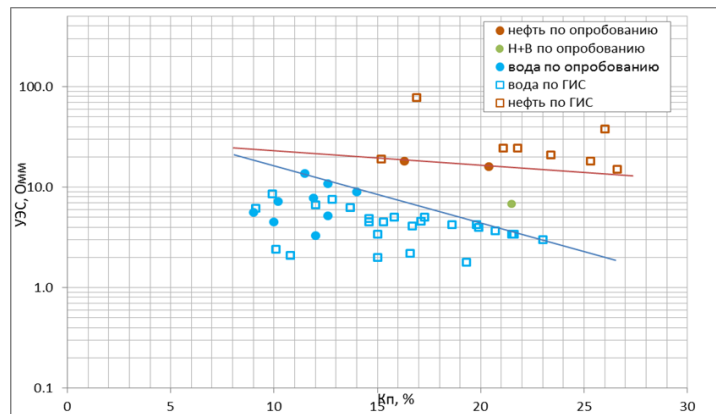


Рис. 2.11. Сопоставление УЭС и коэффициента пористости, с учетом данных испытаний и ГИС в интервале пласта А6 Б-ого месторождения.

Критическое значение УЭС для пласта А6 Башкирского яруса изменяется от 24 Ом*м (при $K_p=8,1\%$) до 15 Ом*м (при $K_p=26,6\%$).

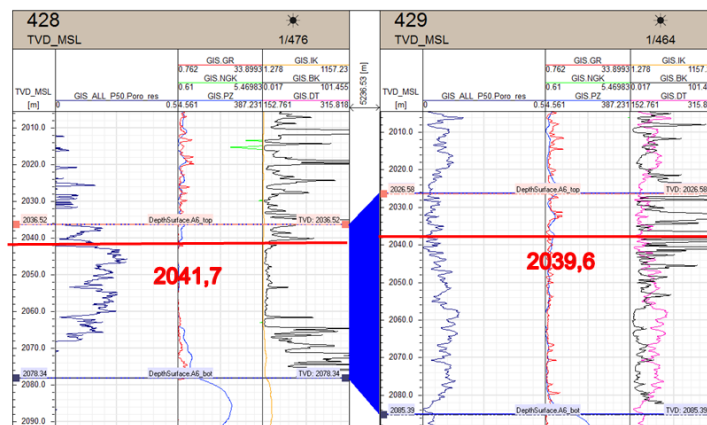


Рис. 2.12. Планшет ГИС по скважинам 428 и 429 с принятыми уровнями ВНК

Уровни ВНК определены по скважинам 428 (Ю-Г-ое поднятие) и 429 (З-Л-ое поднятие). Уровни ВНК приняты едиными для обоих поднятий т.к. данные поднятия являются гидродинамически связанными. Уровни ВНК для вариантов Р10, Р50 и Р90 составляют 2041,7, 2040 и 2039,6 соответственно.

2.3 Построение структурного каркаса модели

Структурный каркас модели пласта А6 в пределах З-Л-ого и Ю-Г-ого поднятий построен методом схождения от ОГ кровли пласта А4 с использованием стратиграфической корреляции пластов и седиментологическим и тектоническим описанием месторождения. В пределах Башкирского яруса М-ого месторождения отсутствуют зоны выклинивания коллектора и тектонические нарушения.

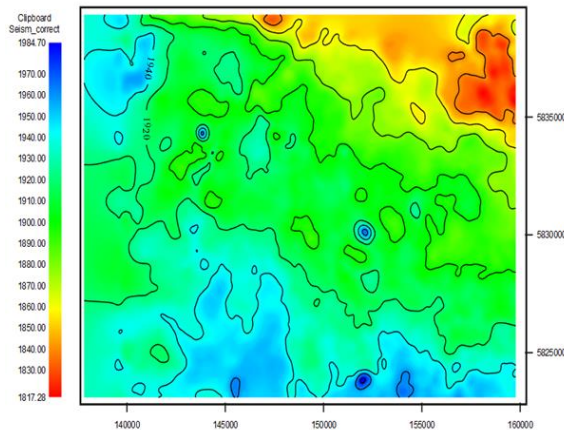


Рис. 2.13. Отражающий горизонт. Кровля пласта А4 Башкирского яруса

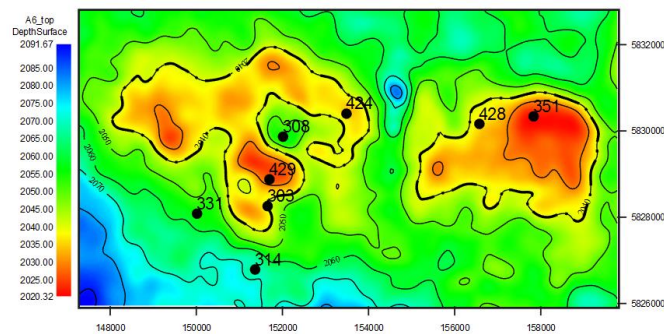


Рис. 2.14. З-Л-ое и Ю-Г-ое поднятие. Кровля пласта А6.

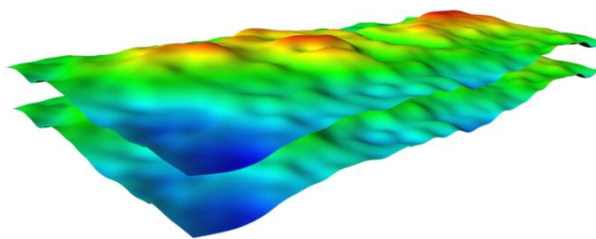


Рис. 2.15. Структурный каркас модели пласта А6

Для уменьшения затрачиваемых вычислительных мощностей структурный каркас модели был ограничен полигоном, отделяющим залежи на З-Л-ом и Ю-Г-ом поднятии от основных залежей месторождения. Данное выделение поднятий в отдельную ГМ можно считать корректным в виду удаленности поднятий от основной части месторождения.

2.4 Построение 3D сетки модели

Трехмерная сетка модели пласта А6 построена в пределах структурного каркаса с нарезкой слоев сеток вдоль кровли пласта А6 толщиной не более 0,4 м. Инкремент ячеек по осям X и Y составляет 50м.

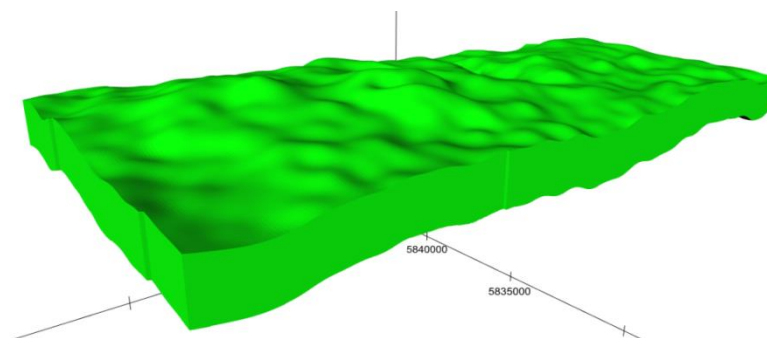


Рис. 2.16. З-Л-ое и Ю-Г-ое поднятие. 3D сетка модели пласта А6.

Для более корректного моделирования свойств пласта для сетки принята геометрия угловой точки (Corner-Point).

2.5 Распространение свойств пласта

Распространение свойств пласта осуществлено в пределах полученной сетки пласта А6 с контролем по статистике входных и полученных в ходе моделирования данных.

2.5.1 Распространение свойства литология

Построение свойства литология осуществлено с помощью инструмента Indicators. Для построения использован ГСР (рис. 17) в качестве одномерного тренда и произведен вариограммный анализ. Зон замещения коллектора в пределах Башкирского яруса М-ого месторождения не обнаружено, т.к. предполагаемая зона замещения коллектора по градиенту затухания коэффициента песчанистости находится за пределами М-ого месторождения (около 20 км от области построения модели). Во всех вариантах модели (P10, P50 и P90) преобладает доля неколлектора (табл. 2.2).

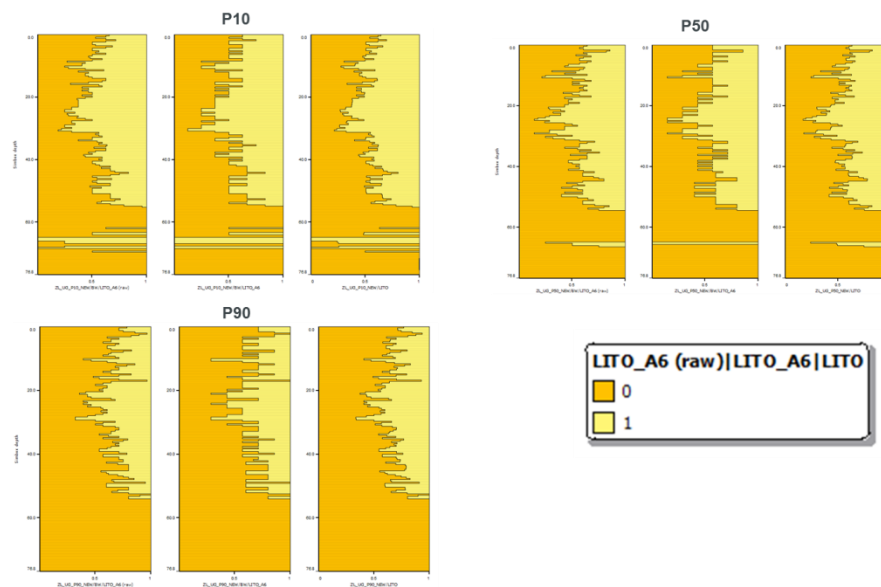


Рис. 2.17. ГСР свойства литология

Таблица 2.2.

Статистики исходных данных и результирующего куба литологии

Поднятие	Вариант	Элемент модели	Минимум	Максимум	Среднее	Наиболее вероятное
З-Л-ое и Ю-Г-ое	P10	РИГИС	0	1	0.46	0
		Ячейки скважин	0	1	0.46	0
		3D сетка	0	1	0.47	0
	P50	РИГИС	0	1	0.43	0
		Ячейки скважин	0	1	0.43	0
		3D сетка	0	1	0.44	0
	P90	РИГИС	0	1	0.31	0
		Ячейки скважин	0	1	0.32	0
		3D сетка	0	1	0.33	0

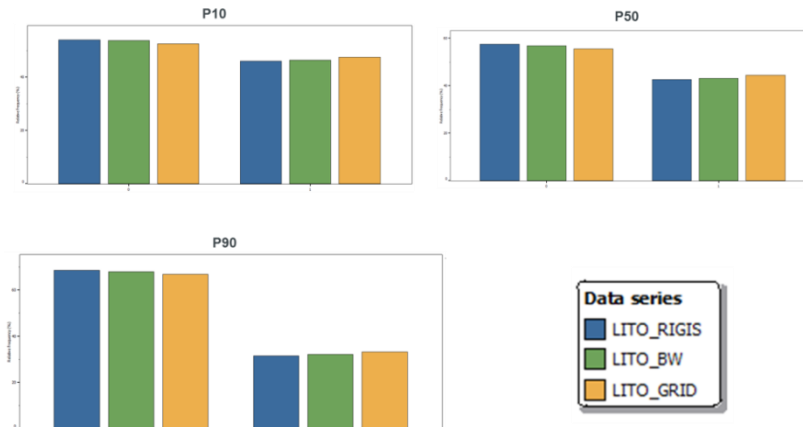


Рис. 2.18. Гистограммы свойства литология

2.5.2 Построение коэффициента пористости

Построение коэффициента пористости осуществлено с помощью инструмента Petrophysical modeling (табл. 2.3). Для построения произведен вариограммный анализ.

Таблица 2.3.

Статистика исходных данных и результирующего куба коэффициента пористости с фильтром по кубу коллектора (литологии).

Поднятие	Вариант	Элемент модели	Минимум	Максимум	Среднее	Наиболее вероятное
3-Л-ое и Ю-Г-ое	P10	РИГИС	0.081	0.309	0.143	0.130
		Ячейки скважин	0.082	0.292	0.143	0.130
		3D сетка	0.081	0.309	0.147	0.140
	P50	РИГИС	0.081	0.289	0.135	0.121
		Ячейки скважин	0.084	0.272	0.136	0.121
		3D сетка	0.081	0.272	0.156	0.151
	P90	РИГИС	0.081	0.269	0.131	0.117
		Ячейки скважин	0.082	0.252	0.131	0.118
		3D сетка	0.082	0.252	0.136	0.130

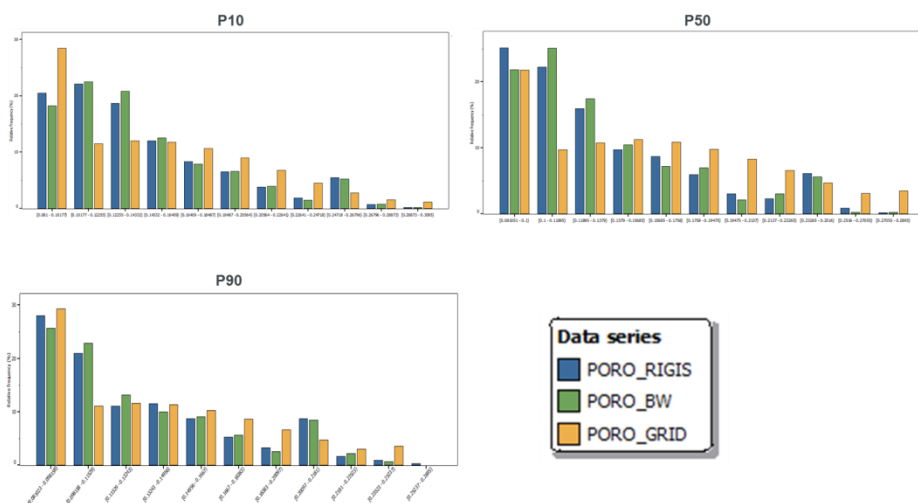


Рис. 2.19. Гистограммы коэффициента пористости

2.5.3 Построение коэффициента проницаемости

Построение коэффициента проницаемости осуществлено с помощью петрофизической зависимости вида «кern»-«кern» от коэффициента пористости для пласта А6 Башкирского яруса Б-ого месторождения:

$$K_{пр} = 0,0624Exp(0.4014K_p) \quad (7)$$

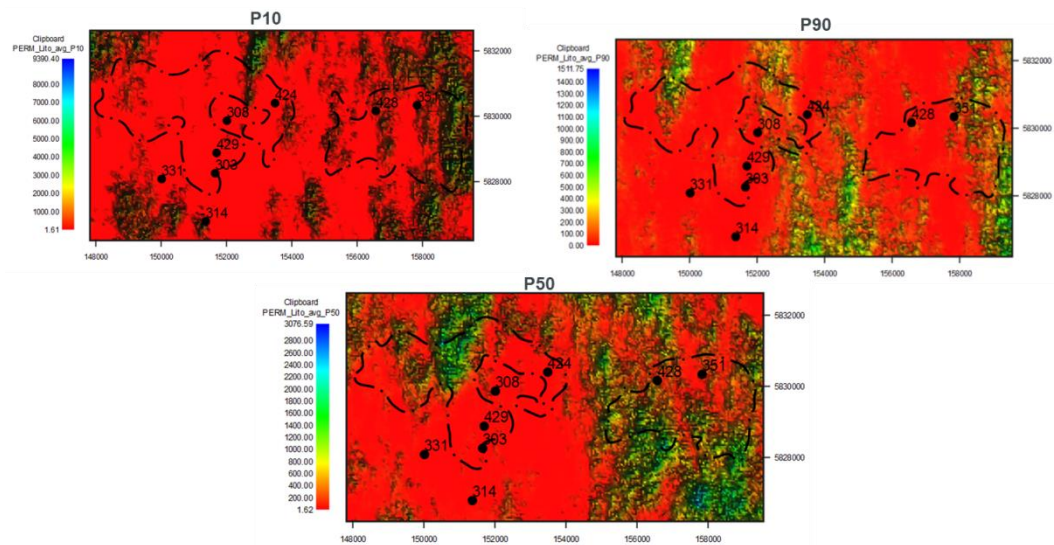


Рис. 2.20. Карты средневзвешенного по толщине коллектора коэффициента проницаемости пласта А6.

В ходе построения выявлено, что в модели локально присутствуют высоко проницаемые пропластки коллектора (от 3000 до 9000 мД). В целом средний коэффициент проницаемости нефтенасыщенной части коллектора для вариантов P10, P50 и P90 составляет 289,69 мД, 163,17 мД и 27,92 мД соответственно.

2.5.4 Построение коэффициента водонасыщенности

Построение коэффициента водонасыщенности в модели произведено двумя способами: алгоритмом Watersaturation modeling (построение с использованием функции Леверетта) и горизонтальной интерполяции с отсечением по ВНК. При использовании функции Леверетта, получен результат, который не соотносится с данными РИГИС по скважинам.

При построении коэффициента водонасыщенности при помощи горизонтальной интерполяции удалось добиться более физического представления о модели насыщения пласта А6 путем вариации радиусов интерполяции.

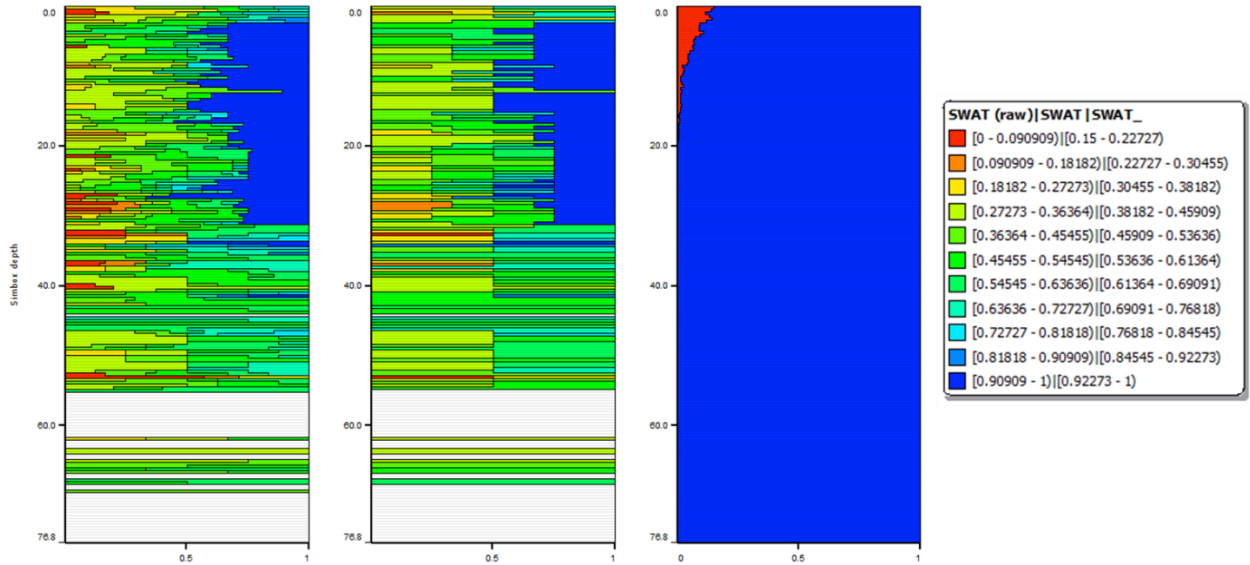


Рис. 2.21. ГСР коэффициента водонасыщенности построенного по J-функции

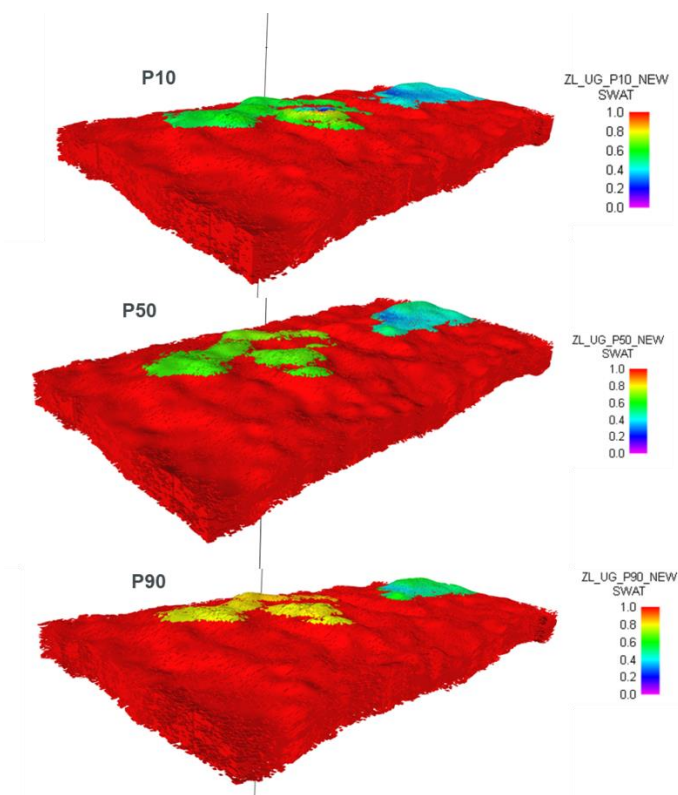


Рис. 2.22. Куб коэффициента водонасыщенности, построенного горизонтальной интерполяцией с отсечением по ВНК

2.6 Оценка ресурсной базы и перечень геологических рисков

Оценка ресурсной базы произведена с помощью инструмента 3D Volumetrics (расчет объемным методом). Согласно оценке ресурсов, наиболее перспективным для доизучения и разработки является Ю-Г-ое поднятие.

Таблица 2.4.

Оценка ресурсной базы пласта А6 в пределах 3-Л-ого и Ю-Г-ого поднятий.

3-Л-ое поднятие								
Варианты	Средняя ННТ, м	S, тыс. м2	Уровень ВНК, а.о.	Средний К _п , д.ед.	Средний К _н , д.ед.	Вн	ρн, т/м3	НГР, тыс. т
P10	2.51	12982.5	2041.7	0.15	0.41	1.16	0.817	937
P50	1.80	10862.5	2040.0	0.12	0.40	1.16	0.817	673
P90	1.10	8509.2	2039.6	0.10	0.33	1.16	0.817	179
Ю-Г-ое поднятие								
Варианты	Средняя ННТ, м	S, тыс. м2	Уровень ВНК, а.о.	Средний К _п , д.ед.	Средний К _н , д.ед.	Вн	ρн, т/м3	НГР, тыс. т
P10	4.43	9765.0	2041.7	0.17	0.62	1.16	0.817	3091
P50	3.43	8452.5	2040.0	0.13	0.58	1.16	0.817	1550
P90	2.57	6669.5	2039.6	0.12	0.55	1.16	0.817	896

Для 3-Л-ого и Ю-Г-ого поднятия предусмотрены следующие геологические риски:

Слабая изученность:

- Отсутствие кернового материала
- Неполный комплекс ГИС
- Неподтвержденный потенциал «аквифера»

Карбонатный коллектор:

- Порово-кавернозный коллектор с большим диапазоном изменения коэффициента проницаемости
- Высокая остаточная нефтенасыщенность

Высокая расчлененность коллектора:

- Слабая вертикальная связь
- Наличие высокопроницаемых пропластков

Водоплавающая залежь:

- Высокая вероятность преждевременного обводнения скважин

2.7 Гидродинамическая модель

Геологическая модель легла в основу гидродинамической модели. Для создания ГДМ было произведено ремасштабирование исходной геологической сетки по вертикали. В итоге число слоев уменьшилось с 192 до 32. Далее был произведен апскейлинг свойств NTG, пористости, проницаемости, водонасыщенности. Контроль качества осуществлялся по ГСР и сопоставлению запасов. Отклонение не превышает 5%.

Итоговая сетка имеет размерность 104x138x32 против исходной сетки с размерностью 104x138x192.

Таблица 2.5.

Сравнение параметров сетки геологической и гидродинамической модели.

	ГМ	ГДМ
Размерность сетки	104x138x192	104x138x32
Размер ячейки	50x50	50x50
Число ячеек	2 755 584	459 264

После ремасштабирования свойств в ГДМ были заданы свойства породы и флюида.

2.7.1 Контроль качества ремасштабирования

Контроль качества осуществлялся по ГСР и сопоставлению запасов. Отклонение не превышает 5%.

Также контроль качества осуществлялся сопоставлением кубов основных свойств геологической и гидродинамической модели. Отклонение не превышает 5%.

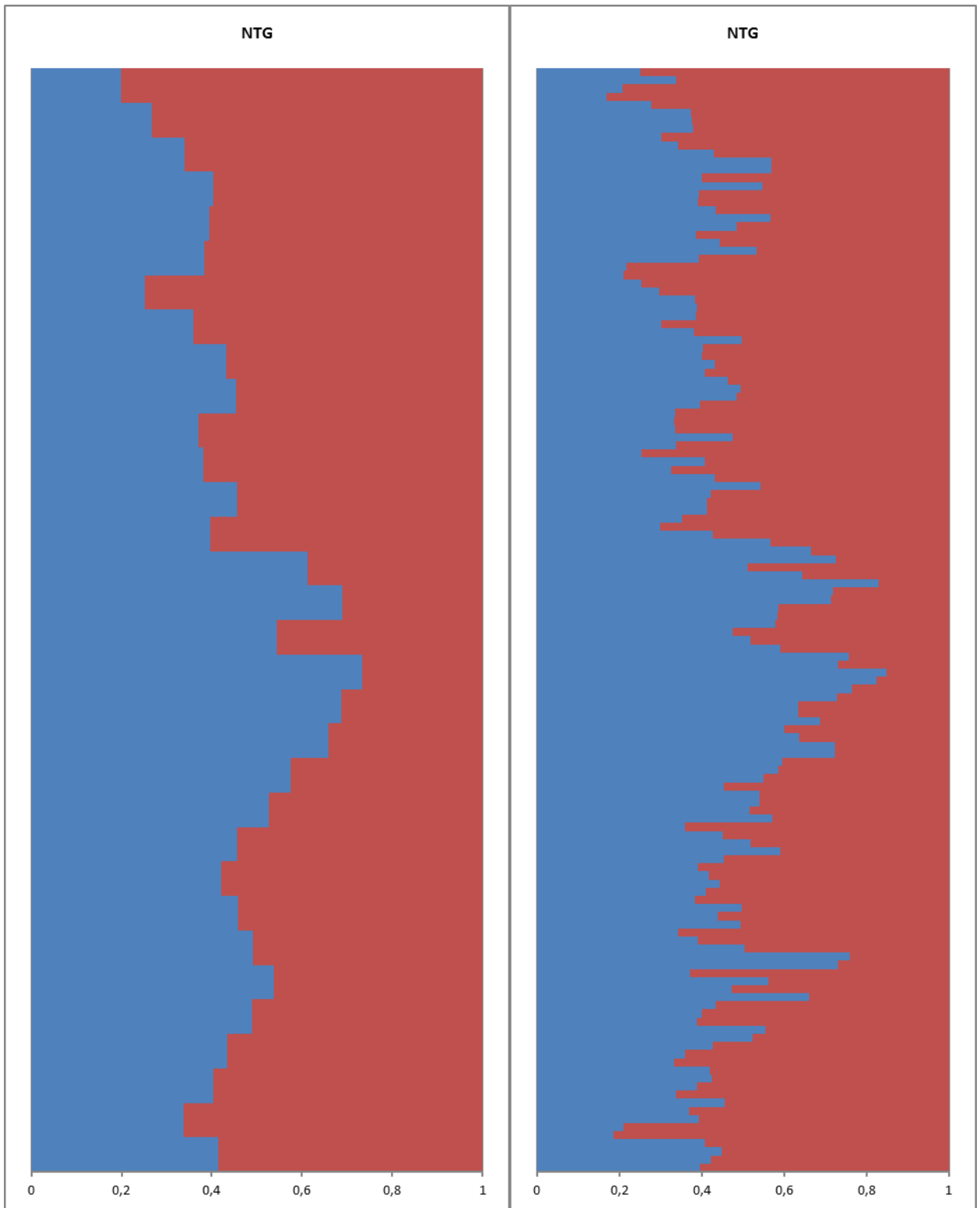


Рис 2.23. ГСР по свойству NTG.

Таблица 2.6.

Сопоставление свойств геологической и гидродинамической модели

	ГМ			ГДМ		
	Мин	Макс	Сред	Мин	Макс	Сред
Пористость	0	0,22	0,08	0	0,22	0,08
Проницаемость	0	3373	230	0	3364	226
Насыщенность	0	1	0,45	0	1	0,46

2.7.2 PVT

В PVT была задана двухфазная модель черной нефти со следующими характеристиками (в таблице 2.7). Модель была построена на основе исследования однократного разгазирования глубинных проб и анализа поверхностных проб. Однократное разгазирование допустимо использовать так как у нефти с Ю-Г поднятия низкое газосодержание. Модель двухфазного потока уместна так как пластовое давление гораздо выше давления насыщения и не упадет ниже $R_{нас}$ в следствии активного притока из законтурной области.

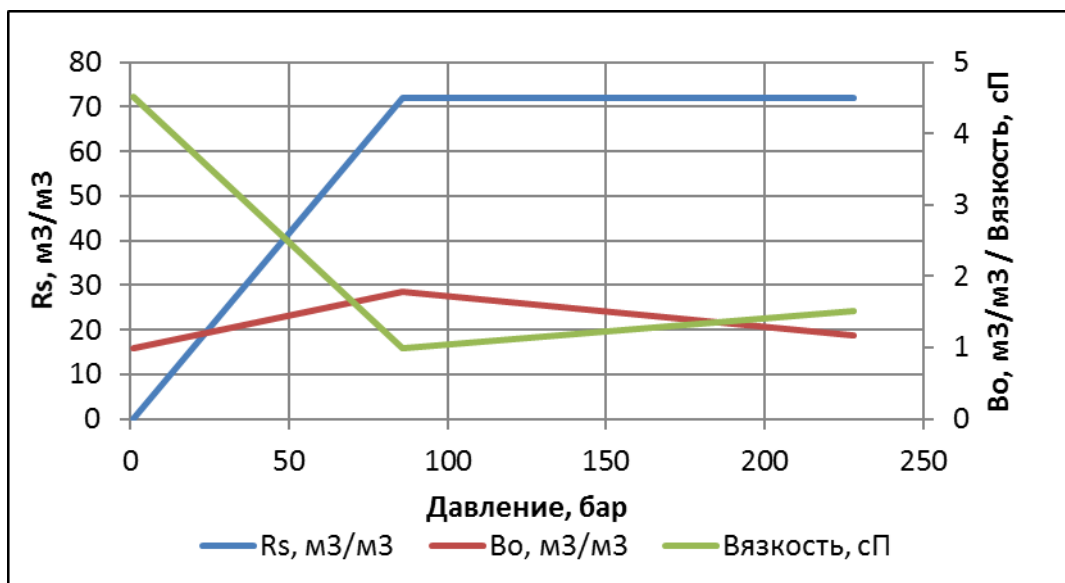


Рис. 2.24. PVT свойства.

Таблица 2.7.

Параметры PVT.

Пластовые условия	
Р пластовое, бар	228
Р насыщения, бар	86
Т пластовое, С	47
Rs, м3/м3	72
Bo, м3/м3	1.168
Вязкость, сП	1.52
Плотность, кг/м3	824

2.7.3 ОФП

Свойства ОФП были заданы на основе экспериментов на керне с пласта А4 Бобровского месторождения. Так же были использованы эксперименты для карбонатных пластов А4 Оренбургской области. В результате обобщения экспериментов также были построены зависимости конечных точек от ФЭС. Так например, на слайде представлены уравнения зависимости для остаточной водо- и нефтенасыщенности.

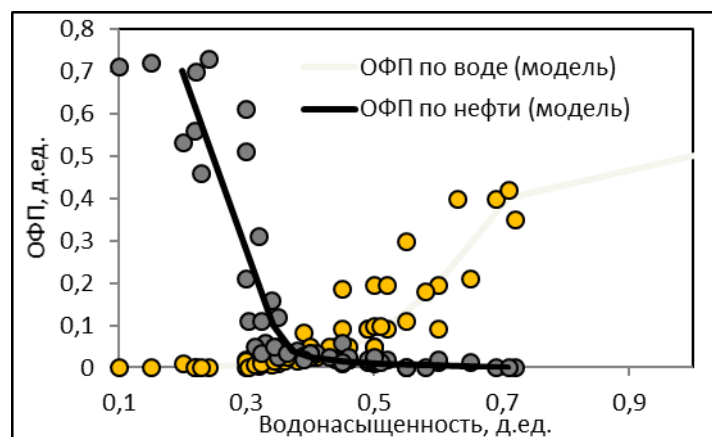


Рис. 2.25. Свойства ОФП.

Зависимость связанной водонасыщенности от абсолютной проницаемости определена путем обобщения значений керновых исследований (определение фильтрационно-емкостных свойств, кривых капиллярного давления

и относительных фазовых проницаемостей) образцов пласта А4 Бобровского месторождения (40 образцов керна).

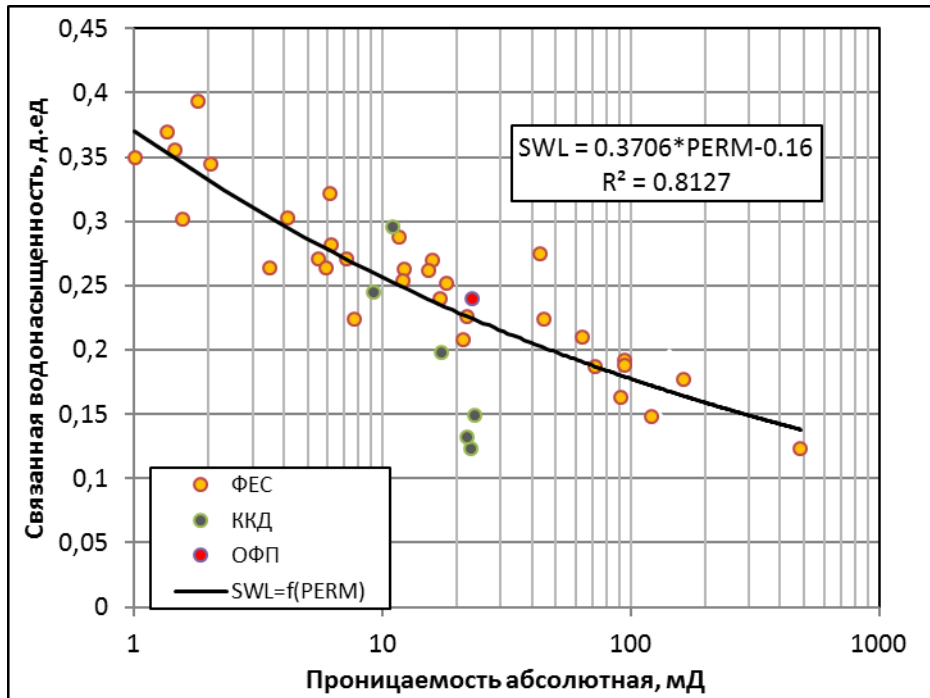


Рис. 2.26. Зависимость связанной водонасыщенности от проницаемости.

Зависимость связанной водонасыщенности:

$$SWL = PERM * 0.3706 - 0.16$$

(8)

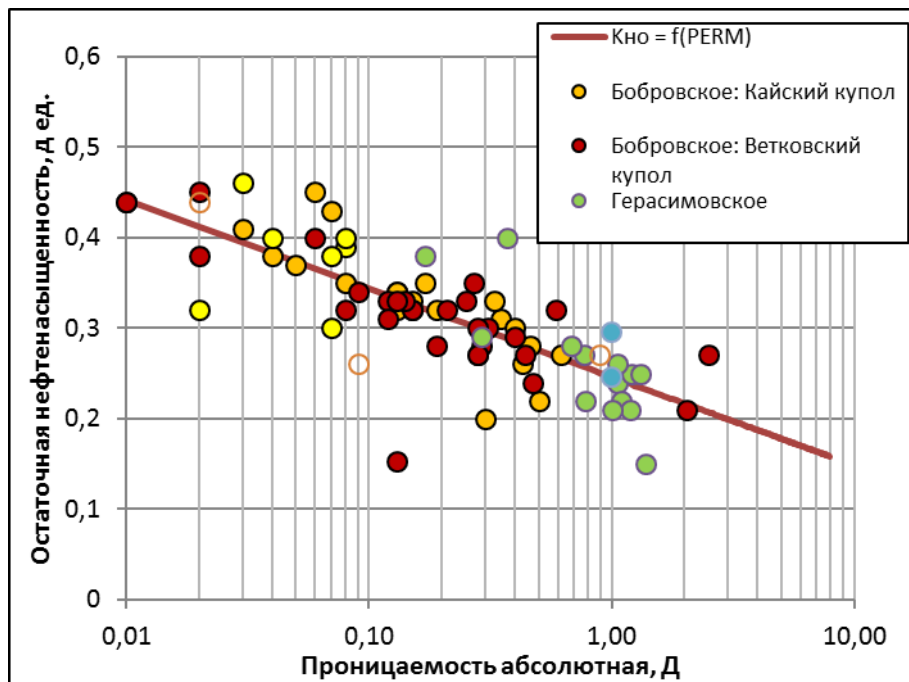


Рис. 2.27. Зависимость критической нефтенасыщенности от проницаемости.

Кно рассчитывается по обобщенной зависимости для пласта А4 Бобровского месторождения (41 образец керна). Так же были использованы точки для карбонатных пластов А4 Оренбургской области.

Зависимость остаточной нефтенасыщенности

$$K_{но} = 0.2460 - 0.0424 * \ln(PERM) \quad (9)$$

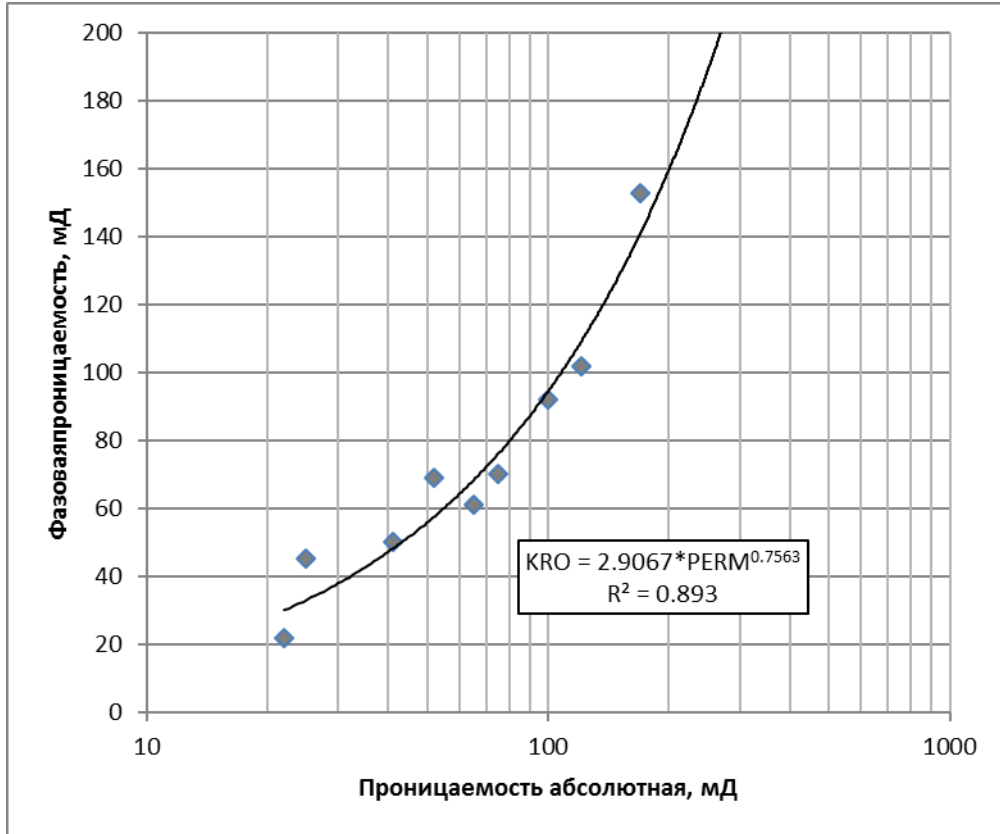


Рис. 2.28. Зависимость концевых точек от ФЕС.

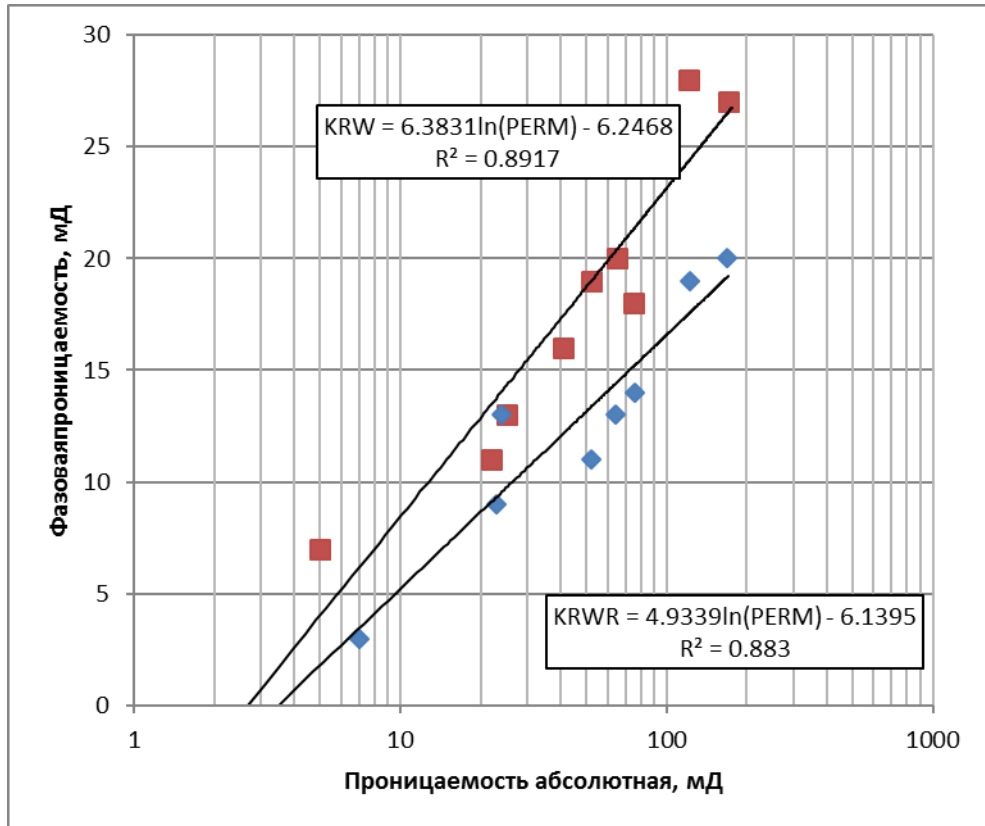


Рис. 2.29. Зависимость конечных точек от ФЭС.

2.7.4 Инициализация модели

После задания основных свойств были заданы параметры уравновешивания в соответствии с пластовым давлением и уровнем ВНК, и параметры аквифера Картера-Трейси со средними параметрами водоносного горизонта, таких как ФЭС, внешний радиус залежи, угол влияния и тд.

Таблица 2.8.

Условия на ВНК.

Href, m	Pref, m	OWC, m
2040	228	2040

Таблица 2.9.

Параметры аквифера.

Perm, mD	Poro	R, m	H, m	α , degree
130	0.13	2100	40	360

После запуска модели была проведена проверка инициализации. По запасам отклонение не превысило 5%, куб водонасыщенности после инициализации равен исходному кубу водонасыщенности.

Таблица 2.10.

Сопоставление запасов.

	НГЗ, тыс. т		
	ГМ	ГДМ	Отклонение
З-Л	673.3	685.7	1.84%
Ю-Г	1550.2	1571.4	1.36%

3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ

3.1 Принципы формирования вариантов

На этапе проектирования разработки месторождения были рассмотрены три варианта по Южно-Г-ому поднятию и один по Западно-Л-ому. Отсутствие многовариантности по Западно-Л-ому поднятию объясняется низким EMV и маловероятными запасами. В связи с этим было решено не рассматривать заранее неперспективные варианты, а уточнить принятый ранее (на этапе создания вероятностной модели) по наиболее вероятным запасам, а именно P50.

По Южно-Г-ому поднятию была подобная логика. Чтобы избежать многовариантности расчётов, то проектирование разработки производилось на вероятные запасы P50, как и расчёты этих вариантов. При создании вариантов по данному поднятию использовался следующий принцип: принятие системы разработки нашего пласта по аналогии с соседним Боб-им месторождением и проведение анализа эффективности уплотнённого и разряженного бурения. То есть по Южно-Г-ому поднятию были рассмотрены варианты с семиточечной обращённой системой разработки и расстоянием между скважинами 500, 400 и 600 м. Между собой варианты сравнивались по формуле критерия оптимальности, приведённой ниже.

$$T_{opt} = \frac{КИН}{КИН_{max}} + \frac{NPV}{NPV_{max}} + \frac{\text{Доход Гос-ва}}{\text{Доход Гос-ва}_{max}} \quad (10)$$

Данная формула утверждена приказом МинЭнерго.

Концептуально, обоснования КИН сформированы с точки зрения экономически обоснованных вариантов разработки эксплуатационных объектов (залей), обеспечивающих наиболее полное извлечение запасов нефти, при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ.

3.2 Описание вариантов разработки

Таким образом, по Южно-Г-ому поднятию к рассмотрению приняты следующие варианты:

Вариант 1 (рекомендуемый) основан на разработке Южно-Г-ого поднятия по аналогии с соседним Боб-им месторождением обращённой семиточечной системой разработки с расстоянием между скважинами 500 м.

- общий фонд – 25 скважин

в т.ч.

18 добывающих

7 нагнетательных с отработкой;

- запуск одной разведочной скважины;

- плотность сетки – 35.3 ГА/скв.

Накопленная добыча нефти 605 тыс.т, расчетный КИН – 0,390, Кохв – 0,753, Квыт – 0,518.

Ниже, на рис. 3.1 представлена карта размещения проектного фонда рекомендуемого варианта.

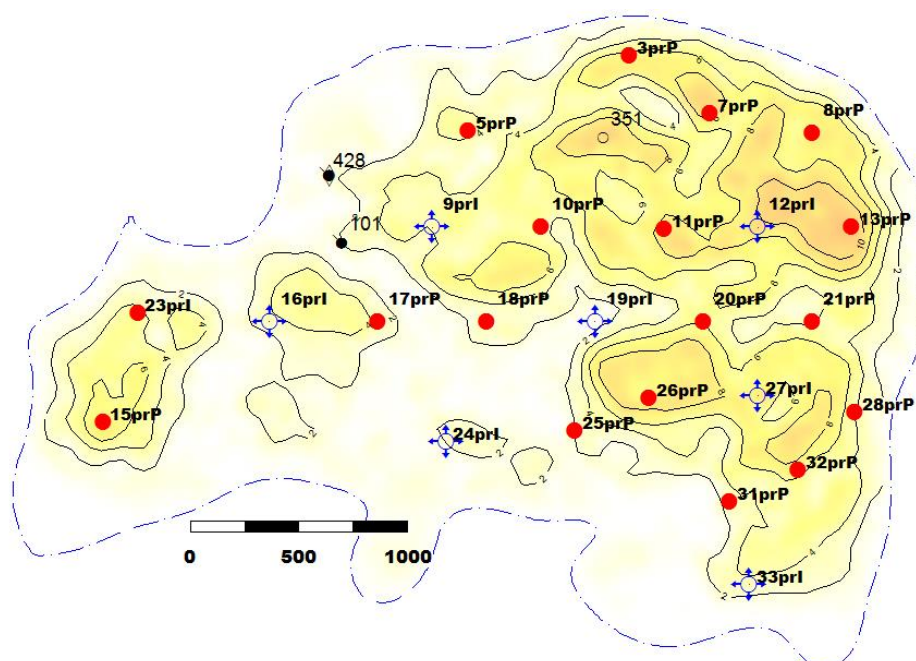


Рис. 3.1. Карта проектного фонда на карте ННТ. Вариант 1.

Вариант 2 является проектным решением первого варианта, но с расстоянием между скважинами 400 м.

- общий фонд – 34 скважин, в т.ч. 24 добывающих, 10 нагнетательных с отработкой;

- запуск одной разведочной скважины;

- плотность сетки – 24.9 ГА/скв.

Накопленная добыча нефти 614 тыс.т, расчетный КИН – 0,396, Кохв – 0,764, Квыт – 0,518.

Ниже, на рис. 3.2 представлена карта размещения проектного фонда рекомендуемого варианта.

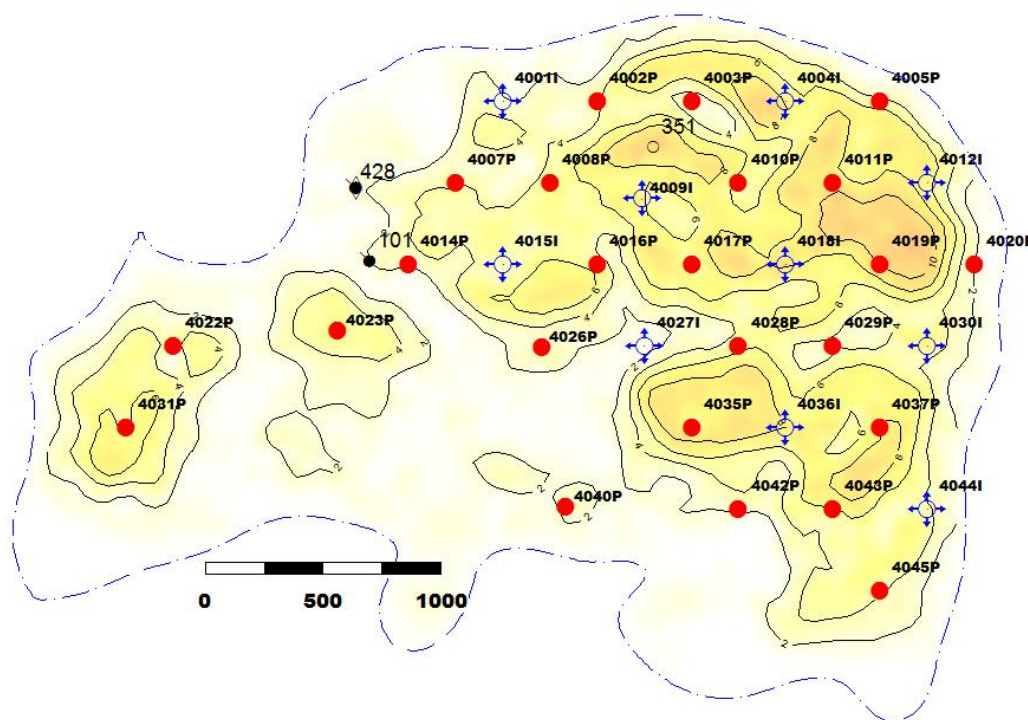


Рис. 3.2. Карта проектного фонда на карте ННТ. Вариант 2.

Вариант 3 также является проектным решением первого варианта, но с расстоянием между скважинами 600 м.

- общий фонд – 21 скважина, в т.ч. 15 добывающих, 6 нагнетательных с отработкой;

- запуск одной разведочной скважины;

- плотность сетки – 40.3 ГА/скв.

Накопленная добыча нефти 568 тыс.т, расчетный КИН – 0,366, Кохв – 0,707, Квыт – 0,518.

Ниже, на рис. 3.3 представлена карта размещения проектного фонда рекомендуемого варианта.

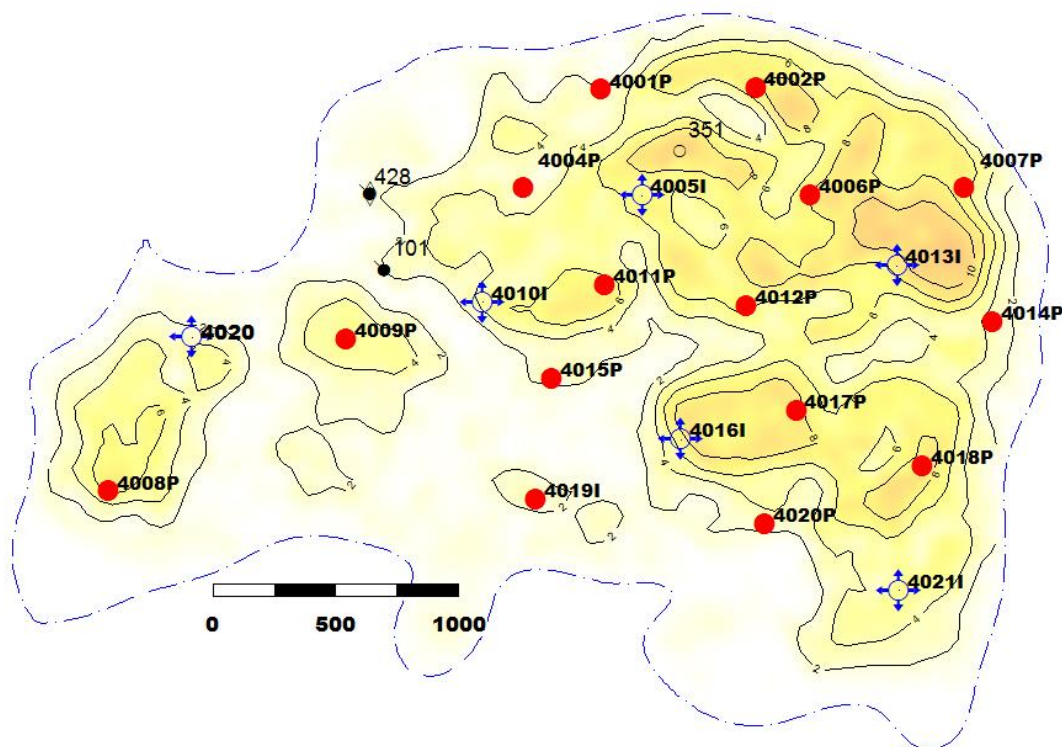


Рис. 3.3. Карта проектного фонда на карте ННТ. Вариант 3.

По Западно-Л-ому поднятию рассмотрен 1 вариант.

Вариант 1 является модифицированным вариантом разработки, взятым по аналогии с соседнего месторождения. Характеризуется избирательной системой разработки с очаговым заводнением. .

- общий фонд – 9 скважин, в т.ч. 6 добывающих, 3 нагнетательных с отработкой;

- запуск одной разведочной скважины;

- плотность сетки – 123.3 ГА/скв.

Накопленная добыча нефти 157 тыс.т, расчетный КИН – 0,101, Кохв – 0,283, Квыт – 0,357.

Ниже, на рис. 3.4 представлена карта размещения проектного фонда рекомендуемого варианта.

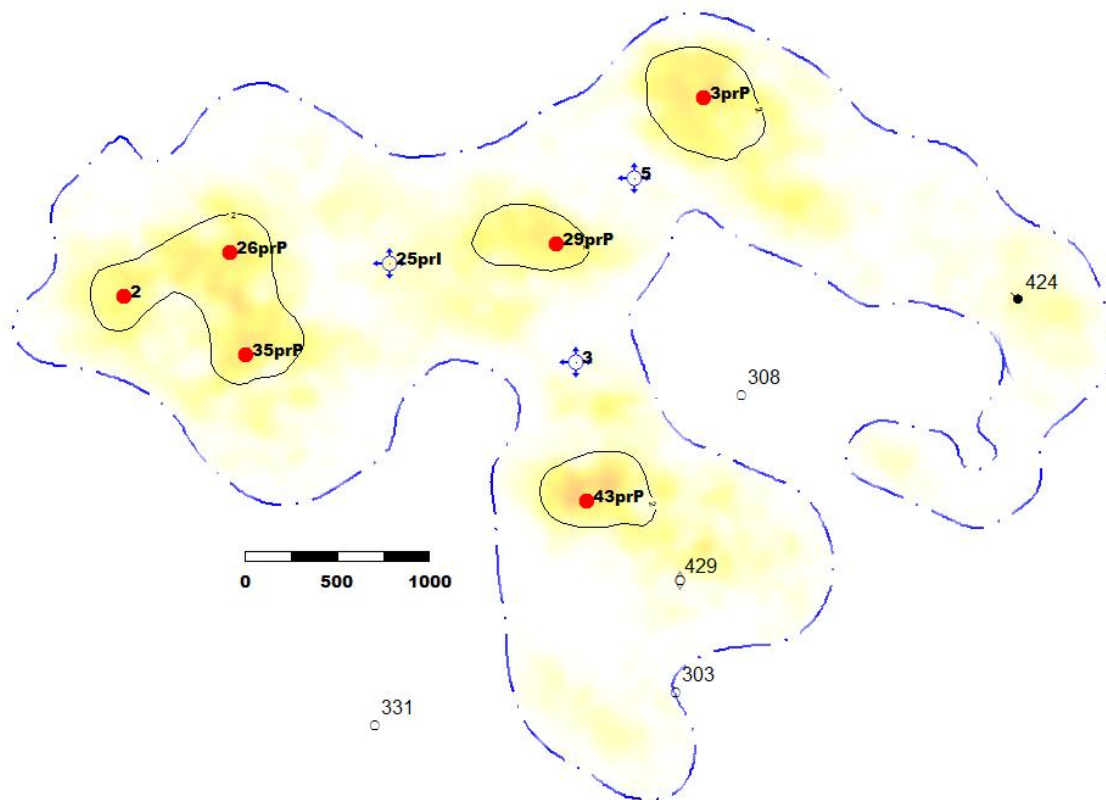


Рис. 3.4. Карта проектного фонда на карте ННТ. Вариант 1.

3.3 Обоснование выбора технологий и рабочего агента для воздействия на пласт

Для воздействия на пласт обычно используется заводнение. Оно обеспечивает поддержание необходимого пластового давления и способствует активной выработке запасов нефти.

По мере роста обводнения рекомендуется выполнять ремонтно-изоляционные работы и мероприятия по ограничению водопритока.

Система ППД

Для поддержания пластового давления планируется организации системы ППД, путём внутрискважинной закачки с пласта А4. В качестве способа нагнетания рекомендуется использовать «насосы-перевёртыши».

Наряду с закачкой воды для вовлечения ранее не дренируемых запасов в разработку и воздействия на призабойную зону скважин следует применять технологии РИР и ОВП в сочетании с ПАВ и их модификациями.

Ремонтно-изоляционные и водоизоляционные работы

На рассматриваемом объекте М-го месторождения рекомендуется проведение РИР и ВИР с применением полимерных тампонажных составов.

Применение полимерных тампонажных растворов наиболее эффективно в скважинах с низкой приемистостью, при герметизации соединительных узлов обсадных колонн и ремонте обсадных колонн. Механизм действия ПТМ основан на химической реакции поликонденсации, в результате которой подвижность фильтрующегося раствора значительно уменьшается, он превращается в упругую вязкую смесь. Для получения прочного изолирующего экрана эффективно применение комбинированной технологии на основе последовательной закачки порции вязкоупругого состава (ВУС) и цементного раствора. Раствор ВУС, обладая реологическими свойствами, близкими к воде, глубоко проникает в промытую часть ПЗП или в области негерметичности, а цементный раствор обеспечивает необходимую механическую прочность полученной изоляционной системы.

3.4 Технологические показатели разработки по вариантам

Южно-Г-ое поднятие

Вариант 1 (рекомендуемый). Срок разработки объекта составит 24 года. Технологический коэффициент нефтеизвлечения по объекту составит 0,390, при накопленной добыче нефти 605 тыс. т. Максимальная добыча жидкости наблюдается в 2024 году и составит 289.6 тыс.т, нефти в 2023 году – 150.7 тыс.т.

Динамика добычи нефти, жидкости, обводненности и закачки по варианту 1 Южно-Г-ого поднятия представлена на рисунке 3.5.

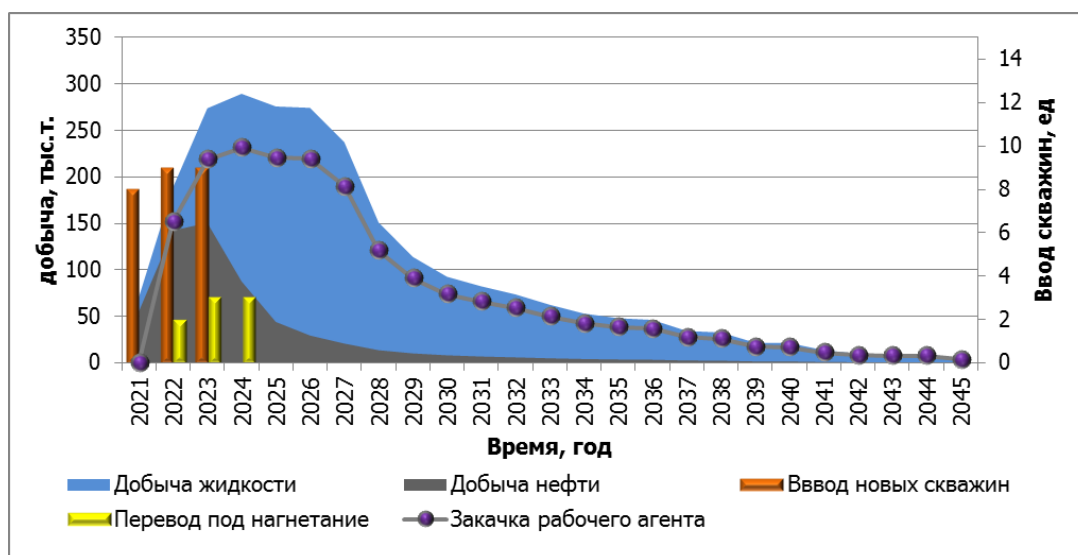


Рис. 3.5. Динамика добычи нефти, жидкости и ввода фонда скважин. Вариант 1. Южно-Г-ое поднятие.

В таблице 3.1 представлены основные технологические показатели разработки в первые пять лет.

Таблица 3.1

Основные технологические показатели разработки варианта 1.

Показатели	ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2045	Итого
Добыча нефти	тыс.т.	55.4	142.5	150.7	87.8	44.2	124.6	605.1
Добыча жидкости	тыс.т.	70.8	189.2	274.0	289.6	275.9	1394.9	2494.4
Добыча газа	млн.м ³	2.2	5.6	5.9	3.4	1.7	4.8	23.6
Ввод новых скважин	шт.	8	9	8	0	0		25
Перевод под нагнетание	шт.	0	2	3	2	0		7
Действующий фонд добывающих скважин	шт.	8	15	21	18	18		
Действующий фонд нагнетательных скважин	шт.	0	2	5	7	7		

Вариант 2. Срок разработки объекта составит 22 года. Технологический коэффициент нефтеизвлечения по объекту составит 0,396, при накопленной добыче нефти 614 тыс. т. Максимальная добыча жидкости наблюдается в 2024 году и составит 346.4 тыс.т, нефти в 2023 году – 139.4 тыс.т.

Динамика добычи нефти, жидкости, обводненности и закачки по варианту 2 Южно-Г-ого поднятия представлена на рисунке 3.6.

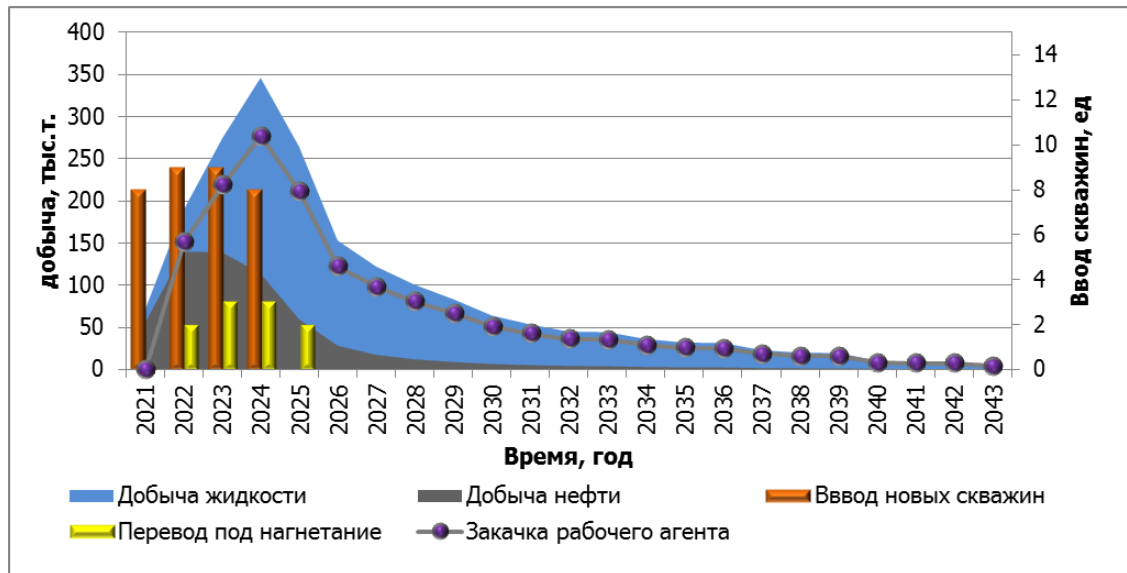


Рис. 3.6. Динамика добычи нефти, жидкости и ввода фонда скважин. Вариант 2. Южно-Г-ое поднятие.

В таблице 3.2 представлены основные технологические показатели разработки в первые пять лет.

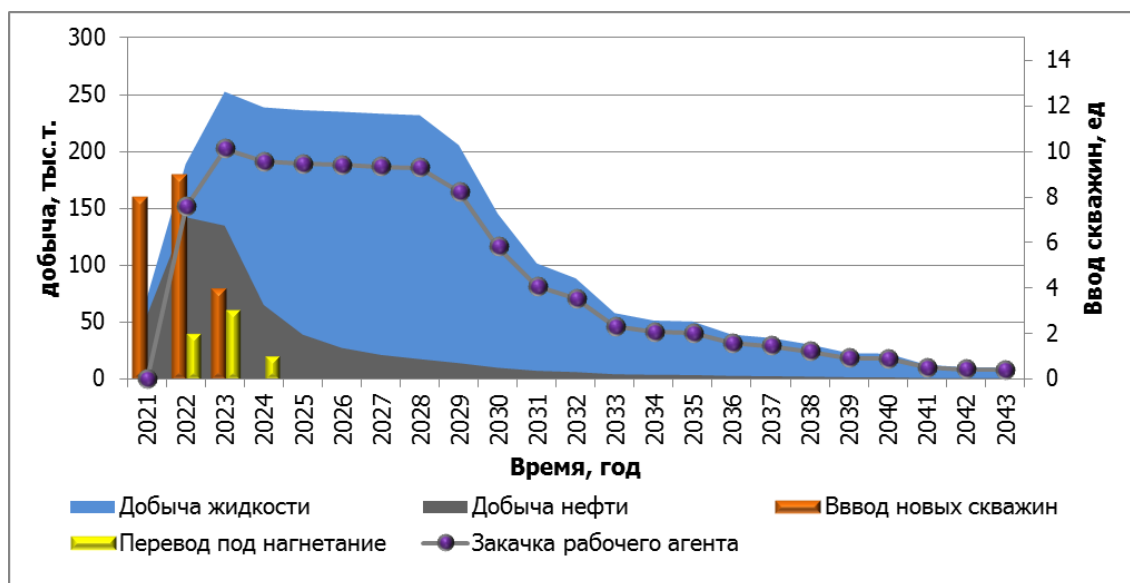
Таблица 3.2

Основные технологические показатели разработки варианта 2.

Показатели	ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2043	Итого
Добыча нефти	тыс.т.	55.4	140.1	139.4	113.9	59.9	105.1	614
Добыча жидкости	тыс.т.	70.8	189.2	274.0	346.4	264.7	865.8	2011
Добыча газа	млн.м3	2.2	5.5	5.4	4.4	2.3	4.1	23.9
Ввод новых скважин	шт.	8	9	9	8	0		
Перевод под нагнетание	шт.	0	2	3	3	2		
Действующий фонд добывающих скважин	шт.	8	15	21	26	24		
Действующий фонд нагнетательных скважин	шт.	0	2	5	8	10		

Вариант 3. Срок разработки объекта составит 24 года. Технологический коэффициент нефтеизвлечения по объекту составит 0,366, при накопленной добыче нефти 568 тыс. т. Максимальная добыча жидкости наблюдается в 2023 году и составит 252.7 тыс.т, нефти в 2022 году – 142.4 тыс.т.

Динамика добычи нефти, жидкости, обводненности и закачки по варианту 2 Южно-Г-ого поднятия представлена на рисунке 3.7.



с. 3.7. Динамика добычи нефти, жидкости и ввода фонда скважин. Вариант 3.
Южно-Г-ое поднятие.

В таблице 3.3 представлены основные технологические показатели разработки в первые пять лет.

Таблица 3.3

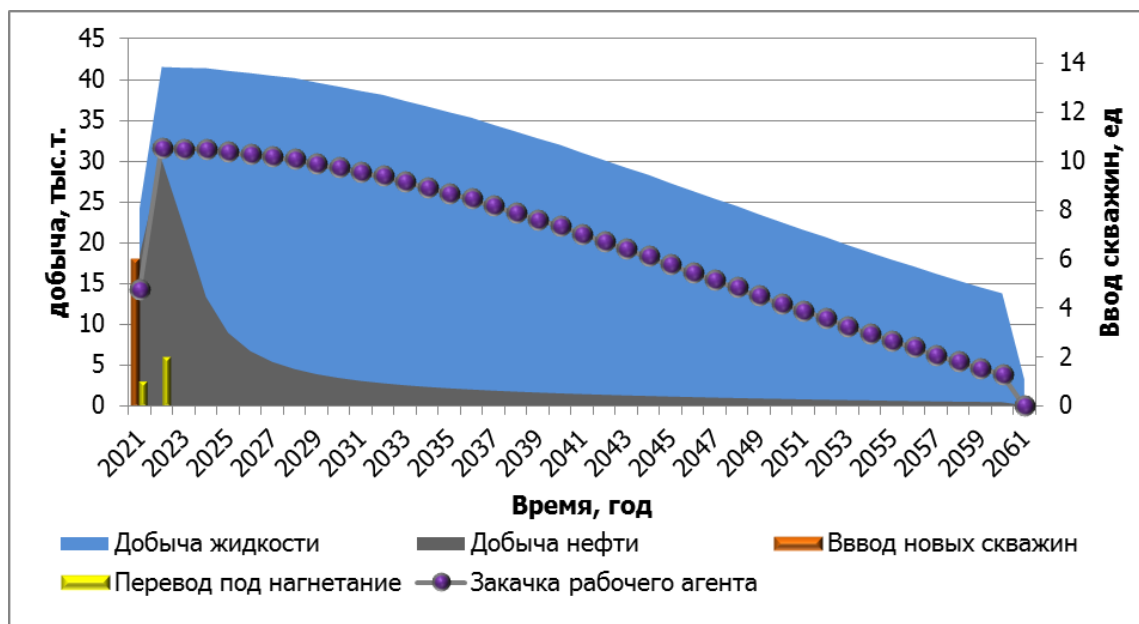
Основные технологические показатели разработки варианта 2.

Показатели	ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2043	Итого
Добыча нефти	тыс.т.	55.4	142.4	134.9	65.3	39.1	130.6	567.7
Добыча жидкости	тыс.т.	70.8	189.2	252.7	238.9	236.4	1601.8	2589.7
Добыча газа	млн.м3	2.2	5.6	5.3	2.5	1.5	5.1	22.1
Ввод новых скважин	шт.	8	9	4	0	0		21
Перевод под нагнетание	шт.	0	2	3	1	0		6
Действующий фонд добывающих скважин	шт.	8	15	16	15	15		
Действующий фонд нагнетательных скважин	шт.	0	2	5	6	6		

Западно-Л-ое поднятие.

Вариант 1. Срок разработки объекта составит 40 лет. Технологический коэффициент нефтеизвлечения по объекту составит 0,101, при накопленной добыче нефти 157 тыс. т. Максимальная добыча жидкости наблюдается в 2023 году и составит 252.7 тыс.т, нефти в 2022 году – 142.4 тыс.т.

Динамика добычи нефти, жидкости, обводненности и закачки по варианту 2 Южно-Г-ого поднятия представлена на рисунке 3.8.



Динамика добычи нефти, жидкости и ввода фонда скважин. Вариант 3. Западно-Л-ое поднятие.

В таблице 3.4 представлены основные технологические показатели разработки в первые пять лет.

Таблица 3.4

Основные технологические показатели разработки варианта 2.

Показатели	ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2061	Итого
Добыча нефти	тыс.т.	18.5	30.2	21.9	13.4	9.0	64.2	157.2
Добыча жидкости	тыс.т.	24.3	41.6	41.5	41.4	41.1	1003.3	1193.1
Добыча газа	млн.м ³	0.7	1.2	0.9	0.5	0.4	2.0	5.6
Ввод новых скважин	шт.	6						6
Перевод под нагнетание	шт.	1	2					3
Действующий фонд добывающих скважин	шт.	5	3	3	3	3		
Действующий фонд нагнетательных скважин	шт.	1	3	3	3	3		

Таким образом, проведённый расчёт по Западно-Л-ому поднятию показал, что разработка данного поднятия не перспективна. Анализ чувствительности будет описан ниже. Предварительно стоит сказать, что к рассмотрению

целесообразности разработки данного поднятия следует вернуться только в случае возрастания цены на нефть на 80 процентов.

А вот к разработке Южно-Г-ого поднятия Компании напротив стоит уделить внимание.

4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА

4.1 Описание вариантов обустройства

М-ое месторождение находится в группе месторождений Б-го ЛУ, в районе с развитой инфраструктурой. Экономическая рентабельность данных месторождений обусловлена эффективным планированием общей инфраструктуры. Для вовлечения в разработку Южно-Г-го поднятия необходимо обеспечить транспорт жидкости до ближайшей Б-ой УПН.

В рамках работы было рассмотрено два варианта подключения Южно-Г-го поднятия к сети сбора и подготовки группы месторождений Б-го ЛУ.

В первом варианте добываемая продукция доставляется на АГЗУ-11 Кр-го месторождения и далее на УПСВ Кур-я. Для реализации данного варианта необходимо произвести прокладку трубопровода протяженностью 8.9 км.

Во втором варианте добываемая продукция направляется на АГЗУ 1М М-го месторождения и транспортируется на УПСВ С-ое. Для реализации данного варианта необходимо произвести прокладку трубопровода протяженностью около 13.1 км.

В обоих вариантах после УПСВ обезвоженная нефть отправляется на УПН Бобровское.

Первый вариант является более предпочтительным ввиду меньшей протяженности проектного трубопровода и освобождающихся мощностей системы АГЗУ 11 УПСВ К-ое, чего нельзя сказать о 2 варианте, т.к. в ближайшее время снижение темпов добычи жидкости на М-ом месторождении не планируется.

4.2 Проведение гидравлического расчета нефтегазосборной системы

Для оценки пропускной способности всей системы сбора от АГЗУ-Н (проектная) до УПСВ Кур-ая произведен гидравлический расчет выбранного варианта обустройства в ПК PipeSim. Сеть сбора представляет собой последовательно соединенную сеть АГЗУ: АГЗУ-Н; проектный трубопровод

8879 м; АГЗУ-11 (Красн-ое месторождение), Р=3 МПа; трубопровод 4853 м, 159х6 мм; АГЗУ-7 (Кур-ое месторождение), Р=2 МПа; трубопроводы 5600 м, 168х7 мм и 159х6 мм; УПСВ Кур-ая, Р=0,4-0,6 МПа.

В 2003-2004 гг. произведен реинжиниринг УПСВ Кур-ая, заменено сепарационное оборудование и расширена пропускная способность до 5000 м³/сут. На сегодняшний день УПСВ принимает порядка 2500 м³/сут. Расширение УПСВ и лупинг трубы от АГЗУ-7 до УПСВ были предусмотрены для введения в разработку Красн-ого месторождения. На текущий момент на Кур-ом месторождении добыча жидкости вышла на постоянное значение и составляет 1860 м³/сут, а на Красн-ом месторождении наблюдается снижение добычи жидкости до 600 м³/сут (пик добычи 1048 м³/сут был в 2011 г.). Для Ю-Г-ого поднятия прогнозируемый пик добычи составит 1060 м³/сут. Критическое давление для системы сбора составляет 40 атм (табл. 4.1).

Таблица 4.1.

Результаты гидравлического расчета.

Участок	Qжид, м3/сут	РАГЗУ, МПа
Существующее положение на 01.05.2018 г.		
АГЗУ-Н	0	0
АГЗУ-11	650	3
АГЗУ-7	1860	2
УПСВ Кур-ая	2510	0,4
Перспектива по существующему нефтепроводу на максимальные объемы добычи		
АГЗУ-Н	1060	3,8
АГЗУ-11	650	3,1
АГЗУ-7	1860	2,2
УПСВ Кур-ая	3570	0,6

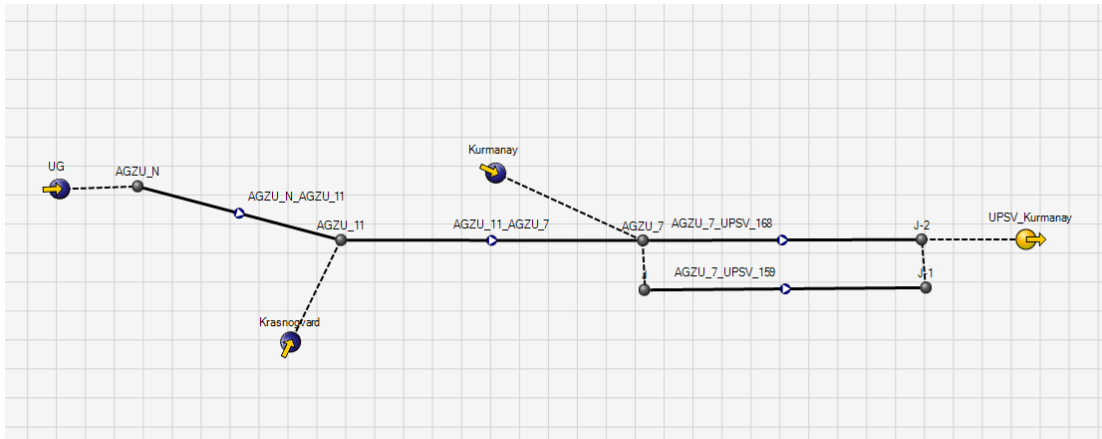


Рис. 4.1. Схема гидравлического расчета в ПК PipeSim.

Согласно проведенному гидравлическому расчету необходимые пропускная способность и давление обеспечиваются установкой трубопровода от АГЗУ-Н до АГЗУ-11 с диаметром 159х6 мм.

5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

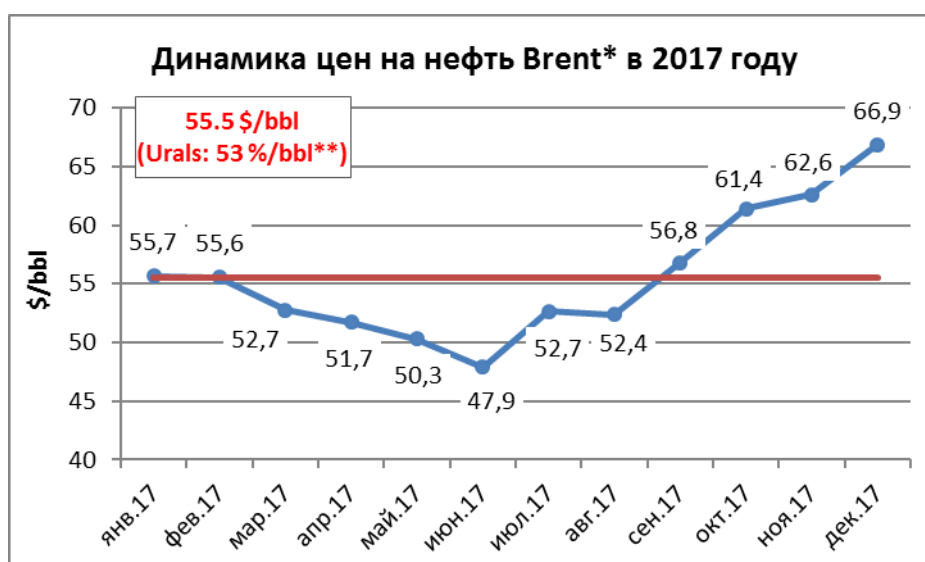
Экономическая оценка перспектив разработки Южно-Г-го поднятия выполнена в соответствии с руководящими методическими документами: «Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки углеводородного сырья», Москва, 2016 г. и «Методические рекомендации по проектированию нефтяных месторождений», Москва, 2007 г.

Экономические расчеты по оценке финансовых показателей разработки Южно-Г-го поднятия проведены на базе технологических расчетов, выполненных в предыдущих разделах данной работы.

Оценка экономической эффективности вариантов разработки произведена с учетом показателей деятельности ПАО «Оренбургнефть»

5.1 Макроэкономические показатели и расчет чистых цен УВС

Расчеты экономических показателей проведены без учета инфляции в постоянных ценах, обоснованных за 12 месяцев 2017 года. Динамика цены на нефть, курса доллара, а также расчет экспортного нетбэка представлены на рисунках 5.1-5.2



* По данным calc.ru

** цена на нефть марки Urals определена с учетом дисконта марки Brent

Рис.5.1 динамика цены на нефть

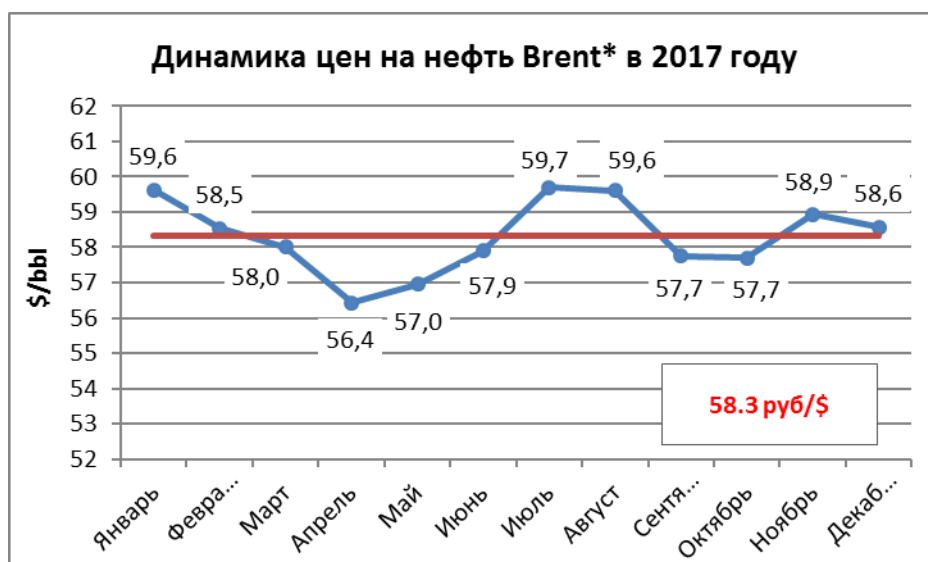


Рис.5.2 динамика курса доллара США

На рисунке 1.2 приведена динамика курса доллара США к рублю за 2017 г. по официальным данным Центрального банка РФ.

– цена на нефть (Urals) на внешнем рынке принята в размере 53 долл./баррель;

– цена на нефть на внутреннем рынке принята на 2019-й год в размере 21 280 руб./т (с учетом НДС), с 2020-го года – 23 826 руб./т (с учетом НДС);

– цена на попутный газ на внутреннем рынке принята в размере 3 737 руб./тыс.м³ (с учетом НДС);

– курс рубля к доллару: 58,3;

– реализация нефти на внутреннем рынке – 100 %

Оценка варианта разработки, а также все графики в тексте приведены для ставки дисконтирования в 15 %. Все расчеты выполнены с использованием общепринятых критериев анализа эффективности проектных решений с учетом действующей налоговой системы.

5.2 Система налогов и платежей

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:

Таможенная пошлина на нефть рассчитана в соответствии с Федеральными законами от 07.05.04 № 33 – ФЗ, статья 1, от 03.12.2012 N 239-ФЗ.

Налог на добавленную стоимость (НДС) взимается в размере 18 % на основании Федерального закона от 07.07.03 № 117-ФЗ, глава 21, статья 164. Налог платится с операций по реализации и покупке только на внутреннем рынке.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) рассчитан в соответствии НК РФ, часть вторая, глава 26, статья 342, п. 2, пп. 9 с учетом изменений, введенных от 24.11.2014 № 366-ФЗ.

В соответствии с данным Законом базовая ставка налога на добычу нефти составляет 919 рублей за тонну. При этом указанная налоговая ставка умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц). Полученное произведение уменьшается на величину показателя Дм, характеризующего особенности добычи нефти.

$$\text{НДПИ} = \text{налоговая ставка} \times \text{Кц} - \text{Дм} \quad (10)$$

где Кц – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть рассчитывается по формуле:

$$\text{Кц} = (\text{Ц} - 15) \times \text{P} / 261, \quad (11)$$

где Ц – средняя за налоговый период цена нефти сорта «Юралс» в долларах США за баррель; Р – среднее за налоговый период значение курса доллара США к рублю; Дм – показатель, характеризующий особенности добычи нефти (Дм), рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{Дм} = \text{Кндпи} \times \text{Кц} \times (1 - \text{Кв} \times \text{Кз} \times \text{Кд} \times \text{Кдв} \times \text{Ккан}), \quad (12)$$

где Кндпи – с 2018 года равен 559 рублей; Кв – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр:

$$\text{Кв} = 3,8 - 3,5 \times (\text{N/V}) \quad (13)$$

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 и определяемые:

в случае если запасы поставлены на ГБЗ до 01.01.2006 – как сумма извлекаемых запасов категории А, В, С1 и С2 на 01.01.2006 и накопленной добычи нефти с начала разработки конкретного участка недр;

в случае если запасы не были поставлены на ГБЗ по состоянию на 01.01.2006 – НИЗ определяются на основании данных ГБЗ по состоянию на 01.01 года, следующего за годом, в котором запасы нефти по этому участку недр впервые были поставлены на ГБЗ.

Запасы по М-му месторождению впервые были поставлены на ГБЗ в 2011 году. По состоянию на 01.01.2012 на ГБЗ числится ок. 16 000 тыс. т (НИЗ). При этом накопленная добыча нефти на 01.01.2018 составляет 4 034,2 тыс. т.

На М-ом месторождении применяется $K_v=1$, так как степень выработанности запасов $S_v < 0,8$.

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

$$K_z = 0,125 \times V_z + 0,375 \quad (14)$$

где V_z – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов категорий А, В, С1 и С2 на 01.01 года, предшествующего году налогового периода и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными ГБЗ, утв. в году, предшествующему году налогового периода;

На М-ом месторождении величина начальных извлекаемых запасов по состоянию на 01.01.2016 года составляет ок. 16 000 тыс. т, что превышает предельную отметку в 5 млн т, соответственно K_z принимаем равным 1.

K_d – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти;

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

Ккан – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти.

Кд, Кдв и Ккан, для Моргуновского месторождения =1.

Страховые взносы начисляются согласно ФЗ № 213 от 13 июля 2015 г. в размере 30 % от годового дохода, не превышающего 796 000 руб. и 10 % сверх установленной величины в отношении каждого физического лица. С сумм выплат и вознаграждений, превышающих предельную величину, страховые взносы не взимаются.

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.

Налог на прибыль взимается по ставке 20 % в соответствии с ФЗ № 224 от 26.11.08.

5.3 Оценка капитальных, текущих, эксплуатационных и внереализационных расходов

5.3.1 Капитальные вложения

Потребность в капитальных вложениях, необходимых для разработки М-го месторождения определена в соответствии с технологическими решениями по основным направлениям затрат: бурение, нефтепромысловое.

Затраты на бурение рассчитаны исходя из объема эксплуатационного бурения и стоимости одного метра строительства скважины. Стоимость строительства одного метра наклонно-направленной скважины принята в размере 25 509,1 тыс. руб., по данным ПАО «Оренбургнефть».

Капитальные вложения в нефтепромысловое обустройство учтены по следующим направлениям: сбор, транспорт и подготовка нефти, газа, заводнение нефтяных пластов, электроснабжение, комплексная автоматизация.

Затраты на прочие и природоохранные мероприятия учтены в стоимости строительства объектов и в удельных стоимостях.

Удельные капитальные вложения по направлениям промышленного обустройства и на оборудование, не входящее в сметы строек приняты в соответствии с удельными стоимостями и планом капитальных вложений по освоению М-го месторождения ПАО «Оренбургнефть».

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 и включены в статью по направлению «сбор, транспорт и подготовка нефти и газа».

5.3.2 Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные расходы рассчитаны на основании положений «Методики по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа» по статьям калькуляции (энергия на извлечение, расходы по ИВП, расходы по сбору и транспорту нефти, расходы на подготовку нефти, амортизация основных производственных фондов, капитальный ремонт, прочие эксплуатационные расходы, а также налоги и платежи, включаемые в себестоимость).

Текущие затраты определены на базе технологических показателей (объемов добычи нефти, жидкости, действующего фонда добывающих скважин) и норм расходов. В общей сумме эксплуатационных расходов учтены плата за добычу полезных ископаемых и другие налоги и платежи.

Затраты, относимые на добычу жидкости (сбор и транспорт, электроэнергия) приняты на уровне 63,8 руб. на 1 т добываемой жидкости, на технологическую подготовку нефти – 77,0 руб. на 1 т нефти.

Расходы на содержание и эксплуатацию скважин действующего фонда составляют 3 659,5 тыс. руб. в год на одну скважину.

Заработная плата основного промышленно-производственного персонала составляет 31 291,7 руб./месяц.

Затраты на проведение ГТМ учтены в составе эксплуатационных затрат варианта разработки.

Затраты на ликвидацию скважин учтены в составе внереализационных расходов.

Расчеты амортизационных отчислений выполнены с учетом действующих в нефтяной отрасли норм амортизационных отчислений. Средний срок службы ОФ для расчета амортизации по скважинам составляет 10 лет, по оборудованию – 3 года, по объектам обустройства – 15 лет.

5.3.3 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 (Налоговый Кодекс РФ, Статья 265 (9)). 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.

Таблица 5.1

Исходные данные для расчета экономических показателей

№	Показатели	Значения
1	Цена и условия реализации:	
	- нефть на внутреннем рынке с НДС, руб./т	23 826
	- нефть на внешнем рынке, долл./барр	53
	- попутный газ на внутреннем рынке, руб./тыс. м ³	3 737
	- курс доллара, руб./долл.	58,3
	Доля реализации нефти на внешнем рынке, %	0
2	Налоги и платежи:	
	- НДС, %	18
	- налог на добычу нефти (НДПИ), руб./т	919
	- налог на прибыль, %	20,0
	- налог на имущество, %	2,2
	- страховые взносы, %	30,0
	- страхование от несчастных случаев на производстве, %	0,5
3	Капитальные вложения без НДС:	
	<u>Бурение (строительство) скважин</u>	
	- наклонно-направленная скважина, тыс. руб./ м. проходки	25,509
	- бурение бокового ствола, тыс. руб/опер.	26 526
	Затраты при бурении скважин	
	-стоимость ГРП при вводе скважины из бурения, тыс. руб./скв.-опер.	6 200,0
	<u>Оборудование НСС</u>	
	- при бурении добывающей скважины, тыс. руб./скв.	5 200,0
	- при бурении нагнетательной скважины, тыс. руб./скв.	3 000,0
	- замена оборудования при эксплуатации, тыс. руб./скв. доб. в год.	664,5
	- оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации, тыс. руб./комплект	7 900,0
	<u>Промысловое обустройство</u>	
	- обустройство скважин и кустов, тыс. руб./скв.	1 425,09
	- нефтесборные сети, тыс. руб./скв.доб.	6 203,3
	- водоводы, тыс. руб./скв.нагн.	357,17
	- электроснабжение, тыс. руб./скв.	2 389,77
	- комплексная автоматизация, тыс.руб./скв.	4 805,38
4	Эксплуатационные затраты:	
	- расходы по извлечению нефти, руб./т.ж.	63,08
	- расходы по искусственному воздействию на пласт, руб./м куб.	23,58
	- заработная плата, тыс. руб./чел. мес.	31,291
	- расходы по сбору и транспорту нефти, руб./т.ж.	25,57
	- расходы по технологической подготовке нефти, руб./т н	58,74
	- расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, тыс. руб./скв. год.	1 930,5
	- капитальный и текущий ремонт скважин, тыс. руб./скв. доб+нагн год.	937,25
	- цеховые расходы, тыс. руб./скв. год.	146,10
	- прочие общепроизводственные расходы, тыс. руб./год	49 449,00
	Удельная численность, чел./скв.	0,74
	Стоимость операций:	
	- перевод скважин с другого объекта, тыс. руб./опер.	3 626,00
	- РИР, тыс. руб./опер.	5 544,00
	- ОПЗ, тыс. руб./опер.	1 892,00
	- Перфорация, тыс. руб./опер.	1 720,00
5	Дополнительные данные:	
	Норма амортизации, %	
	- скважин	12,5
	- объектов обустройства	6,7
	- ОНСС	33,3
	Ставка дисконтирования, %	15
	Технологические потери нефти, %	0,03

Все необходимые для экономических расчетов удельные стоимостные показатели: нормативы капитальных вложений, нормы текущих затрат, цена нефти и газа, ставки налоговых отчислений приведены в таблице 5.1.

5.4 Показатели экономической эффективности

Эффективность предлагаемых технологических решений по разработке оценивается системой расчетных показателей:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные расходы;
- прибыль от реализации;
- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- дисконтированный доход государства;
- интегральный показатель оптимальности;
- внутренняя норма рентабельности;
- индекс доходности инвестиций;
- индекс доходности затрат;
- срок окупаемости капитальных вложений;

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 промысловому обустройству месторождения.

Эксплуатационные расходы – это текущие затраты предприятия, связанные с осуществлением производственных процессов по добыче нефти, газа, конденсата и их реализации.

Прибыль от реализации – важнейший показатель конечных результатов производственно-хозяйственной деятельности предприятия, представляющий

собой разность между выручкой от реализации углеводородного сырья и затратами на их 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 15 % согласно требованиям временных методических указаний.

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

Интегральный показатель оптимальности (ТОПТ) рекомендован дополнительно к традиционным показателям эффективности, позволяет оценить оптимальность предлагаемых вариантов разработки и является критерием определения рекомендуемого варианта.

$$\text{ТОПТ} = \text{НКИН} + \text{НNPV} + \text{НДДГ} \quad (15)$$

где ТОПТ – интегральный показатель оптимальности; НКИН – нормированный коэффициент извлечения УВС; НNPV – нормированный ЧДД пользователя недр; НДДГ – нормированный накопленный дисконтированный доход государства;

Расчет нормированных показателей (Нкин(i), Ндгг(i) и НNPV (i)) производится путем отнесения (деления) значения данного показателя по конкретному варианту к максимальному значению, среди рассматриваемых вариантов разработки.

Коэффициент извлечения УВС, показатель ЧДД (NPV) пользователя недр и накопленный дисконтированный доход государства рассчитываются за рентабельный срок разработки.

Рекомендуемый вариант разработки определяется, как вариант разработки с максимальным значением показателя T_{opt} .

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 инвестиций 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.

Таблица 5.2

Показатели экономической эффективности

	Ед изм	
Сценарные условия		
Версия макропараметров	%	19.06.2017
Средняя цена нефти Brent (номинальная)	\$/бар	55
Средняя цена нефти Urals (номинальная)	\$/бар	53
Цена природного газа	руб/тыс.м3	-
Цена попутного газа	руб/тыс.м3	5 287
Ставка дисконтирования	%	15.0%
Экономические показатели за рентабельный период		
Валовая выручка	млн.руб	12 150
Транспортные расходы	млн.руб	-
Экспортная пошлина	млн.руб	3 121
НДПИ	млн.руб	2 953
Операционные затраты	млн.руб	3 811
Прочие налоги и выплаты	млн.руб	128
Внереализационные расходы	млн.руб	59
ЕВИТДА	млн.руб	2 078
ЕВТ	млн.руб	535
Налог на прибыль	млн.руб	107
Чистая прибыль	млн.руб	428
Операционный денежный поток	млн.руб	1 971
Капитальные вложения	млн.руб	1 543
Показатели эффективности		
NPV (Диск. поток наличности)	млн.руб	720
DPP (Диск. период окупаемости)	год	3
DPI (Индекс доходности)	доли ед	1.7

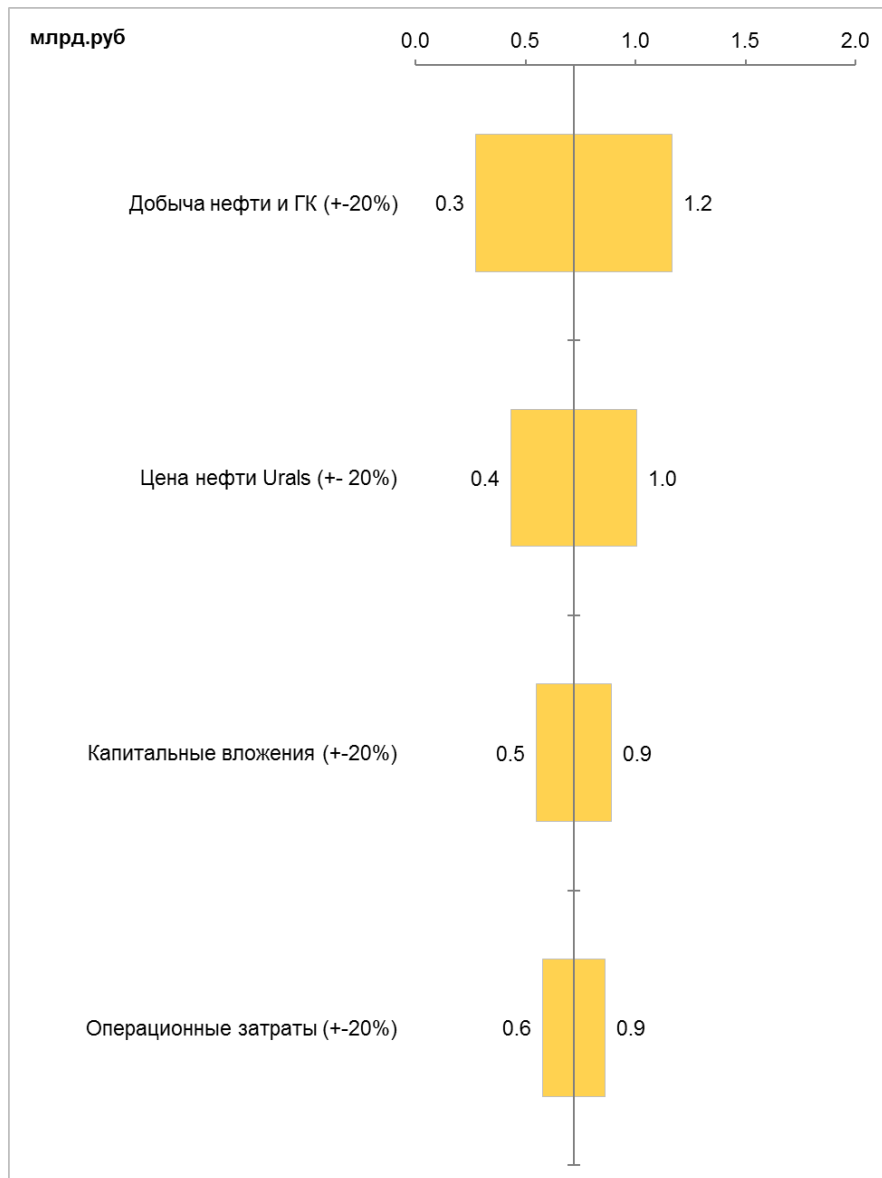


Рис. 5.3 – анализ чувствительности

Таблица 5.3

Описание экономических рисков

Название риска	Описание риска
Добыча нефти и ГК	(+/-) изменение дебитов в связи с изменениями нефтенасыщенных толщин, ФЕС (+) проведение ГТМ для поддержания стартовых дебитов
Цена нефти Urals	(+/-) изменение цены на нефть (+/-) зависимость от объемов дешевой товарной нефти на рынке нефтепродуктов
Капитальные вложения	(+/-) изменение стоимости при составлении сметных отчетов
Операционные затраты	(-) оптимизация затрат (+/-) изменение стоимости услуг (+) увеличение отраслевой инфляции и инфляции на электроэнергию

6. ПЛАН РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА И ОЦЕНКА РИСКОВ

6.1 Программа доизучения пласта А6 Башкирского яруса

В ходе выполнения первого этапа установлено, что наиболее перспективной для разработки и доизучения является Ю-Г-ое поднятие, для которого сформирована программа доизучения. Программа состоит из трех основных этапов длительностью один год. Решение о проведении программы вынесено на третий квартал 2018 г.

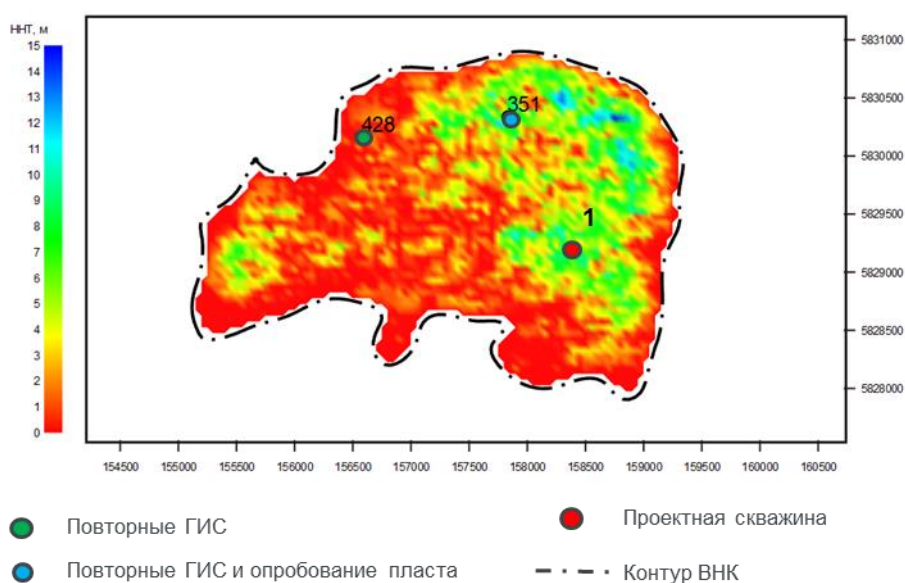


Рис. 6.1. Ю-Г-ое поднятие. Карта ННТ, с обозначением элементов программы доизучения пласта А6.

В 2018 г. планируется проведение ПВЛГ в скважине №351, для испытаний пласта А6. В ходе испытаний будет уточнено расположение ВНК, проведен отбор глубинной пробы пластовых флюидов, уточнено пластовое давление и потенциал подстилающего водоносного горизонта. По результатам испытаний будет уточнена ГМ и корректировка прогноза вариантов разработки.

Во второй половине 2018 г. планируется проведение ГИС в скважинах 428 и 351, а именно проведение ГГК-П и БК. По результатам интерпретации будет уточнена зависимость характера насыщения от коэффициента пористости

и УЭС, что позволит уточнить ГМ, как для Ю-Г-ого поднятия, так и для З-Л-ого.

В первой половине 2019 г. планируется бурение разведочной скважины №1, после уточнения ГМ. В ходе бурения планируется провести отбор керн с пластов А4-А6 глубинной пробы пластового флюида, в случае если глубинные пробы, отобранные на первом этапе программы доизучения, будут иметь низкий уровень качества.

Таблица 6.1.

График выполнения программы доизучения

График выполнения программы доизучения				
Вид работ	Ед. изм	2019	2020	Итого
ГИС	Кол-во скв.	2		2
Разведочное бурение	Кол-во скв.		1	1
	Проходка, м		2100	2100
Глубинная проба	шт.	1	1	2
Опробование пласта	шт.	1		1
Ожидаемый прирост НГЗ нефти АВ	тыс. т	771.0	498.7	1269.7
Ожидаемый прирост НГЗ нефти С	тыс. т	157.3	123.3	280.6

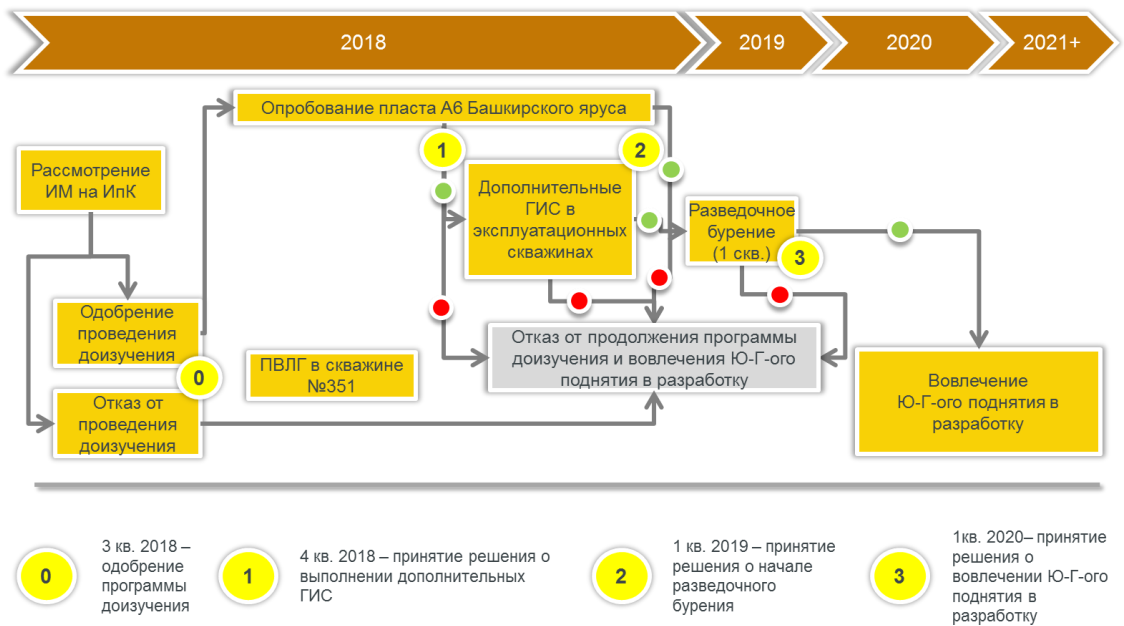


Рис. 6.2. Карта принятия решений в ходе выполнения программы доизучения пласта А6 в пределах Ю-Г-ого поднятия.

6.2 Укрупненный план-график реализации проекта

План-график реализации проекта представлен в таблице 6.2. График включает в себя доразведку залежи, по результатам которой составляется проект пробной эксплуатации. Добыча от первых скважин ожидается в начале 2021 года.

6.3 Риски и управление рисками

Одним из основных этапов работ по формированию готового решения о вовлечении Ю-Г-ого поднятия в разработку, является составление реестра рисков, оценка вероятности возникновения рисков и способы контроля рисков. Основными рисками, влияющими на экономику проекта, являются геологические, технологические и политические. Далее в таблице 7 приведен перечень основных рисков, способы воздействия на них и вероятность возникновения.

Таблица 6.3.

Перечень рисков

Риски	Описание	Факторы снижения риска	Вероятность возникновения	Масштаб воздействия	Управляемость
Геологические	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Неподтверждение планируемого уровня запасов ➤ Особенности строения и свойств объекта 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Проведение испытаний пласта А6 ➤ Качественное выполнение ГИС, интерпретации ГИС, исследований керна и пластовых флюидов ➤ Контроль качества ГМ и ГДМ, корректный прогноз 	Средняя	Высокий	Низкая
Проектные документы	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Несвоевременная подготовка проектных документов на бурение 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Заключение договоров согласно процедуре контрактования 	Низкая	Средний	Высокая
Сжигание газа	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Предписания контролирующих органов с устранением нарушений в части сверхнормативного сжигания газа 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Качественное исследование пластовых флюидов ➤ Обеспечение постоянного расхода ГЖС на входе в УПСВ Кур-ая для стабильной работы инфраструктуры по утилизации ПНГ 	Низкая	Низкий	Высокая
Технологические	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Солеотложения ➤ АСПО ➤ Гидратообразование ➤ Коррозийное воздействие ➤ Ограничение добычи в следствии нехватки пропускной способности трубопроводов АГЗУ11-АГЗУ7, АГЗУ7-УПСВ Кур-ая 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Качественные исследования пластовых флюидов ➤ Применение технологий по предупреждению и борьбе с солеотложением, АСПО, гидратообразованием и коррозионным воздействием ➤ Расчет более детального прогноза уровней добычи Крас-ого и Кур-ого месторождений и оценка освобождающихся мощностей УПСВ Кур-ая 	Низкая	Высокий	Высокая
Внешне-политические и экономические факторы	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Цена на нефть на внешнем рынке ➤ Санкции ➤ Ограничение ОПЕК ➤ Изменение отношений со странами-партнерами, странами-потребителями 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Мониторинг динамики внешнего рынка и политической обстановки ➤ Корректировка экономической модели 	Средняя	Высокий	Низкая
Внутри-политические и экономические факторы	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Изменения в системе налогообложения ➤ Изменения в федеральных законах и правовых актах, регулирующих проведение нефтегазодобычи 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Корректировка экономической модели 	Низкая	Высокий	Низкая

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной работы была выполнена технико-экономическая оценка перспективности вовлечения в разработку пропущенных залежей башкирского яруса М-го месторождения.

Пропущенные залежи в пределах Башкирского яруса были обнаружены в пределах П-го, Южно-Г-го и Западно-Л-го поднятий.

В ходе выполнения проекта нами были проведены поиск и оценка пропущенных залежей по данным ГИС, оценена их ресурсная база. С учётом данной информации создана постоянно-действующая геолого-технологическая модель, основываясь на которой в ближайшее время будет проведён оперативный подсчёт запасов. Были спроектированы варианты разработки пропущенных залежей и даны рекомендации о целесообразности их вовлечения в разработку всего месторождения.

По завершению проделанной работы можно сделать следующие выводы:

- Начальные геологические ресурсы Южно-Г-го поднятия по варианту Р50 составляют 1550 тыс.т
- Рекомендуемый вариант разработки Южно-Г-го поднятия – обращенная семиточечная система с шагом сетки 500 м.
- Рекомендуемый вариант обустройства Южно-Г-го поднятия – подключение к существующей системе сбора продукции по пути АГЗУ-Н → АГЗУ-11 → АГЗУ-7 → УПСВ Кур-я → УПН Б-ая
- NPV оптимального варианта разработки Южно-Г-го поднятия составил 720 млн.руб. при дисконтированном периоде окупаемости 3 года и DPI 1,7
- Постановка на гос. баланс и вовлечение в разработку Западно-Л-го поднятия при текущих глобально-экономических показателях не рекомендуется

Минимальная цена на нефть, при которой разработка Западно-Л-го поднятия окажется рентабельной составляет 95.4 \$/баррель

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Оренбургская нефтяная акционерная компания. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области: справочник / Баранов В.К. [и др.]; Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1997. – 270 с.
2. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов : учебное пособие / Л. Косентино, И.Ю. Облачко. – М. : Институт компьютерных исследований, 2007. – 400 с.
3. Петерсильс В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом: методическое пособие / Петерсильс В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. – Тверь: НПЦ Тверьгеофизика, 2003. – 213 с.
4. Подборонов Д.А. Краткое пособие по интерпретации основных методов геофизических исследований скважин и их сопоставление с зарубежными аналогами: методическое пособие / Д.А. Подборонов, С.В. Тарасов. – Саратов.: ТНК-ВР, 2005. – 43 с.
5. Создание петрофизической модели и методики интерпретации геофизических исследований скважин: методические указания ПАО НК-Роснефть / – М.: 2010, – 72 с.