

Товарищество с ограниченной ответственностью
«Gold Tengry Estate»
Товарищество с ограниченной ответственностью
«Каспиан Энерджи Ресерч»

Экз. __

Номер
Государственной лицензии
18020929 от 19.11.2018г.

Утверждаю:
Директор ТОО «Gold Tengry Estate»
«Gold Tengry Estate» Тлекметов А.А.
" _____ " _____ 2024 г.

**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАСАБАЙ**
(по состоянию на 01.07.2023г.)
Договор № GTE-S-PW-01-23 от 01.06.2023г.

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»



Джамикешов А.М.

г. Атырау, 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ОТВЕТСТВЕННЫЕ ИСПОЛНИТЕЛИ	РАЗДЕЛЫ ПРОЕКТА
Ответственный исполнитель _____Амангельды А.Б.	Введение, Главы 3-4, заключение
Зам.начальника отдела геологии, подсчета запасов и интерпретации ГИС _____Тасмагамбетова Г.А.	Глава 2
Экономист отдела разработки нефтегазовых месторождений _____З.И.Кенжалиева	Глава 5
Начальник отдела проектирования строительства скважин _____Умбетов Е.К.	Глава 13
Ведущий инженер отдела проектирования строительства скважин _____Туралиев К.С.	Раздел гл. 6, 7
Инженер- эколог природноохранного проектирования _____Калманова Г.Т.	Глава 10
Техник отдела разработки _____Саматова А.Б.	Техническое оформление графических приложений, оформление рисунков к тексту, формирование текста проекта

Нормоконтролёр:

Саматова А.Б.

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Наименование раздела	Стр.
1	2	3
	СОДЕРЖАНИЕ	3
	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ	6
	СПИСОК ТАБЛИЦ	8
	СПИСОК РИСУНКОВ	11
	СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ	12
	СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ	13
	РЕФЕРАТ	14
	ВВЕДЕНИЕ	16
1	1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	19
2	2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	21
	2.1 Характеристика геологического строения	21
	2.1.1 Стратиграфия	21
	2.1.2 Тектоника	24
	2.1.3 Нефтеносность	27
	2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	35
	2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды	44
	2.3.1 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	44
	2.3.2 Свойства нефти в пластовых условиях	51
	2.3.3 Товарная характеристика нефти	55
	2.3.4 Состав и свойства растворенного в нефти газа	56
	2.3.5 Физические свойства и химический состав подземных вод	59
	2.4 Физико-гидродинамические характеристики	63
	2.5 Запасы нефти и газа	64
3	3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	71
	3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	71
	3.1.1 Анализ результатов опробования скважин	71
	3.1.2 Анализ гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов	80
	3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	85
	3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	85
	3.2.1.1 Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов	86
	3.2.2. Анализ выработки запасов нефти из пластов	86
	3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	87
	3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	105
	3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	105
	3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки	106

1	2	3
	3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	107
	3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки	107
	3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	110
	3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	113
	3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	113
	3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	115
	3.4.6 Обоснование проектных показателей, относимых к контрактным обязательства	115
	3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	119
4	4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	122
	4.1 Технологические показатели вариантов разработки	122
	4.2 Экономические показатели вариантов разработки	129
	4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	140
5	5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО К УТВЕРЖДЕНИЮ ВАРИАНТА	141
	6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	143
6	6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	143
	6.1.1 Обоснование и выбор способа эксплуатации скважин по технологическим условиям эксплуатации	143
	6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	148
	6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	152
	6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	154
	6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	154
7	7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	155
	7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	155
	7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	159
8	8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	162
9	9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	165
	9.1 Обязательный комплекс промысловых исследований	165
	9.2 Комплекс физико-химических исследований нефти и газа	166
	9.3 Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин	166
	9.4 Комплекс гидродинамических исследований	169
10	10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	172

1	2	3
11	11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	173
12	12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	176
13	13. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	177
	13.1 Общие положения	177
	13.2 Основные условия проведения расчетов	178
	13.3 Расчет затрат на ликвидацию скважин	178
	13.4 Общая стоимость ликвидации скважин	178
	13.5 Расчет рекультивации земли	179
	13.6 Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства	179
	13.7 Расчет ликвидационных отчислений, определение величины ликвидационного фонда и базового норматива	181
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	184

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Приложение №1 к договору № GTE-S-PW-01-23 от 01 июня 2023

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на оказание услуг по подготовке проектной документации по месторождению Масабай

1. **Целевое назначение работ:** предоставление услуг по подготовке проектной документации по месторождению Масабай:
 - Проект разработки месторождения Масабай;
 - Проект Отчета о возможных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Масабай».
2. **Основание на проведение работ:**
 - Контракт на Добычу углеводородов на месторождении Масабай в Атырауской области Республики Казахстан, № 5178-УВС от 17.02.2023г.;
 - Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК;
 - Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;
 - Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
 - Правила проведения государственной экологической экспертизы, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 317.
3. **Краткая характеристика**
 По административному делению месторождение Масабай расположено в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан. Месторождение открыто в 1977г. поисковой скважиной №2, из которой при опробовании триасовых отложений был получен приток нефти дебитом 32 м³/сут.
 ТОО «Gold Tengry Estate» планирует проведение работ на основании Контракта № 5178-УВС на Добычу углеводородов на месторождении Масабай, подписанного между Министерством энергетики РК и ТОО «Gold Tengry Estate» 17 февраля 2023г. Контракт заключен на срок равный 25 годам и действует до 17.02.2048 г. Площадь горного угодья составляет 1,47 кв.км., глубина – до абсолютной отметки минус 2000 м.
4. **Техническое задание на составление «Проекта разработки месторождения Масабай» (далее «Проект»)**
 - 4.1 Основные требования к Проекту:
 - 4.1.1 Проект выполняется согласно действующим «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», утвержденным приказом №329 от 24.08.2018 г. и.о. Министра энергетики РК;
 - 4.1.2 Исходную геолого-промысловую информацию необходимо учесть по состоянию на 01.07.2023 г., а также любую дополнительную информацию, полученную до завершения работ по проекту разработки месторождения, результаты которой могут повлиять на принятие проектных решений и выполнение технико-экономических расчетов;
 - 4.1.3 Первый год расчета проектных технико-экономических показателей – 2024 г.;
 - 4.1.4 Рассмотреть не менее трех вариантов разработки, включая варианты с ГПД водой.
 - 4.2 Экспертная оценка и утверждение Проекта:
 - Согласование Проекта с Заказчиком;
 - Сопровождение Проекта при проведении независимой экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки;
 - Защита Проекта на заседании ЦКРР РК.
5. **Техническое задание на составление Проекта Отчета о возможных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Масабай» (далее «Отчет»)**
 - 5.1. Состав работы:
 - 5.1.1 Состав разделов Отчета и степень их проработки определить с учетом требований и рекомендаций нормативно-правовых актов, действующих на дату составления Отчета.

5.2. Экспертная оценка и утверждение Отчета:

- Согласование Отчета с Заказчиком;
- Организация и проведение общественной экологической экспертизы (общественные слушания) по месту административной принадлежности производственного объекта, согласно «Правил проведения общественных слушаний» утвержденных приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286;
- Согласование Отчета в контролирующих органах согласно действующему законодательству и получение заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду на Отчет.

6. Сроки выполнения работ по подготовке проектной документации по месторождению Масабай:

- Проект разработки месторождения Масабай: июль 2023г. - февраль 2024г.;
- Проект Отчета о возможных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Масабай»: июль 2023г. – декабрь 2023г.

7. Количество экземпляров:

- Передача Заказчику 3 (трех) экземпляров каждого проектного документа с графическими приложениями на бумажных носителях и в цифровом виде на CD.

8. Специальные требования к потенциальным подрядчикам:

- 8.1. Наличие лицензии на вид деятельности: "Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов. Подвид: Подпункт 11 - Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализ разработки месторождений углеводородов";
- 8.2. Наличие лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды;
- 8.3. Наличие у потенциального поставщика опыта, обязательное участие основных специалистов, главных специалистов по геологии, геофизике, разработке, гидродинамическому моделированию которые являются авторами проектной документации на проведение геологоразведочных работ в Южно-Эмбенском нефтегазоносном районе;
- 8.4. Все дополнительные вопросы, не нашедшие отражения в настоящем техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика, рассматриваются в рабочем порядке, и при необходимости должны учитываться в проектной документации;
- 8.5. Подрядчик обязуется устранить все замечания, которые могут возникнуть при согласовании предварительных результатов с Заказчиком.
- 8.6. При возникновении замечаний по проектной документации со стороны контролирующих органов, на основании авторства устранять замечания от имени Исполнителя по согласованию с Заказчиком.
- 8.7. Вся переписка и корреспонденция с контролируемыми органами должна осуществляться по согласованию с Заказчиком.
- 8.8. Все изменения, дополнения и рекомендации должны вноситься в проектную документацию после согласования с Заказчиком.

Директор
ТОО «Gold Tengry Estate»



Жекметов А.А.

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№ табл.	Наименование таблиц	Стр.
1	2	3	4
1	2.2.1	Характеристика толщин пластов	39
2	2.2.2	Статистические показатели характеристик неоднородности пласта	40
3	2.2.3	Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности по горизонтам	41
4	2.3.1	Физико-химические свойства и фракционный состав нефти в поверхностных условиях	48
5	2.3.2	Свойства пластовой нефти	53
6	2.3.3.1	Характеристика бензиновой фракции, выкипающей при 45-200°C	55
7	2.3.3.2	Характеристика светлой фракции, выкипающей при температуре 200 - 350°C	55
8	2.3.4	Компонентный состав газа растворенного в нефти	58
9	2.3.5	Содержание ионов и примесей в пластовой воде	61
10	2.5	Сводная таблица подсчета запасов нефти	66
11	3.1.1	Результаты опробования скважин месторождения Масабай	75
12	3.1.2	Результаты гидродинамических исследований КВД и КВУ	81
13	3.1.3	Результаты исследований МУО скважины 20. Горизонт Ю-VI.	82
14	3.1.4	Результаты исследований МУО скважины 20. Горизонт J ₁ .	83
15	3.1.5	Результаты исследований МУО скважины 2. Горизонт РТ-II.	84
16	3.1.6	Результаты гидродинамических исследований МУО по месторождению	84
17	3.2.1	Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.07.2023г.	86
18	3.2.2	Выработка запасов по объектам эксплуатации	87
	3.2.3	Результаты замеров пластового давления	89
19	3.2.4	Техническое состояние скважин	91
20	3.2.5	Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению	99
21	3.2.6	Сравнение проектных и фактических показателей по I объекту.	100
22	3.2.7	Сравнение проектных и фактических показателей по II объекту (Ю-IIIa+Ю-IIIб+ Ю-IV).	101
23	3.2.8	Сравнение проектных и фактических показателей по III объекту (Ю-V).	102
24	3.2.9	Сравнение проектных и фактических показателей по IV объекту (J ₁)	103
25	3.2.10	Сравнение проектных и фактических показателей по V объекту (РТ-I+РТ-II).	104
26	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	109
27	3.4.2	Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки по эксплуатационным объектам	111
28	3.4.3	Движение фонда и ввод новых скважин по 1 варианту разработки	112
29	3.4.4	Движение фонда и ввод новых скважин по 2 варианту разработки	112
30	3.4.5	Движение фонда и ввод новых скважин по 3 варианту разработки	112
31	3.4.6	Проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам	117
32	3.5.1	Нормативы для расчета капитальных вложений	119

33	3.5.2	Нормативы для расчета эксплуатационных затрат	120
1	2	3	4
34	3.5.3	Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции	121
35	4.2.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1.	124
36	4.2.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1.	125
37	4.2.3	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2.	126
38	4.2.4	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2.	127
39	4.2.5	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3.	128
40	4.2.6	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3.	128
41	4.2.7	Капитальные вложения 3 вариант	131
42	4.2.8	Расчет доход от реализации продукции 3 вариант	132
52	4.2.9	Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции 3 вариант	135
53	4.2.10	Суммарные выплаты Государству в виде налогов 3 вариант	137
54	4.2.11	Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности 3 вариант	139
55	4.3.1	Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)	140
56	5.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки месторождения	141
57	6.1.1	Исходные параметры	146
58	7.1.1	Конструкция скважин	155
59	8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по месторождению	162
60	9.1.1	Комплекс исследований скважин по контролю за разработкой	170
61	11.1	Предлагаемые географические координаты угловых точек	173
62	13.4.1	Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин	178
63	13.5.1	Сводный сметный расчет стоимости рекультивация земли	178
64	13.6.1	Сводный сметный расчет стоимости ликвидации обустройства на месторождении	179
65	13.7.1	Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	181
66	13.7.2	Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд по годам на период 2024-2036гг.	181

СПИСОК РИСУНКОВ

№ п/п	№ рис.	Наименование рисунков	Стр.
1	2	3	4
1	1.1	Обзорная карта	19
2	2.1.2	Фрагмент временного разреза 018103	25
3	3.1.1	Индикаторная диаграмма по скважине 20 (горизонту Ю-VI).	82
4	3.1.2	Индикаторная диаграмма по скважине 20 (горизонту J1).	82
5	3.1.3	Индикаторная диаграмма по скважине 2 (горизонту РТ-II).	83
6	3.2.2	Зависимость пластового давления от накопленной добычи жидкости по II объекту	88
7	3.2.3	Зависимость пластового давления от накопленной добычи жидкости по III объекту	88
8	3.2.4	Распределение накопленной добычи нефти по объектам	93
9	3.4.1	Распределение геологических запасов нефти по объектам	107
10	6.1.1	Объект-III. Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье (НКТ=73 мм)	146
11	6.3.1	Существующая схема системы сбора и подготовки нефти месторождения Масабай	152

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	№ табл.	Наименование таблиц	Стр.
1	2	3	4
1	1	Капитальные Вложения 1 Вариант	184
2	2	Расчет дохода от реализации продукции 1 Вариант	185
3	3	Эксплуатационные затраты 1 Вариант	186
4	4	Суммарные выплаты Государству в виде налогов Вариант 1	188
5	5	Расчет чистой прибыли и потока денежной наличности Вариант 1	189
6	6	Капитальные Вложения 2 Вариант	190
7	7	Расчет дохода от реализации продукции 2 Вариант	191
8	8	Эксплуатационные затраты 2 Вариант	192
9	9	Суммарные выплаты Государству в виде налогов Вариант 2	194
10	10	Расчет чистой прибыли и потока денежной наличности Вариант 2	195

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

п/№	Наименование	№при лож.	Кол-во листов	Масштаб	Гриф огранич. доступа
1	2	3	4	5	6
1	Структурные карты по III, V и VI отражающим горизонтам	1	1	1:50000	н/с
2	Геолого-литологические профили по линиям I-I, II-II	2	1	гор.1:5000 верт.1:2500	н/с
3	Горизонт М-II а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	3	1	1:10000	н/с
4	Горизонты Ю-Iб, Ю-IIIа, Ю-IIIб а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	4	1	1:10000	н/с
5	Горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-VI а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	5	1	1:10000	н/с
6	Горизонт J ₁ а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	6	1	1:10000	н/с
7	Горизонты РТ-I, РТ-II, РТ-III а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	7	1	1:10000	н/с
8	Горизонт Ю-V Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по I, II, III вариантам	8	1	1:10000	н/с

РЕФЕРАТ

Работа содержит: страниц – 195, таблиц – 66, рисунков – 11, табличных приложений- 10, графических приложений – 8.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГОРИЗОНТ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, ОБЪЕКТ, СКВАЖИНА, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА, ПОДСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ, ПЛАСТОВОЕ, ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЯ, ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ, СКВАЖИНА, СЕТКА СКВАЖИН, СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ, ДОБЫЧА НЕФТИ, ЖИДКОСТИ, ЗАКАЧКА, ДЕБИТ, ВЫРАБОТКА ЗАПАСОВ, ЗАВОДНЕНИЕ, ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ, МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.

Объект исследования – система разработки месторождения Масабай.

Цель работы – совершенствование и обоснование рациональной системы разработки нефтяных залежей месторождения Масабай на основании Пересчета запасов нефти и газа по состоянию изученности на 15.05.2012г (Протокол ГКЗ РК №1276-13-У от 3 апреля 2013г.).

В работе приведены сведения о геологическом строении и геолого-промысловой характеристике продуктивных горизонтов, физико-химических свойствах пластовых флюидов и запасах нефти и газа. Проанализировано текущее состояние разработки и проведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки, определены причины отклонения фактических показателей от проектных. Рекомендованы мероприятия по совершенствованию системы разработки. Обоснованы исходные данные для проведения технологических расчетов.

Проведен анализ эксплуатационных показателей работы скважин, объектов разработки и месторождения в целом, просчитаны технологические показатели по базовому варианту и по вариантам с различной плотностью сетки скважин, с разным темпом ввода проектных скважин из бурения. Просчитаны экономические показатели этих вариантов и по экономическим критериям выбран для практического внедрения наиболее рациональный вариант. На основе выбранного варианта с плотностью, темпом и порядком разбуривания, рассмотрены варианты с проведением геолого-технических мероприятий для совершенствования системы разработки и применением различных методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации притоков.

По результатам анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый 3 вариант разработки объектов месторождения Масабай.

По рекомендуемому 3 варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи: обоснованы способы эксплуатации скважин, разработаны мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями в процессе их работы, даны

рекомендации по реконструкции промысловых систем сбора и транспорта продукции скважин и системы ППД.

Представлены рекомендации по организации и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, по бурению горизонтальных скважин. Намечены мероприятия по контролю разработки продуктивных пластов и эксплуатации скважин, по охране недр и окружающей среды.

Область применения – месторождение Масабай.

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения является ТОО «Gold Tengry Estate», имеющее Контракт № 5178-УВС от 17 февраля 2023 года на добычу углеводородов на месторождении Масабай в Атырауской области Республики Казахстан. Площадь участка недр (горного отвода) составляет 1,47 кв.км, глубина отработки – на вертикальных разрезах до абсолютной отметки минус 2000 м (рег.№540-Д-УВ от 19.01.2023г).

В 1974 г на площади Масабай проведены сейсморазведочные работы партией 4/74 треста «Эмбанефтегеофизика», в результате была выявлена и подготовлена к разведочному бурению структура Масабай. По данным интерпретации полученного материала построены структурные карты по отражающим горизонтам III (подошва неокома), V (поверхность пермтриаса) и VI (поверхность соли).

В период с 1976-1980гг на площади проводилось глубокое поисковое бурение, было пробурено 8 поисково-разведочных скважин 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8. По результатам бурения в разрезе месторождения выявлены две нефтяные залежи в пермтриасовых отложениях (РТ-I и РТ-II). Продуктивность выявленных горизонтов доказана получением притоков нефти при опробовании.

Первооткрывательницей месторождения является скважина 2, в которой при опробовании интервала 1923-1929 м получен приток нефти дебитом 26,4 м³/сут при 3 мм штуцере.

В 1978 году ЦНИЛом ПОЭН был выполнен оперативный подсчет запасов нефти по II пермтриасовому горизонту по состоянию изученности на 01.01.1978г. ЦКЗ МНП СССР (протокол от 02 марта 1978 г.) запасы нефти были приняты на Государственный баланс по категории С₁ в количестве 486,0 тыс. т геологических и 243,0 тыс. т извлекаемых.

В 1986 году ЦНИЛом ПО «Эмбанефть» был составлен проект пробной эксплуатации II пермтриасового горизонта. С целью дальнейшего уточнения строения геологической модели пермтриасовых горизонтов в проекте предусмотрено бурение 5 эксплуатационно-оценочных скважин 9, 10, 11, 12, 13. Проект не был реализован.

В 1994 году на площади проведены сейсмические исследования МОГТ, по результатам которых уточнено строение III, V, VI отражающих горизонтов.

В 1996 году ЦНИЛом АО «Эмбаунайгаз» было составлено Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Масабай, в котором пересмотрено количество, местоположение и дебиты проектных скважин. По данному проекту были пробурены 2

скважины 9, 11. Скважины не дали положительных результатов. Пробная эксплуатация не осуществлена.

В 2004 году АО НИПИ «Каспиймунайгаз» составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти по I пермотриасовому горизонту по состоянию на 01.04.2004г.» (Протокол ГКЗ РК №380-05-П от 11.02.2005г.)). Запасы нефти были приняты ГКЗ РК в следующих количествах:

- по категории C_1 : геологические 96,4 тыс.т, извлекаемые 48,2 тыс.т,
- по категории C_2 : геологические 132,9 тыс.т, извлекаемые 66,3 тыс.т.

Всего по месторождению запасы нефти по I и II пермотриасовым горизонтам составили:

- по категории C_1 : геологические 582,4 тыс.т, извлекаемые 291,2 тыс.т.
- по категории C_2 : геологические 132,9 тыс.т, извлекаемые 66,3 тыс.т.

В 2006 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Проект доразведки месторождения Масабай». Проектом предусмотрено бурение 3 независимых (20, 21, 24) и 4 зависимых (22, 23, 25, 26), разведочных скважин глубиной 2000м. На дату составления настоящего проекта пробурены три скважины 20, 21, 23. По результатам бурения разведочных скважин были выявлены продуктивные горизонты в юрских отложениях: два среднеюрских горизонта Ю-V, Ю-VI и один нижнеюрский J_1 . Продуктивность выявленных горизонтов Ю-V и J_1 доказана получением притоков нефти при опробовании.

В 2007 году ТОО «КаспианЭнерджиРесерч» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти по юрским горизонтам месторождения Масабай», который утвержден в ГКЗ РК (Протокол №650-07-П от 25.12.2007г.) Запасы юрских продуктивных горизонтов были приняты в количестве:

В 2007 году ТОО «КаспианЭнерджиРесерч» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти по юрским горизонтам месторождения Масабай, который утвержден в ГКЗ РК (Протокол №650-07-П от 25.12.2007г.) в количествах:

- по категории C_1 : геологические 111,23 тыс.т, извлекаемые 44,49 тыс.т,
- по категории C_2 : геологические 91,75 тыс.т, извлекаемые 36,7 тыс.т.
- по категории C_2 : геологические 2,0 тыс.т, извлекаемые 0,8 тыс.т.

Всего по месторождению запасы нефти составили:

- по категории C_1 : геологические 693,6 тыс.т, извлекаемые 335,7 тыс.т.
- по категории C_2 : геологические 224,7 тыс.т, извлекаемые 103,1 тыс.т.

В 2008г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Масабай». Проект рассмотрен и утвержден ЦКР РК и месторождение введено в пробную эксплуатацию.

В 2007–2008гг ТОО «Е.М.Е» на основании «Проекта доразведки» пробурило 3 разведочных скважин (23, 26, 27) с целью поиска и разведки залежей УВ в отложениях нижнего мела, юры и пермтриаса. В результате опробования скважин 23 и 26 установлена промышленная нефтеносность нижнемелового (М-II) и среднеюрских горизонтов (Ю-I, IIIa, IIIб, IV).

В 2009г. ТОО «Болашақ Мұнай Проект» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти по Ю-I, IIIa, IIIб, IV среднеюрским и нижнемеловым горизонтам месторождения Масабай», запасы УВ приняты в ГКЗ РК.

В 2009г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Масабай». Проект рассмотрен и утвержден ЦКР РК (Протокол №57 от 11.06.2009г.).

В 2011г на основании «Проекта доразведки» пробурена 1 разведочная скважина с целью поиска и разведки залежей УВ в отложениях нижнего мела, юры и пермтриаса.

В 2013 году выполнен и защищен на ГКЗ РК Пересчет запасов нефти и газа по состоянию изученности на 15.05.2012г (Протокол ГКЗ РК №1276-13-У от 3 апреля 2013г.).

Запасы в целом по месторождению составили:

начальные геологические по категориям: C_1 -753 тыс.т., C_2 -340 тыс.т., C_1+C_2 - 1093тыс.т.;

начальные извлекаемые по категориям: C_1 – 239 тыс.т., C_2 - 101 тыс.т.; C_1+C_2 – 340 тыс.т.

Соотношение запасов нефти категорий C_1 и C_2 составляет 69% и 31%.

На дату составления проекта месторождение находится в консервации.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Нефтяное месторождение Масабай в географическом отношении расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

В административном отношении площадь расположена на территории Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются: г.Кульсары, нефтепромысловый поселок Косчагыл. Областной центр г. Атырау находится в 250 км к северо-западу (рис.1.1).

Ближайшая железнодорожная станция - Кульсары расположена к северо-востоку в 43 км, а ближайшее разрабатываемое месторождение Косчагыл к северо-востоку в 15 км. В 20 км западнее месторождения проходит газотранспортная магистраль «Средняя Азия – Центр» и нефтепровод «Мангышлак – Самара».

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с областным центром от г. Кульсары по асфальтированной трассе Актау-Атырау и железной дороге.

В геоморфологическом отношении район представляет собой равнинную низменность, расчлененную большим количеством соров, вытянутых в широтном направлении. Рельеф слаборасчлененный, всхолмленный. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах минус 14м - минус 18м над уровнем моря.

Гидрографическая сеть не развита. Обеспечение питьевой и технической водой осуществляются автотранспортом из промысла Косчагыл. Связь с месторождением осуществляется автотранспортом по грунтовым дорогам.

Растительный мир представлен исключительно травами, в основном полынью, верблюжьей колючкой и т.д.

Из крупных животных встречаются волки, лисы, сайгаки, которые периодически приходят в эти места из южных районов.

Полезные ископаемые района работ представлены нефтью и строительными материалами: песком, глиной.

Климат района резкоконтинентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур, с частыми сильными ветрами, переходящими зачастую в пыльные бури. Максимальная температура летом +30 - +40⁰С, минимальная зимой – 35-40⁰С. Годовое количество осадков обычно не превышает 200 мм.

Лабораторные, научно-исследовательские и промыслово-геофизические предприятия находятся в г. Атырау и его окрестностях.



2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Характеристика геологического строения

2.1.1. Стратиграфия

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дана на основе описания керна, комплекса ГИС, а также по аналогии с данными разреза соседних разрабатываемых месторождений – Косчагыл, Айранколь и др.

По данным пробуренных скважин, в геологическом строении месторождения принимают участие отложения от нижней перми до четвертичных включительно.

Пермская система – Р

Пермская система в пределах месторождения представлена нижним отделом – кунгурским ярусом.

Нижний отдел – Р₁

Кунгурский ярус – Р_{1к}. Наиболее древними отложениями, вскрытыми на месторождении, являются породы кунгурского яруса нижней перми, которые представлены двумя толщами: нижняя – соленосная и верхняя – гипсово-ангидритовая (кепрок). В литологическом отношении нижняя толща сложена каменной солью прозрачно-белой, местами грязно-белой, крупно-кристаллической, массивной, а верхняя – ангидритом с пластами глин.

Вскрытая толщина отложений яруса изменяется от 4м (скв.9) до 224м (скв.5).

Пермотриасовая система – РТ

Отложения триасовых пород рассматриваются совместно с верхнепермскими образованиями. Литологически пермотриасовый комплекс сложен серыми, мелко-среднезернистыми песками и песчаниками с прослоями темно-серых глин.

Вскрытая толщина пермотриасовых отложений колеблется от 86м (скв.26) до 199,3 м (скв.5).

К отложениям пермотриаса приурочены нефтяные горизонты – РТ-I, РТ-II, РТ-III.

Юрская система – J

Отложения юрской системы представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел – J₁

Нижнеюрские отложения залегают на размывтой поверхности пермотриасовых образований и литологически сложены песчаниками, песками, глинами и мелкогалечниковыми конгломератами.

Песчаники и пески серые, светло-серые, местами коричневатого-серые, кварцевые,

разнозернистые, реже среднезернистые, массивные, слабой крепости.

Толщина нижнеюрских пород изменяется от 45 м (скв.11) до 91 м (скв.20). К отложениям нижней юры приурочен нефтяной горизонт – J₁ нижнеюрский.

Средний отдел – J₂

Среднеюрские породы представлены песчаниками, глинами, алевролитами.

Глины серые, темно-серые, бурые, песчанистые, с прослоями светло-серых алевролитов, глинистых сланцев и бурых углей.

Песчаники и пески зеленовато-серые, крепкие, средне- и мелкозернистые, слюдистые с обуглившимися растительными остатками.

Алевролиты серые и темно – серые, мелкозернистые, массивные, средней крепости, с частыми прослойками аргиллитов темно-серого, массивного. В породе присутствуют частые линзообразные включения обугленных остатков растительного происхождения.

Толщина отложений среднеюрского отдела изменяется от 342 (скв.11) до 481 м (скв.4).

К отложениям средней юры приурочены среднеюрские горизонты – Ю-Ia, Ю-Iб, Ю-II, Ю-IIIa, Ю-IIIб, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, из них горизонты Ю-Iб, Ю-IIIa, Ю-IIIб, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI являются нефтяными, а горизонты Ю-Ia, Ю-II – водоносными.

Верхний отдел – J₃

Верхнеюрские отложения представлены глинами зеленовато-серыми, серовато-зелеными, известковистыми, с включением пирита, мелких обуглившихся растительных остатков с прослоями зеленовато-серых, мелкозернистых песков и сероватых, крепких мергелей.

Толщина отложений верхней юры колеблется от 58 м (скв.26) до 106 м (скв.5).

Меловая система – K

Отложения меловой системы распространены широко по площади и представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел – K₁

Нижнемеловой отдел представлен: готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами.

Готеривский ярус-K_{1g} залегает на размытой поверхности пород верхней юры. Литологически отложения представлены глинистыми образованиями с прослоями песков, песчаников и алевролитов.

Глины серые, зеленовато-серые, плотные, слабоалевритистые, местами слоистые. Слоистость обусловлена тонкими налетами светло-серого алеврита. Песчаники серые, мелкозернистые, известковистые, местами глинистые.

Вверх по разрезу залегают песчано-глинистые породы. Глины зеленовато-серые, плотные, песчанистые, слюдистые. Песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые на известковом цементе.

Толщина готеривского яруса составляет 54 (скв.20) – 86 м (скв.4).

Барремский ярус- K_1br . Ярус сложен пестроцветной толщей, представленной чередованием пестроокрашенных глин с зеленовато-серыми и темно-серыми песками и песчаниками.

К отложениям барремского яруса приурочены нижнемеловые горизонты – М-I, М-II, из них горизонт М-II является нефтяным, горизонт М-I – водоносным.

Толщина барремского яруса изменяется от 247 м (скв.5) до 268 м (скв.21).

Аптский ярус- K_1a . Отложения представлены глинами черными, плотными, с включением пирита, мелких обуглившихся растительных остатков. В основании аптских отложений залегает песчаный пласт, сложенный песками, песчаниками мелко-среднезернистыми.

Толщина аптского яруса колеблется от 59 м (скв.5) до 79 м (скв.9).

Альбский ярус- K_1al . Литологически нижняя часть альбского разреза сложена преимущественно глинистой толщей с прослоями песчаников, песков.

Глины серые и темно-серые, плотные, слюдистые, известковистые, с налетами и прослойками песка. Пески серые, светло-серые, тонкозернистые. Песчаники серые, зеленовато-серые, на глинисто-известковистом цементе.

Верхняя часть разреза представлена преимущественно песчаниками. Окраска пород меняется от светло-серого до темно-серого.

Толщина альбского яруса варьирует от 480 м (скв.9) до 506 м (скв.11, 27).

Верхний отдел – K_2

Верхнемеловые породы залегают на размывтой поверхности альбских отложений и представлены сеноманским, турон+коньякским, кампанским, маастрихтским ярусами.

Сеноманский ярус- K_2s . Отложения представлены глинами с прослоями песков и песчаников, серых, темно-серых.

Толщина сеноманского яруса составляет от 24 (скв.27) до 33 м (скв.4, 9).

Турон+коньякский ярусы- K_2t+k . Туронский и коньякский ярусы вследствие близости их литологических характеристик и сложности разделения рассматриваются совместно и представлены пачкой серовато-зеленых мергелей с прослоями известняков.

Толщина турон+коньякского яруса изменяется от 50 м (скв.8) до 71 м (скв.27).

Сантонский ярус- K_2st . Отложения яруса сложены белым писчим мелом и беловато-серыми, светло-серыми, крепкими мергелями.

Толщина сантонского яруса составляет от 33 м (скв.9) до 57 м (скв.26).

Кампанский ярус- K_2km . Кампанские отложения представлены чередованием глин и мергелей. Глины серовато-зеленые, органногенные, плотные.

Мергели светло-серые с зеленоватым оттенком, плотные с включениями пирита.

Толщина кампанского яруса изменяется от 56 м (скв.25) до 78 м (скв.8).

Маастрихтский ярус- K_2m . В литологическом отношении отложения яруса представлены мергелем светло-серым, плотным, слабо песчанистым.

Серыми, светло-серыми глинами.

Верхняя часть яруса представлена мелом белым, органогенным, рыхлым, плотным.

Толщина маастрихтского яруса колеблется от 129 м (скв.21) до 147 м (скв.8).

Палеогеновая система –Р

Палеогеновые отложения сложены буровато-зелеными, светло-серыми, плотными, глинами с прослоями мергелей, песков. Толщина палеогеновых пород изменяется от 26 (скв.21) до 46 м (скв.5).

Четвертичная система – Q

Отложения представлены чередованием тонких прослоев глин и песков. Толщина четвертичного покрова изменяется от 18 м (скв.27) до 35 м (скв.26).

2.1.2. Тектоника

Месторождение Масабай в тектоническом отношении расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах Биикжальского свода, где наблюдаются интенсивные проявления соляной тектоники. Солянокупольная структура Масабай характеризуется глубоким залеганием соляного ядра.

По VI отражающему горизонту она имеет округлую форму размером 3,5х3,0 км по замыкающей изогипсе минус 2200 м, вытянутую в субмеридиональном направлении. Минимальная глубина залегания кровли соли минус 2000 м. По данным бурения скважин в своде минимальная глубина залегания соли на отметке минус 1948,1 м отмечена в скважине 11, максимальная – на отметке минус 2168,3 м (скв.4).

Соляное ядро имеет два склона, западный и восточный, которые крутыми уступами погружаются в мульды. На северо-востоке через соляной перешеек купол Масабай соединяется с соляным куполом Косчагыл, на юго-западе - с соляным куполом Кызылкудук.

Надсолевые отложения разделяются сбросом F_1 меридионального направления на восточное опущенное и западное приподнятое крылья. Амплитуда сброса - около 100 м. Крылья имеют форму полусводов, примыкающих к сбросам. Восточное крыло по отложениям мела и средней юры осложнено подчиненным, примыкающим к F_1 , тектоническим нарушением f_1 . Таким образом, мы имеем структуру блокового строения. Грабен, заключенный между F_1 и f_1 , образует блок I, ко II блоку относится восточное окончание полусвода.

По V отражающему горизонту западное крыло структуры представляет собой полусводовое поднятие, экранированное тектоническим нарушением с востока. В пределах изогипсы минус 1850 м размеры крыла составляют 2,7х1,0 км, амплитуда 100 м. В пределах западного крыла пробурена 1 скважина (11). Восточное крыло также представляет собой полусводовое поднятие, экранированное тектоническим нарушением с запада. В пределах крыла пробурены 11 скважин (2, 4, 5, 8, 9, 20, 21, 23, 25, 26, 27). Размеры крыла по оконтуривающей изогипсе -1950 м составляют 2,3х0,8 км, амплитуда равна 50 м.

По III отражающему горизонту структурный план практически унаследован от V горизонта.

Западное крыло оконтурено изогипсой минус 1200 м и имеет размеры 2,0х0,9 км, амплитуду - 10 м.

Восточное крыло в пределах изогипсы минус 1325 м имеет размеры 2,3х0,8 км и амплитуду - 50 м.

По ОГ III по данным сейсмоки и бурения разведочных скважин 1, 2, 4, 5, 8, 11 в своде структуры вырисовывается грабен, разделяющий надсолевые отложения на западное и восточное крылья. По подошве неокомских отложений в своде ширина грабена достигает 800 м, а на юге составляет около 500 м.

Грабен ограничен основным сбросом структуры F_1 , подсеченным в скважинах 11 и 7 падающим на восток и дополнительным сбросом f_1 , подсеченным в скважинах 2, 8 падающим на запад.

Амплитуда сбросов увеличивается с глубиной: F_1 от 50 м в туроне до 100 м в верхней юре, а f_1 соответственно от 20 до 50 м.

В своде в пределах грабена пробурены 10 скважин (2, 8, 9, 11, 20, 21, 23, 25, 26, 27), на восточном крыле пробурены 2 скважины (4, 5).

Строение структуры по данным сейсмических исследований приведено на структурных картах по отражающим горизонтам.

По месторождению Масабай всего в меловых, юрских и пермотриасовых отложениях выделено 14 горизонта коллектора, из них 11 продуктивных - М-II, Ю-Iб, Ю-IIIа, Ю-IIIб, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, J₁, РТ-I, РТ-II, РТ-III, и 3 водоносных горизонта - М-I, Ю-Iа, Ю-II.

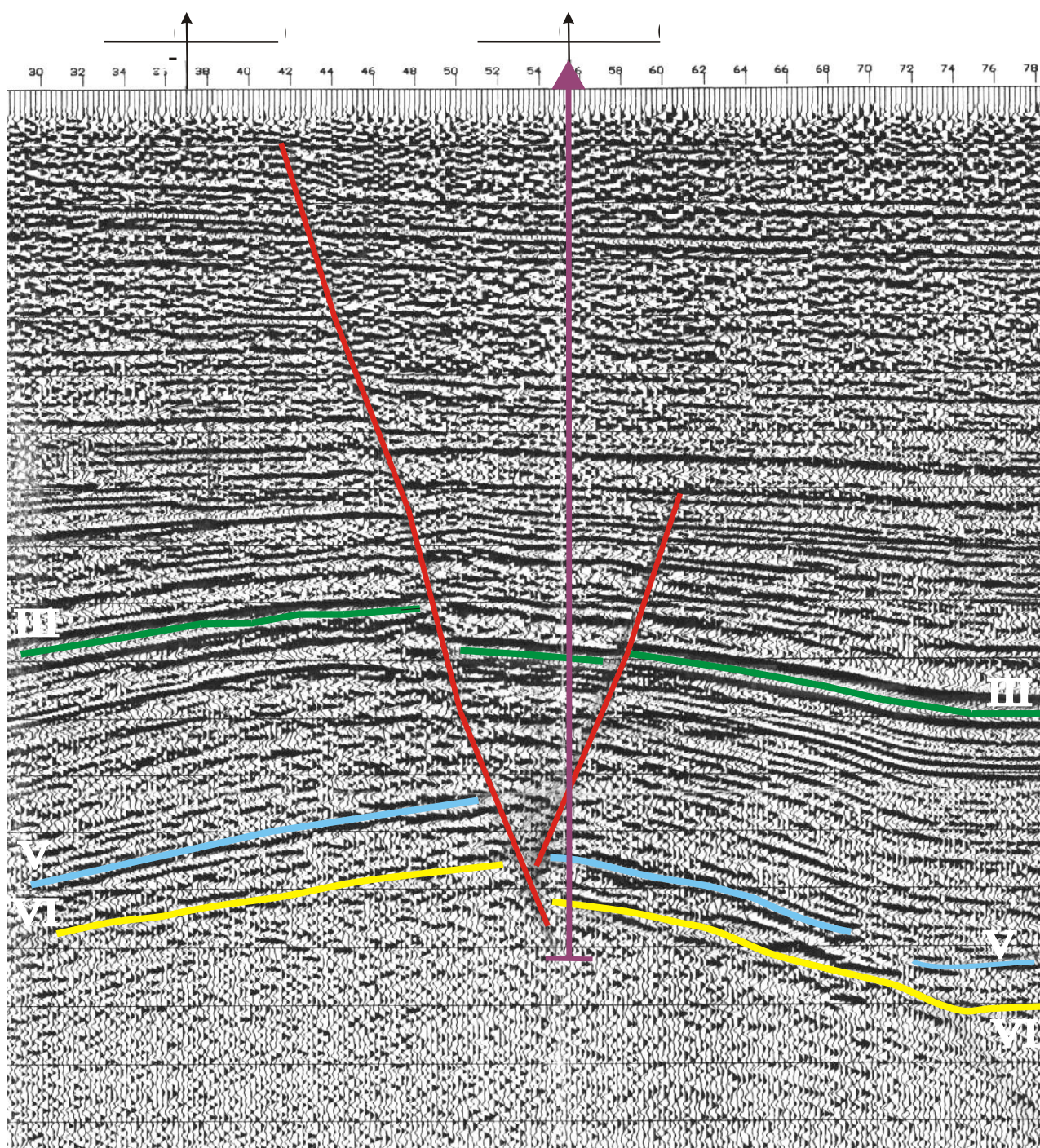


Рис.2.1.2 - Фрагмент временного разреза 018103

При построении геологической модели для нижнеюрского и пермотриасовых горизонтов взята структурная карта по V отражающему горизонту, для меловых и среднеюрских горизонтов за основу взята структурная карта по III отражающему горизонту.

Геологическое строение надсолевого комплекса месторождения очень сложное. По результатам бурения и опробования скважин обусловлена необходимость выделения и трассирования нескольких тектонических нарушений f'_1 , f_1 , f_2 , f_3 , f_4 , как оперяющих основное нарушение F_1 , в результате структура меловых, юрских и пермотриасовых продуктивных горизонтов имеет сложное, мелкоблоковое строение.

По пермотриасовым (РТ-III, РТ-II, РТ-I) и нижнеюрским (J_1) горизонтам серией глубинных разломов F_1 , f_2 , f_3 , f_4 структура разделена на 5 блоков (II, II', III, IV, IV').

По среднеюрским (Ю-VI, Ю-V, Ю-IV) горизонтам серией глубинных разломов F_1 , f_1 , f_2 структура разделена на 4 блоков (I, II, III, IV).

По среднеюрским (Ю-Iб, Ю-IIIа, Ю-IIIб) и меловым (М-II) горизонтам тектоническими нарушениями F_1 и f_1 структура разделена на 3 блока I, II и III.

Границами площадей продуктивности по каждому горизонту являются: принятые положения контактов нефть-вода, линии фациального замещения пластов-коллекторов, тектонические нарушения, выявленные по результатам сейсмических исследований МОГТ и данным бурения.

2.1.3. Нефтеносность

По месторождению Масабай всего в меловых, юрских и пермотриасовых отложениях выделено 14 горизонта коллектора:

- в меловых отложениях один нефтяной горизонт М-II;
- в среднеюрских отложениях 6 нефтяных горизонтов Ю-Iб, Ю-IIIа, Ю-IIIб, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI;
- в нижнеюрских отложениях 1 нефтяной горизонт J_1 ;
- в пермотриасовых отложениях 3 нефтяных горизонтов: РТ-I, РТ-II, РТ-III.

Ниже приводится описание продуктивных горизонтов, связанных с ними нефтяных залежей, обоснование водонефтяных контактов.

Горизонт М-II. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F_1 и f_1 на 3 блока I, II и III. По данным бурения новой скважины 25 нанесено нарушение f'_1 . Коллектора горизонта по данным ГИС в скважинах 23, 26 нефтеводонасыщены, в

скважинах 2, 4, 5, 8, 9, 11, 20, 21, 25, 27- водонасыщены.

К горизонту приурочена залежь нефти в пределах I блока, вскрытая скважинами 23, 26.

Залежь блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и востока сбросами, с юга и юго-востока – краевыми водами. Залежь водоплавающая.

По типу резервуара залежи пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 23 в интервале 1055,9-1060 м, где получен приток нефти дебитом $9,7 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1069,6 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1080,6 м в скважине 26, высота залежи 11 м. Площадь залежи блока составляет 390 тыс. м^2 .

Горизонт Ю-16. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F_1 и f_1 на 3 блока I, II и III. Коллектора горизонта по данным ГИС в I и III блоках водонасыщены в скважинах 25, 26, в скважинах 11, 23 литолого-фациально замещены, во II блоке в скважине 21 нефтенасыщены, в скважинах 2, 9, 27 водонасыщены, в скважинах 4, 5, 8, 20 – литолого-фациально замещены.

К горизонту приурочена залежь нефти в пределах II блока, вскрытая одной скважиной 21.

Залежь блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада сбросом, с юга зоной литолого-фациального замещения и с востока – краевыми водами.

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 21 в интервалах 1438,6-1440 м и 1456,7-1457,6 м, где получен приток нефти дебитом $3,8 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1453 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1456,8 м, высота залежи 3,2 м.

Площадь залежи блока составляет 61 тыс. м^2 .

Горизонт Ю-IIIa. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F_1 и f_1 на 3 блока I, II и III. Коллектора горизонта по данным ГИС в II и III блоках водонасыщены в скважинах 2, 4, 5, 8, 9, 20, 21, 27, в скважинах 11, 20 - литолого-фациально замещены, в I блоке в скважине 23 нефтеводонасыщены, в скважине 26 водонасыщены и в скважине 25-литолого-фациально замещены.

К горизонту приурочена залежь нефти в пределах I блока, вскрытая одной скважиной 23.

Залежь блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами и с севера зоной литолого-фациального замещения. Залежь водоплавающая.

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 23 в интервалах 1578,3-1579,1 м и 1579,9-1581,7 м, где получены притоки нефти дебитом 2,3 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1591,5 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1595,3 м, высота залежи 3,8 м.

Площадь залежи блока составляет 97 тыс. м².

Горизонт Ю-IIIб. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F_1 и f_1 на 3 блока I, II и III. Коллектора горизонта по данным ГИС во II и III блоках водонасыщены в скважинах 2, 4, 5, 9, 11 20, 21, 25, 27, в скважине 8 - литолого-фациально замещены, в I блоке в скважинах 23, 26 - нефтеводонасыщены.

К горизонту приурочена залежь нефти в пределах I блока, вскрытая двумя скважинами 23, 26.

Залежь блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и востока сбросами, с юга и севера – краевыми водами. Залежь водоплавающая.

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 23 в интервалах 1624,2-1626,2 м и 1616,7-1617,9 м, где получены притоки нефти дебитами 1,4-2,1 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1629,9 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1656 м, высота залежи 26,1 м.

Площадь залежи блока составляет 406 тыс. м².

Горизонт Ю-IV. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F_1 , f_1 и f_2 на 4 блока I, II, III и IV. Коллектора горизонта по данным ГИС в I, III и IV блоках водонасыщены в скважинах 11, 20, 26, в скважине 23 литолого-фациально замещены, во II блоке в скважине 21 нефтеводонасыщены, в скважинах 2, 4, 5, 8, 9, 25, 27 водонасыщены.

К горизонту приурочена залежь нефти в пределах II блока, вскрытая одной скважиной 21.

Залежь блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и юго - запада сбросами, с востока – краевыми водами.

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 21 в интервалах 1687-

1688 м и 1694-1696 м, где получен приток нефти дебитом $2,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1701,1 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1710,3 м, высота залежи 9,2 м.

Площадь залежи блока составляет 37 тыс. м^2 .

Горизонт Ю-V. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F_1 , f_1 и f_2 на 4 блока I, II, III и IV.

К горизонту приурочены залежи нефти в пределах I и II блока.

По типу резервуара залежи блоков пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные.

Залежь I блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами, с севера зоной литолого-фациального замещения.

Залежь вскрыта 2 скважинами 23, 26. По комплексу ГИС коллектора в скважине 23 нефтенасыщенны, в скважине 26 нефтеводонасыщены. Продуктивность пласта доказано опробованием в скважинах 23 и 26 в интервалах 1719,5-1723,1 м и 1716-1717,6 м, где получены притоки нефти дебитами $10,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $2,6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1729,8 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1749,7 м в скважине 26, высота залежи 19,9 м.

Площадь залежи блока составляет 232 тыс. м^2 .

Залежь II блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и юго-запада сбросами, с севера и востока – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 8. По комплексу ГИС коллектора в скважине 8 нефтенасыщенны, продуктивность пласта доказано опробованием в интервале 1739-1742 м, где получен притоки нефти дебитом $15 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1754,2 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1757,2 м, высота залежи 3 м.

Площадь залежи блока составляет 219 тыс. м^2 .

Горизонт Ю-VI. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F_1 , f_1 и f_2 на 4 блока I, II, III и IV.

К горизонту приурочены залежи нефти в пределах блоков I, II и IV.

По типу резервуара залежи блоков пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Залежь I блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 26. По комплексу ГИС коллектора в скважине 26 нефтеводонасыщены, продуктивность пласта доказано опробованием в интервале 1750,5-1752 м, где получен приток нефти дебитом $5,8 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1763 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус -1766,9 м, высота залежи 3,9 м.

Площадь залежи блока составляет 81 тыс. м^2 .

Залежь II блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада, юго-запада сбросами, с востока – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 8. По комплексу ГИС коллектора в скважине 8 нефтенасыщенны, продуктивность пласта опробованием не доказано.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1776,4 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1779,4 м, высота залежи 3 м.

Площадь залежи блока составляет 165 тыс. м^2 .

Залежь IV блока приурочена к полусводу, ограниченная с северо-запада, юго-запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважинами 20, 23. По комплексу ГИС коллектора в скважине 20 нефтенасыщенны, в скважине 23 нефтеводонасыщены. Продуктивность пласта доказана опробованием в скважинах 20 в интервалах 1724,5-1728,2, 1732-1735 м и 23 в интервале 1733,5-1740 м, где получены притоки нефти дебитами от $10,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $55,6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1745,3 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1756,6 м, высота залежи 11,3 м.

Площадь залежи блока составляет 116 тыс. м^2 .

Горизонт J₁. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F₁, f₁ и f₂ на 4 блока I, II, III и IV. К горизонту приурочены залежи нефти в пределах блоков I, II и IV.

По типу резервуара залежи боков пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Залежь I блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 26. По комплексу ГИС коллектора в скважине 26 нефтеводонасыщены, продуктивность пласта доказано опробованием в интервале 1788,2-1792 м, где получен приток нефти дебитом $16,6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1802,6 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1808,2 м, высота залежи 5,6 м.

Площадь залежи блока составляет 109 тыс. м^2 .

Залежь II блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и юго-запада сбросами, с востока – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 8. По комплексу ГИС коллектора в скважине 8 нефтеводонасыщенны, продуктивность пласта доказано опробованием в интервале 1777-1779 м, где получен фонтанный приток нефти дебитом 14,9 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1792,2 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1795,5 м, высота залежи 3,3 м.

Площадь залежи блока составляет 65 тыс. м².

Залежь IV блока приурочена к полусводу, ограниченная с северо-запада, юго-запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважинами 20, 23. По комплексу ГИС коллектора в скважинах 20, 23 нефтеводонасыщенны. Продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 20 в интервале 1764-1767м, где получен приток нефти при 4 мм штуцере дебитом 52,3 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1777,2 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1782,4 м, высота залежи 5,2 м.

Площадь залежи блока составляет 109 тыс. м².

Горизонт РТ-I. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F_1 , f_2 , f_3 и f_4 на 5 блоков II, II', III, IV и IV'. К горизонту приурочена залежь нефти в пределах блоков II, IV и IV'.

По типу резервуара залежи блоков пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Залежь II блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и юга сбросами, с востока – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважинами 25, 27. По комплексу ГИС коллектора в скважинах 25 и 27 нефтеводонасыщенны, продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 27, при испытании совместных интервалов 1885,2-1886,6 м и 1887,3-1888,6 м, где получен приток нефти дебитом 2,83 м³/сут и воды 6,06 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1895,7м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1899,9 м, высота залежи 4,2 м.

Площадь залежи блока составляет 163 тыс. м².

Залежь IV блока приурочена к полусводу, ограниченная с северо-запада, востока и юго-запада сбросами, с юга– краевыми водами.

Залежь вскрыта скважинами 8, 20. По комплексу ГИС коллектора в скважине 8 нефтенасыщенны, в скважине 20 нефтеводонасыщенны. Продуктивность пласта доказано

опробованием в скважинах 8 в интервале 1857-1872 м и в скважине 20 в интервалах 1856-1858 м и 1862-1864 м, где получены притоки нефти дебитом 43,6 м³/сут (скв. 8). В скважине 20 с интервалов 1856-1858 м и 1862-1864 м, получены притоки нефти дебитами 0,4-0,8 м³/сут и воды дебитами 1,1-5,1 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1868,2 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1885,2 м, высота залежи 17 м.

Площадь залежи блока составляет 128 тыс. м².

Залежь IV' блока приурочена к полусводу, ограниченная с северо-запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 23. По комплексу ГИС коллектора в скважине 23 нефтеводонасыщенны, продуктивность пласта доказано опробованием в совместных интервалах 1853,5-1855,5м и 1858,7-1860,2 м, где получен приток нефти дебитом 4 м³/сут и воды 21,7 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1866,6 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1872,5 м, высота залежи 5,9 м.

Площадь залежи блока составляет 64 тыс. м².

Горизонт РТ-II. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F₁, f₂, f₃ и f₄ на 5 блоков II, II', III, IV и IV'. К горизонту приурочены залежи нефти в пределах блоков II, IV и IV'.

По типу резервуара залежи блоков пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Залежь II блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и юга сбросами, с востока – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважинами 2, 9, 25, 27. По комплексу ГИС коллектора в скважинах нефтеводонасыщенны. Продуктивность пласта доказано опробованием в скважинах 2, 9, 27, где получены притоки нефти дебитами 6,66 - 32 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1922,4, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1945 м, высота залежи 22,6 м.

Площадь залежи блока составляет 359 тыс. м².

Залежь II' блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада, юго-запада и северо-востока сбросами, с юго-востока – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 21. По комплексу ГИС коллектора в скважине нефтеводонасыщенны, продуктивность пласта доказано опробованием в интервале 1893,6-1894,6 м, где получен приток нефти дебитом 3,1 м³/сут и воды дебитом 19,5 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1908,2 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус -1910,8 м, высота залежи 2,6 м.

Площадь залежи блока составляет 42 тыс. м².

Залежь IV блока приурочена к полусводу, ограничена с северо-запада, северо-востока и юго-запада сбросами, с юга-востока – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 20. По комплексу ГИС коллектора в скважине нефтеводонасыщены. Продуктивность пласта опробованием не доказано.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1894,5 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус -1895,3 м, высота залежи 0,8 м.

Площадь залежи блока составляет 31 тыс. м².

Залежь IV блока приурочена к полусводу, ограничена с северо-запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 23. По комплексу ГИС коллектора в скважине нефтеводонасыщены. Продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 23 в интервалах 1876-1879 и 1882,2-1884 м, где получены притоки нефти дебитами 10,9-56,6 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1889,5 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1898,3 м, высота залежи 8,8 м.

Площадь залежи блока составляет 163 тыс. м².

Горизонт РТ-III. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F_1 , f_2 , f_3 и f_4 на 5 блоков II, II', III, IV и IV'. К горизонту приурочены залежи нефти в пределах блоков II и II'.

Залежь II блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и юга сбросами, с севера солью, с востока – краевыми водами.

По типу резервуара залежь блока пластовая, сводовая, тектонически и стратиграфический экранированная.

Залежь вскрыта скважиной 27. По комплексу ГИС коллектора в скважине нефтеводонасыщены. Продуктивность пласта опробованием не доказано.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1970,7м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1974,5м, высота залежи 3,8 м.

Площадь залежи блока составляет 75 тыс. м².

Залежь II блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада, юго-запада и севера сбросами, с востока– краевыми водами.

По типу резервуара залежь блока пластовая, сводовая, тектонически

экранированная.

Залежь вскрыта скважиной 21. По комплексу ГИС коллектора в скважине нефтеводонасыщены, продуктивность пласта доказано опробованием в интервале 1950-1952 м, где получен приток нефти дебитом $3,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ и воды дебитом $19,8 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1965,1 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1966,9 м, высота залежи 1,8 м.

Площадь залежи блока составляет 41 тыс. м^2 .

2.2. Характеристика толщин коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

При изучении физико-литологической характеристики продуктивных отложений месторождения были использованы полевые описания и лабораторные исследования керна.

Со времени предыдущих оперативных подсчетов запасов (2009г.) с отбором керна пробурено одна скважина (скв.25).

Всего по месторождению лабораторные анализы проведены на 36 образцах, из них 12 образцов приходятся на продуктивные горизонты, 24 образцов на разделы между горизонтами.

По описанию керна и шлама, пласты-коллекторы меловых, юрских и пермтриасовых продуктивных горизонтов, представлены песчаниками и алевролитами. **Песчаники** серые, мелко, среднезернистые, алевритисто-глинистые, полевошпатово-кварцевые, слабосцементированные, водоносные, с карбонатно-глинистым цементом.

Алевролиты темно-серые, мелкозернистые, массивные, с прослойками (2-6см) аргиллита темно серого массивного средней крепости.

Породами-покрышками в данном разрезе являются глины, светло-серые, местами зеленые, средней крепости, мелко-среднезернистые.

Распределение нефтенасыщенных толщин по площади продуктивных горизонтов отражено на картах толщин.

Данные о толщинах продуктивных горизонтов и их неоднородности, коэффициентах пористости, нефтегазонасыщенности по скважинам, горизонтам по ГИС представлены в таблицах 2.2.1; 2.2.2; 2.2.3.

Горизонт М-II. Горизонт состоит из 1-4 песчаных пропластков-коллекторов отделенных глинистыми разделами и характеризуется коэффициент песчанистости от 0,178 до 0,767 д.ед., в среднем - 0,371 д. ед . Коэффициент расчлененности в среднем 2,3.

Общая толщина горизонта колеблется от 23,0 м до 38,0 м, при среднем значении 30,0, эффективная толщина изменяется от 5,6м до 20,7м при среднем значении – 10,7 м, нефтенасыщенная от 1,6м до 6,4м при среднем значении 4,0 м.

Горизонт анализами керна не освещен.

По данным ГИС среднее значения коэффициента пористости 0,228 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,510 д.ед.

Проницаемость по результатам гидродинамических исследований равна 0,734 мкм².

Горизонт Ю-I б. Горизонт состоит из 1-4 песчаных пропластков-коллекторов и характеризуется коэффициентом песчаности от 0,146 до 0,464 д.ед., в среднем 0,315 д. ед. Коэффициент расчлененности в среднем 3,0.

Общая толщина горизонта колеблется от 22,0 м до 37,0 м, при среднем значении 26,6 м, эффективная толщина изменяется от 4,1 м до 11,1 м, при среднем значении 8,1 м, нефтенасыщенная толщина равна 3,2 м.

Горизонт анализами керна не освещен.

По данным ГИС значение коэффициента пористости равно 0,179 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,580 д.ед.

Горизонт Ю-IIIа. Горизонт состоит из 2-3 песчаных пропластков-коллекторов отделенных глинистыми разделами и характеризуется коэффициентом песчаности от 0,111 до 0,156 д.ед., в среднем 0,133 д. ед. Коэффициент расчлененности в среднем 2,5.

Общая толщина горизонта колеблется от 28,0 м до 32,0 м, при среднем значении 29,3 м, эффективная толщина изменяется от 3,1 м до 5,0 м, при среднем значении 4,0 м, нефтенасыщенная толщина равна 2,7 м.

Горизонт анализами керна не освещен.

По данным ГИС среднее значения коэффициента пористости - 0,256 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,700 д.ед.

Горизонт Ю-IIIб. Пласт характеризуется коэффициентом песчаности от 0,278 до 0,658 д.ед., в среднем 0,468 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем 6,0.

Общая толщина пласта колеблется от 40,0 м до 41,0 м, при среднем значении 40,5 м, эффективная толщина изменяется от 11,4 м до 26,3 м, при среднем значении – 18,9 м, нефтенасыщенная - от 4,8 м до 9,8 м, при среднем значении – 7,3 м.

Горизонт анализами керна не освещен.

По данным ГИС среднее значение коэффициента пористости 0,221 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,570 д.ед.

Проницаемость по результатам гидродинамических исследований равна 0,117 мкм².

Горизонт Ю-IV. Общая толщина пласта колеблется от 40,0 м до 50,0 м, при среднем значении 46,5 м, эффективная толщина изменяется от 11,6 м до 31,6 м, при среднем значении 21,3 м, нефтенасыщенная 4,4 м.

Пласт характеризуется коэффициентом песчаности от 0,268 до 0,645 д.ед., в среднем 0,453 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем 2,7.

Горизонт анализами керна не освещен.

По данным ГИС среднее значение коэффициента пористости 0,210 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,535 д.ед.

Горизонт Ю-V. Общая толщина пласта колеблется от 16,2 м до 26,0 м, при среднем значении 20,3 м, эффективная толщина изменяется от 2,2 м до 10,6 м, при среднем значении 5,0 м, нефтенасыщенная от 1,2 м до 3 м, при среднем значении – 2,7 м.

Пласт характеризуется коэффициентом песчанистости от 0,125 до 0,408 д.ед., в среднем 0,241 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем 1,8.

Горизонт анализами керна не освещен.

По данным ГИС среднее значение коэффициента пористости 0,218 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,600 д.ед.

Горизонт Ю-VI. Общая толщина горизонта изменяется от 14 м до 26 м, средняя 18,5 м. Эффективная толщина изменяется от 3 м до 25,6 м в среднем 7,7 м, нефтенасыщенная варьирует в пределах 3 м до 7,4 м, среднее 5,1 м.

Горизонт характеризуется коэффициентом песчанистости от 0,188 до 0,985 д.ед в среднем 0,392 д.ед. коэффициент расчлененности 1,8.

Горизонт анализами керна не освещен.

По данным ГИС среднее значение коэффициента пористости равен -0,244 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,580 д.ед.

Проницаемость по результатам гидродинамических исследований равна 0,488 мкм².

Горизонт J₁. Общая толщина горизонта изменяется от 60,1 м до 91,0 м, средняя величина равна 75,8 м. Эффективная толщина изменяется от 44,6 до 74,6 м, в среднем 64,1 м, нефтенасыщенная варьирует в пределах 2,5 до 5,6 м, в среднем 4,1 м.

Горизонт характеризуется коэффициентом песчанистости от 0,649 до 0,959 д.ед, в среднем 0,847 д.ед., средняя величина коэффициента расчлененности - 4,5.

По керну по представительным образцам открытая пористость в среднем равна 0,346 д.ед., средняя проницаемость - 0,895 мкм².

Проницаемость по результатам гидродинамических исследований равна 0,536 мкм².

По данным ГИС среднее значение коэффициента пористости равен -0,238 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,590 д.ед.

Горизонт РТ-I. Общая толщина горизонта изменяется от 13,0 м до 18,8м, среднее значение 17,0 м. Эффективная толщин изменяется от 2,5 до 7,0 м, в среднем 4,1 м, нефтенасыщенная толщина варьирует от 1,9 до 7,0 м, в среднем 4,0 м.

Горизонт характеризуется коэффициентом песчаности от 0,133 до 0,389 д.ед, в среднем 0,247 д.ед., средняя величина коэффициента расчлененности - 2,7.

Горизонт анализами керна не освещен.

По данным ГИС среднее значение коэффициента пористости равен -0,205 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,742 д.ед.

Проницаемость по результатам гидродинамических исследований равна 0,145 мкм².

Горизонт РТ-II. Общая толщина горизонта изменяется от 10,9 м до 28,0м, средняя величина равна 20,8 м. Эффективная толщина изменяется от 2,1 до 10,6 м, в среднем 10,7 м, Нефтенасыщенные толщины варьируют от 0,8 до 11,1м, в среднем 6,5 м.

Коэффициент песчаности по горизонту изменяется от 0,084 д.ед. до 0,752 д.ед., в среднем 0,543 д.ед., коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 8, в среднем 3,0.

Проницаемость по керну равна 0,388 мкм², средняя величина открытой пористости равна 0,215 д.ед.

По данным ГИС среднее значение коэффициента пористости равен -0,184 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,495 д.ед.

Проницаемость по результатам гидродинамических исследований равна 0,135 мкм².

Горизонт РТ-III. Общая толщина горизонта изменяется от 20,6 м до 32,6м, средняя 27,4 м. Эффективная толщина изменяется от 18,6 до 32,8 м, в среднем 22,7 м, нефтенасыщенная толщина варьирует от 1,8 до 3,8м, в среднем 2,8 м.

Коэффициент песчаности по горизонту изменяется от 0,689 д.ед. до 1,000 д.ед., в среднем 0,837 д.ед., коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 3, в среднем 2,3.

Открытая пористость по керну равна 0,255 д.ед. Коэффициент нефтенасыщенности колеблется, равна 0,158 д.ед.

По данным ГИС среднее значение коэффициента пористости равен -0,181 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,525 д.е

Таблица 2.2.1 Характеристика толщин пластов

Толщина	Наименование	Горизонты										
		М-II	Ю-I6	Ю-IIIa	Ю-III6	Ю-IV	Ю-V	Ю-VI	J1	PT-I	PT-II	PT-III
		бл. I	бл. II	бл. I	бл. I	бл. II	бл. I+II	бл. I+II+IV	бл. I+II+IV	бл. II+IV+IV [/]	бл. II+II ⁺ IV+IV [/]	бл. II+II [/]
Общая	Средняя, м	30,0	26,6	29,3	40,5	46,5	20,3	18,5	75,8	17,0	20,8	27,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,160	0,173	0,064	0,012	0,070	0,151	0,211	0,104	0,100	0,263	0,173
	Интервал изменения, м	23,0-38,0	22,0-37,0	28,0-32,0	40,0-41,0	40,0-50,0	16,2-26,0	14,0-26,0	60,1-91,0	13,0-18,8	10,9-28,0	20,6-32,6
Нефте- насы- щенная	Средняя, м	4,0	3,2	2,7	7,3	4,4	2,7	5,1	4,1	4,0	6,5	2,8
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,600	-	-	0,342	-	0,157	0,341	0,305	0,502	0,542	0,357
	Интервал изменения, м	1,6-6,4	-	-	4,8-9,8	-	2,1-3,0	3,0-7,4	2,5-5,6	1,9-7,0	0,8-11,1	1,8-3,8
Водо- насы- щенная	Средняя, м	9,8	7,3	2,7	11,6	20,8	5,3	7,1	62,6	3,4	10,3	21,8
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,337	0,340	0,148	0,429	0,340	0,562	0,808	0,135	0,425	0,399	0,235
	Интервал изменения, м	5,6-14,7	4,1-11,1	2,3-3,1	6,6-16,5	11,1-31,6	2,2-10,6	2,1-21,7	44,6-74,6	0,7- 5,0	1,3-13,5	17,7-32,8
Эффек- тив- ная	Средняя, м	10,7	8,1	4,0	18,9	21,3	5,0	7,7	64,1	4,1	10,7	22,7
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,437	0,339	0,235	0,395	0,315	0,533	0,808	0,142	0,331	0,344	0,205
	Интервал изменения, м	5,6-20,7	4,1-11,1	3,1-5,0	11,4-26,3	11,1- 31,6	2,2-10,6	3,0-25,6	44,6-74,6	2,5-7,0	2,1-10,6	18,6-32,8

Таблица 2.2.2 Статистические показатели характеристик неоднородности пласта

Горизонт	Крыло	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.			Коэффициент расчлененности		
			среднее значение	Коэффициент вариации	интервал изменения	среднее значение	Коэффициент вариации	интервал изменения
М-II	бл. I	9	0,371	0,497	0,178-0,767	2,3	0,404	1-4
Ю-Iб	бл. II	4	0,315	0,392	0,146-0,464	3,0	0,408	1-4
Ю-IIIa	бл. I	2	0,133	0,171	0,111-0,156	2,5	0,200	2-3
Ю-IIIб	бл. I	2	0,468	0,406	0,278-0,658	6,0	0,333	4-8
Ю-IV	бл. II	8	0,453	0,281	0,268-0,645	2,7	0,436	1-5
Ю-V	бл. I+II	9	0,241	0,449	0,125-0,408	1,9	0,463	1-3
Ю-VI	бл. I+II+IV	10	0,392	0,534	0,188-0,985	1,8	0,416	1-3
J1	бл. I+II+IV	11	0,847	0,113	0,649-0,959	4,5	0,413	2-8
PT-I	бл. I+IV+IV'	8	0,247	0,369	0,133-0,389	2,7	0,436	1-5
PT-II	бл. II+II'+IV'	11	0,543	0,321	0,084-0,712	3,0	0,739	1-8
PT-III	бл. II+II'	6	0,837	0,162	0,689-1,000	2,3	0,319	1-3

Таблица 2.2.3 Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности по горизонтам

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм ²	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Проницаемость, мкм ²	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
	Горизонт	М-П			Ю-Пб		
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.						
	Количество определений, шт.						
	Среднее значение						
	Коэффициент вариации, д.ед.						
	Интервал изменения						
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		2	2		1	1
	Количество определений, шт.		3	2		1	1
	Среднее значение		0,228	0,510		0,179	0,580
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,037	0,078			
	Интервал изменения		0,220 - 0,240	0,470 - 0,550			
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	1					
	Количество определений, шт.	1					
	Среднее значение	0,734					
	Коэффициент вариации, д.ед.						
	Интервал изменения						
	Горизонт	Ю-Пв			Ю-Пб		
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.						
	Количество определений, шт.						
	Среднее значение						
	Коэффициент вариации, д.ед.						
	Интервал изменения						
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		1	1		2	2
	Количество определений, шт.		3	1		12	6
	Среднее значение		0,256	0,700		0,221	0,570
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,134			0,084	0,066
	Интервал изменения		0,220 - 0,302			0,190 - 0,250	0,520 - 0,630
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.				1		
	Количество определений, шт.				1		
	Среднее значение				0,117		
	Коэффициент вариации, д.ед.						
	Интервал изменения						

Продолжение таблицы 2.2.3

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм ²	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Проницаемость, мкм ²	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
	Горизонт	Ю-IV			Ю-V		
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.						
	Количество определений, шт.						
	Среднее значение						
	Коэффициент вариации, д.ед.						
	Интервал изменения						
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		1	1		3	3
	Количество определений, шт.		5	2		5	3
	Среднее значение		0,210	0,535		0,218	0,600
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,117	0,103		0,034	0,378
	Интервал изменения		0,170-0,240	0,480-0,590		0,210-0,230	0,630-0,750
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.						
	Количество определений, шт.						
	Среднее значение						
	Коэффициент вариации, д.ед.						
	Интервал изменения						
	Горизонт	Ю-VI			J₁		
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.				1	1	1
	Количество определений, шт.				2	2	2
	Среднее значение				0,895	0,346	0,085
	Коэффициент вариации, д.ед.				0,038	0,002	0,518
	Интервал изменения				0,861-0,929	0,345-0,347	0,041-0,129
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		4	4		4	4
	Количество определений, шт.		6	4		24	4
	Среднее значение		0,244	0,580		0,238	0,590
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,050	0,112		0,126	0,113
	Интервал изменения		0,221-0,260	0,510-0,650		0,193-0,294	0,520-0,700
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	1			1		
	Количество определений, шт.	1			1		
	Среднее значение	0,488			0,536		
	Коэффициент вариации, д.ед.						
	Интервал изменения						

2.3. Свойства и состав нефти, газа и воды

Состав и свойства нефти в пластовых и поверхностных условиях изучались в лабораториях ТОО «Каспиймунайгаз» и «Атырауского института нефти и газа».

2.3.1. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 19 проб из 6 скважин.

В пределах месторождения пробами и исследованиями нефти охвачены продуктивные горизонты:

- М-II одной пробой (скв.23);
- Ю-Іб одной пробой (скв.21);
- Ю-IIIa одной пробой (скв. 23);
- Ю-IIIб одной пробой (скв. 26);
- Ю-IV одной пробой (скв.21);
- Ю-V тремя пробами (скв. 8);
- Ю-VI одной пробой (скв. 20);
- J₁ одной пробой (скв. 20);
- РТ- I пятью пробами из 2-х скважин (8, 20);
- РТ-II тремя пробами из 2-х скважин (2, 27);
- Совместно по горизонтам РТ-I+РТ-II+РТ-III изучена одна проба в скважине 2.

Не освещены поверхностными пробами в горизонте Ю-I и РТ-III.

В процессе лабораторных исследований нефти в поверхностных условиях были определены основные свойства:

- физические – плотность в стандартных условиях, температура вспышки и застывания, кинематическая вязкость от 20 до 50°C, молекулярная масса;
- групповой углеводородный состав;
- фракционный состав.

Изучение физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях проводилось по стандартам: плотность ГОСТ 3900-85; молекулярная масса (криоскопический метод); фракционный состав ГОСТ 2177-99; содержание воды (ГОСТ 2477-65); серы ГОСТ 1437-75; механических примесей ГОСТ 6370-83; силикагелевых смол ГОСТ 11858-66; асфальтенов ГОСТ 11858-66; парафинов ГОСТ 11851-85; вязкость ГОСТ 33-82; температура вспышки ГОСТ 6356-75; температура застывания ГОСТ 20287-91; коксуетость (ГОСТ 19932-99).

Ниже приводится характеристика состава и свойств нефти по горизонтам и блокам.

Горизонт М-II. Отобрана и проанализирована одна проба нефти из скважины 23. По данным лабораторных исследований нефть относится: по плотности при 20°C к тяжелым (0,902 г/см³), по содержанию серы к малосернистым (0,41% масс) и парафина к парафинистым (2,54% масс). Температура застывания нефти минус 19°C, вспышки плюс 52°C. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C достигает 466,7 мм²/с, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C- 5,5%об, керосиновых до 300°C – 15,5% об.

Горизонт Ю-Iб. Отобрана и проанализирована 1 проба нефти из 1 скважины (21). Плотность нефти составляет 0,835 г/см³ и относится к средним, по содержанию серы к малосернистым (0,28% масс) и парафина к парафинистым (2,63% масс).

Температура застывания нефти от минус 38°C, вспышки от минус 8°C. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 16,87 мм²/с, нефть относится к повышенно вязким.

Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C- 27% об, керосиновых до 300°C – 47% об.

Горизонт Ю-IIIа. Отобрана и проанализирована одна проба нефти из скважины 23. Плотность нефти составляет 0,846 г/см³ и относится к средним, по содержанию серы к малосернистым (0,33% масс) и парафина к парафинистым (2,95% масс).

Температура застывания нефти от минус 35°C, вспышки от минус 13°C. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 20,96 мм²/с, нефть относится к повышенно вязким.

Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C- 28% об, керосиновых до 300°C – 52% об.

Горизонт Ю-IIIб. Отобрана и проанализирована одна проба нефти из скважины 26. Плотность нефти составляет 0,835 г/см³ и относится к средним, по содержанию серы к малосернистым (0,29% масс) и парафина к парафинистым (2,66% масс). Температура застывания нефти от минус 30°C, вспышки от минус 13°C. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 14,94 мм²/с, нефть относится к повышенно вязким.

Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C- 29% об, керосиновых до 300°C – 48% об.

Горизонт Ю-IV. Отобрана и проанализирована 1 проба нефти из 1 скважины (21). Плотность нефти составляет 0,866 г/см³ и относится к средним, по содержанию серы к малосернистым (0,26% масс) и парафина к парафинистым (4,3% масс). Температура застывания нефти от минус 18°C, вспышки от плюс 37°C. Величина кинематической

вязкости нефти при 20°C составляет 112,3 мм²/с, нефть относится к высоковязким.

Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C- 15% об, керосиновых до 300°C – 41,5% об.

Горизонт Ю-V. Отобраны и проанализированы три пробы нефти из одной скважины 8 во II блоке.

Две пробы отбракованы из-за повешенного показания вязкости и плотности нефти. По одной представительной пробе плотность нефти составляет 0,840 г/см³ и относится к средним. Нефть горизонта малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 4,33% масс, по содержанию парафина парафинистая (3,21% масс).

Температура застывания нефти минус 6°C, вспышки плюс 39°C. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 14,72мм²/с, нефть относится к повышенно вязким.

Горизонт Ю-VI. Отобраны и проанализированы одной пробой нефти из скважины 20 в IV блоке.

Плотность нефти составляет 0,824 г/см³ и относится к легкой. Нефть горизонта малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 9,27% масс, по содержанию парафина парафинистая (3,26% масс). Температура застывания нефти от минус 33, вспышки минус 13°C. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 10,02мм²/с, нефть относится к повышенно вязким.

Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C-27%об, керосиновых до 300°C – 50% об.

Горизонт J₁. Отобрана и проанализирована одна проба нефти из скважины 20. Плотность нефти равна 0,816 г/см³, относится к легким, по содержанию серы к малосернистым (0,31% масс), по содержанию парафина к парафинистым (3,28% масс). Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 7,98 мм²/с, нефть относится к повышенно вязким. Температура застывания нефти минус 17°C, вспышки минус 10°C. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C - 37%об, керосиновых до 300°C – 55% об.

Горизонт РТ-I. Отобрано и проанализировано пять проб нефти из двух скважин (8, 20) в IV блоке.

Плотность нефти варьирует от 0,801 г/см³ (скв.20) до 0,841г/см³ (скв.8), в среднем по горизонту составляет 0,824г/см³ и относится к легким. Нефть горизонта малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 5,48% масс, по содержанию парафина к парафинистым (3,18% масс), по содержанию серы к малосернистым (0,3% масс).

Температура застывания нефти составляет минус 17°C, вспышки минус 10°C. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 7,78 мм²/с, нефть относится к повышенно вязким.

Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C- 43% об, керосиновых до 300°C – 61% об.

Горизонт РТ-II. Отобраны и проанализированы три пробы нефти из двух скважин (2, 27) во II блоке. Плотность нефти варьирует от 0,851 г/см³ (скв. 2) до 0,855г/см³ (скв.27), в среднем по горизонту составляет 0,854г/см³ и относится к средним. Нефть горизонта по содержанию парафина относится к парафинистым (3,0% масс), по содержанию серы к малосернистым (0,3% масс). Температура застывания нефти составляет минус 12°C, вспышки минус 15°C. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 22,3 мм²/с, нефть относится к повышенно вязким.

Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C- 43% об, керосиновых до 300°C – 61% об.

Свойства нефти по горизонтам в поверхностных условиях представлены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 Физико-химические свойства и фракционный состав нефти в поверхностных условиях

Наименование		количество исследованных		значение	количество исследованных		значение	количество исследованных		значение	количество исследованных		значение
		скв	проб		скв	проб		скв	проб		скв	проб	
Горизонт		М-II			Ю-Iб			Ю-IIIа			Ю-IIIб		
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³		1	1		1	1		1	1		1	1	
Вязкость, мПа*с													
при 20° С		1	1	466,70	1	1	16,87	1	1	20,96	1	1	14,94
50° С		1	1	53,08	1	1	7,15	1	1	9,13	1	1	6,60
Температура застывания, ° С		1	1	-19	1	1	-38	1	1	-35	1	1	-30
Температура плавления парафина, ° С													
массовое содержание, %	серы	1	1	0,41	1	1	0,28	1	1	0,33	1	1	0,29
	смол				1	1	-						
	асфальтенов	1	1	20,6	1	1	13,42	1	1	16,6	1	1	12,67
	парафинов	1	1	2,54	1	1	2,63	1	1	2,95	1	1	2,66
объемный выход фракций, %	н.к ° С				1	1	70						
	до 200° С	1	1	5,5	1	1	27	1	1	28,0	1	1	29,0
	до 250° С	1	1	7,5				1	1	35,0	1	1	37,0
	до 300° С	1	1	15,5	1	1	47	1	1	52,0	1	1	48,0

Наименование		количество исследованных		значе ние	количество исследованных		значение	количество исследованных		значение	количество исследованных		значение
		скв	проб		скв	проб		скв	проб		скв	проб	
Ю-IV		Ю-V		Ю-VI		J ₁							
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³		1	1	0,866	1	1	0,840	1	1	0,824	1	1	0,816
Вязкость, мПа*с													
при 20° С		1	1	112,29	1	1	14,72	1	1	10,02	1	1	7,98
50° С		1	1	20,8	1	1	5,82	1	1	4,71	1	1	3,74
Температура застывания, ° С		1	1	-18	1	1	-6	1	1	-33	1	1	>-17
Температура плавления парафина, ° С													
массовое содержа- ние, %	серы							1	1	0,16	1	1	0,31
	смола				1	1	4,33	1	1	9,27	1	1	4,85
	асфальтенов	1	1	39	1	1	0,52						
	парафинов	1	1	9,35	1	1	3,21	1	1	3,26	1	1	3,28
объемный выход фракций , %	н.к ° С			90				1	1	94	1	1	65
	до 200° С	1	1	15				1	1	27	1	1	37
	до 250° С										1	1	46
	до 300° С	1	1	41,5				1	1	50	1	1	55

Наименование		количество исследованных		диапазон изменения	среднее значение	количество исследованных		диапазон изменения	среднее значение
		скв	проб			скв	проб		
Горизонт		РТ-I				РТ-II			
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³		2	5	0,801-0,841	0,824	2	3	0,851-0,855	0,854
Вязкость, мПа*с									
при 20° С		2	5	4,68-15,22	7,8	2	3	18,90-28,61	22,30
50° С		2	5	2,42-6,49	3,8	2	3	7,30-8,36	7,69
Температура застывания, ° С		2	5	-20 - -15	-17	2	3	-25 - -2	-12
Температура плавления парафина, ° С									
массовое содержани е, %	серы	2	5	0,16-0,37	0,3	2	3	0,16-0,38	0,30
	смола	2	4	4,92-6,00	5,5				
	асфальтенов					1	1	12,74	12,74
	парафинов	1	2	3,14-3,21	3,2	2	2	2,90-3,15	3,03
объемный выход фракций , %	н.к ° С	2	5	48,0-142,0	81,2	1	2	68,0-72,0	70,0
	до 200° С	2	5	13,0-43,0	29,7	2	3	18,0-26,0	20,7
	до 250° С	2	5	32,0-52,0	42,3	1	2	28,0	28,0
	до 300° С	2	5	45,0-61,0	56,8	2	3	39,0-48,5	42,5

2.3.2. Свойства нефти в пластовых условиях

Свойства нефти в пластовых условиях в пределах месторождения изучены по шести пробам, отобранных в трех скважинах из 6-ти горизонтов –Ю-Іб, Ю-IV, Ю-VI, J1, РТ-I, РТ-II. Не освещены глубинными пробами горизонты: М-II, Ю-IIIа, Ю-IIIб, Ю-V, РТ-III.

Ниже приводится характеристика свойств нефти по горизонтам. Диапазон изменения параметров и средние значения в пределах залежи горизонтов представлены в таблице 2.3.3.

Ю-Іб горизонт. Свойства нефти изучены по одной пробе из скважины 21 (интервал перфорации 1438,6-1440м, 1456,7-1457,6 м) с глубины 1400 м.

В пластовых условиях нефть характеризуется плотностью $0,792 \text{ г/см}^3$, вязкостью $1,973 \text{ МПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения при $t_{пл.}=53,6^\circ\text{C}$ и $R_{пл.}=13,1 \text{ МПа}$ составляет $1,41 \text{ МПа}$, газосодержание – $17,97 \text{ м}^3/\text{т}$. Объёмный коэффициент $1,037$, пересчётный коэффициент соответственно - $0,964$ д.ед.

Ю-IV горизонт. Свойства нефти изучены по одной пробе из скважины 21 (интервал перфорации 1687-1688 м, 1694-1696 м) с глубины 1600 м.

В пластовых условиях нефть характеризуется плотностью $0,792 \text{ г/см}^3$, вязкостью $1,972 \text{ МПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения при $t_{пл.}=57,1^\circ\text{C}$ и $R_{пл.}=19,28 \text{ МПа}$ составляет $15,2 \text{ МПа}$, газосодержание – $20,29 \text{ м}^3/\text{т}$. Объёмный коэффициент $1,063$, пересчётный коэффициент соответственно - $0,941$ д.ед.

Ю-VI горизонт. Свойства нефти изучены по одной пробе из скважины 20 (интервал перфорации 1724,5-1728,5 м, 1732-1735 м) с глубины 1700 м.

В пластовых условиях нефть характеризуется плотностью $0,793 \text{ г/см}^3$, вязкостью $1,966 \text{ МПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения при $t_{пл.}=51,8^\circ\text{C}$ и $R_{пл.}=17 \text{ МПа}$ составляет $1,65 \text{ МПа}$, газосодержание – $17,54 \text{ м}^3/\text{т}$. Объёмный коэффициент $1,057$, пересчётный коэффициент соответственно - $0,946$ д.ед.

J1 горизонт. Изучен по одной пробе из скважины 20 (интервал перфорации 1764-1767 м) с глубины 1700 м.

Нефть характеризуется плотностью $0,792 \text{ г/см}^3$, динамической вязкостью $1,98 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения при $t_{пл.}=62^\circ\text{C}$ и $R_{пл.}=13,1 \text{ МПа}$ составляет $1,71 \text{ МПа}$. Газосодержание равно $21,77 \text{ м}^3/\text{т}$, при объёмном коэффициенте $1,073$. Соответственно пересчётный коэффициент равен $0,932$.

РТ-I горизонт. Свойства нефти изучены по одной пробе из скважины 20 (интервал перфорации 1856-1858 м) с глубины 1800 м.

В пластовых условиях нефть характеризуется плотностью $0,791 \text{ г/см}^3$, вязкостью $1,858 \text{ МПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения при $t_{пл.}=53,6^\circ\text{C}$ и $P_{ол.}=17 \text{ МПа}$ составляет $1,88 \text{ МПа}$, газосодержание – $17,36 \text{ м}^3/\text{т}$. Объёмный коэффициент $1,014$, пересчётный коэффициент соответственно - $0,986$ д.ед.

РТ-II горизонт. Свойства нефти изучены по одной пробе из скважины 27 (интервал перфорации $1923,6\text{-}1925,6 \text{ м}$) с глубины 1900 м .

В пластовых условиях нефть характеризуется плотностью $0,802 \text{ г/см}^3$, вязкостью $1,66 \text{ МПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения при $t_{пл.}=52,9^\circ\text{C}$ и $P_{пл.}=18,1 \text{ МПа}$ составляет $1,96 \text{ МПа}$, газосодержание – $17,58 \text{ м}^3/\text{т}$. Объёмный коэффициент $1,023$, пересчётный коэффициент соответственно - $0,978$ д.ед.

Таблица 2.3.2 Свойства пластовой нефти

Наименование	Количество исследованных		Значение	Количество исследованных		Значение	Количество исследованных		Значение
	скважин	проб		скважин	проб		скважин	проб	
Горизонт	Ю -16			Ю - IV			Ю - VI		
Нефть	блок II			блок II			блок IV		
Давление насыщения газом, Мпа	1	1	1,41	1	1	1,62	1	1	1,65
Газосодержание, м ³ /т	1	1	17,97	1	1	20,29	1	1	17,54
Пластовая температура, °С	1	1	53,6	1	1	57,10	1	1	51,8
Пластовое давление	1	1	13,1	1	1	15,2	1	1	17
Плотность, г/см ³	1	1	0,792	1	1	0,792	1	1	0,793
Плотность сепарированной нефти (при 20 °С) г/см ³	1	1	0,821	1	1	0,821	1	1	0,823
Вязкость, мПа*с	1	1	1,973	1	1	1,97	1	1	1,966
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ 1/Мпа	1	1	20,11	1	1	20,10	1	1	20,12
Объемный коэффициент	1	1	1,037	1	1	1,06	1	1	1,057
Усадка, %	1	1	6,6	1	1	6,72	1	1	6,61
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *Мпа	1	1	10,324	1	1	10,23	1	1	10,051

Наименование	Количество исследованных	Значения	Количество исследованных	Значения	Количество исследованных	Значения
--------------	--------------------------	----------	--------------------------	----------	--------------------------	----------

	скважин	проб		скважин	проб		скважин	проб	
Горизонт	J₁			РТ-I			РТ-II		
Нефть	блок IV			блок IV			блок II		
Давление насыщения газом, Мпа	1	1	1,71	1	1	1,88	1	1	1,96
Газосодержание, м ³ /т	1	1	21,77	1	1	17,36	1	1	17,58
Пластовая температура, °С	1	1	62	1	1	53,6	1	1	52,90
Пластовое давление	1	1	13,1	1	1	17	1	1	18,1
Плотность, г/см ³	1	1	0,792	1	1	0,791	1	1	0,802
Плотность сепарированной нефти (при 20 °С) г/см ³	1	1	0,821	1	1	0,818	1	1	0,855
Вязкость, мПа*с	1	1	1,978	1	1	1,858	1	1	1,66
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ 1/Мпа	1	1	21,12	1	1	20,20	1	1	21,34
Объемный коэффициент	1	1	1,073	1	1	1,014	1	1	1,023
Усадка, %	1	1	6,8	1	1	5,70	1	1	5,57
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *Мпа	1	1	10,456	1	1	10,022	1	1	10,17

Продолжение таблицы 2.3.2

2.3.3. Товарная характеристика нефти

Товарная характеристика нефти определена по пермотриасовым горизонтам (РТ-I, РТ-II).

Нефти обоих горизонтов малосернистые, малосмолистые. Нефти богаты бензиновыми фракциями, выход их до 200°C составляет 20,8%, а до 350°C – 47%. Из нефти месторождения Масабай возможно получение компонента автомобильного бензина (выход 20,8 %), дизельного топлива «Летнее» (выход 26,2 %), базовых дистиллятных и остаточных масел (выход 30,4 %). Ниже в таблицах 4.3.1 и 4.3.2 приводится характеристика бензиновой и светлой фракций нефти.

По данным исследования нефть классифицируется следующим технологическим шифром по ГОСТ 912-66: I, T₁, M₁, И₁, П₂.

Таблица 2.3.3.1 - Характеристика бензиновой фракции, выкипающей при 45-200°C

№	Выход бензин. фракции от 45 до 200°C	Кислотность мг КОН 100 гр.	Содержание серы.	Фракционный состав по ГОСТ 2177-66					
				НК°C	10%	50%	90%	98%	КК
1	20,8%	1,42	0,04%	71	97°C	140°C	188°C	201°C	204°C

Таблица 2.3.3.2-Характеристика светлой фракции, выкипающей при температуре 200 - 350°C

№	Выход светлых фракций от 200 до 350°C	Вязкость при 200°C	Кислотность	Температура застывания, °C	Помутнение при температуре, °C	Содержание серы, %	Фракционный состав по ГОСТ 2177-66					
							НК	10%	50%	90%	98%	КК
1	6,2	4,8	2,4	-33	-13	0,26	230°C	243°C	270°C	310°C	327°C	327°C

2.3.4. Состав и свойства растворенного в нефти газа

Состав и физические свойства растворенного газа изучены по шести пробам из 3-х скважин (20, 21, 27) по шести горизонтам - Ю-Іб, Ю-IV, Ю-VI, J1, РТ-I, РТ-II.

Анализ производился на хроматографе Agilet 6890N в лаборатории ТОО НИИ "Каспиймунайгаз» и в лаборатории Атырауского института нефти и газа.

Ю-Іб горизонт. Состав и свойства растворенного в нефти газа изучены по 1 пробе, отобранной из скважины 21.

Содержание метана составляет 25,26 мол. %, этана – 26,02 мол. %, пропана – 20,38 мол. %, азота – 6,11 мол. %, углекислого газа – 0,44 мол. %, сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху – 1,235.

Ю-IV горизонт. Состав и свойства растворенного в нефти газа изучены по 1 пробе, отобранной из скважины 21.

Содержание метана составляет 22,05 мол. %, этана – 26,22 мол. %, пропана – 20,97 мол. %, азота – 6,23 мол. %, углекислого газа – 0,35 мол. %, сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху – 1,328.

Ю-VI горизонт. Состав и свойства растворенного в нефти газа изучены по 1 пробе, отобранной из скважины 20.

Содержание метана составляет 23,42 мол. %, этана – 25,21 мол. %, пропана – 21,42 мол. %, азота – 5,97 мол. %, углекислого газа – 0,27 мол. %, сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху – 1,333.

J1 горизонт. Состав и свойства растворенного в нефти газа изучены по 1 пробе, отобранной из скважины 20.

Содержание составляет: метана 24,01% мол., гомологов метана (C_2+C_4) 59,9% мол. Сероводород отсутствует. Содержание азота – до 6,13% мол., углекислого газа – до 0,47% мол. Относительная плотность газа по воздуху достигает 1,336.

РТ-I горизонт. Состав и свойства растворенного в нефти газа изучены по 1 пробе, отобранной из скважины 20.

Содержание метана составляет 23,55 мол. %, этана – 24,57 мол. %, пропана – 21,61 мол. %, азота – 5,57 мол. %, углекислого газа – 0,31 мол. %, сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху – 1,327.

РТ-II горизонт. Состав и свойства растворенного в нефти газа изучены по 1 пробе, отобранной из скважины 27.

Содержание метана составляет 24,54 мол. %, этана – 23,26 мол. %, пропана – 21,74 мол. %, азота – 5,51 мол. %, углекислого газа – 0,47 мол. %, сероводород отсутствует.

Относительная плотность газа по воздуху – 1,267.

По компонентному составу растворенный газ всех горизонтов характеризуется как жирный, низкоуглекислый.

Данные о компонентном составе и физических свойствах растворенного газа приведены в таблице 2.3.4.

2.3.5. Физические свойства и химический состав подземных вод

Химический состав подземных вод в разрезе Прикаспийской впадины зависит от состава вмещающих пород, процессов глубинного метаморфизма, окислительно-восстановительных процессов, степени водообмена, скорости подземного стока и температурных условий.

В районе развития солянокупольной тектоники происходило выщелачивание галогенной толщи кунгура, поэтому здесь образовались высокоминерализованные воды-рассолы. Концентрирование рассолов в результате выщелачивания, а также ионный обмен, протекающий на границе вода-порода, обусловили процессы метаморфизации. Процессы метаморфизации ведут к росту солей кальция и магния в составе воды.

Изучение химического состава вод показывает, что во всех отложениях они имеют высокую степень метаморфизации. По генетической классификации Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе. С увеличением глубины залегания горизонтов воды становятся более минерализованными и более термальными, содержание сульфатов и гидрокарбонатов снижается или отсутствует, во всех водах имеются микрокомпоненты.

Пробы воды были проанализированы в 1977-2009г.г. в лабораториях ЛТИ «Атырауский Институт Нефти и Газа», «ЦНИЛ» г. Атырау.

По месторождению определены физические свойства и химический состав вод *пермотриасовых и юрских отложений*, изучены по 16 пробам из 5 скважин. Из них 2 пробы по пермотриасовому отложению были отобраны и изучены в 2007г. За неимением анализов воды по меловым горизонтам характеристика вод по ним берется по аналогии с месторождением Косчагыл.

Воды *неокомского* водоносного комплекса изучены в скважинах 147, 252 месторождения Косчагыл. Плотность воды – 1,1070-1,1131 г/см³, величина минерализации от 152,9 до 164,3 г/дм³. По классификации Сулина воды относятся к рассолам хлоркальциевого типа, по Пальмеру к III классу. Коэффициент метаморфизации составляет 0,87-0,9. Воды высокометаморфизованные.

Водородный показатель pH в среднем составляет - 6,42 -7,1 и воды имеют кислую или близкую к нейтральной реакцию.

В водах неокома содержание стронция колеблется от 13,34 до 63,05 мг/дм³, марганца - 6,26-7,88 мг/дм³, йода - 2 мг/дм³, бора -1,3-3,4 мг/дм³, брома – 143,2-159,8 мг/дм³.

Воды отложений *верхнего альба* изучены по одной пробе в скважине 25а.

Минерализация составляет $95,6 \text{ г/дм}^3$, плотность - $1,07 \text{ г/см}^3$. По Сулину воды хлоркальциевого типа, сильно метаморфизованные. Коэффициент метаморфизации достигает 0,85. По Пальмеру вода соленая, жесткая, III класса.

С технической стороны пластовые воды являются агрессивными по отношению к металлам (Си, Zn, F и др.). Норма качества воды (по нормам и техусловиям НІ 14-54) по отношению к бетону, агрессивности воды-среды (выщелачивание, общекислотной, углекислой, сульфатной) для некоторых сооружений указывает на необходимость применения сульфатостойких пуццолановых портландцементов.

Пластовые воды *среднеюрских* продуктивных горизонтов изучены в горизонтах Ю-V, Ю-VI по 5 пробам из двух скважин (2, 8). По классификации Сулина представляют собой рассолы хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Плотность воды варьирует в пределах от $1,147$ до $1,165 \text{ г/см}^3$ в среднем составляет $1,16 \text{ г/см}^3$. Величина минерализации варьирует от 199 г/дм^3 до $233,1 \text{ г/дм}^3$, в среднем составляет $218,1 \text{ г/л}$. Воды жесткие, величина общей жесткости изменяется от 320 мг-экв/дм^3 до 460 мг-экв/дм^3 в среднем 408 мг-экв/дм^3 , слабокислые рН в среднем 5,39, высокометаморфизованные.

Нижнеюрские воды в пределах месторождения изучены по 1 пробе, отобранной в скважине 1. По данным лабораторных анализов вода характеризуется плотностью $1,1655 \text{ г/см}^3$, минерализацией - 252 г/дм^3 . Вода высокометаморфизована, т.к. коэффициент метаморфизации-0,89. По классификации Сулина вода относится к рассолам, хлоркальциевого типа, хлоридной группы, по Пальмеру к жестким, III классу.

Состав и свойства вод *пермотриасовых* отложений месторождения Масабай изучены по 8 пробам, отобранных в скважинах 2, 4, 8, 20. Вода характеризуется плотностью от $1,011$ до $1,16 \text{ г/см}^3$, соленостью от 1,6 до $26,1^\circ\text{Бе}$. По характеристике Сулина воды относятся к рассолам, хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы.

Сведения о химическом составе и физических свойствах пластовой воды приведены в таблице 2.3.5.

Таблица 2.3.5 Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Наименование	Горизонт Ю-V					Горизонт Ю-VI			Горизонт J ₁		
	Ед. изм.	Кол-во исследований		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследований		значение	Кол-во исследований		значение
		скв.	проб			скв.	проб		скв.	проб	
Плотность, при 20° С	г/см ³	1	4	1,152 - 1,165	1,157	1	1	1,147	1	1	1,166
Минерализация общ.	г/л	1	4	199,0 - 233,1	220,4	1	1	209,0	1	1	252,0
Соленость	°Be	1	4	19,0 - 20,4	19,5	1	1	18,4	1	1	20,7
Жесткость общая	мг-экв/л	1	4	384,0 - 460,0	430,0	1	1	320,0	1	1	1,166
<i>Содержание ионов</i>											
Cl-	мг/л.	1	3	118081,0 - 142630,0	133840,3	1	1	127700,0	1	1	154312,3
SO ₄ --	мг/л.	1	3	100,0 - 197,0	142,3	1	1	165,0	1	1	161,3
HCO ₃ -	мг/л.	1	3	44,8 - 91,5	71,3	1	1	24,4	1	1	305,0
Ca++	мг/л.	1	3	4709,0 - 7214,0	5697,7	1	1	3406,8	1	1	5034,2
Mg++	мг/л.	1	3	899,0 - 2237,0	1649,0	1	1	1824,0	1	1	2232,3
Na + K	мг/л.	1	3	72650,0 - 83667,2	79462,4	1	1	75700,0	1	1	89504,0
pH		1	4	5,4 - 5,5	5,5	1	1	5,2	1	1	6,4
Горизонт РТ-I					Горизонт РТ-II			Горизонт РТ-I+II			
Наименование	Ед. изм.	Кол-во исследований		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследований		значение	Кол-во исследований		значение
		скв.	проб			скв.	проб		скв.	проб	
Плотность, при 20° С	г/см ³	1	2	1,011 - 1,160	1,086				1	1	1,160
Минерализация общ.	г/л	1	2	165,6 - 273,0	219,3	1	1	240,0	1	1	244,0
Соленость	°Be	1	2	1,6 - 20,0	10,8	1	1	20,0	1	1	26,1
Жесткость общая	мг-экв/л	1	2	85,0 - 350,0	217,5						
<i>Содержание ионов</i>											
Cl-	мг/л.	1	2	9725,0 - 14183,0	11954,0	1	1	146648,7	1	1	149134,1
SO ₄ --	мг/л.	1	2	36,0 - 1270,0	653,0	1	1	0,141	1	1	337,4
HCO ₃ -	мг/л.	1	2	73,2 - 170800,0	85436,6	1	1	0,244	1	1	36,6
Ca++	мг/л.	1	2	341,0 - 3607,0	1974,0	1	1	3643,7	1	1	3874,5
Mg++	мг/л.	1	2	827,0 - 2067,0	1447,0	1	1	1713,5	1	1	1567,4
Na + K	мг/л.	1	2	4322,0 - 82860,0	43591,0	1	1	87855,6	1	1	89494,6
pH		1	2	5,6 - 5,8	5,7	1	1	5,5	1	1	5,7

Продолжение таблицы 2.3.5

Наименование	Горизонт РТ-III					Горизонт РТ			
	Ед. изм.	Кол-во исследов.		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследов.		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв.	проб			скв.	проб		
Плотность, при 20° С	г/см ³								
Минерализация общ.	г/л	2	2	234,0		2	2	237,0-238,0	237,5
Соленость	°Be	2	2	19,7 – 20,2	19,950	2	2	19,9-20,1	20,0
Жесткость общая	мг-экв/л								
<i>Содержание ионов</i>									
Cl-	мг/л.	2	2	141677,6 – 142505,9	142091,8	2	2	144987,1-144991,3	144989,2
SO ₄ --	мг/л.	2	2	386,0 -1700,3	1043,2	2	2	321,4-768,6	545,0
HCO ₃ -	мг/л.	2	2	292,3 – 732,0	512,4	2	2	146,4-549,0	347,7
Ca ⁺⁺	мг/л.	2	2	2963,1 – 4102,2	3532,7	2	2	3760,7-7572,0	5666,4
Mg ⁺⁺	мг/л.	2	2	1729,8 – 2078,1	1903,950	2	2	1452,3-2283,6	1868,0
Na + K	мг/л.	2	2	84253,8 – 86147,8	85200,8	2	2	81691,0-87401,1	84546,1
pH		2	2	5,5 – 6,9	6,2	2	2	5,9-6,5	6,2

2.4. Физико-гидродинамическая характеристика

Специальный анализ керна по определению параметра пористости R_p и коэффициента пористости K_p не были выполнены.

В данном проекте петрофизическая основа для оценки нефтенасыщенности взята по аналогии с месторождением Макат для юры и мела. Для триасовых отложений – по аналогии с месторождением Котыртас.

Для верхних горизонтов параметр пористости определён на 7 образцах керна. Зависимость параметра пористости от пористости при комнатной температуре и давлении 6,9 МПа описывается уравнением: $R_p = K_p^{-1,829}$ с величиной достоверности аппроксимации $R^2 = 0,999$.

Параметр насыщения определён на 55 определениях 7 образцов керна скважины. Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности при барических условиях представлена следующим уравнением: $R_n = K_v^{-1,857}$. (мест. Макат)

Для триасовых отложений по 34 образцам были определены R_p от K_p , Зависимость описывается уравнением $R_p = K_p^{-1,85}$ с величиной достоверности аппроксимации $R^2 = 0,9911$.

По 7 образцам определены R_n от K_v , выраженной уравнением $R_n = K_v^{-1,81}$ с величиной достоверности аппроксимации $R^2 = 0,9633$. (мест. Котыртас)

2.5. Запасы нефти

В 2012 году, проектной компанией ТОО «КЭР», в соответствии с принятыми методиками подсчета запасов нефти и растворенного газа и обоснованными величинами подсчетных параметров подсчитаны геологические и извлекаемые запасы нефти по состоянию изученности на 15.05.2012г., утвержденные ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК №1276-13-У от 3 апреля 2013г.). Утвержденные запасы нефти составляют:

По горизонту М-II запасы нефти составили начальные геологические по категориям: C_1 - 54 тыс.т., C_2 - 102 тыс.т., начальные извлекаемые по категориям: C_1 - 14 тыс.т., C_2 - 25 тыс.т., коэффициент извлечения нефти – 0,256 д.ед.

По горизонту Ю-Iб запасы нефти составили начальные геологические по категории: C_1 - 8 тыс.т.; начальные извлекаемые по категории: C_1 - 2 тыс.т.; коэффициент извлечения нефти – 0,222 д.ед.

По горизонту Ю-IIIа запасы нефти составили начальные геологические по категории: C_1 - 29 тыс.т.; начальные извлекаемые по категории: C_1 - 11 тыс.т.; коэффициент извлечения нефти – 0,373 д.ед.

По горизонту Ю-IIIб запасы нефти составили начальные геологические по категориям: C_1 - 105 тыс.т., C_2 - 37 тыс.т.; начальные извлекаемые по категориям: C_1 - 39 тыс.т., C_2 - 14 тыс.т.; коэффициент извлечения нефти – 0,373 д.ед.

По горизонту Ю-IV запасы нефти - начальные геологические по категории: C_1 - 17 тыс.т.; начальные извлекаемые по категории: C_1 - 5 тыс.т.; коэффициент извлечения нефти – 0,294 д.ед.

По горизонту Ю-V запасы нефти - начальные геологические по категориям: C_1 - 56 тыс.т., C_2 - 55 тыс.т.; начальные извлекаемые по категориям: C_1 - 18 тыс.т., C_2 - 17 тыс.т.; коэффициент извлечения нефти – 0,319 д.ед.

По горизонту Ю-VI запасы нефти - начальные геологические по категориям: C_1 - 85 тыс.т., C_2 - 49 тыс.т.; начальные извлекаемые по категориям: C_1 - 27 тыс.т., C_2 - 15 тыс.т.; коэффициент извлечения нефти – 0,319 д.ед.

По горизонту J_1 нефти - начальные геологические по категориям: C_1 - 98 тыс.т., C_2 - 6 тыс.т.; начальные извлекаемые по категориям: C_1 - 33 тыс.т., C_2 - 2 тыс.т.; коэффициент извлечения нефти – 0,328 д.ед.

По горизонту РТ-I запасы нефти - начальные геологические по категориям: C_1 - 85 тыс.т., C_2 - 16 тыс.т.; начальные извлекаемые по категориям: C_1 - 25 тыс.т., C_2 - 5 тыс.т.; коэффициент извлечения нефти – 0,304 д.ед.

По горизонту РТ-II запасы нефти - начальные геологические по категориям: C_1 - 211

тыс.т., C_2 - 63 тыс.т.; начальные извлекаемые по категориям: C_1 – 63 тыс.т., C_2 - 19 тыс.т.; коэффициент извлечения нефти – 0,304 д.ед.

По горизонту РТ-III запасы нефти - начальные геологические по категориям: C_1 - 5 тыс.т., C_2 - 12 тыс.т.; начальные извлекаемые по категориям: C_1 – 2 тыс.т., C_2 - 4 тыс.т.; коэффициент извлечения нефти – 0,304 д.ед.

В целом по месторождению:

Запасы нефти составляют начальные геологические по категориям: C_1 -753 тыс.т., C_2 - 340 тыс.т., C_1+C_2 - 1093тыс.т.; начальные извлекаемые по категориям: C_1 – 239 тыс.т., C_2 - 101 тыс.т.; C_1+C_2 – 340 тыс.т.

Соотношение запасов нефти категорий C_1 и C_2 составляет 69% и 31%.

В таблице 2.5 приведены подсчетные параметры и подсчитанные начальные геологические и извлекаемые запасы нефти по горизонтам, блокам, зонам, категориям и в целом по месторождению.

Таблица 2.5 Сводная таблица подсчета запасов нефти

Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Ср.взв. эффект. нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.е.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, д.е.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т
						пористости	нефтенасыщенн ости	пересчетный				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Горизонт М-II												
в пределах контрактной территории												
I	ВН	C ₁	107	4,0	432	0,23	0,53	0,970	0,902	46	0,256	12
		C ₂	219	3,7	821	0,23	0,53	0,970	0,902	88	0,256	22
за пределами контрактной территории												
I	ВН	C ₁	13	6,1	79	0,23	0,53	0,970	0,902	8	0,256	2
		C ₂	51	2,5	128	0,23	0,53	0,970	0,902	14	0,256	3
Всего по М-II		C ₁	120	4,3	511					54		14
		C ₂	270	3,5	949					102		25
Горизонт Ю-Iб												
в пределах контрактной территории												
II	ВН	C ₁	57	1,7	98	0,18	0,58	0,964	0,835	8	0,222	2
Итого по II блоку		C ₁	57	1,7	98					8		2
Горизонт Ю-IIIа												
в пределах контрактной территории												
I	ВН	C ₁	84	2,0	171	0,26	0,70	0,941	0,846	25	0,373	9
за пределами контрактной территории												
I	ВН	C ₁	13	2,2	28	0,26	0,70	0,941	0,846	4	0,373	2
Всего по Ю-IIIа		C ₁	97	2,1	199					29		11
Горизонт Ю-IIIб												
в пределах контрактной территории												
I	ВН	C ₁	221	4,3	951	0,23	0,56	0,941	0,835	96	0,373	36
		C ₂	160	2,1	339	0,23	0,56	0,941	0,835	34	0,373	13

Продолжение таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
за пределами контрактной территории												
I	ВН	C ₁	14	6,6	92	0,23	0,56	0,941	0,835	9	0,373	3
		C ₂	11	2,9	32	0,23	0,56	0,941	0,835	3	0,373	1
Всего по Ю-IIIб		C ₁	235	4,4	1043					105		39
		C ₂	171	2,2	371					37		14
Горизонт Ю-IV												
в пределах контрактной территории												
II	ВН	C ₁	67	2,6	171	0,22	0,55	0,941	0,866	17	0,294	5
Горизонт Ю-V												
в пределах контрактной территории												
I	ЧН	C ₁	77	2,5	195	0,22	0,65	0,946	0,840	22	0,319	7
	ВН		148	1,4	213	0,22	0,65	0,946	0,840	24	0,319	8
Итого по I блоку		C ₁	225	1,8	408					46		15
II	ЧН	C ₁	10	2,6	26	0,23	0,75	0,946	0,840	4	0,319	1
	ВН		19	1,8	35	0,23	0,75	0,946	0,840	5	0,319	2
	ЧН	C ₂	46	2,8	128	0,23	0,75	0,946	0,840	18	0,319	6
	ВН		110	1,9	210	0,23	0,75	0,946	0,840	29	0,319	9
Итого по II блоку		C ₁	29	2,1	61					9		3
		C ₂	156	2,2	338					47		15
за пределами контрактной территории												
I	ЧН	C ₁	7	1,7	12	0,22	0,65	0,946	0,840	1	0,319	*
II	ЧН	C ₂	6	1,0	6	0,23	0,75	0,946	0,840	1	0,319	*
	ВН		28	1,7	48	0,23	0,75	0,946	0,840	7	0,319	2
Итого по II блоку		C ₂	34	1,6	54					8		2
Всего по Ю-V		C ₁	261	1,8	481					56		18
		C ₂	190	2,1	392					55		17
		в том числе в пределах контрактной территории										
		C ₁	254	1,8	469					55		18
		C ₂	156	2,2	338					47		15
		в том числе за пределами контрактной территории										
		C ₁	7	1,7	12					1		*
C ₂	34	1,6	54					8		2		

Продолжение таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Горизонт Ю-VI												
<i>в пределах контрактной территории</i>												
I	ВН	C ₁	68	2,6	178	0,26	0,51	0,946	0,824	18	0,319	6
II	ЧН	C ₂	53	3,7	194	0,25	0,52	0,946	0,824	20	0,319	6
	ВН		105	2,4	254	0,25	0,52	0,946	0,824	26	0,319	8
Итого по II блоку		C₂	158	2,8	448					46		14
IV	ЧН	C ₁	71	4,9	345	0,24	0,64	0,946	0,824	41	0,319	13
	ВН		45	4,0	180	0,24	0,64	0,946	0,824	22	0,319	7
Итого по IV блоку		C₁	116	4,5	525					63		20
<i>за пределами контрактной территории</i>												
I	ВН	C ₁	13	2,9	38	0,26	0,51	0,946	0,824	4	0,319	1
II	ЧН	C ₂	7	4,0	28	0,25	0,52	0,946	0,824	3	0,319	1
Всего по Ю-VI		C ₁	197	3,8	741					85		27
		C ₂	165	2,9	476					49		15
		<i>в том числе в пределах контрактной территории</i>										
		C ₁	184	3,8	703					81		26
		C ₂	158	2,8	448					46		14
		<i>в том числе за пределами контрактной территории</i>										
		C ₁	13	2,9	38					4		1
		C ₂	7	4,0	28					3		1
Горизонт J₁												
<i>в пределах контрактной территории</i>												
I	ВН	C ₁	101	3,7	378	0,27	0,57	0,932	0,816	44	0,328	15
II	ВН	C ₁	25	2,0	50	0,24	0,52	0,932	0,816	5	0,328	2
		C ₂	34	1,6	53	0,24	0,52	0,932	0,816	5	0,328	2
IV	ВН	C ₁	109	3,7	408	0,23	0,61	0,932	0,816	44	0,328	14
<i>за пределами контрактной территории</i>												
I	ВН	C ₁	8	5,0	40	0,27	0,57	0,932	0,816	5	0,328	2
II	ВН	C ₂	6	1,7	10	0,24	0,52	0,932	0,816	1	0,328	*
Всего по J₁		C ₁	243	3,6	876					98		33
		C ₂	40	1,6	63					6		2
		<i>в том числе в пределах контрактной территории</i>										
		C ₁	235	3,6	836					93		31
		C ₂	34	1,6	53					5		2
		<i>в том числе за пределами контрактной территории</i>										
		C ₁	8	5,0	40					5		2
		C ₂	6	1,7	10					1		*

Продолжение таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Горизонт РТ-I												
<i>в пределах контрактной территории</i>												
II	ЧН	C ₁	40	2,1	85	0,20	0,54	0,986	0,824	7	0,304	2
	ВН		31	1,5	48	0,20	0,54	0,986	0,824	4	0,304	1
	ЧН	C ₂	45	2,2	100	0,20	0,54	0,986	0,824	9	0,304	3
	ВН		41	1,6	66	0,20	0,54	0,986	0,824	6	0,304	2
Итого по II блоку		C ₁	71	1,9	133					11		3
		C ₂	86	1,9	166					15		5
IV	ЧН	C ₁	66	5,6	369	0,22	0,56	0,986	0,824	37	0,304	11
	ВН		62	3,3	203	0,22	0,56	0,986	0,824	20	0,304	6
Итого по IV блоку		C ₁	128	4,5	572					57		17
IV'	ЧН	C ₁	32	3,5	112	0,22	0,54	0,986	0,824	11	0,304	3
	ВН		26	1,5	40	0,22	0,54	0,986	0,824	4	0,304	1
Итого по IV' блоку		C ₁	58	2,6	152					15		4
<i>за пределами контрактной территории</i>												
II	ВН	C ₂	6	1,0	6	0,20	0,54	0,986	0,824	1	0,304	*
IV'	ЧН	C ₁	6	3,7	22	0,22	0,54	0,986	0,824	2	0,304	1
Всего по РТ-I		C ₁	263	3,3	879					85		25
		C ₂	92	1,9	172					16		5
		<i>в том числе в пределах контрактной территории</i>										
		C ₁	257	3,3	857					83		24
		C ₂	86	1,9	166					15		5
		<i>в том числе за пределами контрактной территории</i>										
		C ₁	6	3,7	22					2		1
		C ₂	6	1,0	6					1		*
Горизонт РТ-II												
<i>в пределах контрактной территории</i>												
II	ЧН	C ₁	133	8,2	1087	0,21	0,59	0,978	0,854	112	0,304	34
	ВН		100	5,3	527	0,21	0,59	0,978	0,854	55	0,304	17
	ЧН	C ₂	60	5,1	307	0,21	0,59	0,978	0,854	32	0,304	10
	ВН		37	3,6	135	0,21	0,59	0,978	0,854	14	0,304	4
Итого по II блоку		C ₁	233	6,9	1614					167		51
		C ₂	97	4,6	442					46		14

Продолжение таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
II/	ВН	C ₁	42	1,9	80	0,20	0,60	0,978	0,854	8	0,304	2
IV/	ВН	C ₁	95	4,2	400	0,17	0,60	0,978	0,854	34	0,304	10
		C ₂	65	2,0	132	0,17	0,60	0,978	0,854	11	0,304	3
за пределами контрактной территории												
II	ЧН	C ₁	2	5,5	11	0,21	0,59	0,978	0,854	1	0,304	*
	ВН	C ₂	27	2,2	60	0,21	0,59	0,978	0,854	6	0,304	2
IV/	ВН	C ₁	3	4,3	13	0,17	0,60	0,978	0,854	1	0,304	*
Всего по РТ-II		C ₁	375	5,6	2118					211		63
		C ₂	189	3,4	634					63		19
		в том числе в пределах контрактной территории										
		C ₁	370	5,7	2094					209		63
		C ₂	162	3,5	574					57		17
		в том числе за пределами контрактной территории										
		C ₁	5	4,8	24					2		*
		C ₂	27	2,2	60					6		2
Горизонт РТ-III												
II	ВН	C ₂	75	2,0	152	0,18	0,53	0,978	0,854	12	0,304	4
II/	ВН	C ₁	41	1,5	62	0,19	0,52	0,978	0,854	5	0,304	2
Итого по месторождению		C ₁	1956	3,7	7179					753		239
		C ₂	1192	2,7	3209					340		101
		C ₁ +C ₂	3148	3,3	10388					1093		340
		в том числе в пределах контрактной территории										
		C ₁	1877	3,6	6844					718		228
		C ₂	1050	2,8	2891					304		92
		C ₁ +C ₂	2927	3,3	9735					1022		320
		в том числе за пределами контрактной территории										
		C ₁	79	4,2	335					35		11
		C ₂	142	2,2	318					36		9
C ₁ +C ₂	221	3,0	653					71		20		

3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности

3.1.1 Анализ результатов опробования скважин

На месторождении Масабай опробованы 11 горизонтов из них:

- в меловых отложениях 1 горизонт М-II
- в среднеюрских отложениях 6 горизонтов – Ю-Iб, Ю-IIIа, Ю-IIIб, Ю-IV, Ю-V, Ю-

VI;

- в нижнеюрских отложениях 1 горизонт - J1;
- в пермотриасовых отложениях 3 горизонта - РТ-I, РТ-II, РТ-III.

Дополнительно в период пробной эксплуатации в ранее пробуренных скважинах были опробованы:

- по юрским горизонтам - 15 объектов в 6-ти скважинах;
- по пермотриасовым горизонтам - 15 объектов в 7-ми скважинах;

Всего на месторождении опробовано 60 объектов из 11 скважин, из них притоки безводной нефти получены в 21 объектах, нефти с водой – в 11 объектах, воды – в 23 объектах, в 5 объектах - приток не получен.

Перед перфорацией устье скважин оборудовалось перфорационной задвижкой высокого давления. В скважину спускались насосно-компрессорные трубы диаметром 73мм. Глубина спуска НКТ зависела от глубины залегания вскрытого интервала но, как правило, на 10-15м выше.

Перед испытанием производился монтаж линии для отвода от устья скважин получаемых пластовых флюидов на расстояние, в соответствии с требованиями пожарной безопасности.

Вскрытие продуктивных горизонтов производилось кумулятивными зарядами типа ЗПКО-89С, ЗПК-102 и Herro 3 3/8", Predator 3 3/8" с плотностью 10 отверстий на 1 погонный метр.

Опробование интервалов продуктивных пластов производилось в колонне по общепринятой схеме «снизу-вверх» после их вскрытия перфорацией. Интервалы для испытания определялись по данным промыслово-геофизических исследований.

После окончания опробования объекты изолировались установкой цементных мостов и взрыв-пакеров, герметичность которых определялась опрессовкой на давление 50 атм (в течении 30 мин).

С целью получения достоверной информации о продуктивности отдельных объектов, имеющих различную геофизическую характеристику, опробование пластов производилось раздельно по методике снизу вверх.

В ходе опробования и испытания были замерены дебиты нефти, газа и воды, пластовые и забойные давления глубинными манометрами, динамические и статические уровни, произведен отбор глубинных и поверхностных проб воды, нефти, газа.

Результаты опробования по горизонтам, скважинам приведены в таблице 3.1.1.

Ниже приводятся подробные сведения по опробованию по горизонтам, пластам.

Горизонт М-II. Опробование горизонта проведено в двух объектах в скважинах 9, 23 в I блоке.

При исследовании интервала 1068,6-1069,1м в скважине 9 - приток не получен. При опробовании интервала 1055,9-1060м в скважине 23 получен приток нефти дебитом 9,7м³/сут при среднем динамическом уровне равном 344м.

Горизонт Ю-Iб опробован в 2 объектах в скважинах 2, 21, в блоке II.

При испытании интервала 1383-1462м в скважине 2 пластоиспытателем (КИИ-146), получена пластовая вода. При совместном испытании в скважине 21 интервалов 1438,6-1440м и 1456,7-1457,6м получены притоки нефти и воды дебитами нефти 3,8 м³/сут, воды - 17 м³/сут.

Горизонт Ю-IIIа опробована одна скважина 23 в 2 объектах. В 1 объекте при испытании интервала 1578,3-1579,1м, получен приток чистой нефти со среднесуточным дебитом 2,3 м³/сут., при Ндин=566м. Во 2-ом объекте при испытании интервала 1579,9-1581,7м, так же получен приток нефти с суточным дебитом 2,3 м³/сут., при Ндин=519 м.

Горизонт Ю-IIIб. Опробование горизонта проведено в 4-х объектах по 2 скважинам (23, 26), из них в 3 объектах получены притоки нефти, в 1 объекте нефть с водой. Дебиты нефти варьируют от 1,4 м³/сут в скважине 23 (интервал 1624,2-1626,2м) до 9,5 м³/сут в скважине 26 (интервал 1630,9-1634,6 м).

Горизонт Ю-IV. Опробование горизонта проведено в 2-х объектах по одной скважине 21, из них в 1 объекте при совместном испытании интервалов 1687-1688 и 1694-1696 м получен притоки нефти с водой дебитами 2,4 м³/сут и 6,7 м³/сут соответственно. В результате опробования интервала 1710,3-1712,3 м получен приток воды дебитом 9,2 м³/сут.

Горизонт Ю-V. Опробование горизонта проведено в 4-х объектах по 4 скважинам (8, 9, 23, 26) в блоках I и II.

В I блоке при исследовании скважины 23 (интервал 1719,5-1723,1 м) и 26 (интервал 1716-1717,6 м) получены притоки чистой нефти дебитами 10,7 м³/сут при 3мм штуцере и 2,6 м³/сут при Ндин=520 м (скв. 26).

Во II блоке при испытании скважины 8 в интервале 1739-1742 м получен приток чистой нефти, дебитом 15 м³/сут. При испытании скважины 9 в интервале 1758,2-1759 м получен приток воды дебитом 14,6 м³/сут.

Горизонт Ю-VI. Опробование горизонта проведено в 4-х объектах по 4 скважинам (2, 20, 23, 26) в блоках I, II и IV.

В I блоке при испытании скважины 26 в интервале 1750,5-1752 м получен фонтанный приток нефти при 2мм штуцере, дебитом 5,8 м³/сут при Ндин=244 м.

Во II блоке при испытании скважины 2 в интервале 1780,7-1784,2 м получен приток воды дебитом 6,6 м³/сут, при Ндин=244 м.

В IV блоке при исследовании скважины 20 (интервалы 1724,5-1728,2 м и 1732-1735 м) и скважины 23 (интервал 1733,5-1740 м) получены притоки чистой нефти дебитами 14,5 м³/сут и 55,6 м³/сут соответственно.

Горизонт J1. Опробование горизонта проведено в 4-х объектах по 4 скважинам (8, 20, 21, 26) в блоках I, II и IV.

В I блоке при испытании скважины 26 в интервале 1788,2-1792 м получен приток нефти при 2мм штуцере дебитом 16,6 м³/сут.

Во II блоке при испытании скважины 8 в интервале 1777-1779 м при 2 мм штуцере получен приток чистой нефти, дебитом 14,9 м³/сут. В скважине 21 при испытании интервала 1791,2-1792,6 м получен приток воды дебитом 16 м³/сут, при Н_{дин}=211 м.

В IV блоке при испытании скважины 20 в интервале 1764-1767 м получен приток нефти дебитом 87,8 м³/сут при 4 мм штуцере и Р_{пл}=20,1МПа.

Горизонты Ю-V+Ю-VI+J1 опробованы совместно в одном объекте в скважине 2, при испытании интервала 1753-1854м пластоиспытателем (КИИ-146) получена вода дебитом 1040 м³/сут.

Горизонты Ю-VI+J1 также опробованы совместно в одном объекте в скважине 21, при испытании интервалов 1776,4-1780,9м и 1791,2-1792,8м получен приток воды дебитом 7,7 м³/сут.

Горизонт PT-I. Опробование горизонта проведено в 9-ти объектах по 7 скважинам (2, 8, 9, 11, 20, 23, 27) в блоках II, II/, III, IV, IV/.

В II блоке опробовано 3 объекта в скважинах 2, 27. В скважине 2 при испытании глубинным насосом интервалов 1891-1895м и 1898-1902 м получены притоки воды дебитами 3,5м³/сут и 3м³/сут, при Н_{дин}= 53м и 20м соответственно. В скважине 27 из интервалов 1885,2-1886,6м и 1887,3-1888,6 м получен приток нефти и воды дебитами 2,83 м³/сут и 6,06 м³/сут соответственно.

В блоке II/ при испытании скважины 9 в интервале 1880-1881,5 м получен приток воды дебитом 3,9 м³/сут, при Н_{дин}=152 м.

В III блоке опробована одна скважина 11, где при совместном испытании интервалов 1763,6-1766,0м, 1769-1772 м и 1775-1778,4 м получена пластовая вода с пленкой нефти.

В IV блоке опробовано 3 объекта в 2-х скважинах (8, 20). При испытании скважины 8 пластоиспытателем в открытом стволе в интервале 1857-1872 м, был получен приток нефти дебитом 43,6 м³/сут. При испытании в колонне из интервала 1857-1861м получен приток нефти, при 5 мм штуцере дебит составил 17 м³/сут.

При испытании 2-х объектов в скважине 20 винтовым насосом из интервалов 1856-1858 м и 1862-1864 м, была получена нефть с водой. Дебитами нефти 0,4-0,8 м³/сут и воды 1,1-5,1 м³/сут. В IV/ блоке опробована одна скважина 23, где при испытании винтовым насосом интервала 1853,5-1855,5 м получен приток нефти дебитом 4м³/сут и воды дебитом 21,7 м³/сут при Н_{дин}=110 м.

Горизонт PT-II. Опробование горизонта проведено в 10-ти объектах по 7 скважинам (2, 4, 5, 9, 21, 23, 27) в блоках II, II', IV, IV'.

В II блоке опробовано 5 объектов в 4-х скважинах 2, 4, 9, 27, из них в 4 объектах получены притоки нефти, в 1 объекте приток воды. Дебиты нефти варьируют от 6,66 м³/сут в скважине 9 (интервал 1922-1931м) до 32 м³/сут в скважине 2 (интервал 1923-1930 м). В скважине 4 при испытании получен приток воды.

В блоке II' опробовано 2 объекта в 2 скважинах 5, 21. В скважине 21 при испытании интервала 1893,6-1894,6 м получен приток нефти дебитом 3,1 м³/сут и воды дебитом 19,5 м³/сут. В скважине 5 при испытании получен приток воды.

В IV блоке опробована скважина 8 пластоиспытателем в открытом стволе, где из интервала 1885-1900м получен приток воды дебитом 144 м³/сут.

В IV' блоке при опробовании 2-х объектов в скважине 23 в интервалах 1876-1879 м и 1882,2-1884 м получены притоки нефти дебитами 10,9м³/сут и 56,6 м³/сут соответственно.

Горизонты JI+PT-I+PT-II опробованы совместно в 2-х объектах в скважинах 2, 4 во II и IV блоке, где при испытании пластоиспытателем интервалов 1883-1923 м (скв.2) и 1957-2060 м (скв. 4) получен приток воды дебитом 94,4 м³/сут.

Горизонты PT-I+PT-II опробованы совместно в одном объекте в скважине 5 во II блоке, где при испытании пластоиспытателем интервала 1888-1941 м получен приток воды дебитом 94,4 м³/сут.

Горизонт PT-III. Опробование горизонта проведено в 3-х объектах по 3 скважинам (2, 5, 21) в блоках II, II'.

В II блоке опробован один объект в скважине 2, где при испытании пластоиспытателем (КИИ-146) из интервала 1953-1959м получен приток воды дебитом 0,78 м³/сут.

В II' блоке опробовано 2 объекта в 2-х скважинах 5, 21. В скважине 5 при испытании интервала 1980-2007м получен приток воды дебитом 367м. В скважине 21 при испытании интервала 1950-1952 м винтовым насосом получен приток нефти дебитом 3,5 м³/сут и воды дебитом 19,8 м³/сут.

Горизонты PT-I+PT-II+PT-III опробованы совместно в одном объекте в скважине 2 в IV блоке, где при испытании пластоиспытателем интервала 1900-2005 м получен приток нефти с водой.

Вне горизонта. Кроме того, в 6 объектах из 5 скважин (2, 5, 9, 21, 23) опробование проводилось вне продуктивных горизонтов. Из них в 4-х объектах из 3-х скважин притоки не получены, и в 2-х объектах из 2 скважин (2, 5, 21) получены притоки воды.

Таблица 3.1.1. Результаты опробования скважин месторождения Масабай

Блок	№ скважин	Дата работы начало конец	Интервал опробования, м	Искусственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, ммхм	Способ вскрытия горизонта	Способ опробования горизонта	Диаметр штанги, мм	Давление, МПа				Депрессия, МПа	Дебиты		Динамический уровень, м	Коеф. продуктив. м3/Мпа	Газовый фактор, м3/т	Пластовая температура, 0С	Примечание
									пластовое	забойное	затрубное	трубное		нефти, м3/сут	воды, м3/сут					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	Горизонт М-II																			
I	9	04.07.08г. 14.07.08г.	10686-1069,1 -1081,5-1082	1736,3- 1760		ЗПК-105 DN- 01	В/н						7,7	Объект "сухой"		656				При испытании вытеснена закаченная пресная вода уд. весом 1,0г/см3 9,4м3 за 22ч
	23	30.01.09г. 24.02.09г.	10559-1060 -1069-1073,1	1392		DINAWEL L- 26g 48отв							5,3	9,7		344				γн=0,9015г/см³
	Горизонт Ю-16																			
II	2	29.12.1976г.	1383-1462 -1395,9-1474,9	1462			КИИ-146		16,2	18,6			2,4		приок ВОДЫ		4,87			
	21	17.05.2011г. 17.08.2011г.	14386-1440 -1452,9-1454,3 1456,7-1457,6 -1471-1471,8	1485,1		RDX SDP 23 отв					2,5	0		3,8	17					
	Горизонт Ю-II																			
II	2	31.12.1976г.	1512-1570 -1524,9-1582,9	1570			КИИ-146		17	19,3			2,3		приок ВОДЫ		4,22			
	Горизонт Ю-IIIа																			
I	23	31.12.08г. 05.01.09г.	15783-1579,1 -1591,4-1592,2	1598		DINAWEL L- 26g 10отв							9,12	2,3		566				γн=0,845г/см3
		09.01.09г. 13.01.09г.	15799-1581,7 -1593-1594,8	1598		DINAWEL L- 26g 22отв							8,73	2,3		519				γн=0,845г/см3
	Горизонт Ю-IIIб																			
I	23	15.08.08г. 25.11.08г.	16242-1626,2 -1637,3-1639,3	1644,56- 1660		DINAWEL L- 24gDPZNRDX 20отв	В/н							1,4		285				
		29.11.08г. 17.12.08г.	16167-1617,9 -1629,8-1631	1644,56		DINAWEL L- 26g 14отв							8,97	2,1		520				γн=0,835г/см3

Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
I	26	<u>27.02.09г.</u> <u>01.03.09г.</u>	<u>16309-1634,6</u> <u>-1643,5-1647,2</u>	1621,67		DINAWEL L- 26g 44отв			14,3	12,1				9,5			0,428			$\gamma_H=0,8346\text{г/см}^3$
		<u>05.07.2011г</u> <u>22.09.2011г</u>	<u>16262-1628,1</u> <u>-1638,8-1640,7</u>	1629,35		39,0gr RDX SDP 19 отв					0	0		3,3	1,8	304			$\gamma_H=1,15\text{г/см}^4$	
II	Горизонт Ю-IV																			
	21	<u>01.05.2011г</u> <u>10.05.2011г</u>	<u>1687-1688</u> <u>-1701,3-1702,3</u> <u>1694-1696</u> <u>-1708,3-1710,3</u>	1709,19		39,0gr RDX SDP 30 отв								2,4	6,7	218			$\gamma_H=0,865\text{г/см}^3$ $\gamma_B=1,14\text{г/см}^3$	
		<u>09.04.2011г</u> <u>13.04.2011г</u>	<u>1710,3-1712,3</u> <u>-1724,6-1726,6</u>	1742,4		39,0gr RDX SDP 20 отв								9,2				$\gamma_B=1,16\text{г/см}^3$		
Горизонт Ю-V																				
I	23	<u>01.08.2008г</u> <u>08.08.2008г</u>	<u>17195-1723,1</u> <u>-1732,6-1736,2</u>	1726,5- 1732		ЗПК-105-DN01		3			4,1	0,6		10,7						приокнефти с газом, газ незначительный не замеряется.
	26	<u>16.11.08г.</u> <u>29.11.08г.</u>	<u>1716-1717,6</u> <u>-1728,6-1730,2</u>	1722,8		DINAWEL L- 26g 19отв	В/н							2,6		520				
II	8	<u>25.09.06г.</u> <u>13.10.06г</u>	<u>1739-1742</u> <u>-1754,2-1757,2</u>	1880	73х 901,84	перфорацией	гл.насос		не замеряю					15						Глубинным насосом НН2Б-57-30-12-1И
	9	<u>10.06.2008г</u> <u>12.06.2008г</u>	<u>1758,2-1759</u> <u>-1771,1-1771,9</u>	1850м		ЗПК-105-DN01	В/н120 Д16 (NIZ 278120 T16)							14,6					$\gamma_B=14,6\text{г/см}^3$	
Горизонт Ю-VI																				
I	26	<u>10.09.2008г</u> <u>07.11.2008г</u>	<u>1750,5-1752</u> <u>-1763,1-1764,6</u>	1757,57		ЗПК-105-DN01 18 отв	фонтан	2			4,4	1,7		5,8		244				
II	2	<u>14.01.2009г</u> <u>16.01.2009г</u>	<u>1780,7-1784,2</u> <u>-1793,6-1797,1</u>	1799,73		DINAWELL- 26g 42отв					0	0	5,93		6,6	520			$\gamma_B=1,14\text{г/см}^3$	
IV	20	<u>16.12.2008г</u> <u>02.02.2009г</u>	<u>1724,5-1728,2</u> <u>-1737,7-1741,4</u> <u>1732-1735</u> <u>-1745,2-1748,2</u>	1740,2		ЗПК-105-DN- 0,1					1,5	0,5		10,7					$\gamma_H=0,824\text{г/см}^3$	
		<u>11.03.2008г</u> <u>10.06.2009г</u>	<u>1732-1735</u> <u>-1745,2-1748,2</u>	1740,2		ЗПК-89-DN30 отв		2			1,4	1,1		14,5				$\gamma_H=0,828\text{г/см}^3$		
	23	<u>26.05.2008г</u>	<u>1733,5-1740</u> <u>-1746,6-1753,1</u>	1869- 1844		ЗПК-105-DN01		3			3,4	3,4		55,6				приокнефти с газом, газ незначительный не замеряется.		
								2			4,3	2,7		20,9						

Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	Горизонт Л																			
I	26	<u>12.08.2008Г</u> <u>23.08.2008Г</u>	<u>1788,2-1792</u> <u>-1800,8-1804,6</u>	1809		ЗПК-105DN-01	фонтан	2			4	0,4		16,6						
II	8	<u>04.04.07Г.</u> <u>08.04.07Г.</u>	<u>1777-1779</u> <u>-1792,2-1794,2</u>	1782	73х 1763,95	Predator 3 3/8" на трубах 10 отв.м.	фонтанный	2						14,9						
	21	<u>14.12.2008Г</u> <u>20.12.2008Г</u>	<u>1791,2-1792,6</u> <u>-1805,5-1806,9</u>	1850		ЗПК-89С 14 отв					0	0	2,09		16	211				γв=1,16г/см³
IV	20	<u>28.02.2007Г.</u> <u>07.03.2007Г.</u>	<u>1764-1767</u> <u>-1777,2-1780,2</u>	1818	73х1754	ЗПК-89С 13 отв.м.		2	20,1	19,7	4,7	5		20,8			0,376		62	
								3		18,7	4,0	4,33		52,3						
								4		17,9	3,64	3,7		87,8						
		<u>02.11.2007Г</u> <u>25.02.2008Г</u>		1772,3		Неро 33/8"	В/Н 120 Д16 (NIZ278*120 DT-16)							6,53	3,9					γн=0,820г/см³
Горизонт РТ-1																				
II	2	<u>12.01.2008Г</u> <u>19.01.2008Г</u>	<u>1891-1895</u> <u>-1903,9-1907,9</u>				В/Н NIZ-ID-20								3,5	53				γв=1,13г/см³
		<u>01.12.2007Г</u> <u>14.01.2007Г</u>	<u>1898-1902</u> <u>-1910,9-1914,9</u>	1910м		ЗПК-89С	Гл. насос НН2Б- 57-30-12-1И								3	20				γв=1,165г/см³
	27	<u>27.01.2009Г</u> <u>28.01.2009Г</u>	<u>1885,2-1886,6</u> <u>-1899,7-1901,1</u> <u>1887,3-1888,6</u> <u>-1901,5-1903,1</u>	1917		DINAWELL- 24g DPZNRDX		5			1,9	0,5		2,83	6,06					γн=0,813г/см³ γв=1,14г/см³
II'	9	<u>05.12.2007Г</u> <u>12.12.2007Г</u>	<u>1880-1881,5</u> <u>-1892,9-1894,4</u>	1885,9м		Неро 33/8"	В/Н 120 Д16 (NIZ278 120 T16)								3,9	152				γв=1,148г/см³
III	11	15.05- 20.05.1996Г	<u>1763,6-1766,0</u> <u>-1777,7-1780,1</u> <u>1769,0-1772,0</u> <u>-1783,1-1786,1</u> <u>1775,0-1778,4</u> <u>-1789,1-1792,5</u>		500-800	КПРУ-65 70 отв								пл. вода с пленкой нефти		292				γн=0,938г/см³ γв=1,153г/см³

Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
II'	5	03-16.01.78г.	<u>1920-1938</u> <u>-1933,8-1951,8</u>										10		16					
	21	<u>20.06.2007г</u> <u>23.06.2007г</u>	<u>1893,6-1894,6</u> <u>-1907,9-1908,9</u>			"Predator" 4 1/2								3,1	19,5					$\gamma_H=0,82\text{г/см}^3$; $\gamma_B=1,15\text{г/см}^3$
IV	8	<u>14-15.12.1978г</u>	<u>1885-1900</u> <u>1900,2-1915,2</u>												144					ПШ в открытом стволе
IV'	23	<u>14.04.2008г</u> <u>07.05.2008г</u>	<u>1876-1879</u> <u>-1889,1-1892,1</u>			ЗПКО 89С	В/Н NTZ278- TD20				2,6	0		10,9		601				$\gamma_H=0,807\text{г/см}^3$
							фонтан	5						56,6						
		<u>26.03.2008г</u> <u>03.04.2008г</u>	<u>1882,2-1884</u> <u>-1895,3-1897,1</u>			ЗПКО 89С	В/Н NTZ278*120DI20							пл. вода с пленкой нефти Qж-18,1						
Горизонт РГ-III																				
II	2	14.04.1977 г	<u>1953-1959</u> <u>-1965,9-1971,9</u>			ЗПК-108	КИИ-146								0,78					$\gamma_B=1,145\text{г/см}^3$
II'	5	27-28.11.77г	<u>1980-2007</u> <u>-1993,8-2020,8</u>										9		367					
	21	<u>17.08.2007г</u> <u>15.06.2007г</u>	<u>1950-1952</u> <u>-1964,3-1966,3</u>			ЗПК-89	Винтовой насос НКТ				1,5			3,5	19,8					$\gamma_H=0,847\text{г/см}^3$; $\gamma_B=1,16\text{г/см}^3$
Ю-16+II																				
II	2	30.12.1976г.	<u>1464-1520</u> <u>-1476,9-1532,9</u>	1520			КИИ-146		16,4	19,7			3,3		приток воды		1,93			
Ю-V+Ю-VI+J1																				
II	2	11.01.1977г.	<u>1753-1854</u> <u>-1765,9-1866,9</u>	1854			КИИ-146		19,8	20,4			0,6		1040		17,3			
Ю-VI+J1																				
II	21	<u>17.08.2007г</u> <u>30.09.2007г</u>	<u>1776,4-1780,9</u> <u>-1790,7-1795,2</u> <u>1791,2-1792,8</u> <u>-1805,5-1807,1</u>	1844- 1787,13		"Hero" 4 1/2									7,7	261				
J1+РГ-I+РГ-II																				
II	4	23.06.1976г	<u>1957,0-2060,0</u> <u>-1970,3-2073,3</u>												94,4					ПШ в открытом стволе

Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
II	2	30.01.1977г	18830-1923,0 -1842,9-1935,9				КИИ-146							приток воды						ПИ в открытом стволе, дебит воды не замерялся
	РТ-I+РТ-II																			
II'	5	13-14.11.77г	18880-1941,0 -1901,8-1954,8										10		166					ПИ в открытом стволе
	РТ-I+РТ-II+РТ-III																			
II	2	19.01.77г	1900-2005 -1912,9-2017,9				КИИ-146							приток нефти с водой						ПИ в открытом стволе приток нефти с водой дебит не замерялся
	вне горизонта																			
I	2	28.12.1976г.	1324-1408 -1336,9-1420,9	1408		бурением	КИИ-146		15	17,3			2,3		приток воды		2,1			Пластовая вода с растворенным газом
	23	23.01.2009г 24.01.2009г	13672-1373,7 -1380,3-1386,8	1392,08		DINAWELL-26g 78 отв							5,47	Объект "сухой"		494				
II	5	30-01.12.77г.	2028-2055 -2041,8-2068,8										9		720					
	9	26.06.2008г 01.07.2008г	13685-1372,8 -1381,4-1385,7	1736,3- 1760		ЗПК-105-DN01	В/Н NIZ278 120 ТД16						71,6	Объект "сухой"		560				
		20.06.2008г 22.06.2008г	1379,4-1382 -1392,3-1394,9	1736,3- 1760		ЗПК-105-DN01	В/Н NIZ278 120 ТД16						86,8	Объект "сухой"		791				
		21	27.10.2011г 29.10.2011г.	13763-1378,5 -1390,6-1392,8	1401,5		Power Jet 4505 22 отв							63,8	Объект "сухой"		473			

3.1.2 Анализ гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов

По данным гидродинамических исследований рассчитаны коэффициенты продуктивности, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность.

В скважинах, где получены нефонтанные притоки нефти, исследование проводилось на стационарных режимах фильтрации с записью КВД глубинными манометрами, спущенными до «башмака» подъемного лифта.

По результатам обработки кривых определялись следующие параметры: скин-фактор, Рпл, проницаемость, пьезопроводность и гидропроводность пласта.

Также в ходе испытания скважин проводились гидродинамические исследования скважин методом установившихся отборов на различных режимах работы насоса.

Всего на месторождении Масабай на дату составления проекта проведено 9 гидродинамических исследований в скважинах 2, 8, 20, 23 и 26. Методом КВД и КВУ было проведено 6 исследований в 5-ти скважинах (2, 8, 20, 23 и 26), методом установившихся отборов (МУО) было проведено 3 исследования в скважинах 2 и 20.

При гидродинамических исследованиях скважин определялись пластовые давления, фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов, коэффициент продуктивности пластов, чистота призабойных зон (скин-фактор).

Исследования методом восстановления давления (КВД и КВУ)

В скважинах 2, 8, 20, 23 и 26 во время опробования проводились исследования методом восстановления давления (КВД и КВУ). В скважине 2 исследован горизонт РТ-II, в скважине 8 - горизонт РТ-I, в скважине 20 - горизонты Ю-VI и J1, в скважине 23 - горизонт М-II, в скважине 23 - горизонт Ю-IIIб.

Для определения продуктивности пластов при различных режимах путем замены штуцеров определялись дебиты скважин и определялись фильтрационные характеристики. Результаты исследований методом восстановления давления приведены в таблице 3.1.2.

Горизонт М-II

Исследование после опробования горизонта проводилось в 2009г. в скважине 23 в интервале перфорации 1055,9 - 1060 м. Пластовое давление составило 10,0 МПа, проницаемость – 0,734 мкм², гидропроводность – 0,063·10⁻¹² м³/мПа·с, пьезопроводность – 0,006·10⁻³ м²/с. Скин-фактор имеет отрицательное значение и составляет (-5), что свидетельствует о хорошем состоянии пристволенной зоны пласта.

Горизонт Ю-IIIб

Исследование проводилось в 2009г. в скважине 26 в интервале перфорации 1630,9 – 1634,6 м. Пластовое давление составило 14,3 МПа, проницаемость – 0,117 мкм², гидропроводность – 0,065·10⁻¹² м³/мПа·с, пьезопроводность – 0,007·10⁻³ м²/с. Скин-фактор имеет отрицательное значение и составляет (-4,3), что свидетельствует о хорошем состоянии пристволенной зоны пласта.

Горизонт Ю-VI

Исследование проводилось в скважине 20 с 13.03.2008 по 24.03.2008гг. в интервале перфорации 1732 - 1735 м. Пластовое давление составило 19,2 МПа, проницаемость – 0,488 мкм², гидропроводность – 0,064·10⁻¹² м³/мПа·с, пьезопроводность – 0,004·10⁻³ м²/с. Скин-фактор имеет положительное значение и составляет (10,8), что свидетельствует о загрязнении пристволенной зоны пласта.

Горизонт J1

Исследование проводилось в скважине 20 с 13.03.2008 по 24.03.2008гг. в интервале перфорации 1764-1767м. Пластовое давление составило 19,6 МПа, проницаемость – 0,536 мкм², гидропроводность – 0,632·10⁻¹² м³/мПа·с, пьезопроводность – 0,026·10⁻³ м²/с. Скин-фактор имеет отрицательное значение и составляет (-1,81), что свидетельствует о хорошем состоянии пристволенной зоны пласта.

Горизонт РТ-I

Исследование проводилось в скважине 8 с 31.10.1978 по 04.11.1978 гг. в интервале перфорации 1857-1861м. Пластовое давление составило 19,2 МПа, проницаемость – 0,145 мкм², гидропроводность – 0,088·10⁻¹² м³/мПа·с, пьезопроводность – 0,007·10⁻³ м²/с.

Горизонт РТ-II

Исследование проводилось в скважине 2 в апреле 1977г. в интервале перфорации 1923-1929м. Пластовое давление составило 19,8 МПа, проницаемость – 0,135 мкм², гидропроводность – 0,166·10⁻¹² м³/мПа·с, пьезопроводность – 0,007·10⁻³ м²/с.

Таблица 3.1.2 - Результаты гидродинамических исследований КВД и КВУ

№№ скв.	Дата исследования	Интервал перфорации/ исследования, м	Пластовое давление, МПа	Проницаемость, мкм ²	Пьезопроводность, 10 ⁻³ м ² /с.	Гидропроводность 10 ⁻¹² м ³ /мПа·с	Скин-фактор
1	2	3	4	5	6	7	8
М-II							
23	2009г.	1055,9-1060	10,0	0,734	0,006	0,063	-5
Ю-IIIб							
26	2009г.	1630,9-1634,6	14,3	0,117	0,007	0,065	-4,3
Ю-VI							
20	13.03.2008г.-24.03.2008г.	1732-1735	19,2	0,488	0,004	0,064	10,8
J1							
20	28.02.2007г.	1764-1767	19,6	0,536	0,026	0,632	-1,81
РТ-I							
8	31.10.1978г.-04.11.1978г.	1857-1861	19,2	0,145	0,007	0,088	
РТ-II							
2	19.04.1977г	1923-1929	19,8	0,135	0,007	0,166	

Исследования методом установившихся отборов (МУО)

Методом установившихся отборов (МУО) было проведено 3 исследования в скважинах 2 и 20. В скважине 2 исследован горизонт Р-II, в скважине 20 - горизонты - Ю-VI и J1.

Результаты гидродинамических исследований МУО приведены в таблице 3.1.3.

Горизонт Ю-VI

В скважине 20 с 13 по 24 апреля 2008 года проводилось исследование интервала 1732 – 1735м. методом установившихся отборов (ИК) на трех режимах работы путем замены штуцеров (2, 3, 4 мм). На всех 3-х режимах забойное давление изменялось от 14,8 до 15,6 МПа. При установившихся режимах дебит нефти изменялся от 14,5 до 18,7 м³/сут. Коэффициент продуктивности изменяется от 4 до 4,3 (м³/сут)/МПа, в среднем 4,2 (м³/сут)/МПа. Средний коэффициент удельной продуктивности составил 1,4 (м³/сут)/МПа/м.

Результаты исследований скважины приведены в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3. Результаты исследований МУО скважины 20. Горизонт Ю-VI.

	1 режим	2 режим	3 режим	Сред.зн.
диаметр штуцера	2	3	4	
Давление забойное, МПа.	15,6	15,1	14,8	15,2
Дебит нефти, м ³ /сут.	14,5	17,5	18,7	16,9
Депрессия, МПа.	3,6	4,1	4,4	4,0
Коэф.продуктивности м ³ /сут*МПа	4,0	4,3	4,3	4,2

По результатам исследования построена индикаторная диаграмма (рис. 3.1.1). Прямолинейная диаграмма характеризует установившуюся фильтрацию по линейному закону.

Горизонт J1

В скважине 20 в феврале 2007 года проводилось исследование интервала 1764-1767м. методом установившихся отборов на трех режимах работы путем замены штуцеров (2, 3, 4 мм). Замеренное пластовое давление составило – 19,6 МПа. На всех 3-х режимах забойное давление изменялось от 17,5 до 19,3 МПа. При установившихся режимах дебит нефти изменялся от 20,8 до 87,8 м³/сут. Коэффициент продуктивности изменяется от 41,8 до 69,3 (м³/сут)/МПа, в среднем 50,5 (м³/сут)/МПа. Средний коэффициент удельной продуктивности составил 16,8 (м³/сут)/МПа/м.

Результаты исследований скважины приведены в таблице 3.1.4. На рисунке 3.1.2. приведена индикаторная диаграмма зависимости дебита нефти от депрессии на пласт.

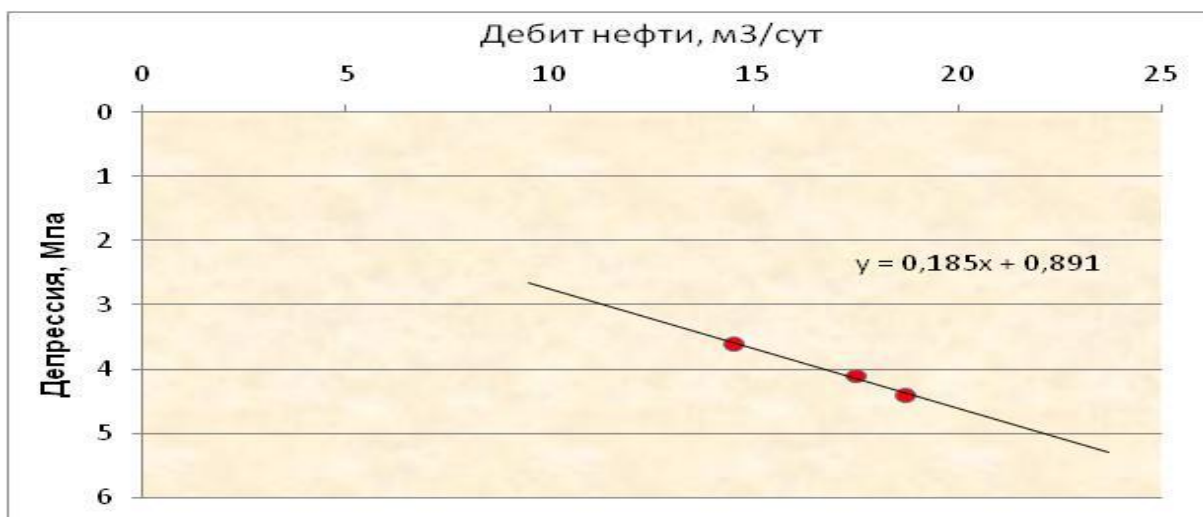


Рис. 3.1.1 - Индикаторная диаграмма по скважине 20 (горизонту Ю-VI).

Таблица 3.1.4. Результаты исследований МУО скважины 20. Горизонт J₁.

	1 режим	2 режим	3 режим	Сред.зн.
диаметр штуцера	2	3	4	
Давление забойное, МПа.	19,3	18,3	17,5	18,4
Дебит нефти, м³/сут.	20,8	52,3	87,8	53,6
Депрессия, МПа.	0,3	1,3	2,1	1,2
Коэф.продуктивности м³/сут*МПа	69,3	40,2	41,8	50,5

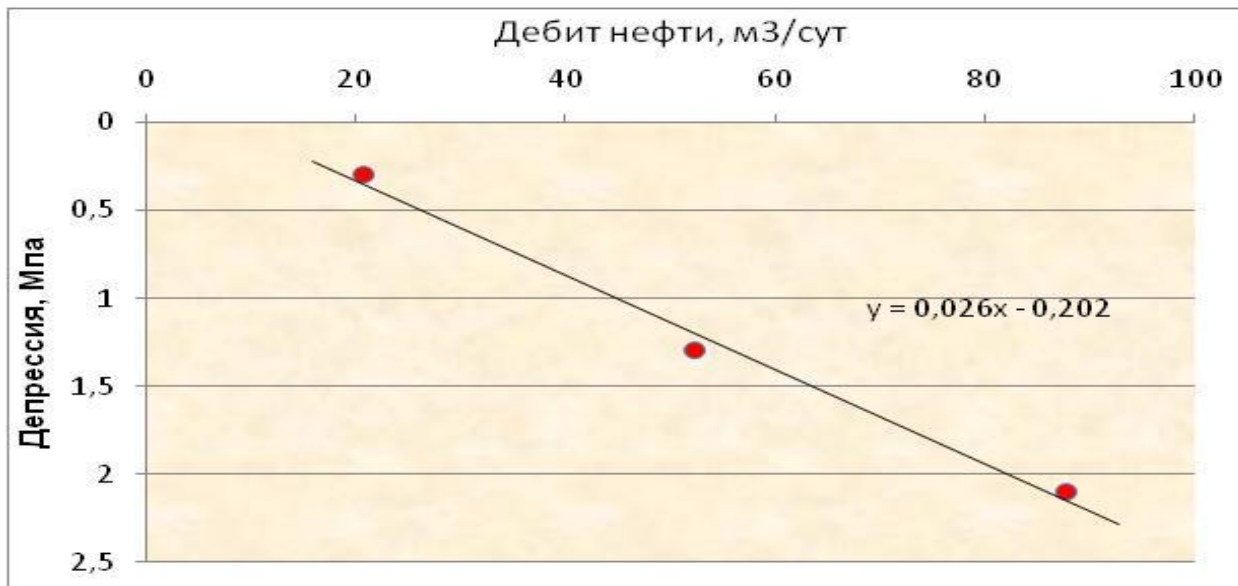


Рис. 3.1.2 - Индикаторная диаграмма по скважине 20 (горизонту J1).

Горизонт РТ-II

В скважине 2 в апреле 1977 года проводилось исследование интервала 1923-1929м. методом установившихся отборов (ИК) на трех режимах работы путем замены штуцеров (3, 5, 7 мм). На всех 3-х режимах забойное давление изменялось от 15,7 до 17,6 МПа. При установившихся режимах дебит нефти изменялся от 26,4 до 40,8 м³/сут. Коэффициент

продуктивности изменяется от 10 до 12 (м³/сут)/МПа, в среднем 11 (м³/сут)/МПа. Средний коэффициент удельной продуктивности составил 1,8 (м³/сут)/МПа/м.

Результаты исследований скважины приведены в таблице 3.1.5. По результатам исследования построена индикаторная диаграмма. (рис 3.1.3). Прямолинейная диаграмма характеризует установившуюся фильтрацию по линейному закону.

Таблица 3.1.5. Результаты исследований МУО скважины 2. Горизонт РТ-II.

	1 режим	2 режим	3 режим	Сред.зн.
диаметр штуцера	3	5	7	
Давление забойное, МПа.	17,6	16,7	15,7	16,7
Дебит нефти, м ³ /сут.	26,4	34,2	40,8	33,8
Депрессия, МПа.	2,2	3,1	4,1	3,1
Коэф.продуктивности м ³ /сут*МПа	12,0	11,0	10,0	11,0

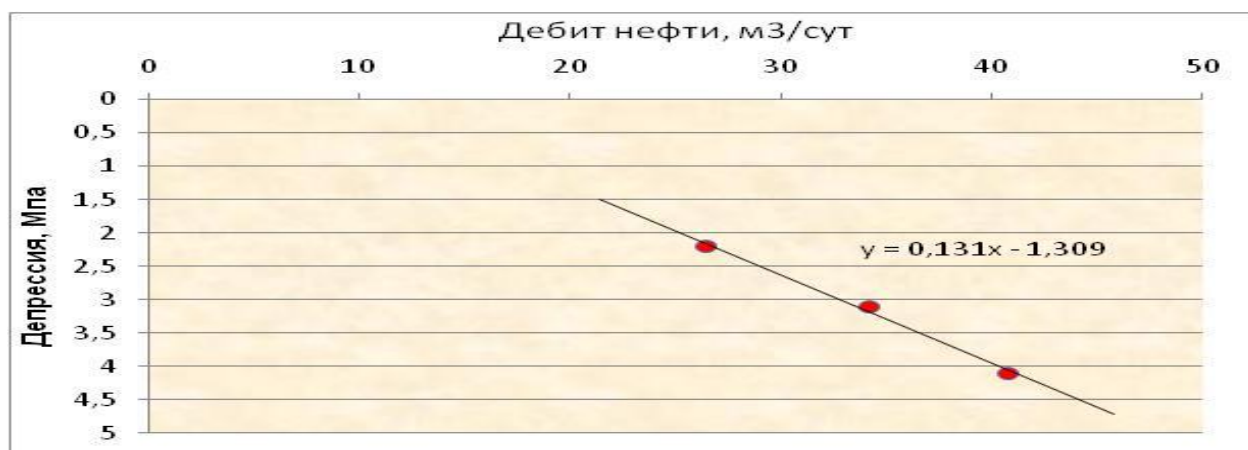


Рис. 3.1.3 - Индикаторная диаграмма по скважине 2 (горизонту РТ-II).

Таблица 3.1.6 - Результаты гидродинамических исследований МУО по месторождению

№№ скв.	Дата исследования	Интервал перфорации/ исследования, м	Пластовое давление, МПа	Давление забойное, МПа.	Депрессия, МПа.	Коэф.продуктивности м ³ /сут*Мпа
Ю-VI						
20	13.03.2008г-24.03.2008г.	1732-1735	19,2	15,2	4,0	4,2
Л1						
20	28.02.2007г.	1764-1767	19,6	18,4	1,2	50,5
РТ-II						
2	19.04.1977г	1923-1929	19,8	10,9	8,9	11,0

Вывод и рекомендация:

После вывода месторождения из консервации с целью уточнения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов и продуктивной характеристики скважин проводить во всех скважинах в соответствии «ЕПР и КИН».

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

Месторождение было введено в пробную эксплуатацию в ноябре 2008г. согласно «Проекту пробной эксплуатации месторождения Масабай» [9], рассмотренного на ЦКР РК (протокол №53 от 30.10.2008г.) и утвержденного на заседании Рабочей группы по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИНТ РК.

В рамках «Проекта пробной эксплуатации...» на месторождении Масабай было выделено четыре объекта эксплуатации: I объект – залежи горизонта Ю-V; II объект – залежи горизонта J₁; III объект – залежи горизонта РТ-I; IV объект – залежи горизонта РТ-II;

В 2009 году ТОО «БолашакМунайПроект» был выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти по Ю-I, IIIa, IIIб, IV среднеюрским и нижнемеловому продуктивному горизонту месторождения Масабай по состоянию изученности месторождения на 01.03.2009г. (Протокол ГКЗ РК №839-09-П от 30.06.2009г.).

В связи с уточнением геологического строения и повторного оперативного подсчета запасов УВ, в 2009г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» было составлено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Масабай» [15], который был утвержден ЦКРР РК (Протокол №60 от 25.11.2009г.) [16]. Согласно протокола ЦКРР РК период пробной эксплуатации продлен до 14.07.2012г., то есть до конца периода разведки.

В «Дополнении к проекту пробной эксплуатации...» выбор объектов пробной эксплуатации был пересмотрен и выделены пять объектов эксплуатации:

I объект – нижнемеловой продуктивный горизонт М-II

II объект - среднеюрские продуктивные горизонты Ю-IIIa+Ю-IIIб+Ю-IV

III объект - среднеюрский нефтеносный горизонт Ю-V.

IV объект – нижнеюрский нефтеносный горизонт J₁

V объект – пермотриасовый нефтеносный горизонт РТ-I+РТ-II.

3.2.1.1 Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов

По состоянию на 01.06.2023г. на месторождении Масабай общий фонд пробуренных скважин составляет всего 10 скважин, все скважины в консервации.

В период пробной эксплуатации (2013г) на месторождении в действующем фонде числились 4 скважины (№№20, 21, 23, 26), 1 скважина №25 находилась в испытании и 1 скважина №27 в консервации по причине аварийности и ожидании ремонта. Скважина 11 использовалась для утилизации воды. Ликвидировано, по геологическим причинам, две поисково-разведочные скважины (№ 2 и 8) и одна оценочная скважина (№9). Действующие скважины эксплуатировались винтовыми штанговыми насосными

установками (ВШНУ) (№21, 23 и 26) и одна скважина (№20) работала фонтанным способом. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.06.2023 г.. приведена в таблице 3.2.1, в таблице 3.2.2 техническое состояние скважин.

Таблица 3.2.1. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.06.2023 г..

№№	Наименование	Характеристика фонда скважин	Объект					Всего по месторождению
			I	II	III	IV	V	
			М-II	Ю-IIIa+Ю-IIIб+Ю-IV	Ю-V+Ю-VI	J1	PT-I+PT-II	
	Всего пробурено:							11
1	Фонд добывающих скважин	Всего:		3	1		2	6
		в консервации		21, 20, 26, 2	23		25, 27, 8	6
2	Фонд специальных скважин	Всего:	-					-
		под закачкой	-					-
3	Ликвидированные скважины	Всего:	4					4
		по геологическим причинам	9, 5					4
		по техническим причинам	-					-

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Для анализа состояния разработки месторождения и эффективного регулирования процесса разработки большое значение имеет наличие информации о характере и степени выработки продуктивных пластов.

Для проведения анализа, в качестве основы приняты начальные геологические и извлекаемые запасы нефти, состоящих на государственном балансе РК и промысловые данные учета добычи нефти и воды. В данном разделе выработка запасов указано с учетом нового выделения объектов представленные в разделе 3.4.1.

По состоянию на 01.06.2023г накопленная добыча нефти по месторождению составляет 41,9 тыс.т. В целом с начала разработки отобрано 17,5 % от начальных извлекаемых запасов нефти, при обводненности добываемой продукции – 10,3 %. В целом по месторождению значение текущего КИН равно 0,056 д.ед. Суммарная величина остаточных извлекаемых запасов нефти по месторождению в пределах контрактной территории оценивается в 197,1 тыс.т. Распределение накопленной добычи нефти и достигнутых на дату анализа КИН по объектам и месторождению в целом представлено в таблице 3.2.2. Основная доля накопленной добычи нефти приходится на I и II объект эксплуатации, выработка по которым составила 40,4 и 33,6 % соответственно. Наименее выработанными являются IV, V и VI объекты.

Для достижения утвержденного значения КИН по всем объектам необходимо дополнительное бурение добывающих скважин для увеличения охвата залежей разработкой.

Таблица 3.2.2 – Выработка запасов по объектам эксплуатации

Показатели	Основные				Возвратные			Всего по месторождению
	I (IIIa и Ю-IIIб)	II (Ю-V (I и II блоки) и Ю-VI)	III (J1)	IV (PT-I, PT-II и PT-III)	V (Ю-IV)	VI (Ю-Iб)	VII (M-II)	
Геологические запасы нефти по категории C ₁	134	141	98	301	17	8	54	753
Извлекаемые запасы нефти по категории C1	50	45	33	90	5	2	14	239
Накопленная добыча нефти, тыс.т	20,2	15,1	4,1	1,1			1,64	41,9
Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т	29,8	29,9	28,9	88,9	5	2	12,36	197,1
Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	40,4	33,6	12,4	1,2	0,0	0,0	11,7	17,5
Утвержденный КИН, д.ед	0,373	0,319	0,337	0,299	0,294	0,222	0,256	0,317
Текущий КИН, д.ед.	0,151	0,107	0,042	0,004			0,030	0,056

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

На текущий момент месторождение находится в консервации. С целью эффективной разработки месторождения необходимо, при выводе из консервации, вести контроль энергетического состояния объектов разработки, проведения отбора глубинных проб и поверхностных проб флюидов. Проведение по всем скважинам сложных ГДИС и МУО на различных режимах с целью определения оптимального забойного давления по скважинам и в целом по объектам. При проведении значимых ГТМ необходимо проведение ГДИС до и после мероприятия. В обводненных скважинах необходимо проводить ГИС-к с целью определения источника обводнения. В целом все исследования в последующем дадут возможность определить эффективность применяемых технологий и дать оценку реализуемой системы разработки.

3.2.3. Характеристика энергетического состояния

Характеристика энергетического состояния нефтегазовых залежей проводилась по результатам гидродинамических исследований, прямых замеров пластового давления и по статическому уровню в скважинах 2, 8, 20, 21, 23, 26 и 27.

При бурении скважин 2 и 8 были проведены замеры пластового давления по горизонтам Ю-I, Ю-II и PT-I, в 2007г. при опробовании скважины 20 - по горизонту J1, в 2010г. при опробовании скважины 26 - по горизонту Ю-IIIб. На месторождении в скважинах 2, 20 и 23 были выполнены гидродинамические исследования методом кривой восстановления уровня (КВУ). В скважине 2 исследован горизонт PT-II, в скважине 20 - горизонт Ю-VI, в скважине 23 – горизонты M-II и Ю-IIIб, в ходе которых были замерены пластовые давления.

Результаты замеров пластового давления в целом по месторождению представлены в таблице 3.2.11.

I объект (горизонт M-II)

Начальное пластовое давление замеренное при опробовании в скважине №23, составило 9,3 МПа. Текущее пластовое давление отсутствует.

II объект (горизонты Ю-IIIa+Ю-IIIб+ Ю-IV)

Начальное пластовое давление замеренное при опробовании в скважине №23, составило 15,3 МПа. Текущее пластовое давление составляет 15,1 МПа, что ниже начального на 0,2 МПа.

III объект (горизонты Ю-V, Ю-VI)

Начальное пластовое давление замеренное при опробовании в скважине №20, составило 17,2 МПа. Текущее пластовое давление составляет 15,8 МПа, что ниже начального на 1,4 МПа.

IV объект (горизонт J1)

Начальное пластовое давление замеренное при опробовании в скважине №20, составило 16,9 МПа. Текущее пластовое давление отсутствует.

V объект (горизонты PT-I+PT-II)

Начальное пластовое давление замеренное при опробовании в скважине №20, составило 18,1 МПа. Текущее пластовое давление отсутствует.

Динамика средних пластовых давлений по горизонтам представлена в рисунках 3.2.2 и 3.2.3.

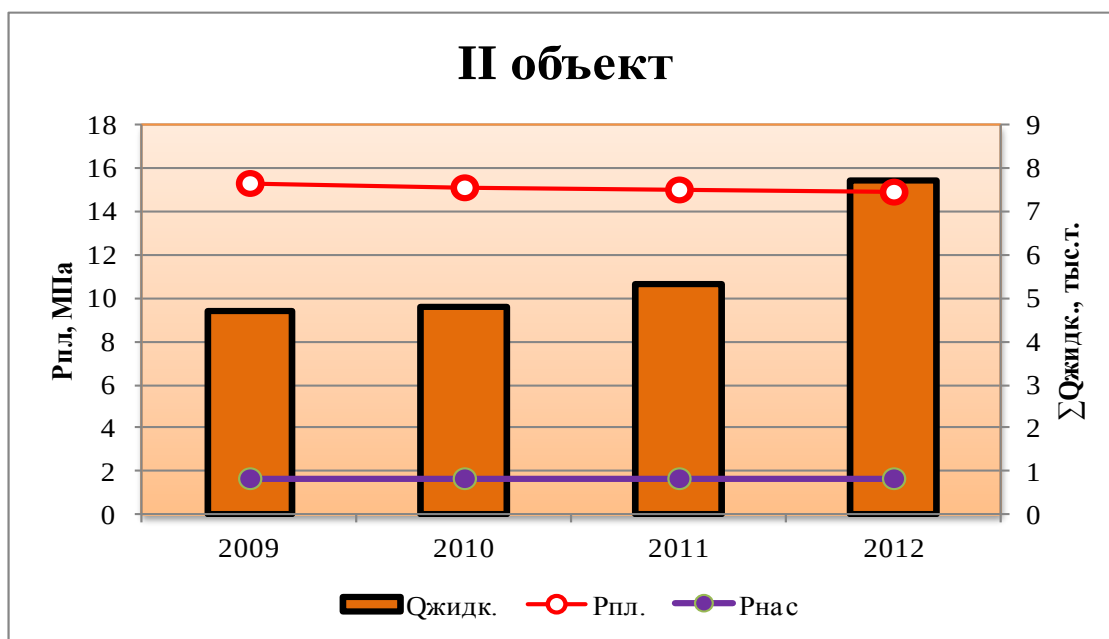
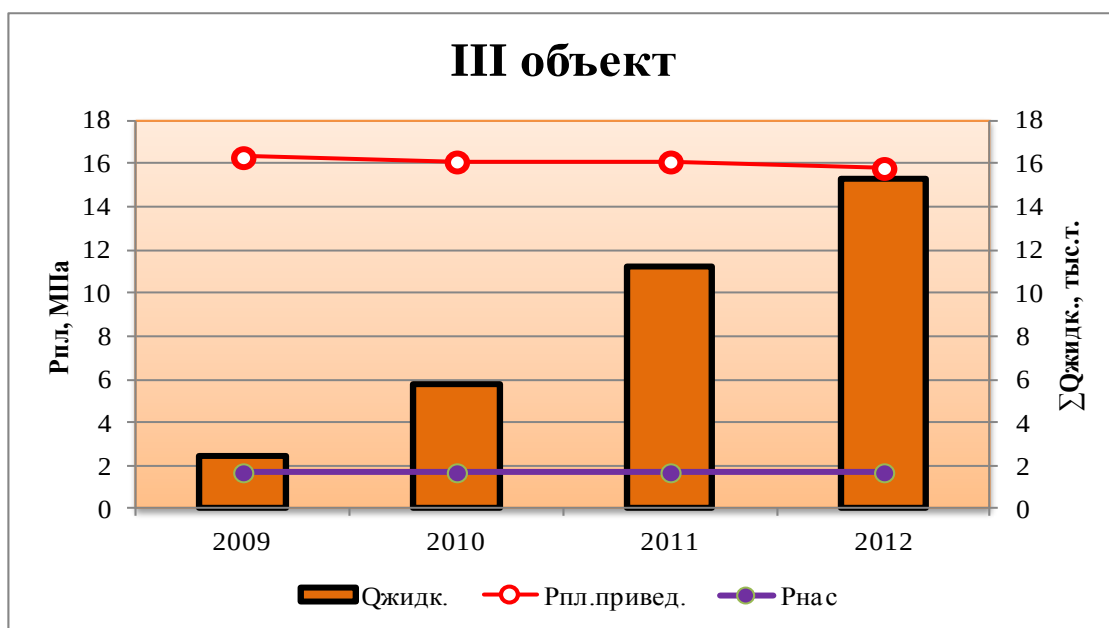


Рис. 3.2.2 – Зависимость пластового давления от накопленной добычи жидкости по II объекту



**Рис. 3.2.3 – Зависимость пластового давления от накопленной добычи
жидкости по III объекту**

Таблица 3.2.3 Результаты замеров пластового давления

№№ п/п	№№ скв	Горизонт	Блок	Дата исследования	Вид исследования	Глубина замера, м	Рпл замер, МПа	Рпл прив к ВНК, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I объект (горизонт М-II)								
1	23	М-II	I	2009г	Стат уровень	1060	9,1	9,3
2	23	М-II	I	2009г	(КВУ) Стат уровень	1057,9	9	9,2
II объект (горизонты Ю-IIIа+Ю-IIIб+ Ю-IV)								
3	23	Ю-IIIб	I	2009г	(КВУ) Стат уровень	1630,9	15,1	15,3
4	26	Ю-IIIб	I	2010г	Стат уровень (КВУ)	1632,7	14,9	15,1
5	21	Ю-IV	II	2011г	Замер (проб)	1696	14,8	15,0
6	21	Ю-IV	II	2012г	Стат уровень	1557,6	14,8	15,1
7	26	Ю-IIIб	I	2012г	Стат уровень	1628,1	14,6	14,9
III объект (горизонты Ю-V, Ю-VI)								
8	20	Ю-VI	V	2007г	Замер (проб)	1732	16,9	17,1
9	20	Ю-VI	V	2008г	(МУО) Замер	1733,5	16,9	17,1
10	23	Ю-VI	IV	2009г	Стат уровень	1733,5	16,1	16,3
11	23	Ю-VI	IV	2010г	Стат уровень	1733,5	15,9	16,1
12	23	Ю-VI	IV	2011г	Стат уровень	1733,5	15,9	16,1
13	26	Ю-VI	I	2012г	Стат уровень	1752	15,7	15,8
IV объект (горизонт JI)								
14	2	J1	I	2007г	Стат уровень	1383	12,3	16,0
15	20	J1	V	2007г	Замер	1765,5	17	17,1
16	20	J ₁	V	2007г	Замер (проб)	1764	17	17,2
17	21	J ₁	II	2011г	Замер (проб)	1457,6	13,1	16,0
V объект (горизонты РТ-I+РТ-II)								
18	2	РТ-II	IV	2007г	Стат уровень (КВУ)	1926	17,9	18,1
19	20	РТ-I	V	2007г	Замер (проб)	1858	17	17,2
20	8	РТ-I	IV	2008г	Стат уровень	1857	17,1	17,3
21	27	РТ-II	II	2009г	Замер (проб)	1925,6	18,1	18,3

Вывод и рекомендация:

После вывода месторождения из консервации замеры пластовых давлений осуществлять в каждой скважине 1 раз за квартал в соответствии с ЕПРiКIN и требованием данного проекта.

Таблица 3.2.4. Техническое состояние скважин

п/п №	№ скв.	Категория	Сроки бурения		Глубина скважины, м		Горизонт		Конструкция скважины, мм х м	Высота подъема цемента, м	Состояние скважины на 01.01.2013 г.
			начало	конец	проект.	фактич.	проект.	фактич.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2	поиск.	25.11.1976г.	21.03.1977 г.	2200	2205	Р1к	Р1к	324 х 30	до устья	в консервации
									245 х 843	до устья	
									140 х 2138	до 860 м от устья	
2	5	разв.	22.08.1977г.	20.01.1978г.	2300	2300	Р1к	Р1к	324 х 30	до устья	ликвидир. по геол. причинам
									245 х 850	до устья	
3	8	разв.	27.05.1978г.	21.08.1978г.	2300	2147	Р1к	Р1к	324 х 22	до устья	в консервации
									245 х 796	до устья	
									146 х 1962	ВПЦ на гл. 1040 м от устья	
4	9	оценоч.	15.06.1996г.	01.09.1996г.	2000	2000	РТ	Р1к	324 х 30	до устья	ликвидир. по геол. причинам
									245 х 848	до 193 м от устья	
									168,3 х 1990	до устья	
5	20	разв.	07.11.2006 г.	10.02.2007 г.	2000	2000	РТ	РТ	324 х 33,27	до устья	в консервации
									245 х 793,46	до устья	
									168 х 1879,17	до устья	

Продолжение таблицы 3.2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	21	разв.	16.03.2007 г.	30.05.2007 г.	2000	2000	РТ	РТ	324 x 33,65	до устья	в консервации
									245 x 792,22	до устья	
									168 x 1975,88	до устья	
7	23	разв.	19.12.2007г.	22.03.2008 г.	2000	2018	РТ	Р1к	324 x 30	до устья	в консервации
									245 x 800	до устья	
									168 x 2018	до устья	
8	25	разв.	20.08.2011 г	18.04.2012 г	2000	2053,4	Р1к	Р1к	324 x 31,6	до устья	в консервации
									245 x 800	до устья	
									168 x 1963	до устья	
9	26	разв.	11.06.2008 г.	07.08.2008 г.	2000	1963	РТ	Р1к	324 x 31,87	до устья	в консервации
									245 x 795,87	до устья	
									168,3 x 1819,62	до устья	
10	27	разв.	23.08.2008 г	15.11.2008 г	2000	1990	РТ	РТ	324 x 31,04	до устья	в консервации
									245 x 799,47	до устья	
									168,3 x 1948,46	до устья	
									245 x 848	до устья	

Сравнение проектных и фактических показателей

Месторождение введено в пробную эксплуатацию в ноябре 2008г. согласно «Проекту пробной эксплуатации месторождения Масабай», в соответствии с которым было выделено четыре объекта эксплуатации:

I объект – залежи горизонта Ю-V;

II объект – залежи горизонта J₁;

III объект – залежи горизонта РТ-I;

IV объект – залежи горизонта РТ-II;

Пробную эксплуатацию месторождения планировалось вести в течение одного года с учетом окончания периода разведки, т.е. до 14.07.2009г.

За период пробной эксплуатации 6 добывающими скважинами (2, 8, 20, 23, 26 и 27) планировалось добыть 17,6 тыс.т. нефти и 23,6 тыс.т. жидкости, проектная обводненность продукции составила 25,21%. Фактически, с учетом испытания на месторождении за проектный (14.07.2008г.-14.07.2009г.) период добыто 6,5 тыс.т нефти и 8,2 тыс.т. жидкости, обводненность составила 20,3%.

Кроме того, за данный проектный период во время испытаний скважин добыто 3006 тонн нефти и 4247 тонн жидкости.

В период пробной эксплуатации были пробурены 2 разведочные скважины 26 и 27, предусмотренные проектным документом. По результатам бурения данных скважин на месторождении были выявлены нефтенасыщенные коллектора в среднеюрских горизонтах Ю-I, Ю-IIIa, Ю-IIIб и в одном нижнемеловом горизонте М-II.

В связи с составлением оперативного подсчета нефти запасов данных горизонтов, а также после продления срока периода разведки в 2009г. было выполнено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Масабай», утвержденное ЦКРР РК 25 ноября 2009г (протокол № 60).

Согласно ДППЭ, выбор объектов пробной эксплуатации был пересмотрен и выделены пять объектов эксплуатации:

I объект – нижнемеловой продуктивный горизонт М-II

II объект - среднеюрские продуктивные горизонты Ю-IIIa+Ю-IIIб+ Ю-IV

III объект - среднеюрский нефтеносный горизонт Ю-V.

IV объект – нижнеюрский нефтеносный горизонт J₁

V объект – пермтриасовый нефтеносный горизонт РТ-I+РТ-II.

В настоящее время месторождения Масабай находится в консервации.

В таблицах 3.2.5-3.2.10 приведены сопоставление проектных показателей за период 01.01.2009-01.01.2013гг. Текущие коэффициенты извлечения нефти, темпы отборов и отборы от извлекаемых запасов приводятся от запасов, которые были утверждены в последнем «Подсчете запасов...».

Согласно утвержденному проектному документу из 5 основных эксплуатационных объектов выделенных на месторождении, фактически в пробной эксплуатации находились

два объекта – II объект (горизонты Ю-IIIа, Ю-IIIб, Ю-IV), III объект (горизонты ЮV, Ю-VI).

По состоянию на 01.06.2023 г., на месторождении отобрано 41,9 тыс.т нефти, 58,7 тыс.т жидкости. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти месторождения составил 17,5 %, достигнутая нефтеотдача - 0,056 д.ед. Среднегодовая обводненность продукции за 2012г. составила 10,8 %.

Добыча нефти велась фонтанным и механизированным способом с использованием винтовых штанговых насосных установок (ВШНУ) и фонтанным способом.

На рисунке 3.2.4 приведено распределение накопленной добычи нефти по объектам. Из рисунка видно, что основная часть добытой нефти (48 %) приходится на II объект и на III объект 36%.

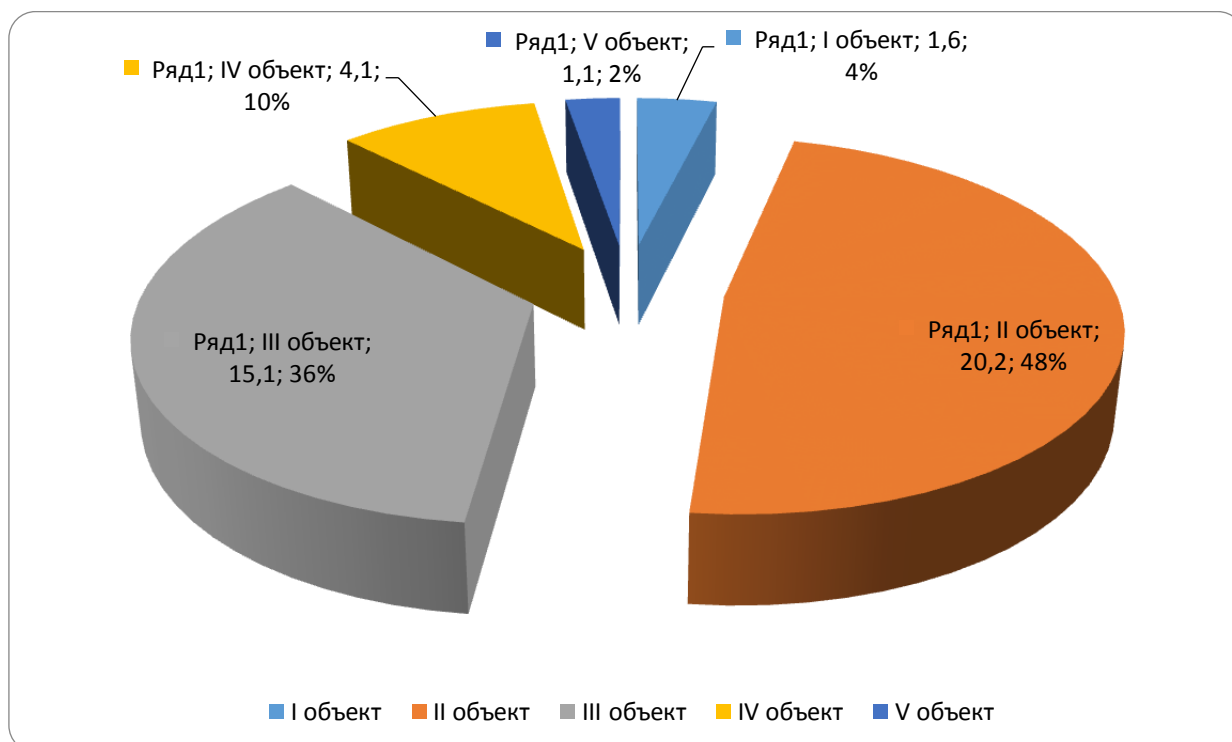


Рисунок 3.2.4– Распределение накопленной добычи нефти по объектам

Ниже рассмотрены сопоставления фактических и проектных показателей по месторождению и объектам за период пробной эксплуатации.

I эксплуатационный объект (горизонт М-II). Пробная эксплуатация горизонта начата в феврале 2009г. скважиной 23 согласно «Дополнению к проекту пробной эксплуатации...». Скважина работала на данном горизонте до декабря 2009г., в последствии, в марте 2010г. переведена на горизонт Ю-III-Б. Фактически с начала 2010г. горизонт не участвует в эксплуатации.

За 2009 г. добыто 1,6 тыс.т. нефти против 0,5 тыс.т по проекту и 2,7 тыс.т. жидкости против 0,6 тыс.т по проекту. Обводненность продукции составила 38,4% против 16,7% по проекту. Эксплуатация объекта, как и на всех остальных объектах, велась без ППД.

Сравнение основных технологических показателей разработки с проектными за рассматриваемый период по объекту представлено в таблице 3.2.6.

Как видно из таблицы 3.2.6, в первый год пробной эксплуатации фактические показатели по нефти и жидкости превышают проектные значения в три раза, что обусловлено высоким значением коэффициента эксплуатации 0,75 д.ед. относительно проекта 0,21 д.ед.

По состоянию на 01.01.2013г. фактическая накопленная добыча нефти составила 1,64 тыс.т. при проектном значении 6,6 тыс.т. Такое значительное отставание (75,2%) объясняется тем, что объект, начиная с 2010г. не участвовал в пробной эксплуатации.

II эксплуатационный объект (горизонты Ю-IIIа+Ю-IIIб+ Ю-IV).

Согласно ДППЭ пробную эксплуатацию объекта планировалась вести существующей разведочной скважиной 26 и проектной разведочной скважиной 24, ввод которой из бурения был запланирован на 2010г.

Фактически ввод из бурения скважины 24 не выполнен, пробная эксплуатация объекта с 2009г. ведется скважиной 26, работающего на горизонте Ю-IIIб, также на данном объекте работала скважина 23, в последующем в 2011 году была переведена на III объект, в том же году после испытания пермотриасовых горизонтов была введена скважина 21. Таким образом, фонд добывающих скважин на 01.01.2013г. представлен 2-мя скважинами 21 и 26.

На 01.06.2023 г.. накопленная добыча нефти составила 20,2 тыс.т. и 25,0 тыс.т. жидкости. Среднегодовой дебит нефти за 2012г. составил 18,3 т/сут, по жидкости – 21,2 т/сут. Отобрано от утвержденных извлекаемых запасов – 40,5 %. Текущий КИН - 15,1 %, при обводненности 13,7 %.

Сравнение основных технологических показателей разработки с проектными за рассматриваемый период по II объекту представлено в таблице 3.2.7.

Как видно из таблицы 3.2.7, в первый год пробной эксплуатации фактические показатели по нефти и жидкости превышают проектные значения, что связано высоким значением коэффициента эксплуатации относительно проектного значения.

В 2010 году добыча нефти отстает от проектной на 0,2 тыс.т (5,5%), а добыча жидкости находится на одном уровне 4,8 тыс.т. Обводненность продукции выше проектной на 4,9%. В 2011 году добыча нефти и жидкости выше проектных значений на 0,3 тыс.т. (8,2%) и на 0,5 тыс.т (9,6%) соответственно. За 2012г. добыто нефти 6,7 тыс.т, жидкости – 7,7 тыс.т. , что значительно выше проект на 4,8 тыс.т нефти и 5,3 тыс.т жидкости, что связано превышением фонда добывающих скважин.

По состоянию на 01.06.2023 г.. фактический накопленный отбор нефти по объекту выше проектного на 13,6 тыс.т, или на 206,7 % , что связано с превышением добычи нефти в первый год пробной эксплуатации 2009гг. за счет высокого коэффициента эксплуатации скважин 0,75 д.ед. против 0,18 д.ед по проекту в 2009 году и превышением фонда добывающих скважин в 2012 году на 1 скважину.

Обводненность по объекту с 2009 по 2012 гг. увеличивается незначительно с 6,3 до 13,7 % в 2012 году, что ниже проектной на 7,1%.

III эксплуатационный объект (горизонт Ю-V).

Согласно ДППЭ пробную эксплуатацию объекта планировалась вести существующей разведочной скважиной 20.

Как было отмечено выше, в данном проекте горизонт Ю-V в районе скважины выделен как горизонт Ю-VI.

Фактически пробная эксплуатация объекта начата с 2008г. скважиной 20 в 2011 году со II объекта переведена скважина 23.

На дату составления проекта накопленная добыча нефти составила 15,1 тыс.т. и 15,3 тыс.т. жидкости. Среднегодовой дебит нефти за 2012г. составил 9 т/сут, по жидкости – 15,5 т/сут. Отобрано от утвержденных извлекаемых запасов – 33,6 %. Текущий КИН - 10,7 %, при обводненности 3,5 %.

Темпы отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти за период 2009-2012гг. показывает тенденцию к увеличению и за 2012г. составила 3,5 %.

Сравнение фактических показателей разработки с проектными за рассматриваемый период по III объекту представлено в таблице 3.2.8.

Как видно из таблицы 3.2.8, в 2009 году фактические показатели по нефти и жидкости превышают проектные значения, что связано высоким значением коэффициента эксплуатации 0,95 относительно проектного значения 0,38.

За 2010г. фактические показатели по объекту находятся на уровне с проектными значениями. Фактически добыто 3,0 тыс.т. нефти и 3,4 тыс.т. жидкости при проектных значениях 3,0 тыс.т и на 3,1 тыс.т соответственно.

В 2011 году добыча нефти и жидкости составила 5,3 и 5,4 тыс.т при проектных значениях 2,8 и 3,2 тыс.т соответственно. Превышение составляет 89,2% по нефти и 67,9% по жидкости, что связано переводом скважины 23 со II объекта, соответственно превышением фонда добывающих скважин на 1 единицу. Обводненность продукции скважин ниже проектной величины на 11,1% , объяснением этому является то, что скважина 23 в первые 4 месяца работала без воды.

В 2012 году фактическая добыча нефти составила 3,7 тыс.т., по проекту 1,2 тыс.т, жидкости 3,9 тыс.т. по проекту 1,5 тыс.т. Фактические показатели пробной эксплуатации по нефти и жидкости в 3 раза превышают проектные значения, что связано превышением количества добывающих скважин, а также превышением среднесуточных дебитов по нефти на 18,4%, по жидкости на 72,2%.

По состоянию на 01.06.2023 г.. фактический накопленный отбор нефти по объекту выше проектного на 4,8 тыс.т, или на 46,9 %, что также связано превышением фонда добывающих скважин на 1 единицу.

IV эксплуатационный объект (горизонт J₁).

Согласно ДППЭ для пробной эксплуатации объекта планировалось использовать существующую скважину 21.

Фактически данный объект не вступал в пробную эксплуатацию, поэтому накопленная добыча нефти, отобранная за время испытания скважин 8, 20, 23, 26 составляет 4,1 тыс.т нефти, отстает от проектной на 33,6 %.

Сравнение основных технологических показателей разработки с проектными за рассматриваемый период по IV объекту представлено в таблице 3.2.9.

V объект (горизонты РТ-I+РТ-II)

Также данный горизонт в период разведочных работ был испытан в 2008г. скважиной 23 в течение 18 дней. Дебит нефти при обводненности 8,8% составил 5,5 т/сут.

Пробная эксплуатация горизонта начата в ноябре 2008г. скважиной 27 согласно «Дополнению к проекту пробной эксплуатации...».

Согласно ДППЭ для пробной эксплуатации объекта планировалось использовать скважину 27 и проектную разведочную скважину 22, ввод из бурения которой был предусмотрен в сентябре 2010г. Однако, вместо скважины 22, в 2012г. пробурена скважина 25, находящаяся на дату составления проекта в освоении.

Скважина 27 вступила в пробную эксплуатацию на горизонт РТ-II в ноябре 2008г. Начальный дебит нефти скважины 27 при 2 мм штуцере составил 16,4 т/сут. безводной нефти. Скважина работала на данном горизонте 61 день, дебит нефти в момент остановки скважины снизился до 5 т/сут. при обводненности 7,4%.

По состоянию на 01.06.2023 г.. по данному объекту добыто 1,124 тыс.т. нефти и 2,3 тыс.т. жидкости, что ниже проектных значений на 85 и 73% соответственно, что объясняется тем, что фактически с февраля 2009г. горизонт не участвует в пробной эксплуатации.

Сравнение основных технологических показателей разработки с проектными за рассматриваемый период по объекту представлено в таблице 3.2.10.

По месторождению.

Согласно ДППЭ пробную эксплуатацию в целом по месторождению планировалась вести пробуренными скважинами 20, 21, 23, 26, 27 и проектными разведочными скважинами 22, 24. Фактический ввод из бурения скважины 22 и 24 не выполнен.

На 01.01.2013г. накопленная добыча нефти составила 41,9 тыс.т. и 53,1 тыс.т. жидкости. Среднегодовой дебит нефти за 2012г. составил 8,8 т/сут, по жидкости – 14,6 т/сут. Отобрано от утвержденных извлекаемых запасов – 17,5 %. Текущая КИН - 5,6 %, при обводненности 10,3 %.

Сравнение основных технологических показателей разработки с проектными по месторождению представлено в таблице 3.2.5.

Как видно из таблицы 3.2.5, в первый год пробной эксплуатации фактические показатели по нефти и жидкости превышают проектные значения, что связано высоким значением коэффициента эксплуатации и фактического дебита относительно проектных значений.

За 2010-2011гг. годовые уровни добычи нефти и жидкости характеризуется отставанием от проектных значений. В 2010 году добыча нефти и жидкости отстает от

проектных на 6,4 тыс.т (46,7%) и 7,2 тыс.т (46,7%) соответственно. В 2011 году добыча нефти и жидкости также отстает от проектных значений на 3,8 тыс.т. (27,8%) и на 5,9 тыс.т (35,5%) соответственно. Отставание по добыче нефти обусловлено тем что, I, V объекты практически не вошли в пробную эксплуатацию. Также причинами отставания добычи нефти и жидкости в 2010-2011гг. году является отставание фонда добывающих скважин из-за невыполнения ввода проектных скважин из бурения и низкие коэффициенты эксплуатации скважин.

В 2012 году фактическая добыча нефти составляет 10,4 тыс.т, жидкости 11,7 тыс.т, что выше проектных значений на 48,% и 26,7% соответственно.

По состоянию на 01.06.2023 г.. фактический накопленный отбор нефти по месторождению ниже проектного на 5,1 тыс.т, или на 10,9 %.

Кроме вышеуказанных объектов эксплуатаций также в ходе испытаний было добыто 3,2 тыс.т. нефти и 8,3 тыс.т. жидкости.

Таблица 3.2.5. Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению

Показатели	2009		2010		2011		2012	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, тыс.т	4,3	8,2	13,8	7,3	13,6	9,8	7,0	10,4
Накопленная добыча нефти, тыс.т	12,6	14,4	26,4	21,6	40,0	31,5	47,0	41,9
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,8	3,4	5,8	3,0	5,7	4,1	2,9	4,4
Темп отбора от текущих запасов, %	1,8	3,5	6,1	3,2	6,4	4,5	3,5	5,0
Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	5,3	6,0	11,0	9,0	16,7	13,2	19,7	17,5
Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,017	0,019	0,035	0,029	0,053	0,042	0,062	0,056
Обводненность среднегодовая (по весу), %	10,4	16,7	10,4	11,8	17,6	7,4	23,9	10,3
Добыча жидкости, тыс.т	4,8	9,9	15,4	8,2	16,5	10,6	9,2	11,6
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	0,8	22,6	20,2	30,9	36,7	41,5	45,9	53,1
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	7	3	7	4	7	4
в том числе: действующих	5	5	7	3	7	4	7	4
Среднесуточный дебит одной добывающей	4,5	8,6	5,9	9,3	6,1	9,1	5,8	8,8
скважины: по нефти, т/сут								
по жидкости, т/сут								
Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	1	1	1	1	1	1	1	1
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,51	0,62	0,8	0,75	0,8	0,61	0,8	0,64

Таблица 3.2.6. Сравнение проектных и фактических показателей по I объекту (горизонт М-II)

№№ п/п	Показатели	2009		2010		2011		2012	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	0,5	1,63	2,1		1,8		1,6	
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1,1	1,64	3,2	1,64	5	1,64	6,6	1,64
3	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	3,6	11,7	15,0	-	12,9	-	11,4	-
4	Темп отбора от текущих запасов, %	3,6	11,7	15,0	-	12,9	-	11,4	-
5	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	7,9	11,7	22,9	11,7	35,7	11,7	47,1	11,7
6	Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,020	0,030	0,059	0,030	0,093	0,030	0,122	0,030
7	Обводненность среднегодовая (по весу), %	16,7	38,4	24,4	-	32,4		36,8	
8	Добыча жидкости, тыс.т	0,6	2,7	2,8	0	2,7	0	2,5	0
9	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1,3	5,2	4	5,2	6,7	5,2	9,2	5,2
10	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1		1		1	
	в том числе: действующих	1	1	1		1		1	
11	Среднесуточный дебит одной добывающей								
	скважины: по нефти, т/сут	6,5	6,4	6,5	-	5,8	-	5,8	
	по жидкости, т/сут	8,7	10,3	8,7	-	8,5	-	8	
12	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	1	1	1	-	1	-	1	
13	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,21	0,75	0,98	-	0,98	-	0,98	

Таблица 3.2.7. Сравнение проектных и фактических показателей по II объекту (Ю-IIIа+Ю-IIIб+ Ю-IV).

№№ п/п	Показатели	2009		2010		2011		2012	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	0,6	4,4	4,5	4,3	4,2	4,5	1,9	6,7
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1,8	4,8	6,2	9,0	5,0	13,6	6,6	20,2
3	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,2	8,9	9,0	8,5	8,4	9,1	3,8	13,3
4	Темп отбора от текущих запасов, %	1,2	9,0	9,3	9,4	9,6	11,1	4,2	18,3
5	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	3,6	9,5	12,4	18,0	10,0	27,1	13,2	40,5
6	Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,013	0,036	0,046	0,067	0,037	0,101	0,049	0,151
7	Обводненность среднегодовая (по весу), %	0,0	6,3	6,3	11,2	12,5	13,6	20,8	13,7
8	Добыча жидкости, тыс.т	0,6	4,7	4,8	4,8	4,8	5,3	2,4	7,7
9	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2,1	7,3	6,9	12,0	6,7	17,3	9,2	25,0
10	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	2	2	2	2	2	1	2
	в том числе: действующих	1	2	2	2	2	2	1	2
11	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины:								
	по нефти, т/сут	9,2	8,9	9	11,7	6,6	12,5	5,8	18,3
	по жидкости, т/сут	9,6	9,7	9,7	13,1	7,6	14,4	8,0	21,2
12	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	1		1	1	1	-	1	
13	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,18	0,75	0,8	0,96	0,9	0,65	0,9	0,9

Таблица 3.2.8. Сравнение проектных и фактических показателей по III объекту (Ю-V).

№№ п/п	Показатели	2009		2010		2011		2012	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	1,3	2,1	3,0	3,0	2,8	5,3	1,2	3,7
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3,3	3,1	6,3	6,1	9,1	11,4	10,3	15,1
3	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,9	4,7	6,7	6,7	6,2	11,8	2,7	8,3
4	Темп отбора от текущих запасов, %	3,0	4,7	6,7	7,2	6,2	13,6	2,7	11,1
5	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	7,3	6,9	14,0	13,6	20,2	25,3	22,9	33,6
6	Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,023	0,022	0,045	0,043	0,065	0,081	0,073	0,107
7	Обводненность среднегодовая (по весу), %	13,3	10,8	3,2	12,6	12,5	1,4	20,0	3,5
8	Добыча жидкости, тыс.т	1,5	2,4	3,1	3,4	3,2	5,4	1,5	3,9
9	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	4,8	2,4	7,9	5,8	11,1	11,2	12,6	15,3
10	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	2	1	2
	в том числе: действующих	1	1	1	1	1	2	1	2
11	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины:								
	по нефти, т/сут	9,2	10,2	9,3	9,7	8,9	9,3	7,6	9,0
	по жидкости, т/сут	9,6	10,8	9,7	10,5	10,1	10,4	9,0	15,5
12	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	1	1	1	1	1	1	1	1
13	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,38	0,95	0,9	0,88	0,9	0,92	0,9	0,86

Таблица 3.2.9. Сравнение проектных и фактических показателей по IV объекту

№№ п/п	Показатели	2009		2010		2011		2012	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	1,8	0	1,9	0,0	1,7	0,0	0,8	0,0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1,8	4,1	3,7	4,1	5,4	4,1	6,2	4,1
3	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	5,5	-	5,8	-	5,2	-	2,4	-
4	Темп отбора от текущих запасов, %	5,7	-	5,9	-	5,3	-	2,5	-
5	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	5,5	12,5	11,2	12,5	16,4	12,5	18,8	12,5
6	Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,018	0,042	0,038	0,042	0,055	0,042	0,063	0,042
7	Обводненность среднегодовая (по весу), %	10	0	13,6	0	26,1	0,0	27,3	0,0
8	Добыча жидкости, тыс.т	2,0	0	2,2	0	2,3	0,0	1,1	0
9	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2,0	5,6	4,2	5,6	6,5	5,6	7,6	5,6
10	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1		1		1		1	
	в том числе: действующих	1		1		1		1	
11	Среднесуточный дебит одной добывающей								
	скважины: по нефти, т/сут	5,5	-	5,5	-	5,1	0,0	4,7	0,0
	по жидкости, т/сут	5,8	-	6,7	-	7,4	0,0	8,7	0
12	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	1	-	1	-	1	-	1	-
13	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,9	-	0,9	-	0,9	-	0,9	-

Таблица 3.2.10. Сравнение проектных и фактических показателей по V объекту (РТ-I+РТ-II).

№№ п/п	Показатели	2009		2010		2011		2012	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	0,1	0,1	2,3	0	3,1	0	1,5	0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,6	1,1	2,9	1,1	6	1,1	7,5	1,1
3	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,1	0,2	7,0	-	9,4	0,0	4,5	0,0
4	Темп отбора от текущих запасов, %	0,1	0,2	7,2	-	9,7	0,0	4,7	0,0
5	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	0,7	3,4	8,8	3,4	18,2	3,4	22,7	3,4
6	Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,002	0,011	0,030	0,011	0,061	0,011	0,077	0,011
7	Обводненность среднегодовая (по весу), %	0,0	7,4	11,5	-	11,4	-	11,8	-
8	Добыча жидкости, тыс.т	0,1	0,1	2,6	0	3,5	0	1,7	0
9	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	0,8	2,3	3,3	2,3	6,8	2,3	8,5	2,3
10	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	2		2		2	
	в том числе: действующих	1	1	2		2		2	
11	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины:								
	по нефти, т/сут	4,5	5	4,5	-	4,6	-	5,3	-
	по жидкости, т/сут	5,2	5,4	4,5	-	4,8	-	5,8	-
12	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	1	1	1	-	1	-	1	-
13	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,04	0,04	0,98	-	0,98	-	0,98	-

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

Учитывая геологическое строение месторождения Масабай, в качестве расчетной модели пласта для прогноза технологических показателей разработки использовалась модель послойно- и зонально-неоднородного по проницаемости и одновременно прерывистого нефтяного пласта. Согласно этой модели, принимается, что нефтяной пласт представлен набором слоев различной проницаемости. В пределах каждого слоя выделяются зоны одинаковые по форме и размерам (d), но различающиеся по проницаемости. В пределах отдельной зоны коллекторские свойства остаются неизменными и изменяются при переходе от зоны к зоне. Изменение проницаемости по слоям и зонам имеет вероятностный характер, который математически описывается гамма-распределением и количественно - квадратом коэффициента вариации (V^2).

Совместно с геологической характеристикой пластов, принятая модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования, схему размещения скважин и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение. На базе этого распределения строятся нормированная функция распределения $Y(X)$ и связанные с ней функции плотности $Y(X)$ и производительности $W(X)$. Затем, используя схему Стайлса, которая представляет собой прямопропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем до фронта вытеснения, рассчитывают параметры K_3 , F - суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A - доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами, рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Обоснование расчетной модели для месторождения Масабай проводилось на основании прямых определений по результатам гидродинамических и геофизических исследований скважин таких параметров залежи, как W – доля неколлектора по площади обособленных пластов и слоев, V_3^2 – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами, V_{π}^2 – расчетная послойная неоднородность пластов по проницаемости, V_{γ}^2 – неоднородность сетки скважин по языкообразованию, $\eta_{\text{ср}}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин, $K_{\text{ср.пр}}$ – среднее значение проницаемости.

Послойная неоднородность определена на основе данных по проницаемости, определенной по результатам анализа кернового материалов. Учитывая небольшое количество исследований, что не позволяет комплексно подойти к определению послойной неоднородности по проницаемости (раздел 1) данный параметр для объектов, принят равным $V_{\pi}^2=1,0$.

Значение параметра d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов по месторождению не определялся. По опыту разработки нефтяных

месторождений известно, что данный параметр изменяется от 0,3 до 0,8 км. В настоящей работе этот параметр принят равным 0,3 км.

Доля неколлектора определялась отношением объема горизонта не занятого нефтенасыщенной породой к их общему объему. Ниже приведены значения долей неколлектора по объектам эксплуатации.

I объект	II объект	III объект	IV объект	V объект	VI объект	VII
д.ед	д.ед	д.ед	д.ед	д.ед	д.ед	Д.ед
0,57	0,58	0,61	0,48	0,65	0,67	0,65

Зональная неоднородность (V_3^2) для объектов определяется по удельным начальным коэффициентам продуктивности скважин. Учитывая то, что коэффициенты продуктивности определены лишь по результатам опробования единичных скважин, что недостаточно для надежного определения зональной неоднородности, зональная неоднородность для объектов принята равной $V_3^2=0,50$.

Для определения проектных дебитов нефти новых скважин использовались фактические данные по последним пробуренным в 2010-2011г. новым эксплуатационным. Для IV основного и V, VI, VII возвратных объектов использовались фактически полученные дебиты в процессе опробования и испытания горизонта.

Начальные дебиты проектных скважин по объектам имеют следующие значения: I объект – 12 т/сут, II объект – 13,5 т/сут., III объект – 21,4 т/сут, IV объект – 10 т/сут., V возвратный объект – 9,3 т/сут, VI объект – 3,4 т/сут, VII объект - 11 т/сут.

1.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

При проведении прогнозирования дальнейшей разработки проводилась идентификация параметров модели по фактическим промысловым данным.

По принятой модели, залежи месторождения подстилается краевыми водами и может быть связана с пластовой водонапорной системой. Однако, результаты эксплуатации месторождения показывают, что активность пластовой водонапорной системы не проявляется, что в свою очередь, возможно связано с тектоническими нарушениями, экранирующими залежь. Фактически до реализации системы ППД турнейские залежи эксплуатировались на замкнуто-упругом режиме, со значительным снижением пластового давления.

Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр $Q_0(t)$ – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти – определяется по графику зависимости текущих годовых отборов $q(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_0(t)$ с учетом известного общего числа введенных в работу скважин $n_0(t)$. Параметр $q_0(t)$ – фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_0(t)$, определяется по формуле:

$$q_0(t) = \frac{q(t)}{n_0(t)} \quad (3.1)$$

$$1 - Q_0(t) / Q_0(t)$$

Определение параметра $Q_{F0}(t)$ – фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости, производилось при известных $q_0(t)$, $q_F(t)$, и $Q_{FD}(t)$ по формуле:

$$Q_{F0}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{1 - q_F(t) / q_0(t)} \quad (3.2)$$

где $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр α , учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

После идентификации параметров по изложенной схеме получается адаптированная расчетная модель объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин. В дальнейшем, на базе полученной модели выполняется прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами рационального и комплексного использования недр при разведке и разработке» эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

В разрезе месторождения Масабай промышленная нефтеносность установлена в отложениях мела, юры и пермтриаса. В настоящее время месторождение находится в консервации. Пробная эксплуатация месторождения завершилась в июле 2013г.

Согласно «Дополнению к проекту пробной...» на месторождении выделено пять объектов эксплуатации: I объект (М-II горизонт), II объект (Ю-III и Ю-IV горизонты), III объект (Ю-V горизонт), IV объект (J1 горизонт) и V объект (РТ-I+РТ-II горизонты).

В целом на месторождении Масабай выявлено 11 нефтяных горизонтов. Все залежи сложены терригенными отложениями и представлены коллекторами порового типа. Ниже приводятся выделенные горизонты:

- меловой горизонт М-II;
- среднеюрские горизонты: Ю-Iб, Ю-IIIа, Ю-IIIб, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI;
- нижнеюрский горизонт J₁;
- пермтриасовые горизонты: РТ-I, РТ-II, РТ-III.

Продуктивный разрез месторождения Масабай характеризуется многопластовым, блочным строением, что обуславливает определенный подход к выделению эксплуатационных объектов на основе анализа геолого-геофизической характеристики продуктивного разреза и с учетом технических и технологических возможностей их разработки.

Решающие факторы, рассматриваемые в качестве критериев объединения залежей в совместный эксплуатационный объект, учитывались такие, как схожесть типа залежей, величины запасов нефти, характер насыщения продуктивных залежей, продуктивные и энергетические характеристики пластов, геометрия залежей и совпадение их в плане, глубины залегания, физико-химические свойства насыщающих залежь пластовых флюидов.

По типу, залежи относятся к пластовым сводовым, тектонически и литологически экранированным. По классификации, нефти горизонтов изменяются от легких до тяжелых, маловязким. Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях по горизонтам изменяются от 0,816 до 0,906 г/см³.

На рисунке 2.6. приведено распределение геологических запасов нефти по горизонтам месторождения. Большая часть геологических запасов нефти (79,7%) по промышленной категории сосредоточена в залежах горизонтов Ю-IIIб, Ю-VI, J₁, РТ-I и РТ-II.

На основе анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов, а также результатов пробной эксплуатации на месторождении выделяются 4 основных самостоятельных эксплуатационных объекта и 3 возвратных объекта:

- I эксплуатационный объект – залежи Ю-IIIа и Ю-IIIб горизонтов .
- II эксплуатационный объект – Ю-V (I и II блоки) и Ю-VI горизонтов.
- III эксплуатационный объект – залежь J₁ горизонта.
- IV эксплуатационный объект – залежи РТ-I, РТ-II и РТ-III горизонтов.
- V возвратный объект – залежи Ю-IV,
- VI возвратный объект – залежь Ю-Iб горизонта ;
- VII возвратный объект – залежь М-II горизонта ;

На рисунке 3.4.1 приведено распределение геологических запасов нефти (C₁) по выделяемым объектам месторождения. Как видно из рисунка, основным по запасам эксплуатационным объектом является IV объект, на который приходится 40 % геологических запасов месторождения. Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 3.4.1.

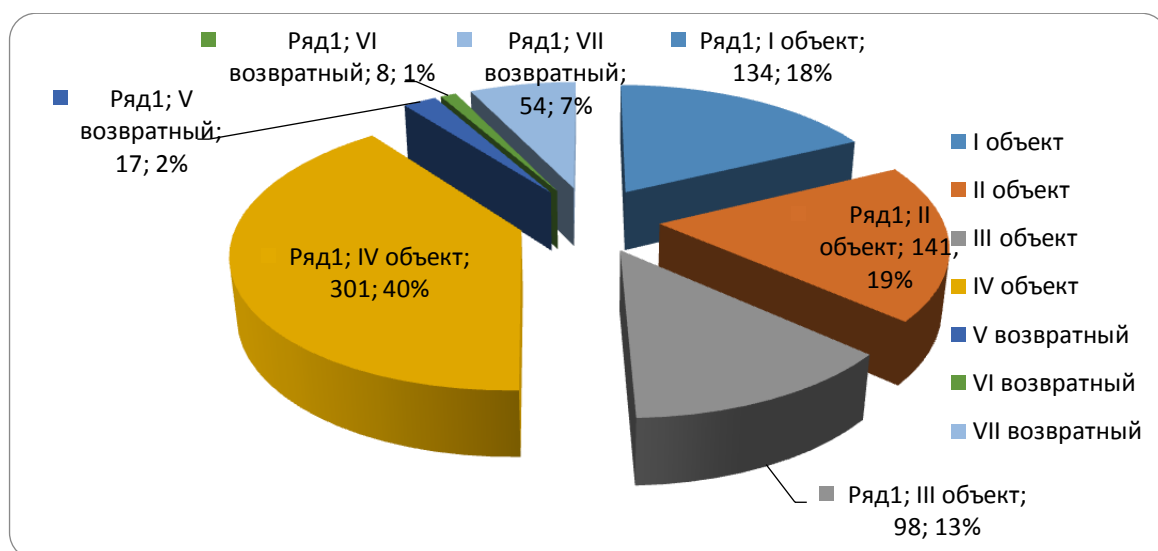


Рисунок 3.4.1– Распределение геологических запасов нефти по объектам

Таблица 3.4.1. Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

№п/п	Параметры	ед. изм	I объект		II объект		III объект	IV объект			V возвратный	VI возвратный	VII возвратный
			Ю-IIIa	Ю-IIIб	Ю-V	Ю-VI	J ₁	PT-I	PT-II	PT-III	Ю-IV	Ю-1б	M-II
1	Средняя глубина залегания	м	-145,2	-153,4	-165,8	-169,3	-1783,4	-180,8	-191,4	-196,0	-1624,2	-1242,4	-1086,3
2	Тип залежи		Пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные										
3	Тип коллектора		теригенный, поровый										
4	Площадь нефтеносности (C ₁)	тыс.м ²	97	235	261	197	243	263	375	41	67	57	120
5	Средняя общая толщина	м	29,3	40,5	20,3	18,5	75,8	17,0	20,8	27,4	46,5	26,6	30,0
6	Средняя нефтенасыщенная толщина	м	2,7	7,3	2,7	5,1	4,1	4,0	6,5	2,8	4,4	3,2	4,0
7	Пористость по ГИС	д.ед.	0,26	0,23	0,23	0,24	0,23	0,22	0,21	0,19	0,22	0,18	0,23
8	Средняя нефтенасыщенность по ГИС	д.ед.	0,70	0,56	0,75	0,64	0,61	0,55	0,59	0,52	0,55	0,58	0,53
9	Коэффициент проницаемости по керну	мкм ²							0,388	0,255			
10	Коэффициент проницаемости по ГДИС	мкм ²		0,117		0,488	0,536	0,145	0,135				
11	Коэффициент песчанистости	д.ед.	0,133	0,468	0,241	0,392	0,847	0,247	0,543	0,837	0,453	0,315	0,371
12	Коэффициент расчлененности	д.ед.	2,5	6,0	1,9	1,8	4,5	2,70	3,0	2,3	2,7	3,0	2,3
13	Начальная пластовая температура	°C				51,8		53,6			57,1	57,1	
14	Пластовое давление	МПа		15,3		17,2	15,9	17,2	18,3		15,3	17,2	9,2
15	Давление насыщения нефти газом	МПа	1,62			1,65	1,71	1,88	1,96		1,62	1,41	
16	Газосодержание нефти	м ³ /т	20,3			17,5	21,8	17,4	17,6		20,29	17,97	
17	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,97			1,966	1,98	1,858	1,66		1,972	1,973	
18	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,792			0,793	0,792	0,791	0,802		0,792	0,792	
19	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,846	0,835	0,840	0,824	0,816	0,824	0,855		0,866		0,902
20	Объемный коэффициент нефти, д. ед.	д.ед.	1,057			1,057	1,073	1,014	1,023			1,037	
21	Плотность пластовой воды	г/см ³			1,157	1,147	1,66	1,086					
22	Геологические запасы нефти по категории C ₁	тыс.т.	29,0	105,0	56,0	85,0	98,0	85,0	211,0	5,0	17,0	8,0	54,0
23	Извлекаемые запасы нефти по категории C ₁	тыс.т.	11,0	39,0	18,0	27,0	33,0	25,0	63,0	2,0	5,0	2,0	14,0
24	Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,373	0,373	0,319	0,319	0,328	0,304	0,304	0,304	0,294	0,222	0,256

3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной разработки месторождения были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил ...» [8], «методических указаний...» [6], а также геолого-физических условий и результатов пробной эксплуатации месторождения.

Рассмотренные три варианта разработки для каждого объекта различаются плотностями сеток скважин. Ввод месторождения по всем вариантам разработки предусматривается с апреля 2024 г, с учетом получения всех разрешительных документов и проведения работ по расконсервации скважин.

В I варианте, предусматривается разработка месторождения на естественном режиме. Данный вариант, предусматривает разработку месторождения существующим фондом скважин, находящиеся в консервации, в количестве 6 ед. (20, 21, 23, 25, 26, 27) и дополнительным вводом из эксплуатационного бурения 3-х добывающих скважин (28, 29, 30). Также предусмотрены переводы скважин с объекта на объект. Добывающий фонд скважин по месторождению составит 9 ед.

По I объекту предусматривается разработка существующей скважиной 26, а также дополнительным вводом из эксплуатационного бурения одной скважины 28. Добывающий фонд составит 2 скважины.

По II объекту разработка планируется скважиной 21 и 23, а также переводом из III объекта скважины 20 в 2027 г, с IV объекта скважины 29 в 2032 г. Добывающий фонд составит 4 скважины.

По III объекту разработка предусматривается скважиной 20, а также переводом с I объекта скважины 26 в 2027 г, с IV объекта скважины 30 в 2032 г. Добывающий фонд составит 3 скважины.

По IV объекту разработка предусматривается вводом из консервации 2-х скважин 25 и 27, дополнительным вводом из эксплуатационного бурения 2-х добывающих скважин 29, и 30 в 2026 г . Добывающий фонд составит 4 скважин.

По V возвратному объекту предусмотрена разработка с 2027 года переводом со II объекта скважины 21. Добывающий фонд составит 1 скважину.

По VI возвратному объекту предусмотрена разработка с 2032 года переводом с V возвратного объекта скважины 21. Добывающий фонд составит 1 скважину.

По VII возвратному объекту предусмотрена разработка с 2026 года переводом со II объекта скважины 23. Добывающий фонд составит 1 скважину.

II вариант – в отличие от первого в этом варианте предусмотрен ввод из бурения 5-ти добывающих скважин (28, 29, 30 в 2026 году, 31, 32 в 2027 году), остальные мероприятия в частности ввод из консервации и переводы скважин с объекта на объект аналогичны первому варианту. Предусматривает разработку залежей на естественном режиме истощения. Добывающий фонд скважин по месторождению составит 11 ед.

III вариант – отличается от второго варианта тем, что предусмотрен ввод из бурения 5-ти добывающих скважин (№№ 28, 29, 30, 31, 32 в 2026 году), и предусматривает разработку залежей IV объекта с применением ППД путем ввода из бурения одной нагнетательной скважины №33 и скважины №2 из ликвидированного фонда, Добывающий фонд по месторождению составит 12 скважин, нагнетательный - 2 скважины.

Таким образом, с учетом описанных выше технических решений было рассмотрено три основных варианта разработки, по которым определены значения рентабельных коэффициентов извлечения нефти и основные технологические и экономические показатели.

Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки приведены в таблицах 3.4.2.

Схемы проектных и пробуренных скважин по вариантам приведены в графических приложениях 17-19.

Таблица 3.4.2. Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки по эксплуатационным объектам

Характеристики	I объект		II объект	III объект	IV объект		
	I, II	III	I, II, III	I, II, III	I	II	III
Режим разработки	Естественный		Естественный	Естественный	Естественный	Естественный	ППД
Система заводнения	-		-	-			приконтурная
Плотность сетки, га/скв	8	8	11,8	8	9,2	6,1	6,1
Коэффициент охвата процессом вытеснения, д.ед.	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Режим работы скважин:							
добывающих	$R_{заб} > P_{нас}$	$R_{заб} > P_{нас}$	$R_{заб} > P_{нас}$	$R_{заб} > P_{нас}$	$R_{заб} > P_{нас}$	$R_{заб} > P_{нас}$	$R_{заб} > P_{нас}$
нагнетательных	-	-	-	-			$R_{заб} = 0,9^* P_{грп}$
Коэффициент использования фонда скв., д. ед.							
Добывающих	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Нагнетательных	-	-	-	-	-	-	1
Коэффициент эксплуатации скважин, д. ед.							
добывающих	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	-	-			0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./нагн.)	2 (2/-)	3 (3/-)	2 (2/-)	3 (3/-)	5 (5/-)	4 (7/-)	7 (7/2)
Добывающий фонд пробуренный, ед.	1	1	1	1	3	3	3
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	1	2	-	-	2	4	4
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	-	-	-	-	-	-	2
Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	-	-	-	-	-	-	-
Добывающий фонд проектный переводом	-	-	2	2	-	-	-
с других объектов, ед.							
Нагнетательный фонд проектный переводом	-	-	-	-	-	-	-

из добывающих, ед.							
Принятый коэффициент компенсации отбора жидкости, %	-	-	-	-	-	-	Max 137

Таблица 3.4.3. – Движение фонда и ввод новых скважин по 1 варианту разработки

годы	объекты						
	I	II	III	IV	V	VI	VII
2024	26	23, 21	20	25, 27			
2025							
2026	28			29, 30			23
2027		20	26		21		
2028							
2029							
2030							
2031							
2032		29	30			21	

Таблица 3.4.4. – Движение фонда и ввод новых скважин по 2 варианту разработки

годы	объекты						
	I	II	III	IV	V	VI	VII
2024	26	23, 21	20	25, 27			
2025							
2026	28			29, 30			
2027		20		31, 32	21		23
2028							
2029							
2030							
2031							
2032		29	30			21	

Таблица 3.4.5. – Движение фонда и ввод новых скважин по 3 варианту разработки

годы	объекты						
	I	II	III	IV	V	VI	VII
2024	26	23, 21	20	25, 27, 2н			
2025				8, 9			
2026	28			31, 32, 29, 30			
2027		20		33н	21		23
2028							
2029							
2030							
2031							
2032		29	30			21	

Вывод:

По результатам технико-экономического анализа наиболее привлекательным является 3 вариант с ППД, рекомендуемый к реализации.

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Исходя из горно-геологических условий залегания продуктивных горизонтов и степени гидродинамической изученности, на месторождении Масабай для поддержания и восстановления пластового давления и сохранения баланса пластовой энергии в третьем варианте рекомендуется закачка воды в пласты IV объекта разработки.

Источником водоснабжения для ППД является попутно-добываемая пластовая вода. Физические свойства и химический (ионный) состав пластовых вод месторождения приведены выше в разделе 2.3.4.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике «ТатНИПИнефть». Обоснованность применения данной методики основана на многолетнем эффективном опыте применения на месторождениях Казахстана и СНГ.

Технологические показатели разработки месторождения зависят от фильтрационно-емкостных характеристик пластов-коллекторов, технологии и системы воздействия на продуктивные пласты.

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, как было выше рассмотрено, положена схема слоисто - и зонально-неоднородного пласта.

Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей. Расчеты технологических показателей разработки выполнены с применением методики, изложенной в работах Лысенко В.Д., для расчета технологических показателей разработки.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном ее совершенствовании. Методика имеет блочное строение формул, что дает возможность описать гидродинамическую характеристику пласта с различной степенью детальности, в зависимости от поставленных задач и объема исходной информации. Методика позволяет построить адекватную характеристику по ограниченной (представительной) выборке фактических данных, не требуя по каждому расчетному параметру полной совокупности значений.

В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования и исследования скважин.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^t = \frac{q_0^t}{Q_{\text{и}}^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[Q_{\text{и}}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q^i \right]$$

где

q_0^t – текущий амплитудный дебит на середину t-го года, т/год;

$Q_{\text{и}}^t$ – введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т;

$\sum_{i=1}^{t-1} q^i$ – суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Для расчета амплитудного дебита используют формулу:

$$q_0 = \tau * \eta_{\text{ср}} * n * (P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) * \varphi * \xi_1 * \xi_2$$

где

τ – время работы скважин;

$\eta_{\text{ср}}$ – средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных);

n – общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

$P_{\text{сн}}$ – забойное давление на нагнетательных скважинах;

$P_{\text{сэ}}$ – забойное давление на добывающих скважинах;

φ – функция относительной производительности скважин, учитывающая различие скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

ξ_1, ξ_2 – коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_F^t = \frac{q_0^t}{Q_{F\text{и}}^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[Q_{F\text{и}}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^i \right]$$

где

$Q_{F\text{и}}^t$ – введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы жидкости;

$\sum_{i=1}^{t-1} q_F^i$ – суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fi} = Q_{и} * \frac{F}{K_3}$$

где

F – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

$$F = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) * \ln \frac{1}{1 - A}$$

Объем закачки вытесняющего агента:

$$q_3^t = [q^t * \rho_* + (q_F^t - q^t) * \mu_0] * (1 + \varepsilon_3)$$

где

ρ_* – соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

ε_3 – теряемая доля закачиваемого агента.

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта:

$$K_{охв.} = K_1 * K_2$$

где K_1 – коэффициент охвата сеткой проектных скважин, д.ед.

K_2 – коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед.

Коэффициент охвата сеткой скважин K_1 определяется по известной зависимости:

$$K_1 = e^{\alpha S'}$$

где:

$$\alpha = \frac{w^2}{d^2}$$

w – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, д.ед.;

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов, км;

S' – площадь приходящаяся на одну скважину, км².

Для месторождения Масабай по всем вариантам принят резервный фонд в количестве 10 % от всего фонда скважин.

3.4.6. Обоснование проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам

Согласно п. 12 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании» устанавливается выполнение следующих 9-ти показателей проектных документов,

относимых к контрактным обязательствам недропользователя:

- 1) плотность сетки эксплуатационных скважин;
- 2) соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;
- 3) коэффициент компенсации по залежам;
- 4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 5) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 7) объемы добычи углеводородов;
- 8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом, значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

Ниже приводится обоснование вышеуказанных проектных показателей.

Плотность сетки эксплуатационных скважин

Месторождение Масабай относится к небольшим по площади и запасам, в связи с чем расположение пробуренных и проектных скважин принято в избирательном порядке.

Показатель плотности сетки скважин устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки, включая переводы скважин между объектами.

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту

Поддержание пластового давления предусмотрена IV объекту, посредством перевода скважины 2 под ППД, и бурением новой скважины 33 в 2027 г. на VI объект.

Коэффициент компенсации по залежам

Диапазон коэффициента компенсации по месторождению, устанавливается исходя из ежегодной компенсацией отборов закачкой воды и допустимого годового отклонения в размере +/- 10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения определено исходя из требований п. 126 «Единых правил по рациональному и комплексному

6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, мЗ/т;	газ отсутствует
7) Объемы добычи углеводородов, тыс. т	+/- 10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта
8) Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.мЗ	+/- 10% от годовых показателей объемов обратной закачки указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта
9) Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблицы, приведенной в разделе 4.1 настоящего проекта

3.5. Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей

Капитальные вложения

Основой для расчета капитальных вложений явились расчетные показатели по бурению скважин, добыче нефти, подготовке и транспортировке нефти.

Капитальные вложения предусматривают затраты на бурение добывающих и нагнетательных скважин, ввод скважин из консервации и ликвидированного фонда, затраты на обустройство месторождения..

Капитальные затраты по бурению, надземному строительству и обустройству приняты на основе данных, представленных заказчиком.

Расчет капитальных вложений произведен с учетом имеющихся мощностей объектов промыслового обустройства.

Нормативы для расчета капитальных затрат приведены в таблице 3.5.1.

Нормативы для расчета капитальных вложений Таблица 3.5.1

№ п/п	Показатели	Значение
1	2	3
Строительство скважин		
1	Бурение добывающих и нагнетательных скважин, млн. тенге/ скв	350,0
2	Выбытие скважин, млн. тенге/ скв	5,81
3	Ввод скважин из ликвид.фонда в добывающий фонд и под нагнетание, млн. тенге/ скв	70,0
4	Ввод скважин из консервации, млн. тенге/ скв	15,0
Обустройство промысла		
1	Обустройство добывающих скважин, млн. тенге/ скв	72,2
2	Выкидные линии, млн. тенге/км	42,0
3	Нагнетательные линии, млн. тенге/км	21,0
4	ЛЭП, млн. тенге/км	14,3
5	Автомобильные дороги, млн. тенге/км	27,4
6	Пункт сбора и подготовки нефти, млн. тенге	543,0
7	Дизель электрогенератор производительность 450 кВт, млн.тенге	30,0

Эксплуатационные затраты

При расчете эксплуатационных затрат выделены три группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство;
- административные расходы
- нормативы для расчета платежей в бюджет.

В расчетах участвуют нормативы:

Условно-постоянные:

- на 1 скважину среднегодового действующего фонда скважин;
- на 1-го работника ППП;
- на 1-го работника АУП.

Условно-переменные:

- на 1 тонну добываемой нефти;
- на 1 тонну добываемой жидкости;

Для определения нормативов расхода углеводородов на собственные нужды, а также их потери на всех этапах производства: добыче, сборе, транспортировке и подготовке, использованы фактически сложившиеся уровни и показатели технологических расчетов.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии с Налоговым Кодексом Республики РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК, и всеми изменениями и дополнениями, действующими на дату составления проекта

Нормативы для расчета эксплуатационных затрат

Таблица 3.5.2.

№№ п/п	Показатели	Значение
1	2	3
Производственные расходы		
1	Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП, млн. тенге /чел.	4,44
2	Затраты на текущий ремонт 1 скважины, млн. тенге /скв.	5,26
3	Страхование, млн. тенге/чел	0,17
4	Экологические расходы, тыс. тенге/т.нефти	0,12
5	Производственные расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП, млн.тенге/чел.	1,14
6	Производственно-технические материалы, тыс.тенге/т.ж-ти	0,63
7	Затраты производственного характера, тыс.тенге/т.ж-ти	4,07
8	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями, тыс. тенге/т.нефти	2,95
9	Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера, млн. тенге /скв.	2,32
10	Внутрипромысловый транспорт, тыс. тенге/т.нефти	1,93
Расходы периода		
1	Среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП, млн. тенге /чел	9,74
2	Общие и административные расходы, млн.тенге/чел	0,51
3	Соцсфера и местная инфраструктура, % от инвестиций по итогам предыдущего года	1%
4	Затраты на обучение казахстанских специалистов, % от затрат на добычу по итогам предыдущего года	1%
5	Ликвидационный фонд, млн.тенге	Табл.13.6.2
6	Затраты на НИОКР, % от затрат на добычу по итогам предыдущего года	1%
7	Страхование, млн. тенге /чел	0,91
8	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями, тыс. тенге/т.нефти	3,94
9	Арендные затраты, млн.тенге	0,10

Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

Таблица 3.5.3

№№ п/п	Показатели	Значение
1	2	3
Цена		
1	Товарная нефть, %	99,62
2	Товарная нефть на внутренний рынок, %	50
3	Товарная нефть на экспорт, %	50
4	Цена реализации нефти на внутреннем рынке, тыс.тенге/т.	68,22
5	Цена реализации нефти на экспорт, тыс.тенге/т	222,30
6	Цена транспорта нефти на внутреннем рынке , тыс.тенге/т	11,06
7	Цена транспорта нефти на внешнем рынке, тыс.тенге/т	22,13
Налоги отчисления		
1	Налог на имущество, %	1,5 % согласно ст.521.
2	Корпоративный подоходный налог,%	20% согласно ст.313
3	НДПИ на добычу нефти , %	5%, 2,5% согласно ст 742 НК
4	Социальный налог, %	до 2025-9,5%, с 2025г-11%
5	Налог на сверх прибыль,%	Согласно ст.761 НК
6	Рентный налог, %	согласно ст.715 НК
7	Экспортная пошлина, \$/т. нефти	По шкале ТК
8	Налог на имущество, %	1,5 согласно ст.521.
9	Корпоративный подоходный налог,%	20% согласно ст.313
10	Курс доллара США, тенге.	460
11	Индекс инфляции, %	10

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Для разработки месторождения Масабай рассмотрены 3 варианта.

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов по основным эксплуатационным объектам и по месторождению в целом.

Вариант 1 - данный вариант предусматривает разработку залежей месторождения на естественном режиме. Планируется вывод 6 скважин из консервации в 2024г, ввод новых добывающих скважин (28, 29, 30) в количестве 3 единиц запланирован в 2026 г. Добывающий фонд скважин по месторождению составит 9 ед.

В целом по месторождению

Фонд добывающих скважин – 9 единиц.

Проектная добыча нефти – 24,8 тыс.т. (2027г.), при темпе отбора от НИЗ – 17,0%.

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2055 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период –165,0 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 207,1 тыс.т.

Конечная обводненность – 99,7 %.

Рентабельный КИН – 0,275 доли ед.

Вариант 2 - данный вариант предусматривает разработку залежей месторождения на естественном режиме. Ввод новых добывающих скважин в количестве 5 единиц (28, 29, 30, 31, 32) запланирован в 2026-2027 г.

В целом по месторождению

Фонд добывающих скважин – 11 единиц.

Проектная добыча нефти – 23,0 тыс.т. (2028 г.), при темпе отбора от НИЗ 19,8 %.

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2052 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период –173,2 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 215,2 тыс.т.

Конечная обводненность – 99,5%.

Рентабельный КИН – 0,286 доли ед.

Вариант 3 - данный вариант предусматривает разработку IV объекта с применением ППД. В 2024 г предусмотрен вывод из консервации 7 скважин, в т.ч 6 под добычу нефти и 1 под нагнетание. Ввод новых добывающих скважин (28, 29, 30, 31, 32, 33н) в количестве 6 единиц в т.ч. 5 добывающих и 1 нагнетательная. также в 2025 г предусмотрен ввод из консервации скв № 8 и из ликвидации скважин № 9.

В целом по месторождению

Фонд добывающих скважин – 13 единиц.

Фонд нагнетательных скважин – 2 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2036 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период –196,8 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 239,0 тыс.т.

Конечная обводненность – 83,6 %.

Рентабельный КИН – 0,317 доли ед.

Технологические показатели расчетов динамики добычи нефти по рекомендуемым вариантам разработки приведены ниже в таблицах 4.2.1 – 4.2.6 по месторождению в целом. Показатели по остальным вариантам приведены в табличных приложениях П. 4.1 – 4.28. Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам приведены на графических приложениях 21-24.

Вывод:

По результатам технико-экономического анализа наиболее привлекательным является 3 вариант с ППД, рекомендуемый к реализации.

Таблица 4.2.1. Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1.

Годы и пери- оды	Ввод скважин из бурения			из консервации ед.	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.				всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ ед.	газовый ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
2024	0	0	0	6	6	7	0	0	6	6	0	0	16,5	20,3	0,0
2025	0	0	0	0	6	7	0	0	6	6	0	0	8,1	14,7	0,0
2026	3	3	0	0	9	10	0	0	9	9	0	0	7,2	13,2	0,0
2027	0	0	0	0	9	10	0	0	9	9	0	0	8,1	17,1	0,0
2028	0	0	0	0	9	10	0	0	9	9	0	0	6,5	15,9	0,0
2029	0	0	0	0	9	10	0	0	9	9	0	0	4,7	13,5	0,0
2030	0	0	0	0	9	10	0	0	9	9	0	0	3,6	11,7	0,0
2031	0	0	0	0	9	10	0	0	9	9	0	0	2,5	8,2	0,0
2032	0	0	0	0	9	10	3	0	6	6	0	0	4,5	16,6	0,0
2033	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	3,4	13,7	0,0
2034	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	2,7	12,3	0,0
2035	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	2,3	11,2	0,0
2036	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	1,9	10,1	0,0
2037	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,4	5,1	0,0
2038	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,3	4,7	0,0
2039	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,3	4,4	0,0
2040	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,2	4,1	0,0
2041	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,2	3,9	0,0
2042	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,1	3,6	0,0
2043	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,1	3,4	0,0
2044	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,1	3,2	0,0
2045	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,1	3,0	0,0
2046	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,0	2,8	0,0
2047	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,0	2,6	0,0
2048	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,0	2,4	0,0
2049	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,0	2,3	0,0
2050	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,0	2,1	0,0
2051	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,0	2,0	0,0
2052	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,0	1,9	0,0
2053	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,0	1,8	0,0
2054	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,0	1,7	0,0
2055	0	0	0	0	9	10	0	0	6	6	0	0	0,0	1,5	0,0

Таблица 4.2.2. Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1.

Годы и пери- оды	Добыча нефти	Темп отбора от		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коефф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча		Накопленная добыча		Обвод- ненность	Закачка рабочего		Компенс. отбора отбора закачкой %
	общая тыс.т	извлекаемых запасов					жидкости	жидкости	агента					
		начальн. %	текущих %						годовая тыс.т	накопл. тыс.т				
2024	11,4	4,8	6,2	53,6	22,4	0,071	14,1	67,5	67,5	18,6	0,0	0,0	0	
2025	16,9	7,1	9,1	70,4	29,5	0,094	30,5	98,0	98,0	44,7	0,0	0,0	0	
2026	22,4	9,4	13,3	92,8	38,9	0,123	41,1	139,1	139,1	45,6	0,0	0,0	0	
2027	25,1	10,5	17,2	118,0	49,4	0,157	53,4	192,5	192,5	52,9	0,0	0,0	0	
2028	20,4	8,5	16,8	138,3	57,9	0,184	49,7	242,2	242,2	59,1	0,0	0,0	0	
2029	14,8	6,2	14,7	153,1	64,1	0,203	42,2	284,5	284,5	65,0	0,0	0,0	0	
2030	11,3	4,7	13,1	164,4	68,8	0,218	36,4	320,9	320,9	69,0	0,0	0,0	0	
2031	7,9	3,3	10,6	172,3	72,1	0,229	25,6	346,4	346,4	69,3	0,0	0,0	0	
2032	9,4	3,9	14,1	181,7	76,1	0,241	34,4	380,9	380,9	72,7	0,0	0,0	0	
2033	7,1	3,0	12,4	188,7	79,0	0,251	28,4	409,3	409,3	75,1	0,0	0,0	0	
2034	5,7	2,4	11,4	194,4	81,4	0,258	25,5	434,9	434,9	77,7	0,0	0,0	0	
2035	4,7	2,0	10,6	199,2	83,4	0,264	23,3	458,2	458,2	79,8	0,0	0,0	0	
2036	4,0	1,7	10,0	203,1	85,0	0,270	21,1	479,2	479,2	81,2	0,0	0,0	0	
2037	0,9	0,4	2,5	204,0	85,4	0,271	10,5	489,8	489,8	91,4	0,0	0,0	0	
2038	0,7	0,3	2,0	204,7	85,7	0,272	9,7	499,5	499,5	92,9	0,0	0,0	0	
2039	0,5	0,2	1,6	205,3	85,9	0,273	9,1	508,6	508,6	94,1	0,0	0,0	0	
2040	0,4	0,2	1,2	205,7	86,1	0,273	8,6	517,2	517,2	95,1	0,0	0,0	0	
2041	0,3	0,1	1,0	206,0	86,2	0,274	8,0	525,3	525,3	96,0	0,0	0,0	0	
2042	0,3	0,1	0,8	206,2	86,3	0,274	7,5	532,8	532,8	96,6	0,0	0,0	0	
2043	0,2	0,1	0,6	206,4	86,4	0,274	7,1	539,9	539,9	97,2	0,0	0,0	0	
2044	0,2	0,1	0,5	206,6	86,5	0,274	6,6	546,5	546,5	97,7	0,0	0,0	0	
2045	0,1	0,0	0,4	206,7	86,5	0,275	6,2	552,7	552,7	98,1	0,0	0,0	0	
2046	0,1	0,0	0,3	206,8	86,6	0,275	5,8	558,5	558,5	98,4	0,0	0,0	0	
2047	0,1	0,0	0,2	206,9	86,6	0,275	5,4	563,9	563,9	98,7	0,0	0,0	0	
2048	0,1	0,0	0,2	206,9	86,6	0,275	5,1	569,0	569,0	98,9	0,0	0,0	0	
2049	0,04	0,0	0,1	207,0	86,6	0,275	4,8	573,8	573,8	99,1	0,0	0,0	0	
2050	0,03	0,0	0,1	207,0	86,7	0,275	4,5	578,3	578,3	99,2	0,0	0,0	0	
2051	0,03	0,0	0,1	207,0	86,7	0,275	4,2	582,4	582,4	99,4	0,0	0,0	0	
2052	0,02	0,0	0,1	207,1	86,7	0,275	3,9	586,4	586,4	99,5	0,0	0,0	0	
2053	0,02	0,0	0,0	207,1	86,7	0,275	3,7	590,0	590,0	99,6	0,0	0,0	0	
2054	0,01	0,0	0,0	207,1	86,7	0,275	3,4	593,5	593,5	99,6	0,0	0,0	0	
2055	0,01	0,0	0,0	207,1	86,7	0,275	3,2	596,7	596,7	99,7	0,0	0,0	0	

Таблица 4.2.3. Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2.

Годы и пери- оды	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.	из консервации ед.			всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ ед.	газовый ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
2024	0	0	0	6	6	7	0	0	6	6	0	0	16,5	20,1	
2025	0	0	0	0	6	7	0	0	6	6	0	0	8,2	14,6	0,0
2026	3	3	0	0	10	11	0	0	9	9	0	0	7,2	13,1	0,0
2027	2	2	0	0	11	12	0	0	11	11	0	0	7,7	16,1	0,0
2028	0	0	0	0	11	12	0	0	11	11	0	0	6,1	14,9	0,0
2029	0	0	0	0	11	12	0	0	11	11	0	0	4,4	12,7	0,0
2030	0	0	0	0	11	12	0	0	11	11	0	0	3,2	11,0	0,0
2031	0	0	0	0	11	12	0	0	11	11	0	0	2,1	7,2	0,0
2032	0	0	0	0	11	12	3	0	8	8	0	0	3,2	12,4	0,0
2033	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	2,4	10,2	0,0
2034	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	2,0	9,1	0,0
2035	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	1,6	8,3	0,0
2036	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	1,4	7,4	0,0
2037	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,3	3,6	0,0
2038	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,2	3,3	0,0
2039	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,2	3,1	0,0
2040	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,1	2,8	0,0
2041	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,1	2,6	0,0
2042	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,1	2,4	0,0
2043	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,1	2,3	0,0
2044	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,05	2,1	0,0
2045	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,04	2,0	0,0
2046	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,03	1,8	0,0
2047	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,02	1,7	0,0
2048	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,02	1,6	0,0
2049	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,01	1,4	0,0
2050	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,01	1,3	0,0
2051	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,01	1,2	0,0
2052	0	0	0	0	11	12	0	0	8	8	0	0	0,01	1,1	0,0

Таблица 4.2.4. Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2.

Годы и пери- оды	Добыча нефти		Темп отбора от		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Кoeff. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча		Накопленная добыча		Обвод- ненность %	Закачка рабочего агента		Компенс. отбора закачкой %
	общая тыс.т	извлекаемых запасов		всего тыс.т				жидкости		всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.т	накопл. тыс.т	
		начальн. %	текущих %					жидкости	жидкости						
2024	11,4	4,8	6,2	53,6	22,4	0,071	14,0	67,5	67,5	18,1	0,0	0,0	0		
2025	17,0	7,1	9,2	70,5	29,5	0,094	30,4	97,9	97,9	44,2	0,0	0,0	0		
2026	22,6	9,5	13,4	93,1	39,0	0,124	40,7	138,6	138,6	44,6	0,0	0,0	0		
2027	29,5	12,3	20,2	122,6	51,3	0,163	61,4	200,0	200,0	52,1	0,0	0,0	0		
2028	23,2	9,7	20,0	145,8	61,0	0,194	56,9	257,0	257,0	59,2	0,0	0,0	0		
2029	16,6	7,0	17,8	162,4	68,0	0,216	48,6	305,5	305,5	65,8	0,0	0,0	0		
2030	12,3	5,2	16,1	174,7	73,2	0,232	42,0	347,5	347,5	70,6	0,0	0,0	0		
2031	7,9	3,3	12,3	182,6	76,5	0,243	27,4	374,9	374,9	71,2	0,0	0,0	0		
2032	9,0	3,8	15,9	191,6	80,2	0,254	34,5	409,3	409,3	74,0	0,0	0,0	0		
2033	6,7	2,8	14,2	198,3	83,0	0,263	28,3	437,7	437,7	76,3	0,0	0,0	0		
2034	5,4	2,3	13,4	203,7	85,3	0,271	25,3	463,0	463,0	78,6	0,0	0,0	0		
2035	4,5	1,9	12,8	208,2	87,2	0,277	23,0	485,9	485,9	80,4	0,0	0,0	0		
2036	3,8	1,6	12,3	212,0	88,7	0,282	20,6	506,5	506,5	81,7	0,0	0,0	0		
2037	0,8	0,3	2,9	212,8	89,1	0,283	10,0	516,5	516,5	92,3	0,0	0,0	0		
2038	0,6	0,2	2,2	213,3	89,3	0,283	9,1	525,7	525,7	93,6	0,0	0,0	0		
2039	0,5	0,2	1,8	213,8	89,5	0,284	8,5	534,2	534,2	94,7	0,0	0,0	0		
2040	0,4	0,1	1,4	214,2	89,7	0,284	7,9	542,0	542,0	95,5	0,0	0,0	0		
2041	0,3	0,1	1,1	214,4	89,8	0,285	7,3	549,4	549,4	96,3	0,0	0,0	0		
2042	0,2	0,1	0,9	214,6	89,9	0,285	6,8	556,1	556,1	96,9	0,0	0,0	0		
2043	0,2	0,1	0,7	214,8	89,9	0,285	6,3	562,4	562,4	97,4	0,0	0,0	0		
2044	0,1	0,1	0,5	214,9	90,0	0,285	5,8	568,3	568,3	97,8	0,0	0,0	0		
2045	0,1	0,0	0,4	215,0	90,0	0,286	5,4	573,7	573,7	98,2	0,0	0,0	0		
2046	0,08	0,0	0,3	215,1	90,0	0,286	5,0	578,7	578,7	98,5	0,0	0,0	0		
2047	0,06	0,0	0,2	215,2	90,1	0,286	4,7	583,4	583,4	98,7	0,0	0,0	0		
2048	0,05	0,0	0,2	215,2	90,1	0,286	4,3	587,7	587,7	98,9	0,0	0,0	0		
2049	0,04	0,0	0,2	215,2	90,1	0,286	4,0	591,7	591,7	99,1	0,0	0,0	0		
2050	0,03	0,0	0,1	215,3	90,1	0,286	3,7	595,4	595,4	99,3	0,0	0,0	0		
2051	0,02	0,0	0,1	215,3	90,1	0,286	3,4	598,8	598,8	99,4	0,0	0,0	0		
2052	0,02	0,0	0,1	215,3	90,1	0,286	3,2	602,0	602,0	99,5	0,0	0,0	0		

Таблица 4.2.5. Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3.

Годы	Ввод скважин из бурения			из консервации под добычу	из ликвидированного под нагнетание	из ликвидированного фонда под добычу	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыч.	нагнет.						всего	нагнет.	экспл.	действ.		нефти	жидкости	
годы	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	тыс.м	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	м3/сут
2024	-	-	-	6	1	-	7	8	0	0	6	6	1	16,5	19,9	4,6
2025	-	-	-	-	-	2	9	10	0	0	8	8	1	7,4	13,9	12,0
2026	5	5	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	1	6,7	13,4	10,2
2027	-	-	1	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	7,0	16,1	13,9
2028	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	5,6	15,1	14,5
2029	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	4,1	13,2	13,9
2030	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	3,1	11,6	13,1
2031	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	2,1	8,3	9,4
2032	-	-	-	-	-	-	14	16	3	0	13	13	2	2,4	10,1	15,9
2033	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	1,8	8,5	13,9
2034	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	1,5	7,7	12,8
2035	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	1,2	7,0	11,9
2036	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	1,0	6,3	10,9

Таблица 4.2.6. Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3.

Годы и периоды	Добыча нефти общая тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости тыс.т	Накопленная добыча жидкости		Обводненность %	Закачка рабочего агента	
		начальн. %	текущих %					всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.т	накопл. тыс.т
2024	11,4	4,8	6,2	53,6	22,4	0,071	13,8	67,5	67,5	17,1	1,1	1,1
2025	20,5	8,6	11,1	74,1	31,0	0,098	38,6	106,0	106,0	46,8	17,6	18,7
2026	30,3	12,7	18,4	104,4	43,7	0,139	60,6	166,6	166,6	49,9	29,7	48,4
2027	31,4	13,1	23,3	135,8	56,8	0,180	72,4	238,9	238,9	56,7	40,6	89,0
2028	25,2	10,6	24,5	161,0	67,4	0,214	67,9	306,8	306,8	62,8	42,4	131,4
2029	18,6	7,8	23,9	179,6	75,2	0,238	59,3	366,1	366,1	68,7	40,7	172,1
2030	14,2	5,9	23,9	193,8	81,1	0,257	52,3	418,5	418,5	72,9	38,1	210,2
2031	9,6	4,0	21,3	203,4	85,1	0,270	37,2	455,7	455,7	74,2	27,6	237,8
2032	10,7	4,5	30,1	214,1	89,6	0,284	45,4	501,0	501,0	76,4	34,8	272,6
2033	8,2	3,4	32,9	222,2	93,0	0,295	38,4	539,4	539,4	78,8	30,3	302,9
2034	6,6	2,8	39,9	228,9	95,8	0,304	34,6	574,0	574,0	80,8	28,0	330,9
2035	5,5	2,3	55,0	234,4	98,1	0,311	31,4	605,4	605,4	82,5	26,0	357,0
2036	4,6	1,9	102,5	239,0	100,0	0,317	28,3	633,8	633,8	83,7	23,8	380,7

4.2 Техничко-экономические показатели вариантов разработки

Общие положения

Экономическая оценка эффективности разработки месторождения Масабай проводилась в соответствии с требованиями правового акта «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Финансово-экономические расчеты проведены в соответствии с Методические указаниями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, 2018 г.

Для целей проведения технико-экономических расчетов была разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК.

В расчете отражены доходная часть, эксплуатационные затраты, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта.

В работе рассмотрены три варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих скважин, объемами добычи нефти, жидкости и закачкой воды.

Вариант 1 –предусматривает ввод из бурения 3 добывающих скважин, ввод из консервации 6 добывающих скважин..

Вариант 2 - предусматривает ввод из бурения 5 добывающих скважин, из консервации 6 скважин.

Вариант 3 - предусматривается ввод из бурения 5 добывающих и 1 нагнетательной скважины. Планируется ввод из консервации 6 добывающих скважин, ввод из ликвидированного фонда в добывающий фонд 2 скв. и под нагнетание 1 скв.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в национальной валюте тенге. При расчете принят среднегодовой курс 460,0 тенге за 1 доллар США.

Расчеты в экономической модели производились с учетом инфляции. Ставка инфляции принята в размере 10% в год.

За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Первым годом реализации проекта принят 2024 год.

Капитальные вложения

Расчет стоимости капитальных вложений, необходимых при разработке месторождения Масабай производится с использованием укрупненных показателей капитального строительства - в части бурения и обустройства месторождения. Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии

добычи, подготовке и транспортировке нефти. Капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться на территории Республики Казахстан.

Распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

Расчет инвестиции по рекомендуемому варианту в разрезе строительства скважин и обустройства месторождения, необходимые для финансирования проекта, представлен в таблице 4.2.1

Доход по проекту

Источником дохода настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти. Доход от реализации продукции был определен исходя из объемов продукции и соответствующих цен реализации.

Объем реализации нефти по данным заказчика принимается равным 99,62% от объема добычи нефти.

В расчете приняты условия, что 50% добываемой нефти реализуется на внутренний рынок и 50% на внешний рынок.

Проектируемая цена продажи нефти на внутреннем рынке принята в размере 68,22 тыс.тенге/тонна, на внешнем рынке- 222,3 тыс.тенге/тонна.

Результаты расчета дохода от продажи нефти представлены в таблице 4.2.2.

Таблица 4.2.1-Капитальные вложения 3 вариант

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость	2024-2036	в том числе по годам												
				млн.тенге		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
I	Строительство скважин (подземное строительство)																	
1	Бурение добирающих вертикальных скважин	скв.	5	350,0	1750,0	0,0	0,0	1 750,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Бурение нагнетательных скважин	скв.	1	350,0	350,0	0,0	0,0	0,0	350,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Ввод из консервации	скв.	6	15,0	90,0	90,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Ввод скважин из ликвид фонда в добирающий фонд	скв.	2	70,0	140,0	0,0	140,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Ввод скважин из ликвид фонда под нагнетание	скв.	1	70,0	70,0	70,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Выбытие скважин	скв.	3	5,81	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0
	Итого строительство скважин				2417,4	160,0	140,0	1750,0	350,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0
II	Наземное строительство																	
	Обустройство промысла																	
1	Обустройство добирающих скважин	скв.	13	72,2	938,6	433,2	144,4	361	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкисельные линии	км	2,1	42,0	89,5	41,3	13,8	34,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Нагнетательные линии	км	0,9	21,0	18,9	9,5	0,0	0,0	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Пункт сбора и подготовки нефти	шт	1	543,0	543,0	271,5	271,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Дизель электрогенератор производительность 450 кВт	шт	2	300,0	600,0	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Автомобильные дороги	км	1,7	27,4	45,4	22,7	0,0	18,9	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	ЛЭП	км	1,7	14,3	24,7	11,5	3,3	8,2	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Прочие расходы	%	5,00		66,1	32,8	29,4	3,1	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Итого наземное строительство				2326,2	1122,5	762,4	425,6	15,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Всего капитальных вложений				4743,6	1282,5	902,4	2175,6	365,6	0,0	0,0	0,0	0,0	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				5431,7	1282,5	992,6	2632,5	486,6	0,0	0,0	0,0	0,0	37,4	0,0	0,0	0,0	0,0
	Коэффициент инфляции					1,00	1,1	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36	2,59	2,85	3,14

Таблица 4.22- Расчет доход от реализации продукции 3 вариант

Годы	Добыча нефти	Товарная нефть	Продажа нефти на внутренний рынок			Продажа нефти на экспорт			Доход всего	Доход всего с учетом инфляции
			Цена	Количество	Доход от реализации	Цена	Количество	Доход от реализации		
	тыс. т.	тыс. т.	тыс.тенге/т	тыс. т	млн.тенге	тыс.тенге/т	тыс. т	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2024	11,4	11,4	68,22	5,69	388,47	222,30	5,69	1 265,95	1 654,41	1 654,41
2025	20,5	20,4	68,22	10,22	697,21	222,30	10,22	2 272,07	2 969,27	3 266,20
2026	30,3	30,2	68,22	15,11	1 030,92	222,30	15,11	3 359,59	4 390,52	5 312,53
2027	31,4	31,2	68,22	15,62	1 065,55	222,30	15,62	3 472,41	4 537,96	6 040,03
2028	25,2	25,1	68,22	12,56	856,65	222,30	12,56	2 791,65	3 648,30	5 341,48
2029	18,6	18,5	68,22	9,25	631,11	222,30	9,25	2 056,67	2 687,77	4 328,69
2030	14,2	14,1	68,22	7,07	482,35	222,30	7,07	1 571,88	2 054,23	3 639,20
2031	9,6	9,6	68,22	4,79	326,69	222,30	4,79	1 064,61	1 391,30	2 711,25
2032	10,7	10,7	68,22	5,33	363,37	222,30	5,33	1 184,17	1 547,54	3 317,29
2033	8,2	8,1	68,22	4,06	277,25	222,30	4,06	903,50	1 180,75	2 784,16
2034	6,6	6,6	68,22	3,30	225,09	222,30	3,30	733,53	958,62	2 486,41
2035	5,5	5,5	68,22	2,74	186,76	222,30	2,74	608,61	795,37	2 269,29
2036	4,6	4,6	68,22	2,30	156,83	222,30	2,30	511,07	667,89	2 096,13
2024-2036	196,8	196,1		98,0	6 688,2		98,0	21 795,7	28 484,0	45 247,1

Эксплуатационные затраты

Расчет эксплуатационных затрат за проектный период проводился в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта. исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспортировки продукции.

Расчет эксплуатационных расходов проводился по годам реализации проекта за весь проектный срок. Общая стоимость эксплуатационных затрат была объединена в три основные группы :

- производственные затраты;
- общие и административные расходы (расходы периода);
- расходы по реализации готовой продукции.

В составе производственных затрат были учтены:

- ремонт скважин;
- внутрипромысловый транспорт;
- материальные производственные затраты;
- страхование;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- затраты производственного характера;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями;
- производственные расходы условно- постоянные, зависящие от численности ППП;
- затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера;
- экологические расходы;
- налоги и отчисления, входящие в себестоимость.

Расходы периода включают:

- общие и административные расходы;
- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями;
- страхование;
- расходы по финансированию социальных программ.
- создание резервного фонда, связанного с будущими расходами по ликвидации месторождения;
- затраты на обучение казахстанских специалистов;
- налоги и отчисления;
- другие расходы.

Затраты на реализацию нефти включают:

- затраты на транспорт;
- рентный налог;
- экспортная пошлина;
- прочие затраты.

Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу, в зависимости от объемов извлекаемых запасов углеводородов.

Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому варианту приведен в таблице 4.2.3.

Налоговая система

Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый Кодекс РК. Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии Кодексом Республики Казахстан от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК, и всеми изменениями и дополнениями, действующими на дату составления проекта.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- корпоративный подоходный налог- по ставке 20% от налогооблагаемого дохода ст.313 НК;
- социальный налог –9,5% до 2025 г, 11% с 2025 г.ст.485 НК;
- налог на имущество – 1,5% от среднегодовой стоимости недвижимого имущества ст.521 НК;
- НДС на добычу нефти – по шкале согласно статье 742 НК в зависимости от объема годовой добычи;
- налог на сверхприбыль - по шкале согласно статьи 761НК;
- обязательное социальное медицинское страхование- -3%;
- рентный налог- по шкале согласно статьи 715 НК;
- экспортная пошлина – по шкале согласно ТК;
- прочие налоги и платежи в бюджет– 5%;

Результаты расчетов налоговых выплат по рекомендуемому варианту приведены в таблице 4.2.4.

Таблица 4.2.3- Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции 3 вариант

Годы	Производственные расходы																		
	Ремонт скважин	Материальные затраты	ФОТ пром. персонала	Страхование	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Внутрипромышленный транспорт	Затраты производственного характера	Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	Экологические расходы	Производственные расходы условно-постоянные, зависящие от численности ПП	Амортизация	Прочие расходы	Налоги и отчисления				Производственные расходы ВСЕГО	Производственные затраты ВСЕГО с учетом инфляции	Себестоимость 1 т. нефти
													НДПИ	Налог на добычу нефти	Фонд ОСМС	Социальный налог и отчисления			
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	тыс.тенге/т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	36,8	8,73	40,0	1,6	33,7	22,1	56,1	16,3	1,3	10,3	74,5	4,5	68,1	19,2	1,1	4,7	399,0	399,0	34,9
2025	47,4	24,40	40,0	1,6	60,5	39,7	156,8	20,9	2,4	10,3	233,6	8,1	123,7	31,7	1,1	5,8	807,7	888,5	43,3
2026	73,7	38,34	40,0	1,6	89,5	58,7	246,4	32,5	3,5	10,3	745,7	11,9	188,9	60,8	1,1	5,8	1 608,5	1 946,3	64,1
2027	78,9	45,79	40,0	1,6	92,5	60,7	294,3	34,8	3,6	10,3	856,0	13,2	197,3	55,1	1,1	5,8	1 790,8	2 383,6	76,0
2028	78,9	42,95	40,0	1,6	74,4	48,8	276,0	34,8	2,9	10,3	688,1	12,2	159,8	42,2	1,1	5,8	1 519,8	2 225,1	88,3
2029	78,9	37,55	40,0	1,6	54,8	35,9	241,3	34,8	2,1	10,3	507,0	10,7	119,1	31,9	1,1	5,8	1 212,8	1 953,3	105,2
2030	78,9	33,13	40,0	1,6	41,9	27,5	212,9	34,8	1,6	10,3	387,5	9,7	92,1	24,3	1,1	5,8	1 002,9	1 776,7	125,2
2031	78,9	23,54	40,0	1,6	28,4	18,6	151,3	34,8	1,1	10,3	262,4	7,8	63,3	18,5	1,1	5,8	747,3	1 456,3	151,5
2032	78,9	28,71	40,0	1,6	31,5	20,7	184,5	34,8	1,2	10,3	297,1	8,6	70,5	14,8	1,1	5,8	830,2	1 779,6	166,4
2033	78,9	24,31	40,0	1,6	24,1	15,8	156,2	34,8	0,9	10,3	226,7	7,7	54,7	10,4	1,1	5,8	693,2	1 634,5	200,3
2034	78,9	21,87	40,0	1,6	19,5	12,8	140,6	34,8	0,8	10,3	184,1	7,2	45,1	7,0	1,1	5,8	611,3	1 585,6	239,3
2035	78,9	19,89	40,0	1,6	16,2	10,6	127,9	34,8	0,6	10,3	152,7	6,8	38,1	4,2	1,1	5,8	549,4	1 567,5	285,2
2036	78,9	17,93	40,0	1,6	13,6	8,9	115,3	34,8	0,5	10,3	128,2	6,4	32,5	1,9	1,1	5,8	497,7	1 562,1	338,4
2024-2036	947,2	367,2	519,4	20,2	580,7	380,7	2 359,7	418,0	22,7	133,4	4 743,6	115,0	1 253,1	322,1	14,0	73,7	12 270,6	21 158,0	107,5

Продолжение таблицы 4.2.3 Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода

Годы	Расходы периода														Эксплуатационные затраты, всего	Эксплуатационные затраты, всего с учетом инфляции	Затраты на реализацию нефти							Общие затраты, всего	Общие затраты, всего с учетом инфляции
	ФОТ АУП	Общедминистративные расходы	Услуги производственного характера	Страхование	Арендные затраты	Налоги и отчисления			Обязательства по контракту				Расходы периода	Расходы периода с учетом инфляции			Затраты на транспорт	Экспортная пошлина	Рентный налог	Прочие затраты	Затраты на реализацию, всего	Затраты на реализацию с учетом инфляции, всего			
						Социальный налог и отчисления	Фонд ОСМС	Прочие налоги	Ликвидационный фонд	Затраты на НИОКР	Отчисления на развитие соц. сфер	Затраты на обучение специалистов													
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	
2024	19,5	1,0	50,9	1,8	0,1	2,3	0,5	0,06	8,79	0,00	0,00	0,00	85,0	85,0	484,0	484,0	189,0	140,9	139,3	3,8	473,0	473,0	956,9	956,9	
2025	19,5	1,0	91,4	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	15,77	4,63	15,87	4,63	158,1	173,9	965,8	1062,4	339,2	253,0	249,9	6,8	848,9	933,8	1814,7	1996,1	
2026	19,5	1,0	135,1	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	23,32	7,82	15,71	7,82	215,6	260,9	1824,1	2207,1	501,6	374,0	369,6	10,0	1255,2	1518,8	3079,3	3725,9	
2027	19,5	1,0	139,6	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	24,10	30,97	35,57	30,97	287,1	382,1	2077,9	2765,7	518,4	386,6	382,0	10,4	1297,3	1726,8	3375,2	4492,4	
2028	19,5	1,0	112,2	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	19,38	18,76	19,93	18,76	214,9	314,7	1734,7	2539,8	416,8	310,8	307,1	8,3	1043,0	1527,1	2777,7	4066,9	
2029	19,5	1,0	82,7	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	14,27	13,06	13,67	13,06	162,6	261,9	1375,4	2215,1	307,0	229,0	226,2	6,1	768,4	1237,5	2143,8	3452,7	
2030	19,5	1,0	63,2	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	10,91	10,51	10,93	10,51	131,9	233,7	1134,8	2010,4	234,7	175,0	172,9	4,7	587,3	1040,4	1722,1	3050,8	
2031	19,5	1,0	42,8	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	7,39	8,76	9,10	8,76	102,7	200,1	850,0	1656,3	158,9	118,5	117,1	3,2	397,8	775,1	1247,7	2431,5	
2032	19,5	1,0	47,6	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	8,22	6,56	6,84	6,56	101,6	217,8	931,8	1997,4	176,8	131,8	130,3	3,5	442,4	948,4	1374,2	2945,8	
2033	19,5	1,0	36,3	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	6,27	7,53	7,74	7,53	91,2	215,1	784,4	1849,7	134,9	100,6	99,4	2,7	337,6	796,0	1122,0	2645,6	
2034	19,5	1,0	29,5	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	5,09	6,19	6,43	6,19	79,2	205,5	690,5	1791,1	109,5	81,7	80,7	2,2	274,1	710,8	964,6	2501,9	
2035	19,5	1,0	24,5	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	4,22	5,50	5,70	5,50	71,2	203,2	620,6	1770,7	90,9	67,8	66,9	1,8	227,4	648,8	848,0	2419,5	
2036	19,5	1,0	20,5	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	3,55	4,98	5,15	4,98	65,0	204,2	562,8	1766,2	76,3	56,9	56,2	1,5	190,9	599,3	753,7	2365,5	
2024-2036	253,1	13,2	876,3	23,7	1,6	35,9	6,8	0,9	151,3	125,3	152,6	125,3	1 766,2	2 957,9	14 036,8	24 115,9	3 254,0	2 426,6	2 397,5	65,1	8 143,2	12 935,6	22 180,0	37 051,5	

Таблица 4.24 - Суммарные выплаты Государству в виде налогов 3 вариант

Годы	НДПИ на добычу нефти	Корпоративный подоходный налог	Налог на имущество	Социальный налог и отчисления	Фонд ОСМС	Рентный налог	Экспортная пошлина	Налог на сверх прибыль	Прочие налоги	Доход Государства всего	Доход Государства всего с учетом инфляции
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2024	68,1	154,4	19,2	7,0	1,6	139,3	140,9	0,0	0,06	530,6	530,6
2025	123,7	305,4	31,7	8,6	1,6	249,9	253,0	0,0	0,07	973,9	1040,7
2026	188,9	497,8	60,8	8,6	1,6	369,6	374,0	0,0	0,07	1501,3	1712,1
2027	197,3	537,4	55,1	8,6	1,6	382,0	386,6	134,1	0,07	1702,6	2043,9
2028	159,8	456,4	42,2	8,6	1,6	307,1	310,8	286,7	0,07	1573,3	1958,5
2029	119,1	338,5	31,9	8,6	1,6	226,2	229,0	159,4	0,07	1114,3	1490,6
2030	92,1	255,0	24,3	8,6	1,6	172,9	175,0	81,3	0,07	810,9	1177,0
2031	63,3	158,2	18,5	8,6	1,6	117,1	118,5	21,0	0,07	506,9	817,8
2032	70,5	201,7	14,8	8,6	1,6	130,3	131,8	24,8	0,07	584,2	993,2
2033	54,7	134,6	10,4	8,6	1,6	99,4	100,6	1,1	0,07	411,0	784,7
2034	45,1	92,4	7,0	8,6	1,6	80,7	81,7	0,0	0,07	317,0	675,1
2035	38,1	57,1	4,2	8,6	1,6	66,9	67,8	0,0	0,07	244,3	591,2
2036	32,5	26,6	1,9	8,6	1,6	56,2	56,9	0,0	0,07	184,4	521,8
2024-2036	1 253,1	3 215,5	322,1	109,6	20,9	2 397,5	2 426,6	708,3	0,9	10 454,6	14 337,3

Показатели экономической оценки вариантов разработки

Технико-экономический анализ в настоящей работе проводился на основании основных правил экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов и соответствует требованиям международной практики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемую в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящей работе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта, применяемые в общепринятой мировой практике:

- моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств;
- определение эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов;
- расчет значений показателей экономической эффективности по проекту;
- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду.

Для оценки эффективности проекта использовались следующие основные показатели эффективности :

- чистая прибыль;
- денежные потоки наличности;
- дисконтированный поток денежной наличности (чистая приведенная стоимость).

В систему оценочных показателей так же включены:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- доход государства (налоги и платежи).

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к 2024 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Для данного проекта применены ставки дисконта 10%,15%,20%.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для решения вопроса об эффективности предложенного проекта. Решение о принятии его к реализации принимается с учетом результатов анализа всех полученных интегральных показателей и подходов к разработке месторождения.

Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности по рекомендуемому варианту приведен в таблице 4.2.5.

Таблица 4.2.5 Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности 3 вариант

Годы	Валовой доход	Капитальные вложения	Вычисляемые затраты	Амортизационные отчисления	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Налогооблагаемый доход	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	Дисконтированный поток наличности (дисконт 10%)	Дисконтированный поток наличности (дисконт 15%)	Дисконтированный поток наличности (дисконт 20%)	Внутренняя норма рентабельности IRR	Срок окупаемости проекта
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	%	лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	1654,4	1282,5	956,9	74,5	697,5	772,0	154,4	0,0	543,1	-664,9	-664,9	-664,9	-664,9	-664,9	0,0	1,0
2025	3266,2	992,6	1996,1	256,9	1270,1	1527,0	305,4	0,0	964,7	228,9	-436,0	208,1	199,1	190,8	0,0	1,0
2026	5312,5	2632,5	3725,9	902,3	1586,6	2488,9	497,8	0,0	1088,8	-641,4	-1077,4	-530,1	-485,0	-445,4	0,0	1,0
2027	6040,0	486,6	4492,4	1139,3	1547,6	2686,9	537,4	134,1	876,1	1528,8	451,4	1148,6	1005,2	884,7	15,9	0,0
2028	5341,5	0,0	4066,9	1007,5	1274,6	2282,1	456,4	286,7	531,5	1539,0	1990,4	1051,2	879,9	742,2	23,7	0,0
2029	4328,7	0,0	3452,7	816,5	876,0	1692,5	338,5	159,4	378,2	1194,7	3185,1	741,8	594,0	480,1	27,1	0,0
2030	3639,2	0,0	3050,8	686,4	588,4	1274,8	255,0	81,3	252,1	938,5	4123,6	529,8	405,7	314,3	28,5	0,0
2031	2711,2	0,0	2431,5	511,4	279,8	791,2	158,2	21,0	100,6	612,0	4735,6	314,0	230,1	170,8	29,5	0,0
2032	3317,3	37,4	2945,8	636,9	371,5	1008,4	201,7	24,8	145,0	744,5	5480,1	347,3	243,4	173,2	30,0	0,0
2033	2784,2	0,0	2645,6	534,6	138,5	673,1	134,6	1,1	2,8	537,4	6017,5	227,9	152,8	104,2	30,3	0,0
2034	2486,4	0,0	2501,9	477,4	-15,5	461,9	92,4	0,0	-107,9	369,5	6387,1	142,5	91,3	59,7	30,4	0,0
2035	2269,3	0,0	2419,5	435,7	-150,2	285,5	57,1	0,0	-207,3	228,4	6615,5	80,1	49,1	30,7	30,4	0,0
2036	2096,1	0,0	2365,5	402,5	-269,4	133,1	26,6	0,0	-296,0	106,5	6722,0	33,9	19,9	11,9	30,4	0,0
2024-2036	45 247,1	5 431,7	37 051,5	7 881,9	8 195,6	16 077,5	3 215,5	708,3	4 271,7	6 722,0	6 722,0	3 630,2	2 720,6	2 052,2	30,4	3,0

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

На основе расчетов динамики добычи нефти и технико-экономической оценки были определены расчетные КИН, извлекаемые запасы нефти по залежам и горизонтам за экономически рентабельный период эксплуатации месторождения по всем вариантам разработки.

В таблице 4.3.1 приведено сопоставление расчетных коэффициентов извлечения нефти по объектам и вариантам эксплуатации. Различие КИН по объектам эксплуатации и вариантам разработки отмечаются за счет количества бурения.

Таблица 4.3.1 - Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)

Объект эксплуатации	КИН, утвержденный в ЦКЗ РК	Варианты разработки	КИН
I (IIIa и Ю-IIIб)	0,373	I	0,373
		II	
		III рекомендуемый	
II (Ю-V (I и II блоки) и Ю-VI)	0,319	I	0,319
		II	
		III рекомендуемый	
III (J1)	0,337	I	0,337
		II	
		III рекомендуемый	
IV (PT-I, PT-II и PT-III)	0,299	I	0,193
		II	0,220
		III рекомендуемый	0,299
V (Ю-IV)	0,294	I	0,294
		II	
		III рекомендуемый	
VI (Ю-Iб)	0,222	I	0,222
		II	
		III рекомендуемый	
VII (М-II)	0,256	I	0,256
		II	
		III рекомендуемый	
По месторождению	0,317	I	0,301
		II	0,307
		III рекомендуемый	0,317

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО К УТВЕРЖДЕНИЮ ВАРИАНТА

Сравнение технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождения Масабай производится по рентабельному периоду.

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для трех вариантов 13 лет.

1 вариант- предусматривает бурение и ввод в эксплуатацию 3 добывающих скважин, ввод из консервации 6 добывающих скважин. Капитальные вложения запланированы на сумму 3,5 млрд. тенге. Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 198,0 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,263 д.ед. Накопленный поток денежной наличности, чистая приведенная стоимость при ставке дисконта 10% , доход государства , а так же внутренняя норма рентабельности (IRR) ниже , чем по 3 варианту.

2 вариант предусматривает бурение и ввод в эксплуатацию 5 добывающих скважин, ввод из консервации 6 скважин. Для внедрения данного варианта потребуется 4,6 млрд. тенге инвестиций. Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 212,0 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,282 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности, чистая приведенная стоимость при ставке дисконта 10% , доход государства , а так же внутренняя норма рентабельности (IRR) ниже, чем по 1 и 3 вариантам.

3 вариант предусматривает ввод из бурения 5 добывающих и 1 нагнетательной скважины. Планируется ввод из консервации 6 добывающих скважин, ввод из ликвидированного фонда в добывающий фонд 2 скв. и под нагнетание 1 скв.

Капитальные вложения для реализации данного варианта составляют 5,4 млрд.тенге. Накопленная добыча нефти составляет 239,0 тыс.тонн нефти, достигается утвержденный коэффициент извлечения нефти -0,317 д.ед..

По данному варианту все основные показатели: накопленный поток денежной наличности, чистая приведенная стоимость при ставке дисконта 10%, доход государства, внутренняя норма рентабельности имеют максимальные значения.

На основании проведенного анализа технико-экономических показателей к внедрению рекомендуется 3 вариант, так как по этому варианту достигается утвержденный КИН и он характеризуется наилучшими экономическими показателями. Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки

месторождения приведено в таблице 5.1.

Таблица 5.1. -Технико-экономические показатели вариантов разработки месторождения

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный , Прибыльный
1	Период расчета, годы	2024-2070	2024-2036	2024-2052	2024-2036	2024-2036
2	Ввод добывающих скважин из бурения, шт.	3	3	5	5	5
3	Ввод нагнетательных скважин из бурения, шт	0	0	0	0	1
4	Ввод скважин из консервации в добывающий фонд, шт	6	6	6	6	6
5	Ввод скважин из ликвид.фонда в добывающий фонд, шт	0	0	0	0	2
6	Ввод скважин из ликвид.фонда под нагнетание,шт	0	0	0	0	1
7	Фонд добывающих скважин, шт	9	9	11	11	13
8	Фонд нагнетательных скважин, шт	0	0	0	0	2
9	Суммарная добыча нефти, тыс.т	164,9	155,9	173,2	169,9	196,8
10	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	537,6	426,9	548,5	453,0	580,1
11	Суммарная закачка воды, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	380,7
12	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т	207,0	198,0	215,3	212,0	239,0
13	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,275	0,263	0,286	0,282	0,317
14	Реализация нефти, тыс.т	164,2	155,3	172,5	169,2	196,1
15	Доход от реализации товарной нефти, млрд.тенге	47,5	36,1	41,2	38,8	45,2
16	Эксплуатационные затраты, млрд.тенге	145,5	17,0	42,5	19,6	24,1
17	Общие затраты, млрд.тенге	160,5	28,4	55,5	31,8	37,1
18	Производственная себестоимость 1 тонны нефти, тыс.тенге/т		93,7		100,1	107,5
19	Капитальные вложения , млрд.тенге		3,5		4,6	5,4
20	Суммарные выплаты Государству в виде налогов,млрд.тенге		12,7		13,5	14,3
21	Налогооблагаемая прибыль, млрд.тенге		12,62		13,54	16,08
22	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге		2,52		2,71	3,22
23	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге		0,85		0,72	0,71
24	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге		4,37		3,62	4,27
25	Поток денежной наличности, млрд.тенге		5,77		5,48	6,72
26	Чистая приведенная стоимость при ставке 10%, млрд.тенге		3,14		3,07	3,63
27	Внутренняя норма рентабельности IRR, %		29,7		27,9	30,4
28	Срок окупаемости проекта, лет		3		3	3

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Задачей данной главы является оценка технических возможностей реализации проектных показателей разработки и определение отсутствия (или наличия) реальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

Концепция системы добычи продукции соответствует общим принципам обустройства:

- охрана труда и окружающей среды;
- обеспечение проектных дебитов скважин;
- максимальная надежность работы;
- минимизация трудозатрат и создание максимально возможных комфортных условий работы обслуживающего персонала непосредственно на скважинах;
- минимизация затрат на строительство и функционирование системы.

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

На месторождении Масабай по состоянию на 01.01.2013г в пробной эксплуатации находятся два объекта эксплуатации – Ю-III-Б горизонт (II объект) и Ю-VI горизонт (III объект). Состояние фонда и распределение скважин по способам эксплуатации по состоянию на 01.07.2023 г. отображено в таблице 3.2.1.

6.1.1 Обоснование и выбор способа эксплуатации скважин по технологическим условиям эксплуатации

Обоснование и выбор способа добычи в рамках Проекта разработки месторождения Масабай проводится на основании анализа данных пробной эксплуатации скважин с учетом геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и проектных показателей разработки.

Учитывая физико-химические свойства продукции, а также условия разработки и эксплуатации добыча нефти на месторождении ведется фонтанным и механизированным способом.

В период пробной эксплуатации устья скважин были оборудованы фонтанными арматурами типа АФК1-65-21 крестового типа, рассчитанная на рабочее давление 21 МПа с диаметром проходного сечения ёлки 65 мм, а также колонная головка типа ОКК-1-21-168-245. Изменение режима работы осуществляется с помощью штуцеров, установленных на боковых отводах фонтанной елки.

Режим эксплуатации фонтанных скважин устанавливают на основе обеспечения рационального расхода энергии пласта. Оптимальная эксплуатация скважины заключается в получении максимального дебита при небольшом газовом факторе, наименьших количествах воды и песка, бесперебойном фонтанировании.

На дату составления проекта на месторождении Масабай на механизированных скважинах применяются винтовые насосы типа NTZ278*120ДТ-16. Выбор насосов с перемещающимися полостями обоснован тем, что эти насосы хорошо зарекомендовали себя на месторождениях высоковязкой нефти с большим содержанием песка. Винтовые насосы спущены на НКТ диаметрами 73 мм на штангах Ø22 мм.

Для получения запланированных отборов жидкости рекомендуется новые скважины также оборудовать винтовыми насосами, так как эти насосы хорошо зарекомендовали себя на месторождении Масабай и на месторождениях высоковязкой нефти с большим содержанием песка. Выбранное оборудование должно обеспечить максимальный отбор жидкости по скважинам, предусмотренный в расчетах технологических показателей.

Так же, с учетом гидродинамических условий продуктивного пласта, физико-химических свойств продукции а также относительно невысоких пластовых давлений скважины месторождения рекомендуется оборудовать фонтанными арматурами крестового типа на рабочие давления 21 МПа.

Эксплуатация скважин фонтанным способом

Выбор техники и технологии оборудования для добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств пластовых флюидов.

Учитывая физико-химические свойства продукции, а также условия разработки и эксплуатации добыча нефти на месторождении ведется фонтанным и механизированным способом.

Режим и сроки фонтанирования скважин определены в зависимости от условий разработки залежей, а именно:

- до момента естественного прекращения фонтанирования;
- при заданной величине забойного давления в скважинах равного или большего давлению насыщения;

Определение оптимального режима работы фонтанных скважин и необходимого оборудования для его обеспечения связаны с проведением гидродинамических расчётов движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. Для обоснования выбора оборудования и режима работы скважин при фонтанной эксплуатации, расчёты основываются на минимуме среднего градиента давления по колонне НКТ, то есть перепад давления должен быть минимальным, что равносильно максимальному отбору из скважины в соответствии с её продуктивностью.

Ниже приведено согласование прогнозных показателей с минимальными забойными давлениями фонтанирования, зависящими от газосодержания и обводнённости добываемой продукции.

Правильность эксплуатации и обеспечение более длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальные дебит при возможно меньшем газовом факторе с минимальными потерями давления в подъемнике (фонтанирование на оптимальном режиме). Для создания таких условий фонтанирования и определения условий перевода скважин на механизированную добычу, необходимо оценить предельные (минимальные) давления фонтанирования скважин (при условии $P_{заб} \geq P_{нас}$) и предельную обводненность (при которой скважины прекращают фонтанировать), обосновать выбор фонтанного подъемника (компоновку лифта) и согласовать работу системы пласт-скважина, (Q_n , P_y , $P_{заб}$, $K_{прод}$), а также обосновать выбор соответствующего наземного и подземного оборудования. Для расчета и обоснования предельных забойных давлений, ниже которых скважина прекращает фонтанирование и предельную обводненность, использован графоаналитический метод, основанный на определении соотношений объема свободного газа и расхода газа при работе газожидкостного подъемника с безводной и обводненной продукцией.

Для условия фонтанирования необходимо, чтобы средний объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости (Гэф) был больше или, по крайней мере, равен удельному расходу газа, при работе подъемника на оптимальном режиме $R_{опт}$ ($Гэф \geq R_{опт}$). Учитывая, что $P_{заб} > P_{нас}$, то выделение газа начинается не на забое, а в подъемнике на глубине $H_{нас}$, тогда условие фонтанирования следующее:

$$\frac{Г - 10^3 * P_y * \alpha / \rho_n * (1 - \frac{пв}{100})}{2} \geq \frac{0.388 * H * (H * \rho_{жс} * g - P_{нас} + P_y)}{d^{0.5} * (P_{нас} - P_y) * \lg \frac{P_{нас}}{P_y}}$$

где:

$Г$ – газовый фактор, м³/т;

α – коэффициент растворимости, МПа⁻¹;

$P_{нас}$ – давление насыщения, МПа;

P_y – давление на устье;

$пв$ – обводненность продукции, %;

ρ_n – средняя плотность нефти, кг/м³;

d – внутренний диаметр НКТ, м;

H – длина газожидкостного подъемника.

Решая уравнение относительно H , определяем глубину ($H_{нас}$), которая по расчету соответствует давлению насыщения. При условии, что фонтанные трубы спущены до интервала перфорации, минимальное давление фонтанирования на забое скважины

определяется, как сумма $P_{нас}$ и гидростатического давления столба жидкости от глубины $H_{нас}$ до башмака Нб:

$$P_{зб} = P_{нас} + (H_{б} - H_{нас}) * \rho_{ж} * g, \text{ где}$$

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости, кг/м^3 .

В таблице 6.1.1. приведены средние значения параметров для расчета условий фонтанирования.

На дату проекта на III объекте фонтанным способом эксплуатируется одна скважина № 20.

Таблица 6.1.1. – Исходные параметры

Параметры	III объект
	Горизонт Ю-V
Средняя глубина залегания, м	1900
Пластовое давление, МПа	19,2
Давление насыщения, МПа	1,65
Плотность пластовой нефти, кг/м^3	793
Плотность дегазированной нефти, кг/м^3	824
Газовый фактор, $\text{м}^3/\text{т}$	17,5
Плотность пластовой воды, кг/м^3	1400

Определение оптимального режима работы фонтанных скважин и необходимого оборудования для его обеспечения связаны с проведением гидродинамических расчётов движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. Для обоснования выбора оборудования и режима работы скважин при фонтанной эксплуатации, расчёты основываются на минимуме среднего градиента давления по колонне НКТ, то есть перепад давления должен быть минимальным, что равносильно максимальному отбору из скважины в соответствии с её продуктивностью.

Физико-химические свойства флюида и геолого-физическая характеристика в технологической схеме приводятся в целом по объекту, поэтому обоснование условий фонтанирования и выбора режимов добычи проводится для III объекта, при условии разработки с забойными давлениями на уровне давления насыщения. При этом допустимая максимальная депрессия на III объекте составит 11,5 МПа. Исходя из того, что применяемые на месторождении трубы рациональны для обеспечения проектных дебитов, при этом подъёмник работает с минимальными гидравлическими потерями, расчёт минимальных забойных давлений фонтанирования и обоснование режима фонтанирования проведён для НКТ диаметром 73 мм с внутренним диаметром 62 мм.

На рисунке 6.1.1. приведен график зависимости забойных и устьевых давлений фонтанирования для скважин III объекта с обводнённостью продукции от 0 до 45 %. Как видно из графика, при нулевой обводнённости для скважин объекта III минимальному давлению фонтанирования от 17,7 МПа до 19 МПа соответствуют давления на устье от 0,5 МПа до 2 МПа. С увеличением обводнённости до 45 % значение предельного давления по скважинам III объекта при устьевом давлении 2 МПа возрастает до 19,1 МПа, в связи с чем,

снижается депрессия и дебит скважин, при этом снижается возможность обеспечения проектных показателей добычи нефти. Предельная обводнённость продукции, при которой скважина прекратит фонтанирование при $P_{\text{заб мин}} = 19,1$ МПа составляет 45 %. Из чего следует, что на механизированный способ добычи, следует переводить скважины, фонтанирование которых становится не рациональным при обводнённости менее 40 % (снижение депрессии и дебита).

=

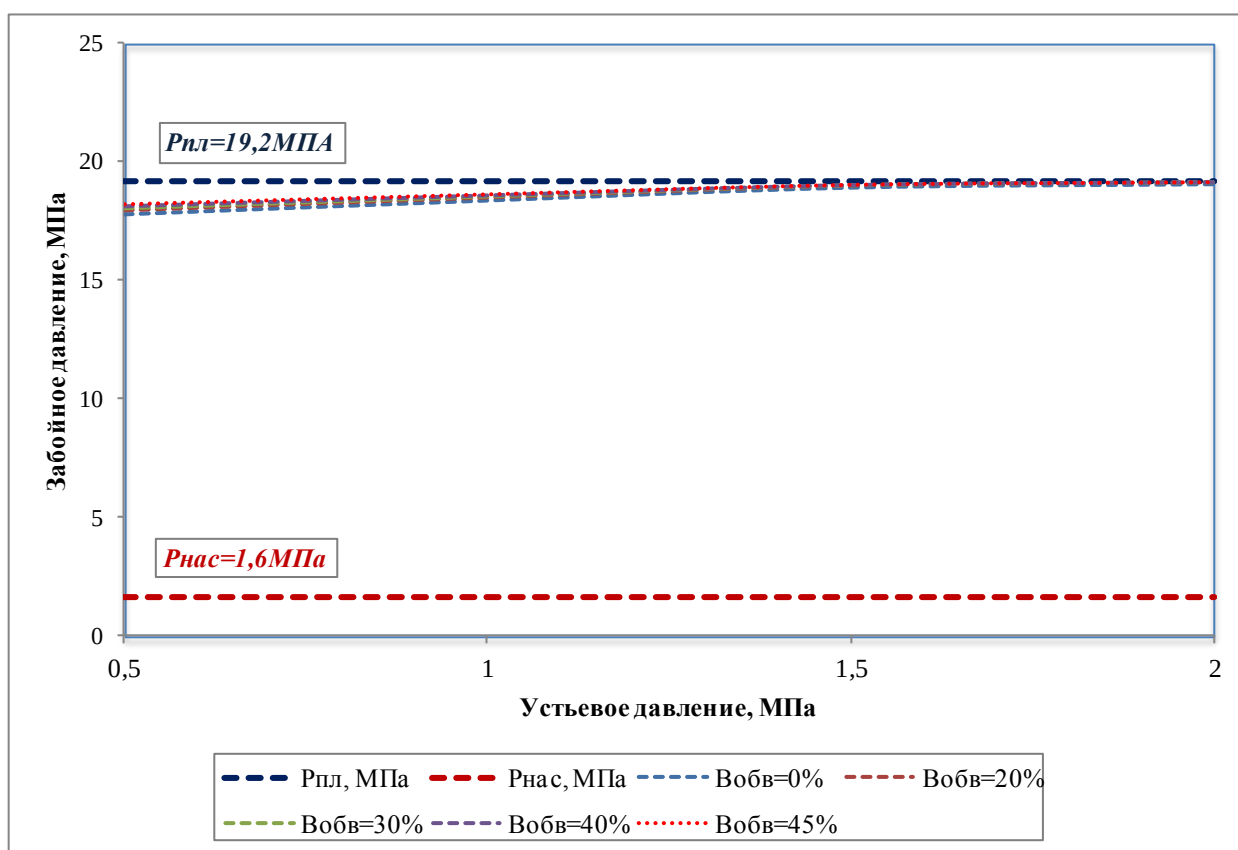


Рисунок 6.1.1. - Объект-III. Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье (НКТ=73 мм)

Эксплуатация скважин штанговыми винтовыми насосными установками (ШВНУ).

На дату составления проекта на месторождении все действующие скважины эксплуатируются механизированным способом с применением ШВНУ.

Винтовые насосы – это насосы объемного типа, конструкция которых позволяет создавать постоянный напор, что обеспечивает возможность осуществлять откачку скважинной жидкости с большим содержанием песка. По сравнению с другими способами механизированной добычи, капитальные и эксплуатационные расходы на винтовые насосы обычно ниже за счет более простого монтажа и малого энергопотребления. Винтовые насосы успешно применяются для откачки как высоковязких жидкостей, так и жидкостей с высоким содержанием механических примесей.

Оборудование устья ШВНУ состоит из колонной головки, крестовины, штангового превентора, приводная головка, обвязки на шлейфовую линию. Подземное оборудование ВШНУ состоит из хвостовика, якоря, ротора со статором, колонны НКТ, колонны штанг, центраторов на штангах, подгоночных штанг, полированного штока.

Приводом ВШНУ является приводная головка с электрическим приводом. Устье скважин ШВНУ оборудовано арматурой на рабочее давление 21 МПа. Устьевые приводы ВШНУ обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Статор винтовых насосов спускается в скважину на колонне НКТ диаметром 73 мм, а многозаходный ротор (винт) - на 22 мм колоннах штанг. Судя по тому, что отсутствуют ремонты, связанные с обрывом штанг, применяемые колонны штанг являются рациональными для условий эксплуатации ШВНУ на месторождении.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

Анализируя результаты опробования скважин, исследования свойств нефти можно сказать, что в процессе промышленной эксплуатации месторождения могут возникнуть следующие осложнения в виде выпадением асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) и добычей большого количества попутно-добываемых пластовых вод, а также коррозии скважинной оборудовании.

Борьба с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями.

Осложняющими факторами эксплуатации скважин на месторождении являются асфальто-смолистые парафиновые отложения (АСПО) в призабойной зоне скважины (ПЗС), в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании.

Интенсивность образования АСПО, в основном, зависит от технологического режима работы скважин: производительности, обводненности продукции, температуры и давления. Выбор эффективного способа борьбы с АСПО определяется конкретными условиями: составом и свойствами отложений, местом и интенсивностью образования.

В состав смолистых веществ входят азот, сера и кислород. В связи с испарением и окислением нефти увеличивается содержание смолистых веществ в ней. Содержание смол возрастает при контакте с краевыми водами. Нефти обводненных скважин оказываются более смолистыми даже в пределах одного и того же месторождения.

Основными условиями, способствующими АСПО, являются следующие факторы:

- ✓ снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- ✓ уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- ✓ изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов.

Для предотвращения и удаления возможных отложений АСПО из ствола скважин необходимо разработать мероприятия с применением механических, тепловых,

термохимических, физических методов и их комбинаций. Геолого-физические условия продуктивных горизонтов, состав и свойства продукции скважин позволяет применить традиционные методы борьбы с АСПО.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах, эксплуатируемых ШВНУ, рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- ✓ металлические пластинчатые со штанговращателем, имеющие две режущие пластины, способные удалять АСПО только при вращении;
- ✓ спиральные, возвратно-поступательного действия;
- ✓ «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- ✓ полимерные скребки-центраторы.

Использование этих мероприятий способствует улучшению фильтрационных характеристик ПЗС, значительно облегчает освоение скважин после проведения в них ремонтных работ, отмывает НКТ и скважинное оборудование от парафина.

Из известных тепловых методов в настоящее время наиболее распространенным является обработка горячей нефтью ОГН.

Можно использовать промывку горячей нефтью одновременно с работой ШВНУ. Это повышает эффективность отмыва отложений за счет интенсификации воздействия прокачиваемой жидкости на элементы оборудования и лучшего выноса АСПО из скважины. С целью лучшей очистки труб и оборудования в теплоноситель можно добавлять химические реагенты.

Также для расплавления смол возможно использование электронагревателей: переменный электрический ток подается в скважину, при этом выделяется тепло, которое нагревает нефть по всему ходу в колонне НКТ. При этом повышается температура нефти в трубах, изменяется вязкость, улучшается текучесть и предотвращается образование отложений смол на подземном оборудовании.

Если АСПО будут выделяться в большом количестве, то наиболее рациональной по времени является периодическая задавка ингибитора через затрубное пространство, так как подача через НКТ потребует подъема оборудования. Для защиты выкидных линий от смол возможно применение электронагревательных кабелей, повышающих температуру нефти в линии.

Мероприятия по борьбе с обводненностью откачиваемой продукции

Основными возможными причинами обводнения скважин являются:

- ✓ негерметичность обсадных и эксплуатационных колонн;
- ✓ заколонные и межколонные перетоки воды, газа и нефти;
- ✓ внутрискважинные перетоки воды и углеводородов;
- ✓ конусообразование в скважинах в результате фильтрации подошвенных и межпластовых вод.

Работы по ограничению водопритока включают:

- переходы на вышележащие интервалы;
- изоляцию притока пластовых вод в пределах существующего интервала перфорации;
- ликвидацию заколонных перетоков.

В настоящее время наиболее эффективны работы по переходу на вышележащие интервалы. Мощности интервалов, перспективных для подключения в эксплуатацию, уменьшаются. В ближайшие годы в связи с вышесказанным количество ремонтно-изоляционных работ (РИР) по переходу на вышележащие интервалы будет уменьшаться. Это повлечет за собой увеличение количества работ в интервале перфорации, по отсечению обводнившихся интервалов и селективной изоляции, которые дают меньшую успешность и технологический эффект при использовании имеющихся в настоящее время водоизоляционных составов и технологий (по сравнению с переходами).

Для увеличения нефтеотдачи пласта в качестве эксперимента рекомендуется испытать физико-химическое воздействие на пласт водонефтяной эмульсии на основе Продукта «Изопласт-Д».

Использование водонефтяной эмульсии для селективного ограничения водопритоков в добывающих скважинах обусловлено рядом их качеств:

- * дисперсный характер водонефтяной эмульсии позволяет ей избирательно фильтроваться в наиболее проницаемые интервалы пласта и трещины, являющиеся путями притока пластовых вод к забою скважины;
- * способностью к структурообразованию при механическом смешивании с водой в процессе фильтрации вглубь пласта и, наоборот, к разжижению при диспергировании с нефтью;
- * наличие в составе водонефтяной эмульсии твёрдых неионогенных ПАВ придаёт ей способность значительно снижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз порода-нефть-вода, увеличивая фазовую проницаемость нефтенасыщенных интервалов и зон пласта.

Результатом применения технологии является снижение отбора воды и увеличение дебита нефти добывающих скважин.

Водонефтяная эмульсия на основе Продукта «Изопласт-Д» получается путём смешения суспензии Продукта «Изопласт-Д» (в углеводородной фазе) и водной фазы в соотношении от 1/1 до 1/3.

Эмульсия обладает следующими параметрами:

- электростабильность - не менее 400 в;
- показатель фильтрации - не более $0,5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$;
- коэффициент восстановления проницаемости по нефти - 0,9;
- коэффициент восстановления проницаемости по воде - 0,15;
- термостабильность - до $+115^\circ \text{ С}$

Использование водонефтяной эмульсии на основе Продукта «Изопласт» для временного блокирования продуктивной части пласта перед проведением ремонтно-изоляционных работ обусловлено рядом ее качеств:

Водонефтяная эмульсия снижает проницаемость нефтенасыщенной части пласта, восстановление проницаемости которой при освоении происходит на 90 %.

Суть технологии заключается в предварительной закачке жесткой эмульсионной оторочки (до 50 мЗ) и создание временно блокирующего экрана.

Водонефтяная эмульсия на основе Продукта «Изопласт» обладает высокой термостабильностью и структурно-реологическими свойствами:

- * дисперсный характер водонефтяной эмульсии позволяет ей избирательно фильтроваться в наиболее проницаемые интервалы пласта;

- * способность к структурообразованию при механическом смешивании с водой в процессе фильтрации вглубь пласта и, наоборот, разжижению при диспергировании с нефтью;

- * наличие в составе эмульсии твёрдых неионогенных ПАВ придаёт ей способность при освоении значительно снижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз порода-нефть-вода, увеличивая фазовую проницаемость нефтенасыщенных интервалов и зон пласта.

Мероприятия по борьбе с коррозией скважинного и внутрипромыслового оборудования

Как показывает промысловая практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий происходит по причине двусторонней коррозии НКТ и обсадных колонн.

Наружная коррозия обсадных колонн, вызванная воздействием высокоминерализованных пластовых вод, может быть предотвращена путем полного подъема цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а также применением электрохимической защиты (катодная защита) по рекомендации ТатНИПИнефть (РД-390-1-562-81 «Инструкция по применению катодной защиты скважин в нефтяной промышленности»).

Для защиты НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн следует предусмотреть ингибиторную защиту, как наиболее эффективную в условиях добычи нефти.

Подачу ингибиторов осуществлять путем периодической подачи в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ.

Для борьбы с коррозией трубопроводов внутрипромыслового сбора нефтяной продукции при обводненности 50% и более предлагается испытать в лабораторных условиях с целью возможности применения в условиях месторождения Тобеарал водорастворимый ингибитор комплексного действия «Бактериам-607» фирмы «Сека» (Франция) и «Нефтехим-1».

Также для защиты от коррозии трубопроводов, транспортирующих малообводненную продукцию скважин (обводненность до инверсии фаз в расслоенном режиме), НКТ и

обсадных колонн предлагается испытать в лабораторных условиях водорастворимые ингибиторы типа ВЖС (РФ), а также «Виско-938» фирмы «Налко» (США) и «Бактериам-607».

Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии рекомендуются блочные установки типа БР-2,5, БР-10, (ОСТ 26-02-376-72) или дозировочные насосы типа НД.

6.3 Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промышленного транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промышленного потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать следующие позиции:

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- содержание в попутном газе сероводорода, углекислого газа и меркаптанов;
- схему расположения проектных добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- близость от месторождения существующих магистральных нефтепроводных и газопроводных систем;
- удаленность объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промышленной продукции месторождения в целом;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов.

Система внутрипромыслового сбора продукции скважин включает в себя:

- эксплуатационные скважины;
- индивидуальные выкидные линии сбора нефтегазовой жидкости;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;

По состоянию на 01.07.2023г. на месторождении Масабай всего пробурено 11 скважины №2, 5, 8, 9, 11, 20, 21, 23, 25, 26 и 27. Скважины 2, 5, 8, 9 ликвидированы, скважина №11 находится вне контрактной территории. Скважины 20, 21, 23, 25, 26 и 27 добывающие, данное время находятся в консервации.

При проведении промышленной разработке месторождения Масабай предусматривается с использованием скважин №20, 21, 23, 25, 26 и 27. Скважина №2 предусмотрена в качестве нагнетательной для ППД водой. Также предусмотрено подключение проектных скважин из бурения №28, 29, 30, 31, 32 и нагнетательной скважины №33.

Описание состава технологического оборудования на УПН, с учетом установки дополнительного оборудования, и технологического процесса приведены ниже.

Система сбора и подготовки будет включать основные компоненты, такие как:

- Выкидные линии Ду 80 мм;
- Манифольд;
- Блок дозирования химического реагента БДР-2,5 типа ОЗНА – 1 ед.
- Насосная станция для ППД -1ед.;
- Насос НБ-125ИЖ– 1 ед., НБ-125ИЖ (резерв)– 1 ед., для ППД;
- 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-1200, $V=6,5 \text{ м}^3$ – 1 ед.;
- 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-2000, $V=25 \text{ м}^3$ – 1 ед.;
- Сепаратор газа ГС 1-0.6-1.6 – 1 ед.;
- ГРПШ 0.7-У1 - шкаф для регулирования давления газа – 1 ед.;
- Подогреватель ПП-0.63А для нагрева входящей нефти – 1 ед.,
- Вертикальная факельная установка с оголовком - 1 ед.
- Хранение жидкостей: Отстойник нефти ОГН-П-50м3-1ед., резервуар РГСН-75 м^3 (нефть) с теплоизоляцией - 3 ед., Емкость РГСВ-75 м^3 (пластовая вода) – 2 ед.,
- Дизель-генератор мощностью 450 кВА - 2 ед.
- Технологические циркуляционные насосы типа КМ100-80-170-Е - 2 ед. ($Q=100 \text{ м}^3/\text{час}$, $H=25 \text{ м}$, $N=11 \text{ кВт*час}$) для циркуляции пластовой воды между РГСН и подогревателем.
- Механическая сливно-наливная установка типа АСН-2В (О-КМ-1) У2 (953.00.00.00.00-02/196.03.00.00). – 2 ед.
- Емкость для хранения дизельного топлива для электрических генераторов $V=25 \text{ м}^3$ – 1 ед.

Описание технологических процессов

Сбор и транспорт нефти на месторождении Масабай осуществляется по лучевой герметизированной напорной системе, газожидкостная смесь из скважин по выкидным линиям поступает на площадку манифольдного блока регулируемого разными задвижками, где поток направляется на тестирование и на добычу.

Линия замера (тестирования) поступает в блок тестового нефтегазового сепаратора со сбросом воды НГСВ 2-1,4-1200, объём сепаратора $V = 6.5 \text{ м}^3$ под давлением 2.0 бар. Общий поток нефтегазовой продукции других скважин поступает в первичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1.4-2000, $V=25 \text{ м}^3$ под давлением 2.0 бар. Далее, линии выхода нефти от двух сепараторов проходят через подогреватель ПП-0.63А (может работать на мазуте и на газе) где нагревается до $\approx 80^\circ\text{C}$. Хим.реагент от блока дозирования реагента БДР-1, ОЗНА-2.5 дозируется в общий поток продукции скважин. Тип реагента - деэмульгатор.

Нефть после ПП-0.63А, направляется под собственным давлением в емкость-отстойник нефти ОГН-П-50 м^3 для отстаивания воды и обессоливания. Далее нефть направляется в горизонтальные емкости РГСН-75 м^3 (3 ед.) для хранения, при условии качества нефти соответствующей товарной нефти или на другой РГСН-75 м^3 для дальнейшей промывки и обессоливания нефти, если содержание соли в нефти выше нормы 100 ppm.

Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1.4-2000, $V=25 \text{ м}^3$ и НГСВ 2-1,4-1200, $V=6,5 \text{ м}^3$, направляется под собственным давлением на емкости РГСН-75 м^3 (2 ед.), где производится замер воды. При заполнении резервуаров вода подается на нагнетательную скважину №2 для закачки в пласт с насосами НБ-125 ИЖ (2 ед.). На входе насосов НБ-125 ИЖ предусмотрено дозирование воды химическими реагентами от БДР-2 и фильтр сетчатый для повышения эффективности удаления взвешенных веществ. Также предусмотрена возможность автоматизированной системы налива АСН-2В.

Сепарированный газ с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-1200 и НГСВ 2-1,4-2000 направляется на газовый сепаратор ГС 1-1,6-800. На ГС 1-1,6-800, рабочее давление 2 бар, происходит разделение остаточного конденсата и где давление газовой линии регулируется с помощью ГРПШ, далее газ используется на подогревателях нефти ПП-0.63А (может работать на мазуте и на газе, путем подачи сырого газа через комбинированную горелку).

На УПН для налива нефти в автоцистерны используют наливную эстакаду, состоящую из площадки налива, вертикального стояка и запорной арматуры (предусмотрен счетчик нефти для откачки нефти). Подача нефти из резервуара на наливную эстакаду осуществляется с помощью блока для автоналива.

Питьевая вода для персонала привозная бутилированная. Вода на технологические нужды транспортируется из поселка Кульсары.

Принципиальная схема сбора, подготовки и отгрузки продукции скважин месторождения Масабай, с учетом подключения новых проектных скважин и организацией системы ППД водой, приведена на рисунке 6.3.1.

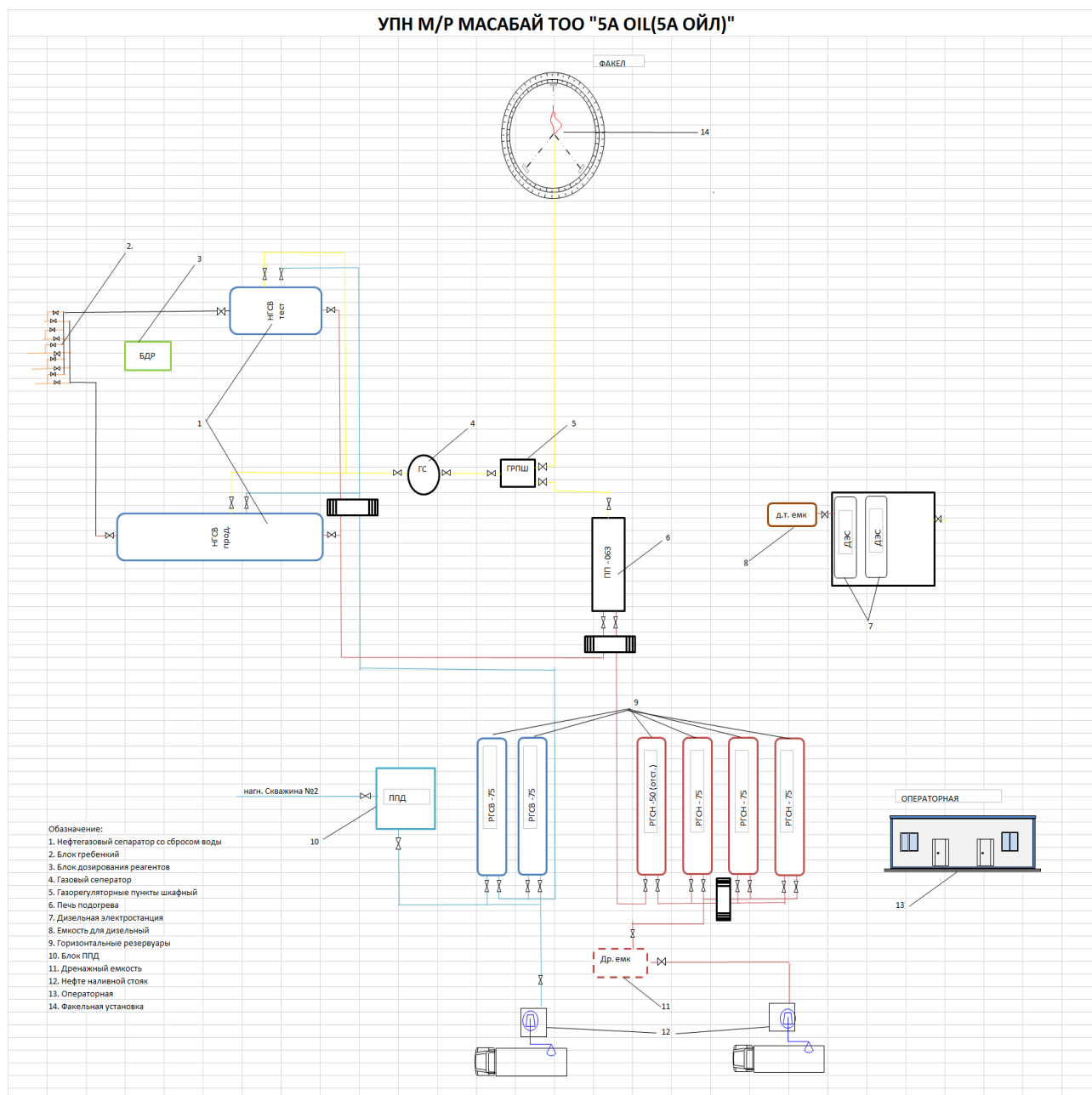


Рисунок 6.3.1 Существующая схема системы сбора и подготовки нефти месторождения Масабай.

6.4. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды и газа, используемой для заводнения

6.4.1. Требования к качеству воды по степени очистки

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать условиям:

- Водородный показатель (рН). Должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.
- Содержание гидрокарбонат-иона. Не более 5 мг/моль*л.
- Содержание кальций-иона. Не нормируется.
- Содержание магний-иона. Не нормируется.
- Содержание натрий и калий-иона. Не нормируется.
- Содержание хлор-иона. Не нормируется.
- Содержание сульфат-иона. Не допускается.
- Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.
- Показатель стабильности. Вода должна быть стабильной.
- Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.
- Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.
- Емкостная характеристика. Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0.3% в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.
- Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионноактивной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.
- Содержание растворенного кислорода. Не более 0.02-0.05 мг/л. В некоторых случаях 1 мг/л.
- Содержание двуокиси углерода. Ограничивается в соответствии с требованием к коррозионной активности воды.
- Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.
- Содержание механических примесей. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105 °С и в пробе после

прокаливания при 600 °С должно быть одинаковым.

- Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.
- Присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий. Должны отсутствовать. Показатель не нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.
- Содержание иона-железа. Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать.

6.5 Рекомендации к разработке программы переработки (утилизации) газа

- Согласно протоколу ГКЗ РК (№1276-13У от 3 апреля 2013г.) на отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Масабай Атырауской области» запасы растворенного газа по месторождению не утверждались и не поставлены на баланс.
- В таблице 6.4.1 приведены прогнозные показатели разработки на проектируемый период 2024-2037 гг. Объем газа посчитан на основе газосодержания.
- В связи с недостатком объемов сырого газа для эксплуатации печи подогрева только с использованием сырого газа, сырой газ будет использоваться одновременно с жидким топливом (нефть), путем подачи сырого газа через комбинированную горелку. Сжигание каких-либо объемов сырого газа не предусматривается.

Таблица 6.4.1 – Прогнозные показатели разработки

Годы	Показатели				
	Фонд добывающих скважин, шт.	Добыча нефти, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Ресурсы нефтяного газа, млн.м ³	Газовый фактор, м ³ /т
2024	7	12,9	15,3	250,131	19,39
2025	7	17	32,1	329,63	19,39
2026	7	26,1	49,8	506,079	19,39
2027	12	28,5	61,7	552,615	19,39
2028	13	23,6	58,2	457,604	19,39
2029	13	17,9	50,7	347,081	19,39
2030	13	14,1	44,8	273,399	19,39
2031	13	11,1	36,7	215,229	19,39
2032	13	12,8	47,5	248,192	19,39
2033	13	9,2	33,4	178,388	19,39
2034	13	7,6	31,1	147,364	19,39
2035	13	6,3	28,7	122,157	19,39
2036	13	5,3	26,8	102,767	19,39
2037	13	4,5	25,1	87,255	19,39

Дальнейшее использование сырого (нефтяного) газа на весь проектный период разработки месторождения, в 2024-2037гг., предусматривает реализацию утвержденного варианта использования газа. Таким образом, весь объем добываемого газа будет

использоваться на собственные нужды. **Сжигание газа не предусматривается.**

7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Анализ производства буровых работ на месторождении Масабай показал, что скважины вскрыли надсолевые отложения, представленные галогенными и терригенными породами от нижнепермского до четвертичного возраста включительно. Все пробуренные скважины вертикальные. Бурение скважины велось роторным способом, шарошечными долотами с различным вооружением, в зависимости от физико-механических свойств пород по разрезу скважин.

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении Масабай и их назначения.

Фактическая конструкция пробуренных скважин, следующая:

направление $\varnothing$ 323,9 мм x 20 м, (Дд=393,7 мм), подъем цемента до устья.;
кондуктор $\varnothing$ 244,5 мм x 750 +/- 50 м, (Дд=295,3мм), подъем цемента до устья;
эксплуатационная колонна $\varnothing$ 168,3 мм (Дд=215,9 мм) x 2000 +/- 200м, цемент до устья;

Характер залегания пластов, рельеф местности и состояние поверхности на месторождении Масабай позволяют проектировать бурение вертикальных скважин, роторным способом с применением современных долот и конструкций бурильных колонн.

Разведочные скважины на месторождении Масабай будет буриться на пермотриасовые отложения, средняя глубина залегания которого составляет 2000 м. Пластовое давление по горизонту 22,8-24,1 МПа.

Нефть I пермотриасового горизонта легкая, плотность её 0,8284-0,8408 г/см³. Содержание сернокислых смол в нефти колеблется от 6 до 13 %. Кинематическая вязкость нефти колеблется в пределах 4,68-15,22 мм²/с при 20°C и от 2,42 до 6,49 мм²/с при 50 °C

Нефть II пермотриасового горизонта несколько более тяжелая, плотность её составляет 0,8470-0,8551 г/см³. Отмечается повышенное содержание сернокислых смол – 22 – 25 % в нефти и 37,0-42,0 % в мазуте. Содержание парафина составляет 2,9-4,0 %, температура его плавления равна 50-52,4 °C.

Ожидаемый дебит скважины по жидкости 20-60 тн/сут.

Конструкция скважин проектируется в соответствии с действующими инструктивно-методическими документами, и предусматривает:

1. Направление $\varnothing$ 339,7 мм, спускается на глубину до 30 м, с целью предохранения устья скважины от размыва. Цементируется до устья.

2. Кондуктор $\varnothing$ 244,5 мм спускается на глубину до 400 м, цементируется до устья с целью перекрытия возможно водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования. Цементируется до устья. Длина спуска кондуктора уменьшается до 400 м по предыдущим пробуренным скважинам. В

интервале от 300 до 700 метров представлен глинами и мегрелами, в этих интервалах показания газа и нефтеносности не зафиксированы. В связи с этим уменьшается глубина спуска кондуктора от 800 метров до 400 метров.

3. Эксплуатационная колонна Ø168 мм спускается до проектной глубины с целью освоения и эксплуатации продуктивного горизонта. Цементируется до устья.

Таблица 7.1.1 Конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
Направление	393,7	339,7	30	устье
Техническая	295,3	244,5	400	устье
Эксплуатационная	215,9	177,8	2000	устье

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 2000 м, желательно применение мобильных буровых установок повышенной при монтаже способностью, типа ZJ-20 грузоподъемностью до 147,0т и высокой транспортабельностью, а также размещением комплекса очистных сооружений для трехступенчатой и более очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно изложена в Техническом проекте на строительство скважин.

Требования к буровому раствору и выбор типа промывочной жидкости

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами

- обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение всех интервалов скважины;
- при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость, не допускать разбухания глин;
- обладать хорошими реологическими свойствами для качественной очистки забоя от выбуренной породы;
- обеспечивать качественное вскрытие продуктивных горизонтов и бурение с низким риском аварий;
- не допускать приток углеводородов, воды, сероводорода;
- обеспечивать качественное цементирование обсадных колонн;
- оказывать минимальное воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать минимальный уровень образующихся отходов.

При выборе промывочной жидкости необходимо учитывать возможные осложнения, которые могут встретиться при бурении скважин.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водо-чувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами,

которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми. Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2 м³.

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин, и корректироваться в процессе бурения, с учетом последних данных о пластовых давлениях для каждой скважины.

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопрооявления, сужение ствола скважины, поглощения бурового раствора. Они встречаются при бурении мезозойских горизонтов. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, ближе к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение трехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко - и илоотделители, а также четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

Тампонажные работы:

- использование в качестве тампонажного материала высококачественного тампонажного цемента с повышенной сульфатостойкостью типа (I (HSR) (в соответствии со стандартом АНИ) и тампонажного портландцемента типа ПЦТ-G (ГОСТ 1581-96);

- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин, и стабилизации раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости и станции контроля цементирования СКЦ-3М;

- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;

- использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, диспергаторы, ускорители и замедлители сроков схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня (ввод расширителей типа НРС или аналог СИГБ до 2%).

В соответствии с конструкциями скважин, предлагается цементирование скважин производить по следующей схеме.

Кондуктор $\varnothing 244,5$ цементируется тампонажным раствором с использованием цемент– типа Г. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более $50 \text{ см}^3/30$ мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %) ускоренное формирование цементного камня с целью сокращения времени ОЗЦ, улучшения качества крепления и предотвращения заколонных флюидопроявлений. Для регулирования свойств тампонажного раствора использовать понизители вязкости (диспергаторы) типа лигносульфонатов, понизители водоотдачи на полимерной основе, ускорители срока схватывания.

Используется тампонажный раствор с двумя порциями, облегченный с плотностью $1,53 \text{ г/см}^3$ и нормальной плотности $1,80 \text{ г/см}^3$, для раннего набора прочности в качестве добавки применяются ускорители сроков схватывания, понизители водоотдачи, диспергаторы.

Эксплуатационная колонна $\varnothing 177,8$ цементируется следующим образом:

На начало цементирования закачать в скважину буферную жидкость (вода и водный раствор ПАА - 0,03% концентрация $5 \text{ м}^3 + 3 \text{ м}^3$ ПАА).

Используется тампонажный раствор с двумя порциями, облегченный с плотностью $1,56 \text{ г/см}^3$ и нормальной плотности $1,80 \text{ г/см}^3$. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более $30 \text{ см}^3/30$ мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %). В качестве добавок применять понизители водоотдачи, диспергаторы, замедлители, а в качестве расширителя НРС или аналог СИГБ до 2 %.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента.

2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования.

3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме соответствующей объему очередной обсадной колонны.

Для обеспечения заданных плотностей цементного раствора, регулирования реологических свойств, и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа ОСР, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей срока схватывания и расширителей цемента позволило бы более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны

превышать 4 часов, а в качестве замедлителя срока схватывания цементного раствора рекомендуется использовать НТФК в объеме 0,3-0,4 % по массе к сухому цементу.

Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока строго в соответствии с нормами и требованиями Технического проекта на бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном полимерным раствором, строго соблюдая его проектные параметры. При этом депрессия на пласт не должна превышать 5 % пластового давления. С этой целью, вскрытие горизонта производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые, к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов являются:

- создание противодействия на пласт, достаточное для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение колюматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

На основе анализа сравнительных показателей различных кумулятивных перфораторов для вторичного вскрытия продуктивных пластов рекомендуется применить перфорационные системы фирмы со вскрытием 1140 мм, диаметром 20 мм, с плотностью зарядов 16 отв. на м², прошедшие апробацию и показавшие хорошие результаты не только на месторождениях стран дальнего зарубежья, но и на месторождениях Казахстана.

Достоинствами перфорационных систем PowerJet НМХ являются:

- глубина проникновения зарядов составляет от 1,2 до 3 м, в зависимости от условия залегания коллектора, и как следствие, зона проникновения фильтрата промывочной жидкости минимально влияет на продуктивность скважины;
- интервал перфорации превышает 5 м, что значительно уменьшает времени спускоподъемных операций;
- проводится «чистая» перфорация за счет депрессии на пласт, позволяющая снизить до минимума негативные факторы, связанные с прострелочно-взрывными работами, прежде всего засорения каналов и самой породы продуктами взрыва.

Промысловой практикой и научно-исследовательскими работами подтверждено, что дебит скважины будет больше в том случае, если при проведении

перфорационных работ применять чистые жидкости (техническая или минерализованная вода, нефть) и если будет обеспечена промывка перфорационных каналов обратным потоком пластового флюида из пласта в скважину. А это достигается при перфорации с перепадом давления, направленного в сторону ствола скважины, а не в пласт.

Для снижения вредного воздействия, оказываемого буровым раствором на продуктивный пласт во время бурения, и исключения вредного воздействия перфорационной жидкости во время перфорации при репрессии, рекомендуем перфорировать продуктивные пласты, при депрессии на пласт, в среде чистой жидкости перфораторами, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах.

Направление – бурение вести с использованием технической воды.

Кондуктор - бурение под колонну, для недопущения осложнений и перекрытия зон поглощений, водопроявлений и газопроявлений техногенного характера следует производить заранее приготовленным полимерным раствором, стабилизированным реагентами для уменьшения водоотдачи бурового раствора, глинизации стенок скважины и предупреждения проникновения фильтрата в пласт. В случае возникновения поглощений бурового раствора в альб-сеноманских отложениях использовать 2-3 вида наполнителей с различными размерами частиц (зернистые, волокнистые, чешуйчатые) в количестве 2 % к объему бурового раствора. Для поддержания щелочности бурового раствора на уровне $pH=9,0-10,0$ вводить каустическую соду ($NaOH$). По окончании бурения ствол скважины необходимо промыть в течение двух циклов с целью дополнительной очистки ствола скважины от выбуренной породы.

Обработка бурового раствора осуществляется путем «самозамеса», что не явно желательно. Имеющиеся на буровой химические реагенты завозятся в жидком состоянии и их качество определить не представляется возможным, поэтому необходимо периодически направлять пробы реагентов и бурового раствора в стационарную лабораторию для проведения анализа на соответствие ГОСТам. На многих буровых отсутствуют очистное оборудование, гидроциклоны и центрифуги, поэтому с целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы, плотности и вязкости бурового раствора), необходимо предусмотреть в комплекте буровой установки обязательное наличие трехступенчатой очистной системы: вибросито, пескоотделитель, илоотделители и, по возможности, центрифугу.

Эксплуатационная колонна - бурение данного интервала, с целью сохранения коллекторских характеристик (пористость, проницаемость) продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, производить с использованием ингибированного полимерно-хлоркалиевого бурового раствора с низким содержанием твердой фазы с введением дополнительных полимерных реагентов для усиления ингибирующих свойств.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в качестве утяжеляющей и временно закупоривающей добавки использовать кислоторастворимый карбонат кальция. В целом система бурового раствора,

предусмотренная программой, должна полностью отвечать основным требованиям, предъявляемым к нему при вскрытии продуктивных пластов.

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-20 отверстий на 1 п. метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей требованиям ТБС НМПОСНО на строительство скважин. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Из всех известных методов вызова притока и освоения скважин предлагается использовать свабирование – понижение уровня в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Это наиболее производительный способ и может осуществляться с использованием фонтанной арматуры со специальным лубрикатором.

При слабом притоке жидкости произвести плавный перевод скважины на механизированный способ эксплуатации. Все работы по вскрытию продуктивных горизонтов, вызова притока и освоения скважин должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по технике безопасности.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследования скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- ✓ устья скважин с сепарационными и замерными установками должны оборудоваться по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- ✓ при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и последний в обязательном порядке сжигается;
- ✓ работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану, утвержденной недропользователем.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации, должны выполняться следующие мероприятия:

- ✓ строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины;
- ✓ создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Режим закачки должен обеспечить максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Вышеизложенные мероприятия обеспечат надежное разобщение пластов друг от друга, что в свою очередь обеспечит отсутствие пластовых перетоков.

С помощью стационарных газокаротажных лабораторий типа АГКС-4АЦ при бурении на скважинах необходимо производить непрерывный контроль за содержанием газонасыщенности бурового раствора.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Обоснование проекта плана добычи нефти выполнено на основе результатов технико-экономических расчетов по годам и технических решений разделов 4-6.

В таблице 8.1 приведены плановые показатели добычи нефти по 3 рекомендуемому варианту в целом по месторождению.

Таблица 8.1 Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по месторождению

№№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	ЕД. ИЗМЕРЕНИЯ	ГОДЫ												
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Добыча нефти, всего	тыс.т.	12,9	20,1	30,1	31,0	25,0	18,4	14,1	9,6	10,7	8,2	6,6	5,5	4,6
	В т.ч. из:														
1,1	переходящих скважин сГ ПМ	"	12,9	20,1	22,7	31,0	25,0	18,4	14,1	9,6	10,7	8,2	6,6	5,5	4,6
1,2	новых скважин	"	0,0	0,0	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1,3	за счет ПМ	"													
1,4	за счет растворителя, РИР, ЭВитд.	"													
1,5	за счет МУН	"													
1,6	механизированным способом	"	12,9	20,1	30,1	31,0	25,0	18,4	14,1	9,6	10,7	8,2	6,6	5,5	4,6
1,7	переходящих скважин без учета ПМ	"	12,9	20,1	22,7	31,0	25,0	18,4	14,1	9,6	10,7	8,2	6,6	5,5	4,6
2	Ввод новых добывающих скважин, всего	ед.	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	В т.ч. из:														
2,1	эксплуатационного бурения	"	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,2	разведочного бурения	"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,3	перевод миз/др. объектов	"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Среднесуточный дебит нефти новых скважин	т/сут	0,0	0,0	8,0			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Ср. число дней работы новых скважин	сут	0	0	185	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Ср. длина новой скважины	тыс. м.	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
6	Эксплуатационное бурение, всего	"	0,0	0,0	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	В т.ч.:														
6,1	добывающие скважины	"	0,0	0,0	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6,2	спецнальные	"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расч. вр. работы нов. скв. пред. года в дан. году	скв*сут	0	0	0	1734	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расч. доо. нефти из нов. скв. пред. года в дан. году	тыс.т.	0,0	0,0	0,0	13,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Доо. нефти из перех. скв. пред. года	"	0,0	12,9	20,1	22,7	31,0	25,0	18,4	14,1	9,6	10,7	8,2	6,6	5,5
10	Рас. доо. нефти из перех. скв. данного года	"	0,0	12,9	20,1	36,5	31,0	25,0	18,4	14,1	9,6	10,7	8,2	6,6	5,5
11	Ожидаемая добыча нефти из перех. скв. данного года	"	12,9	20,1	22,7	31,0	25,0	18,4	14,1	9,6	10,7	8,2	6,6	5,5	4,6
12	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	"	12,9	7,2	2,6	-5,6	-6,0	-6,5	-4,3	-4,5	1,0	-2,5	-1,5	-1,1	-0,9
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%	0,0	55,7	12,8	-15,3	-19,3	-26,2	-23,4	-31,8	10,8	-23,6	-18,6	-16,9	-15,9
14	Мощность новых скважин	тыс.т.	0,0	0,0	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Выбывшие добывающих скважин	ед.	7,84	10,08	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68
16	Перевод добывающих скважин под закату	"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Фонд добывающих скважин на конец года	"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	В т.ч.:														
17,1	наметательные в отрасли	"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд действующих добывающих скважин на конец года	"	6	8	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
19	Перевод скважин на механизированную добычу	"	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Фонд механизированных скважин	"	6	8	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
21	Ввод наметательных скважин	"	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Выбывшие наметательных скважин	"	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0
23	Фонд наметательных скважин на конец года	"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд действующих наметательных скважин на конец года	"	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
25	Фонд введенных резервных скважин на конец года	"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Средний дебит действующих скважин по жирности	т/сут	7,4	18,4	15,8	18,9	17,7	15,5	13,7	9,7	16,3	13,8	12,4	11,3	10,2
27	Средний дебит переходящих скважин по жирности	"	44,5	111,2	153,9	209,3	196,5	171,9	151,7	108,1	131,5	111,4	100,4	91,3	82,4
28	Средний дебит новых скважин по жирности	"	0,0	0,0	18,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Средняя ооовленность действующего фонда скважин	%	15,8	47,5	50,2	57,0	63,0	68,8	72,9	74,1	76,4	78,7	80,8	82,4	83,6
30	Средняя ооовленность переходящего фонда скважин	"	15,8	47,5	57,2	57,0	63,0	68,8	72,9	74,1	76,4	78,7	80,8	82,4	83,6
31	Средняя ооовленность нового фонда скважин	"	55,4	56,1	56,9	57,6	58,4	59,1	59,9	60,6	61,4	62,1	62,9	63,6	64,4
32	Средний дебит действующего фонда скважин по нефти	т/сут	6,2	9,7	7,9	8,1	6,5	4,8	3,7	2,5	3,8	2,9	2,4	2,0	1,7
33	Средний дебит переходящего фонда скважин по нефти	"	37,5	58,4	65,9	90,0	72,6	53,6	41,1	28,0	31,0	23,7	19,3	16,1	13,5
34	Средняя примесность наметательных скважин	м³/сут	6,7	49,3	82,1	55,9	58,2	55,8	52,3	38,5	48,2	42,3	38,8	35,8	32,8
35	Добыча жирности, всего	тыс.т.	15,3	38,2	60,3	72,0	67,6	59,1	52,2	37,2	45,2	38,3	34,5	31,4	28,3
	В т.ч. из:														
35,1	переходящих скважин	"	15,3	38,2	52,9	72,0	67,6	59,1	52,2	37,2	45,2	38,3	34,5	31,4	28,3
35,2	новых скважин	"	0,0	0,0	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35,3	механизированным способом	"	15,3	38,2	60,3	72,0	67,6	59,1	52,2	37,2	45,2	38,3	34,5	31,4	28,3
36	Добыча жирности с начала разработки	"	68,8	107,0	167,3	239,3	306,9	366,0	418,2	455,4	500,6	538,9	573,4	604,8	633,1
37	Добыча нефти с начала разработки	"	54,9	75,0	105,0	136,0	161,0	179,4	193,6	203,2	213,9	222,0	228,7	234,2	238,8
38	Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0,003	0,004	0,005	0,007	0,008	0,009	0,009	0,010	0,010	0,011	0,011	0,011	0,012

39	Отборотизвлекаемыхзапасов	%	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2
40	Темп отбораотизвлекаемыхзапасовнефти														
40,1	начальный	"	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
40,2	текущий	"	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Заканкарасчетногоагента	тыс.м³.	2,5	18,0	30,0	40,8	42,5	40,7	38,2	28,1	35,2	30,8	28,3	26,2	23,9
42	Заканкарасчетногоагентасначаларазработки	"	2,5	20,4	50,4	91,2	133,7	174,4	212,7	240,8	276,0	306,8	335,1	361,3	385,2
43	Компенсацияотборажидкостиизаканки														
43,1	текущая	%	11,8	39,3	42,1	49,6	56,5	63,6	69,0	71,7	74,7	78,1	80,5	82,4	84,0
43,2	накопления	"	2,7	15,0	24,4	31,6	36,8	40,9	44,2	46,3	48,7	50,7	52,3	53,8	55,0

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

9.1 Обязательный комплекс промысловых исследований

Эффективность контроля над процессом разработки зависит от наличия полной и качественной информации о гидродинамических параметрах продуктивных пластов, емкостно-фильтрационных свойствах пластов–коллекторов, техническом состоянии скважин и т.д. В связи с этим, для получения более полной информации, в настоящем проекте предусмотрено выполнение минимально необходимого объема исследовательских работ:

Получение такой информации обеспечивается качественным выполнением комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических методов исследований пластов и скважин в сочетании с лабораторными и промысловыми данными.

Контроль разработки эксплуатационных объектов осуществляется в целях:

- выявления фактической технологической эффективности как системы разработки объектов в целом, так и отдельных технологических решений, используемых в этой системе, включая мероприятия по их регулированию;
- получения информации, необходимой для оптимизации осуществляемых процессов разработки и проектированию мероприятий по их усовершенствованию.

Для контроля над разработкой пластов предлагается вести работы по следующим направлениям:

- Гидродинамические методы исследования пластов и скважин.
- Промыслово-геофизические методы исследования скважин.
- Контроль за продукцией добывающих скважин
- Контроль энергетического состояния залежей.
- Контроль за физико-химическими свойствами нефти и нефтяного газа.

Комплекс исследований по контролю за разработкой пластов предусматривает проведение систематических (периодических) и единичных (разовых) замеров.

Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования по видам и объемам исследовательских работ проводить в соответствии с рекомендациями, представленными в таблице 9.4.1, составленной в соответствии с утвержденными руководящими документами.

По всем вновь вводимым скважинам необходимо после ввода их в эксплуатацию проводить полный комплекс промыслово-гидродинамических исследований в течение первой декады эксплуатации, а в последующем с периодичностью, согласно таблице 9.4.1.

Для скважин, по которым будет проводиться смена оборудования или режима работы, обязательное проведение тестовых замеров продукции и забойных давлений до и после проведения мероприятия.

9.2. Комплекс физико-химических исследований нефти и газа

Согласно РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений РК» и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» в обязательный комплекс промысловых измерений и лабораторных исследований, осуществляемых с целью получения информации, необходимой для контроля за эффективностью принятой системы разработки и для выработки мероприятий по ее совершенствованию входят:

- отбор и исследование глубинных и поверхностных проб нефти;
- замеры промыслового газового фактора;
- определение обводненности продукции скважин.

На месторождении к моменту составления настоящей проекты было отобрано не достаточное количество глубинных проб пластовой нефти. В связи с чем, в процессе контроля за разработкой месторождения необходимо продолжить исследования по изучению свойств пластовой и дегазированной нефти, а также состава нефти и газа в соответствии с Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых и ОСТа 39-112-80, которые изложены в таблице 9.4.1. Пластовые пробы нефти должны быть отобраны глубинными пробоотборниками в непосредственной близости от зоны притока. Принятые для расчетов параметры пластовой нефти сопоставляются с новыми данными и при необходимости корректируются.

Выбор скважин для отбора глубинных проб осуществляется геологической службой предприятия. Ежегодный план отбора проб должен быть составлен:

- по новым скважинам с учетом графика бурения и ввода их в эксплуатацию;
- по эксплуатационным скважинам с учетом гидродинамики и обводненности.

В целях контроля за добычей нефтяного газа по всем скважинам выполняются замеры газового фактора с периодичностью:

- в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, - один раз в год;
- при снижении пластового давления ниже давления насыщения – не реже одного раза в квартал.

Замеры обводненности скважин осуществляются с периодичностью, зависящей от состояния их обводнения:

- по безводным скважинам – ежемесячно;
- по обводнившимся скважинам – ежедневно;

9.3. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

В период промышленной эксплуатации месторождения Масабай промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться по двум направлениям:

- в открытом стволе после окончания проводки скважины;
- в эксплуатационных скважинах - исследования по контролю за разработкой.

Исследования в открытом стволе

Исходя из анализа материалов качественной и количественной интерпретации геофизических исследований в скважинах, выходящих из бурения, с целью расчленения разреза на коллекторы и вмещающие, определения характера насыщения, выделения эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин, определения фильтрационно-емкостных свойств, наиболее рационально выполнение следующих промыслово-геофизических исследований в открытом стволе:

- общие исследования по всему стволу в масштабе глубин 1:500 – запись кажущегося сопротивления (КС) зондами 2АМ0.5N и N0.5M2A, самопроизвольной поляризации (ПС), кавернометрии (ДС), естественной радиоактивности (ГК),
- нейтронного гамма-каротажа (НГК) или нейтрон-нейтронного каротажа (ННК);
- детальные исследования в интервалах продуктивных отложений в масштабе глубин 1:200, включающие помимо вышеперечисленных методов – индукционный каротаж (ИК) или высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), микробоковой каротаж (МБК), акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК), микрокавернометрию (МДС).

В случае выполнения работ приборами западных фирм («Shlumberger», «Baker Atlas») комплекс должен включать спектральный гамма-каротаж (CGR), компенсированный нейтронный каротаж (CNL), литоплотностной каротаж (фотоэлектрический эффект -PEF в комплексе с плотностным каротажом – RHOV), многозондовый индукционный каротаж, кавернометрию.

Для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве - выполнить инклинометрию по всему стволу скважины с точками замера через 25 м.

Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн - акустической цементометрии (АКЦ) и толщиномеро-дефектомерии (СГДТ).

Приведенный выше комплекс следует выполнять во всех вновь пробуренных скважинах.

Исследования по контролю за разработкой

Основными задачами промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС) за разработкой являются:

- изучение охвата процессом дренирования продуктивных пластов,
- изучение профиля притока пластового флюида,
- исследования динамики продуктивности и энергетического состояния объектов эксплуатации,
- контроль за текущим положением водонефтяного контактов,
- контроль технического состояния обсадных колонн и качество их цементирования.

Результаты интерпретации геофизических исследований по контролю используются также:

- для разработки геолого-технических мероприятий при оперативной оценке работы скважин в процессе их эксплуатации;
- в расчетах, проводимых по результатам гидродинамических исследований;
- при оценке эффективности обработок призабойных зон, проводимых для интенсификации добычи.

Для решения поставленных задач в добывающих скважинах комплекс ГИС обычно включает высокоточную термометрию (ВТ) и барометрию для изучения распределения по всему стволу температуры и давления. В интервале перфорации помимо термометрии и барометрии комплекс содержит:

- гамма-каротаж (ГК) для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий,
- **локатор муфт и перфорационных отверстий (ИПО),**
- **механическую (РГД) и термокондуктивную (СТД) дебитометрии для определения профиля притока пластового флюида,**
- влагометрию (ВГД) для обнаружения мест притока воды и установления водонефтяного раздела в стволе скважины,
- плотностного гамма-гамма каротажа (ГГКП) для разделения пластового флюида в стволе скважины на составляющие компоненты - газ, нефть, вода.

В скважинах, расположенных вблизи ВНК, в комплекс следует включить резистивиметрию для обнаружения начальных признаков обводнения.

В процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от работы скважины и состава поступающего пластового флюида.

В соответствии с «Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений» первые исследования методами ГИС по контролю проводятся после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины. Последующие исследования проводятся после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважины, изменений состава добываемого флюида.

Для получения информации, наиболее достоверно отражающей работу пласта, необходимо соблюдать следующие правила компоновки скважинного оборудования - башмак НКТ должен находиться не менее 10 м выше верхних перфорационных отверстий, расстояние от нижних отверстий до искусственного забоя более 10 м.

При проведении исследований должна быть представлена вся информация, связанная с компоновкой подземного оборудования и выполнением работ, которая может оказать помощь при анализе. Примеры такой информации приведены ниже:

- цель исследования;

- время и виды ремонтных работ в скважине (смена подземного оборудования, КРС и ПРС, изоляционные работы, дополнительная перфорация и реперфорация, интенсификация с целью увеличения добычи и т.д.);
- размеры штуцеров;
- данные о дебитах, обводнённости, газовом факторе;
- глубина положения башмака НКТ;
- давлениях, продуктивности, депрессиях, если одновременно проводились гидродинамические исследования скважины;

Неотъемлемой частью контроля за разработкой месторождения является контроль за техническим состоянием скважин, в задачу которого входит выявление нарушений герметичности цементного кольца и обсадной колонны. Такой контроль на месторождении с начала разработки осуществляется следующим образом: первоначальные исследования проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, спуска обсадной колонны и цементации для определения высоты подъема цемента и сцепления цементного камня с колонной. Данные этих исследований используются также в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов в процессе эксплуатации скважины.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалы затрубной циркуляции, проводятся повторные исследования АКЦ, исследования толщиномером-дефектомером, а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн. В комплекс ГИС включают: метод естественной гамма-активности, расходомерию, локатор муфт, термометрию, причем термометрию проводят по всему стволу скважины.

Анализ материалов геофизических исследований наряду с промысловыми данными позволит выделить работающие интервалы, определить профиль притока и характер поступающей из пласта жидкости, отбить газонефтяной и водонефтяной контакты, контролировать глубину спуска башмака НКТ, следить за техническим состоянием колонн и выявлять интервалы межколонных перетоков.

ГИС в действующих скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

9.4. Комплекс гидродинамических исследований

В комплекс гидродинамических исследований входят:

- исследования методом установившихся отборов;
- исследования методов восстановления давления.

Виды гидродинамических исследований и их периодичность в соответствии с РД 39-4-699-82, приведены в таблице 9.4.1.

Метод установившихся отборов (МУО)

При исследовании этим методом измеряется дебит добывающей скважины (или приемистость нагнетательной скважины) и соответствующее значение забойного давления последовательно на нескольких, достаточно близких к установившимся, режимах

эксплуатации скважин. Исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим скважинам до и после ремонта (ГТМ), связанных с изменением призабойной зоны.

Для получения достоверной информации по емкостно-фильтрационной характеристике предлагается проводить исследования МУО не менее чем на 3-х режимах прямым и обратным ходом.

Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор, и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность.

Метод установившихся отборов позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины, а также оценить значение комплексного параметра – гидропроводности пласта.

Исследования скважин методом восстановления давления

Метод восстановления давления (КВД) также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств в районе этих скважин.

В процессе исследования методом восстановления давления регистрируется забойное давление добывающей скважины при ее эксплуатации на установившемся режиме (с постоянным дебитом жидкости) и изменение забойного давления после остановки скважины. До остановки скважины на исследование КВД необходимым условием является работа скважины в течение продолжительного времени на установившемся режиме. Наиболее точные результаты исследования обеспечивает непосредственная регистрация давлений на забоях скважин с помощью глубинных манометров. При исследовании добывающих скважин, имеющих избыточное буферное и затрубное давление, одновременно с регистрацией КВД на забое регистрируется изменение буферного и затрубного давления. Эта информация используется при обработке КВД с учетом дополнительного притока жидкости. Перед остановкой скважин должны быть определены с возможно большей точностью дебит скважины и обводненность ее продукции.

Исследования скважин методом восстановления давления должны проводиться в виде разовых исследований по всем новым добывающим скважинам не реже 1 раза в год во время проведения ГТМ.

В результате обработки материалов исследований скважин методом восстановления давления определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение пьезопроводности к приведенному радиусу скважины, а также проницаемость пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях и др. параметры. Метод восстановления давления – единственный метод расчета

приведенного радиуса, а в последнее время скин-фактора важной характеристики состояния призабойной зоны скважины.

Таблица 9.4.1 Комплекс исследований скважин по контролю за разработкой

Комплекс исследований скважин по контролю за разработкой		
		Таблица 9.1
№№ п/п	Виды исследования	Периодичность проведения
1	2	3
1. Бурящиеся скважины		
1.1.	<i>В открытом стволе по всему разрезу</i>	
1.1.1.	Запись КС, ПС, БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профелеметрия, инклинометрия	в каждой бурящейся скважине
1.2.	<i>В интервалах продуктивных пластов</i>	
1.2.1.	Запись БКЗ, БК, ИК, ГК, МК, АК	в каждой бурящейся скважине
1.3.	<i>В скважине, обсаженной колонной</i>	
1.3.1.	Запись термограммы, АКЦ и АКШ	в каждой бурящейся скважине
1.3.2.	Замер дебитов жидкости	после ввода в эксплуатацию
1.3.3.	Замер буферного и затрубного давления	после ввода в эксплуатацию
1.3.4.	Замер пластового давления	после ввода в эксплуатацию
1.3.5.	Замер забойного давления и температуры	после ввода в эксплуатацию
1.3.6.	Исследование МУО (не менее чем на 3-х режимах)	после ввода в эксплуатацию
1.3.7.	Исследование методом КВД	после ввода в эксплуатацию
1.3.8.	Отбор и анализ глубинных проб флюидов	после ввода в эксплуатацию
1.3.9.	Отбор и анализ поверхностных проб флюидов	после ввода в эксплуатацию
2. Действующие добывающие скважины		
2.1.	<i>Промысловая информация</i>	
2.1.1.	Дебит жидкости (нефть, вода)	ежедневно
2.1.2.	Обводненность продукции	ежедневно
2.1.3.	Газовый фактор	1 раз в год
2.1.4.	Замер буферного и межтрубного давлений	ежедневно
2.2.	<i>Промысловое гидродинамические исследования</i>	
2.2.1.	Замеры забойного давления	один раз в квартал по всему фонду
2.2.2.	Замеры пластового давления	один раз в квартал по всему фонду
2.2.3.	Замеры статистических уровней	один раз в квартал по всему фонду
2.2.4.	Замеры динамических уровней	один раз в квартал по всему фонду
2.2.5.	Исследование методом КВД	один раз в полгода по всему фонду
2.2.6.	Исследование МУО	один раз в год по всему фонду
2.3.	<i>Геофизические исследования скважин</i>	
2.3.1.	Профиль притока	один раз в год для 30% фонда
2.3.2.	Оценка остаточного нефтенасыщения	по необходимости
2.3.3.	Определение источников и интервалов водопритокков	по необходимости
2.3.4.	Обследование технического состояния колонн	по необходимости
2.4.	<i>Геохимические исследования</i>	
2.4.1.	Отбор и анализ глубинных проб нефти, на I, II стадиях	один раз в год для 50% фонда
	на III, IV стадиях	по необходимости
2.4.2.	Отбор и анализ поверхностных проб нефти, на I, II стадиях	один раз в год для 50% фонда
	на III, IV стадиях	по необходимости
2.4.3.	Отбор и анализ проб пластовых вод	один раз в год по всему фонду
3. Нагнетательные скважины		
3.1.	Определение приемистости	один раз в месяц по всему фонду
3.2.	Анализ закачиваемой воды на содержание КВЧ, окиси	ежедневно по всему фонду
3.3.	Определение профиля поглощения	один раз в год для 3-5 % фонда
3.4.	Замер забойного давления	один раз в квартал по всему фонду
3.5.	Замер пластового давления	один раз в квартал по всему фонду
3.6.	Обследование технического состояния колонн	один раз в квартал по всему фонду

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В настоящее время на месторождении выделена и доказана промышленная значимость 11 продуктивных горизонтов в отложениях мела - М-II, юры - Ю-Iб, Ю-IIIа, Ю-IIIб, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, J₁ и пермотриаса - РТ-I, РТ-II, РТ-III.

Геологическое строение месторождения Масабай изучено исследованиями МОГТ (1994 г) и бурением 16 поисково-разведочных скважин (1, 3, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 20, 21, 23, 25, 26, 27).

С отбором керна пробурено 11 скважин (1, 2, 4, 5, 8, 9, 20, 21, 23, 25, 27). Керном освещены горизонты М-II, Ю-IV, J₁, РТ-I, РТ-II, РТ-III.

Проходка с отбором керна по продуктивным горизонтам составила 126,7 м. Вынос керна составил 35,3 м или 27,9% от проходки.

Проанализировано 36 образцов керна, из них представительными являются 12 образцов. По горизонту J₁ - 2 образца и по горизонту РТ-II – 10 образцов керна

Всего на месторождении опробовано 60 объектов по 11 скважинам, из них притоки безводной нефти получены в 21 объекте, нефти с водой – в 11 объектах, воды – в 23 объектах, в 5 объектах - приток не получен.

Проведено 9 гидродинамических исследований в 5 скважинах.

Свойства нефти в пластовых условиях изучены по 6 пробам, отобранные в 3-х скважинах из 6-ти горизонтов Ю-Iб, Ю-IV, Ю-VI, J₁, РТ-I, РТ-II. Не освещены глубинными пробами горизонты М-II, Ю-IIIа, Ю-IIIб, Ю-V, РТ-III.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 19 проб из 7-ми скважин. Пробами освещены продуктивные горизонты: М-II, Ю-Iб, Ю-IIIа, Ю-IIIб, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, J₁, РТ-I, РТ-II. Не освещен поверхностными пробами горизонт РТ-III.

Утвержденные начальные запасы нефти по месторождению составляют (Протокол ГКЗ РК №1276-13-У от 3 апреля 2013г.):

- геологические по категориям: C₁ - 753 тыс.т., C₂ – 340 тыс.т., C₁+C₂ - 1093 тыс.т.;

- извлекаемые по категориям: C₁- 239 тыс.т., C₂ – 101 тыс.т., C₁+C₂ - 340 тыс.т.;

Соотношение запасов нефти категорий C₁ и C₂ составляет геологических - 69% и 31%, извлекаемых - 70% и 30%

Основные запасы категории C₂ сосредоточены к II объекту (горизонты Ю-V+Ю-VI) и возвратному объекту VII (горизонт М-II) в количестве 104/32 тыс.т. и 102/25 тыс.т. соответственно.

С целью доизучения геологического строения и характера распространения залежей, а при получении положительных результатов опробования, перевода запасов категории C₂, оцененных при подсчете запасов, в более высокую категорию C₁ рекомендуем пробурить 2 оценочные скважины: №34-независимую и №35-зависимую от результатов бурения скважины №34, в не охваченных бурением участках структуры. Кроме того, на 2025г

предусмотреть расконсервации скважины 8 и возврат ликвидированной скважины 9, провести полноценный комплекс геолого-геофизических исследований включающих испытание, отбор пробы нефти, исследование ГИС АКЦ, определение тех. состоянии колонны, ИННК, отбор керна, гидродинамические исследования.

В рамках выполнения рекомендаций ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК №1276-13-У от 3 апреля 2013г.), с целью дальнейшего изучения емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов, и получения петрофизических зависимостей, при бурении скважин также рекомендуется провести отбор и анализ керна из горизонтов М-II и Ю-III. Объемы и интервалы отбора образцов керна будут определяться геологической службой ТОО «Gold Tengry Estate» в процессе бурения по результатам ГТИ.

В ходе проведения дальнейших работ на месторождении необходимо продолжить изучение физико-химических свойств нефти в продуктивных горизонтах. Рекомендуется произвести отбор глубинных и поверхностных проб нефти по каждому испытанному интервалу во вновь пробуренных скважинах.

Программа работ на территории участка недр за пределами горного отвода

По результатам структурных построений в работе (ПЗ-2013 г) было установлено, что часть залежей продуктивных горизонтов М-II, Ю-IIIа, Ю-IIIб, Ю-V, Ю-VI, J1, РТ-I, РТ-II выходят за границы горного отвода Недропользователя. Согласно протоколу ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК №1276-13-У от 3 апреля 2013г.) имеются запасы за пределами ГО оцененные по категории С₁ и С₂ в количестве (в сумме категорий): геологические -71 тыс.т, извлекаемые – 20 тыс.т. Доразведка участков залежей оцененных запасов по категории С₂ будет возложена на оценочные скважины 34 и 35.

В связи с этим, ТОО «Gold Tengry Estate» рекомендуется выполнить расширение территории участка недр. Ниже приводится испрашиваемая граница горного отвода и предлагаемые географические координаты угловых точек в системе координат WGS-84(39N) (Рис11.1, табл.11.1).

Таблица 11.1 – Предлагаемые географические координаты угловых точек WGS-84(39N)

№	Северная широта	Восточная долгота
1	46°44'19.60"C	53°48'43.22"B
2	46°44'17.62"C	53°48'56.60"B
3	46°43'53.00"C	53°48'58.00"B
4	46°44'5.00"C	53°48'40.00"B
5	46°43'38.00"C	53°48'35.00"B
6	46°43'16.00"C	53°48'16.00"B
7	46°43'2.00"C	53°47'58.00"B
8	46°42'49.00"C	53°47'42.00"B

Площадь расширяемого участка 0,867 кв. км

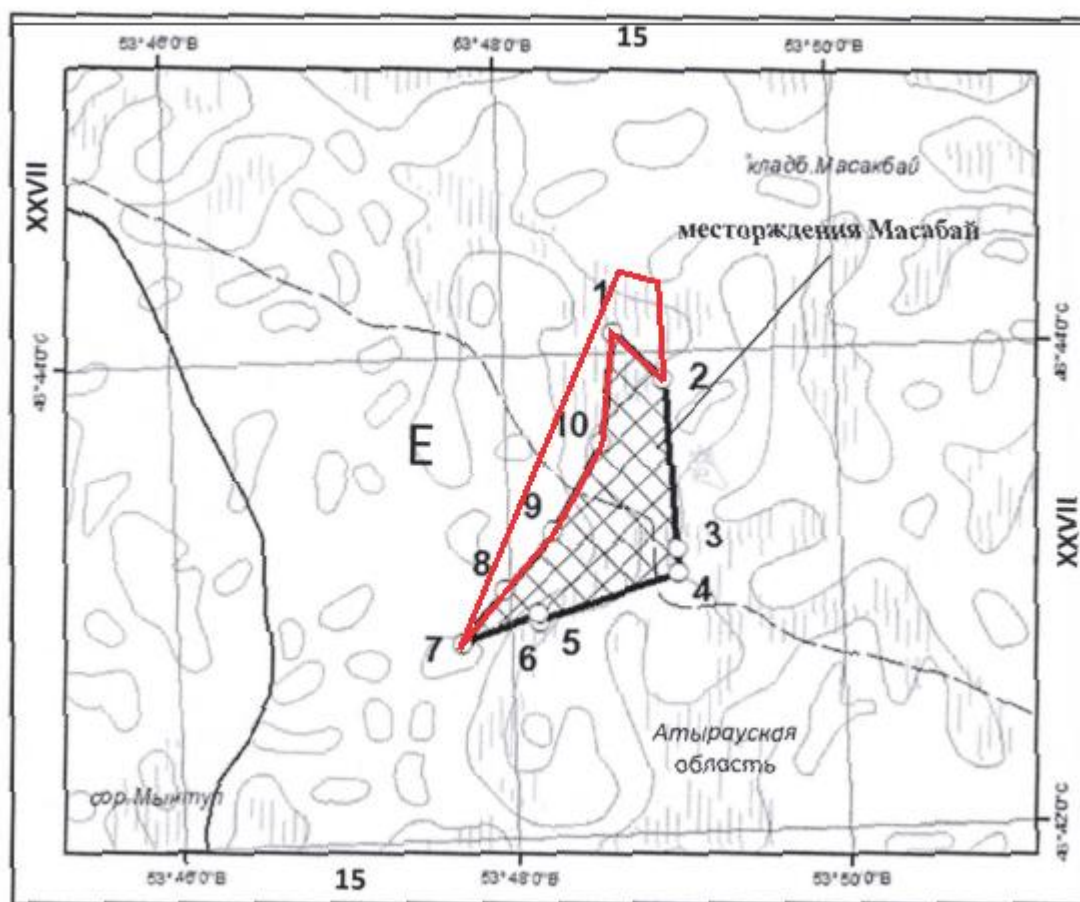


Рис. 11.1 Границы планируемой к расширению контрактной территории

12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

На текущий момент, при вводе месторождения в эксплуатацию, опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений не предусматриваются.

13. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

13.1 Общие положения

В данном разделе приведена информация о состоянии выполнения обязательств по начислению суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования на месторождении Масабай.

Ликвидационный фонд формируется недропользователем для устранения последствий операций по добыче полезных ископаемых на территории Казахстана. По завершении эксплуатации месторождения средства ликвидационного фонда используются на ликвидацию последствий разработки месторождения, в частности на ликвидацию основных производственных фондов (ОПФ) нефтегазового производства.

На практике ликвидационные работы проводятся специализированными бригадами по капитальному ремонту скважин, затраты по которым включаются в себестоимость добываемой продукции. Работы по ликвидации включают в себя ликвидацию фонда скважин, демонтаж всех наземных сооружений и оборудования, а также рекультивацию нарушенных земель. К ликвидируемым ОПФ нефтегазового производства относятся:

- подземные объекты, включающие в себя скважины различного назначения и конструкции – добывающие, нагнетательные, резервные скважины. В зависимости от конструкции, скважины могут быть сложные и не сложные, а также вертикальные, горизонтальные, наклонно-направленные и др.;
- наземные объекты, состоящие из системы промышленного обустройства, таких как сбор, транспорт УВ, электроснабжение, связь, промводоснабжение и др.

Порядок расчета размера ликвидационного фонда и отчислений в ликвидационный фонд бывает различным и оговаривается в лицензиях или контрактах на недропользование. Например, формирование ликвидационного фонда имеет множество вариантов, к которым относятся ежегодные отчисления в виде:

- периодических отчислений в ликвидационный фонд в зависимости от объемов добычи УВ с использованием норматива отчислений в ликвидационный фонд;

Таким образом, ликвидация последствий разработки месторождения необходима для обеспечения безопасности нарушенных земель и охраны природной среды после завершения разработки месторождения Масабай.

13.2 Основные условия проведения расчетов

По настоящему Пректу период разработки месторождения Масабай охватывает промежуток с 2024-го по 2036-ый год, при этом прогнозный объем добычи нефти составляет 196,8 тыс. тонн нефти.

В целях формирования банковского вклада для ликвидации последствий недропользования на месторождении Масабай проведены предварительные расчеты по определению норматива ежегодных отчислений в ликвидационный фонд и величины ликвидационного фонда в зависимости от объема добытой нефти за соответствующий период.

13.3 Расчет затрат на ликвидацию скважин

Все произведенные в рамках настоящего проекта экономические расчеты являются прогнозными. Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя.

Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

13.4. Общая стоимость ликвидации скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину и количеством планируемых к выбытию скважин на конец срока действия контракта.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин, платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов составят – 87190,5 тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин на месторождения Масабай приведена в таблице 13.4.1. Подробные сметные расчеты представлены в Приложении №5.

Таблица 13.4.1 - Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин

Сметный расчет стоимости строительства в сумме			87190,5	тыс.тенге
СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА				
Ликвидация скважин на месторождени Масабай				
(наименование стройки)				
№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	количество скважин	Всего, тыс. Тенге
1	Ликвидация скважин	5812,7	15	87190,5
	Всего по сводному сметному расчету			87190,5

13.5. Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.238 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Рекультивация биологическим методом относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Таким образом затраты на рекультивацию земли одной скважины – 22608,0тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин на месторождения Масабай приведена в таблице 13.5.1. Подробные сметные расчеты представлены в Приложении №6.

Таблица 13.5.1 - Сводный сметный расчет стоимости рекультивация земли

Сметный расчет стоимости строительства в сумме			22608,0	тыс.тенге
СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА				
Ликвидация скважин на месторождения Масабай				
(наименование стройки)				
№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	количество скважин	Всего, тыс. Тенге
1	рекультивация земли одной скважины	1507,2	15	22608,0
	Всего по сводному сметному расчету			22608,0

13.6. Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов нефтепромыслового обустройства был составлен определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Стоимость ликвидации наземного обустройства промысла оценена в размере тыс. тенге. Сводный сметный расчет стоимости ликвидации обустройства месторождения Масабай приведена в таблице 13.6.1

Таблица 13.6.1. Сводный сметный расчет стоимости ликвидации обустройства на месторождении

Сметный расчет стоимости строительства в сумме 41479,76 тыс.тнг.

СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

"Ликвидация месторождения Масабай"

(наименование стройки)

№ п/п	Номера смет и расчетов, иные документы	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. тенге			Общая сметная стоимость, тыс. тенге
			Строительно-монтажных работ	Оборудования, мебели и инвентаря	Прочих работ и затрат	
1	2	3	4	5	6	7

Глава 1. Затраты на подготовительные работы по территории строительства

		Всего по главе	--	--	--	--
--	--	-----------------------	----	----	----	----

Глава 2. Основные объекты строительства

1		Ликвидация устьев добывающих скважин				
	Э2000	Демонтаж технологических линий	2431,1534	--	--	2431,1534
	Э2040	Демонтаж строительной части	665,50232	--	--	665,50232
		Ликвидация групповых замерных установок				
	Э2060	Демонтаж технологических линий	7987,624	--	--	7987,624
	Э2070	Демонтаж строительной части	3307,2923	--	--	3307,2923
	Э2010	Демонтаж электроснабжения	707,6913	--	--	707,6913
	Э2080	Демонтаж средств автоматизации	425,848	--	--	425,848
		Ликвидация временного пункта подготовки нефти				
	Э2020	Демонтаж технологических линий	7014,6731	--	--	7014,6731
	Э2030	Демонтаж средств автоматизации	3848,4867	--	--	3848,4867
	Э2050	Демонтаж электроснабжения	3538,4565	--	--	3538,4565
		Операторная				
	Э2130	Демонтажные работы	795,432	--	--	795,432
	Э2140	Демонтаж выкидных линий	1675,9937	--	--	1675,9937
		Всего по главе	32398,153	--	--	32398,153

Глава 3. Объекты подсобного и обслуживающего назначения

		Всего по главе	--	--	--	--
--	--	-----------------------	----	----	----	----

Глава 4. Объекты энергетического хозяйства

2	Э2150	Демонтаж сетей электроснабжения	2571,6063	--	--	2571,6063
		Всего по главе	2571,6063	--	--	2571,6063

Глава 5. Объекты транспортного хозяйства и связи

		Всего по главе	--	--	--	--
--	--	-----------------------	----	----	----	----

Глава 6. Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения

		Всего по главе	--	--	--	--
--	--	-----------------------	----	----	----	----

Глава 7. Благоустройство и озеленение территории

3	Э2160	Рекультивация нарушенных земель при обустройстве месторождения	1339,5567	--	--	1339,5567
		Всего по главе	1339,5567	--	--	1339,5567
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-7	36309,316	--	--	36309,316
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8	36309,316	--	--	36309,316

Глава 9. Прочие работы и затраты

		Всего по главе	--	--	--	--
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-9	36309,316	--	--	36309,316
4	ГН ОССС	Непредвиденные работы и затраты-2%	726,18632	--	--	726,18632
		ИТОГО СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ	37035,502	--	--	37035,502
5	Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную стоимость -12 %	4444,2603	--	--	4444,26
		ВСЕГО ПО СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ	41479,763	--	--	41479,7

13.7 Расчет ликвидационных отчислений, определение величины ликвидационного фонда и базового норматива

В данном разделе при предварительном расчете величины ликвидационного фонда были использованы количественные значения ОПФ и стоимость 1 единицы каждого из ОПФ по проектам аналогам.

Предварительные расчеты по определению величины ликвидационного фонда были проведены по объемам добычи нефти – по базовому нормативу на 1 тонну добываемого углеводородного сырья (далее «УВС»), по которому рассчитаны ликвидационные отчисления, отраженные в структуре эксплуатационных затрат.

При разработке сметной документации должны будут учитываться ключевые направления ОПФ, состоящие из ликвидируемых объектов в зависимости от их функционального назначения и технических характеристик, к которым относятся:

- затраты на ликвидацию скважин согласно действующей организационно-технологической модели месторождения с учетом геологических условий бурения, применяемых материалов при строительстве скважин, удаленности от баз снабжения, внутрискважинного и устьевого оборудования;
- затраты на ликвидацию наземных объектов обустройства месторождения с учетом их количественного состава и технического состояния;
- затраты на демонтаж наземных объектов обустройства на конец рентабельной разработки месторождения;
- затраты на техническую рекультивацию нарушенных земель.

Для расчета ежегодных отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования был использован удельный норматив на добычу 1 тонны УВС, представляющий собой соотношение затрат на ликвидацию объектов к суммарной добыче УВС за период разработки месторождения.

По предварительным расчетам величина базового норматива по месторождению Масабай с учетом ликвидации скважин и всей наземной инфраструктуры составила:

- **768,5312**тенге/тонна УВС

Предварительный расчет отчислений в ликвидационный фонд по рекомендуемому варианту приведен в таблице 13.7.1.

Таблица 13.7.1 - Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Наименование	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тыс. тнг.	87190,5
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тыс. тнг.	41479,8
Рекультивация земли	тыс. тнг.	22608,0
Итого	тыс. тнг.	151278,3
Отчисления подлежащие выплате	тыс. тнг.	151278,3
Проектная накопленная добыча нефти за расчетный период	тыс. тн	196,8
Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тнг/тн	768,5312

В таблице 13.7.2 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

Таблица 13.7.2- Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд по годам на период 2024-2036гг.

Годы	Годовая добыча УВС, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений, тнг,тонн	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
2024	11,4	768,5312	8786,5999
2025	20,5	768,5312	15769,81
2026	30,3	768,5312	23318,044
2027	31,4	768,5312	24101,113
2028	25,2	768,5312	19376,126
2029	18,6	768,5312	14274,772
2030	14,2	768,5312	10910,034
2031	9,6	768,5312	7389,1946
2032	10,7	768,5312	8218,9976
2033	8,2	768,5312	6270,9854
2034	6,6	768,5312	5091,2254
2035	5,5	768,5312	4224,226
2036	4,6	768,5312	3547,1724
Итого	196.8		151278,3

По данным таблицы 13.6.2. видно, что на основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда на контрактной территории на период добычи 2024-2036 годов составит 151278,3 тыс.тенге.

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа проектных работ. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий недропользования, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 1- Капитальные Вложения 1 Вариант

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость	2024-2055	2024-2036	в том числе по годам																															
				единицы	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
I	Строительство скважин (подземное строительство)																																					
	Бурение добывающих вертикальных скважин	скв.	3	350,0	1050,0	1050,0	0,0	0,0	1 050,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Бурение нагнетательных скважин	скв.	0	350,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Ввод из консервации	скв.	6	15,0	90,0	90,0	90,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Ввод скважин из ликвидфонда в добывающий фонд	скв.	0	70,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Ввод скважин из ликвидфонда под нагнетание	скв.	0	70,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Выбытие скважин	скв.	3	5,81	17,4	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Итого строительство скважин				1157,4	1157,4	90,0	0,0	1050,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
II	Наземное строительство																																					
	Обустройство промысла																																					
	Обустройство добывающих скважин	скв.	9	72,2	649,8	649,8	433,2	0	216,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Выкидные линии	км	1,4	42,0	56,7	56,7	37,8	0,0	18,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Нагнетательные линии	км	0,0	21,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Пункт сбора и подготовки нефти	шт	1	543,0	543,0	543,0	271,5	271,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Дизель-электрогенератор производительность 450 кВт	шт	2	300,0	600,0	600,0	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
	Автомобильные дороги	км	1,2	27,4	34,0	34,0	22,7	0,0	11,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	ЛЭП	км	1,0	14,3	14,8	14,8	9,9	0,0	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Прочие расходы	%	5,00		62,4	62,4	32,1	28,6	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Итого наземное строительство																																					
	Всего капитальных вложений				1960,8	1960,8	1107,1	600,1	253,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				3664,5	3664,5	1197,1	690,1	1723,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	53,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Коэффициент инфляции						1,00	1,15	1,32	1,52	1,75	2,01	2,31	2,66	3,06	3,52	4,05	4,65	5,35	6,15	7,08	8,14	9,36	10,76	12,38	14,23	16,37	18,82	21,64	24,89	28,63	32,92	37,86	43,54	50,07	57,58	66,21	76,14

Таблица 2- Расчет дохода от реализации продукции 1 Вариант

Годы	Добыча нефти	Товарная нефть	Продажа нефти на внутренний рынок			Продажа нефти на экспорт			Доход, всего	Доход, всего с учетом инфляции
			Цена	Количество	Доход от реализации	Цена	Количество	Доход от реализации		
	тыс. т.	тыс. т.	тыс.тенге	тыс. т	млн.тенге	тыс.тенге	тыс. т	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2024	12,7	12,7	68,22	6,35	433,10	222,30	6,35	1 411,41	1 844,51	1 844,51
2025	16,4	16,4	68,22	8,19	558,53	222,30	8,19	1 820,13	2 378,66	2 735,46
2026	22,1	22,0	68,22	11,02	751,73	222,30	11,02	2 449,74	3 201,47	4 233,95
2027	24,8	24,7	68,22	12,33	841,26	222,30	12,33	2 741,51	3 582,77	5 448,94
2028	20,1	20,1	68,22	10,04	684,57	222,30	10,04	2 230,90	2 915,47	5 099,18
2029	14,7	14,6	68,22	7,32	499,00	222,30	7,32	1 626,13	2 125,13	4 274,40
2030	11,2	11,2	68,22	5,58	380,93	222,30	5,58	1 241,36	1 622,29	3 752,46
2031	7,9	7,9	68,22	3,93	268,11	222,30	3,93	873,74	1 141,85	3 037,35
2032	9,4	9,4	68,22	4,69	319,76	222,30	4,69	1 042,04	1 361,80	4 165,79
2033	7,1	7,0	68,22	3,52	240,39	222,30	3,52	783,38	1 023,76	3 601,47
2034	5,7	5,7	68,22	2,85	194,40	222,30	2,85	633,52	827,93	3 349,43
2035	4,7	4,7	68,22	2,36	161,18	222,30	2,36	525,27	686,45	3 193,63
2036	4,0	4,0	68,22	1,99	135,60	222,30	1,99	441,91	577,51	3 089,83
2037	0,9	0,9	68,22	0,46	31,06	222,30	0,46	101,21	132,26	813,77
2038	0,7	0,7	68,22	0,35	23,66	222,30	0,35	77,11	100,77	713,01
2039	0,5	0,5	68,22	0,27	18,40	222,30	0,27	59,96	78,36	637,61
2040	0,4	0,4	68,22	0,21	14,31	222,30	0,21	46,63	60,93	570,19
2041	0,3	0,3	68,22	0,16	11,13	222,30	0,16	36,26	47,38	509,89
2042	0,3	0,3	68,22	0,13	8,65	222,30	0,13	28,19	36,85	455,97
2043	0,2	0,2	68,22	0,10	6,73	222,30	0,10	21,92	28,65	407,76
2044	0,2	0,2	68,22	0,08	5,23	222,30	0,08	17,05	22,28	364,64
2045	0,1	0,1	68,22	0,06	4,07	222,30	0,06	13,26	17,32	326,08
2046	0,1	0,1	68,22	0,05	3,16	222,30	0,05	10,31	13,47	291,60
2047	0,1	0,1	68,22	0,04	2,46	222,30	0,04	8,02	10,48	260,76
2048	0,1	0,1	68,22	0,03	1,91	222,30	0,03	6,23	8,15	233,19
2049	0,0	0,0	68,22	0,02	1,49	222,30	0,02	4,85	6,33	208,53
2050	0,0	0,0	68,22	0,02	1,16	222,30	0,02	3,77	4,93	186,48
2051	0,0	0,0	68,22	0,01	0,90	222,30	0,01	2,93	3,83	166,76
2052	0,0	0,0	68,22	0,01	0,70	222,30	0,01	2,28	2,98	149,12
2053	0,0	0,0	68,22	0,01	0,54	222,30	0,01	1,77	2,32	133,35
2054	0,0	0,0	68,22	0,01	0,42	222,30	0,01	1,38	1,80	119,25
2055	0,0	0,0	68,22	0,00	0,33	222,30	0,00	1,07	1,40	106,64
2024-2036	160,9	160,3		80,2	5 468,6		80,2	17 821,0	23 289,6	47 826,4
2024-2055	165,0	164,3		82,2	5 604,9		82,2	18 265,2	23 870,1	54 481,0

Таблица 3- Эксплуатационные затраты 1 Вариант

Годы	Производственные расходы																Производ. затраты, ВСЕГО	Производ. затраты, ВСЕГО с учетом инфляции	Себестоим 1 т. нефти
	Ремонт скважин	Материальн ые затраты	ФОТ пром. персонала	Страхование	Услуги производственног о характера, выполненные сторонними организациями	Внутрипромысло вый транспорт	Затраты производственн ого характера	Затраты, зависмые от действующего фонда скважин, условно- постоянного характера	Экологически е расходы	Производственн ые расходы условно- постоянные, зависмые от численности ППП	Амортизация	Прочие расходы	Налоги и отчисления						
													НДПИ на добычу нефти	Налог на имущество	Фонд ОСМС	Социальны й налог и отчисления			
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	тыс.тенге/т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	31,6	9,72	40,0	1,6	37,6	24,7	62,5	13,9	1,5	10,3	92,5	4,7	75,8	18,0	1,1	4,7	429,9	429,9	33,7
2025	31,6	19,12	40,0	1,6	48,5	31,8	122,9	13,9	1,9	10,3	184,1	6,4	99,0	25,6	1,1	5,8	643,5	740,0	45,0
2026	47,4	25,88	40,0	1,6	65,3	42,8	166,4	20,9	2,5	10,3	460,2	8,5	136,3	42,4	1,1	5,8	1 077,1	1 424,5	64,4
2027	47,4	33,56	40,0	1,6	73,0	47,9	215,8	20,9	2,9	10,3	515,0	9,9	152,9	35,5	1,1	5,8	1 213,3	1 845,2	74,5
2028	47,4	31,30	40,0	1,6	59,4	39,0	201,3	20,9	2,3	10,3	419,1	9,1	125,2	27,7	1,1	5,8	1 041,3	1 821,2	90,4
2029	47,4	26,60	40,0	1,6	43,3	28,4	171,0	20,9	1,7	10,3	305,5	7,8	92,2	21,4	1,1	5,8	824,9	1 659,1	113,0
2030	47,4	22,94	40,0	1,6	33,1	21,7	147,5	20,9	1,3	10,3	233,2	6,9	71,1	16,9	1,1	5,8	681,5	1 576,3	140,6
2031	47,4	16,18	40,0	1,6	23,3	15,3	104,0	20,9	0,9	10,3	164,1	5,6	50,6	13,4	1,1	5,8	520,2	1 383,8	175,4
2032	31,6	21,70	40,0	1,6	27,8	18,2	139,6	13,9	1,1	10,3	200,4	6,1	60,0	11,2	1,1	5,8	590,1	1 805,2	191,8
2033	31,6	17,95	40,0	1,6	20,9	13,7	115,4	13,9	0,8	10,3	150,7	5,3	45,7	8,2	1,1	5,8	482,7	1 698,0	240,0
2034	31,6	16,13	40,0	1,6	16,9	11,1	103,8	13,9	0,7	10,3	121,9	4,9	37,4	5,9	1,1	5,8	422,7	1 709,9	298,9
2035	31,6	14,74	35,5	1,4	14,0	9,2	94,8	13,9	0,5	9,1	101,0	4,5	31,3	4,1	1,0	5,1	371,8	1 729,6	364,6
2036	31,6	13,34	35,5	1,4	11,8	7,7	85,8	13,9	0,5	9,1	85,0	4,2	26,7	2,6	1,0	5,1	335,1	1 793,1	449,3
2037	31,6	6,67	35,5	1,4	2,7	1,8	42,9	13,9	0,1	9,1	19,5	2,9	7,6	1,3	1,0	5,1	183,0	1 126,2	1232,1
2038	31,6	6,17	35,5	1,4	2,1	1,3	39,7	13,9	0,1	9,1	14,8	2,8	6,2	1,0	1,0	5,1	171,8	1 215,9	1746,0
2039	31,6	5,79	35,5	1,4	1,6	1,0	37,2	13,9	0,1	9,1	11,5	2,7	5,3	0,8	1,0	5,1	163,7	1 331,9	2459,6
2040	31,6	5,43	35,5	1,4	1,2	0,8	34,9	13,9	0,0	9,1	9,0	2,7	4,5	0,6	1,0	5,1	156,9	1 467,8	3485,8
2041	31,6	5,10	35,5	1,4	1,0	0,6	32,8	13,9	0,0	9,1	7,0	2,6	3,9	0,5	1,0	5,1	151,1	1 625,9	4965,5
2042	31,6	4,78	35,5	1,4	0,8	0,5	30,7	13,9	0,0	9,1	5,4	2,6	3,5	0,4	1,0	5,1	146,2	1 809,0	7104,8
2043	31,6	4,48	35,5	1,4	0,6	0,4	28,8	13,9	0,0	9,1	4,2	2,5	3,1	0,3	1,0	5,1	142,0	2 020,3	10203,9
2044	31,6	4,20	35,5	1,4	0,5	0,3	27,0	13,9	0,0	9,1	3,3	2,5	2,8	0,2	1,0	5,1	138,3	2 263,6	14702,0
2045	31,6	3,93	35,5	1,4	0,4	0,2	25,3	13,9	0,0	9,1	2,6	2,4	2,6	0,2	1,0	5,1	135,1	2 543,0	21240,7
2046	31,6	3,68	35,5	1,4	0,3	0,2	23,7	13,9	0,0	9,1	2,0	2,4	2,4	0,1	1,0	5,1	132,3	2 863,6	30759,1
2047	31,6	3,45	35,5	1,4	0,2	0,1	22,2	13,9	0,0	9,1	1,5	2,4	2,2	0,1	1,0	5,1	129,8	3 231,1	44632,2
2048	31,6	3,23	35,5	1,4	0,2	0,1	20,8	13,9	0,0	9,1	1,2	2,3	2,1	0,1	1,0	5,1	127,6	3 652,1	64874,2
2049	31,6	3,03	35,5	1,4	0,1	0,1	19,5	13,9	0,0	9,1	0,9	2,3	2,0	0,1	1,0	5,1	125,6	4 134,1	94437,5
2050	31,6	2,83	35,5	1,4	0,1	0,1	18,2	13,9	0,0	9,1	0,7	2,3	1,9	0,0	1,0	5,1	123,8	4 685,8	137652,5
2051	31,6	2,65	35,5	1,4	0,1	0,1	17,1	13,9	0,0	9,1	0,6	2,2	1,9	0,0	1,0	5,1	122,1	5 317,2	200872,9
2052	31,6	2,48	35,5	1,4	0,1	0,0	16,0	13,9	0,0	9,1	0,4	2,2	1,8	0,0	1,0	5,1	120,6	6 039,8	293426,5
2053	31,6	2,33	35,5	1,4	0,0	0,0	15,0	13,9	0,0	9,1	0,3	2,2	1,8	0,0	1,0	5,1	119,3	6 866,8	429012,7
2054	31,6	2,18	35,5	1,4	0,0	0,0	14,0	13,9	0,0	9,1	0,3	2,2	1,7	0,0	1,0	5,1	118,0	7 813,4	627759,5
2055	31,6	2,04	35,5	1,4	0,0	0,0	13,1	13,9	0,0	9,1	0,2	2,1	1,7	0,0	1,0	5,1	116,8	8 897,0	919252,3
2024-2036	505,2	269,2	510,5	19,8	474,8	311,3	1 730,9	222,9	18,5	131,1	3 032,7	83,9	1 004,2	232,6	13,8	72,4	8 634,0	19 615,9	121,9
2024-2055	1 105,2	343,6	1 185,4	46,1	486,6	319,0	2 209,7	487,7	19,0	304,5	3 118,2	130,1	1 063,1	238,2	32,0	169,6	11 258,0	88 520,4	536,6

Продолжение таблицы 2

Годы	Расходы периода														Эксплуатационные затраты, всего	Эксплуатационные затраты Всего с учетом инфляции	Затраты на реализацию нефти						Общие затраты, Всего	Общие затраты, Всего с учетом инфляции
	ФОТ АУП	Общедминистративные расходы	Услуги производственного характера	Страхование	Арендные затраты	Налоги и отчисления			Обязательства по контракту				Расходы периода	Расходы периода с учетом инфляции			Затраты на транспорт	Экспортная пошлина	Рентный налог	Прочие затраты	Затраты на реализацию, Всего	Затраты на реализацию с учетом инфляции, Всего		
						Социальный налог и отчисления	Фонд ОСМС	Прочие налоги	Ликвидационный фонд	Затраты на НИОКР	Отчисления на развитие соц.сферы	Затраты на обучение специалистов												
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
2024	19,5	1,0	50,9	1,8	0,1	2,3	0,5	0,06	11,98	0,00	0,00	0,00	88,2	88,2	518,1	518,1	210,7	171,4	155,3	4,2	541,6	541,6	1059,7	1059,7
2025	19,5	1,0	65,6	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	15,45	4,17	15,26	4,17	130,5	150,1	774,0	890,1	271,7	221,1	200,2	5,4	698,5	803,2	1472,5	1693,3
2026	19,5	1,0	88,3	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	20,80	5,09	11,34	5,09	156,5	207,0	1233,6	1631,5	365,7	297,5	269,5	7,3	940,1	1243,2	2173,7	2874,7
2027	19,5	1,0	98,9	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	23,27	19,38	22,15	19,38	208,9	317,7	1422,1	2162,9	409,3	333,0	301,6	8,2	1052,0	1600,0	2474,2	3762,9
2028	19,5	1,0	80,5	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	18,94	10,14	10,77	10,14	156,3	273,3	1197,5	2094,5	333,1	293,5	312,3	6,7	945,6	1653,8	2143,1	3748,3
2029	19,5	1,0	58,6	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	13,80	8,78	9,11	8,78	124,9	251,3	949,8	1910,4	242,8	214,0	227,7	4,9	689,3	1386,3	1639,1	3296,8
2030	19,5	1,0	44,8	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	10,54	7,01	7,30	7,01	102,5	237,0	783,9	1813,3	185,3	163,3	173,8	3,7	526,2	1217,0	1310,1	3030,3
2031	19,5	1,0	31,5	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	7,42	5,84	6,06	5,84	82,5	219,5	602,7	1603,3	130,4	115,0	122,3	2,6	370,3	985,1	973,1	2588,4
2032	19,5	1,0	37,6	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	8,85	4,47	4,66	4,47	85,9	262,6	676,0	2067,9	155,6	137,1	145,9	3,1	441,7	1351,1	1117,7	3419,0
2033	19,5	1,0	28,3	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	6,65	5,27	5,42	5,27	76,7	269,8	559,4	1967,8	117,0	103,1	109,7	2,3	332,0	1168,1	891,4	3135,9
2034	19,5	1,0	22,8	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	5,38	4,20	4,36	4,20	66,8	270,3	489,5	1980,3	94,6	83,4	88,7	1,9	268,5	1086,3	758,0	3066,6
2035	19,5	1,0	18,9	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	4,46	3,70	3,84	3,70	60,5	281,4	432,3	2011,0	78,4	69,1	73,5	1,6	222,6	1035,8	654,9	3046,8
2036	19,5	1,0	15,9	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	3,75	3,28	3,40	3,28	55,5	296,9	390,6	2090,0	66,0	58,1	61,9	1,3	187,3	1002,1	577,9	3092,1
2037	19,5	1,0	3,6	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	2,98	3,08	2,98	38,5	237,1	221,6	1363,2	15,1	13,3	14,2	0,3	42,9	263,9	264,5	1627,2
2038	19,5	1,0	2,8	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,67	1,76	1,67	33,7	238,5	205,5	1454,4	11,5	10,1	10,8	0,2	32,7	231,3	238,2	1685,6
2039	19,5	1,0	2,2	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,57	1,62	1,57	32,8	266,6	196,4	1598,5	9,0	7,9	8,4	0,2	25,4	206,8	221,9	1805,3
2040	19,5	1,0	1,7	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,50	1,55	1,50	32,1	300,1	188,9	1767,9	7,0	6,1	6,5	0,1	19,8	184,9	208,7	1952,8
2041	19,5	1,0	1,3	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,44	1,49	1,44	31,5	339,2	182,6	1965,1	5,4	4,8	5,1	0,1	15,4	165,4	198,0	2130,5
2042	19,5	1,0	1,0	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,39	1,44	1,39	31,1	384,6	177,3	2193,6	4,2	3,7	3,9	0,1	12,0	147,9	189,2	2341,5
2043	19,5	1,0	0,8	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,35	1,39	1,35	30,7	437,2	172,7	2457,5	3,3	2,9	3,1	0,1	9,3	132,2	182,0	2589,8
2044	19,5	1,0	0,6	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,31	1,35	1,31	30,4	498,0	168,7	2761,6	2,5	2,2	2,4	0,1	7,2	118,3	176,0	2879,8
2045	19,5	1,0	0,5	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,28	1,32	1,28	30,2	568,2	165,3	3111,3	2,0	1,7	1,9	0,0	5,6	105,8	170,9	3217,0
2046	19,5	1,0	0,4	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,25	1,29	1,25	30,0	649,3	162,3	3512,9	1,5	1,4	1,4	0,0	4,4	94,6	166,7	3607,5
2047	19,5	1,0	0,3	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,22	1,26	1,22	29,8	742,6	159,6	3973,8	1,2	1,1	1,1	0,0	3,4	84,6	163,0	4058,4
2048	19,5	1,0	0,2	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,20	1,24	1,20	29,7	850,2	157,3	4502,3	0,9	0,8	0,9	0,0	2,6	75,6	159,9	4577,9
2049	19,5	1,0	0,2	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,18	1,22	1,18	29,6	974,0	155,2	5108,1	0,7	0,6	0,7	0,0	2,1	67,6	157,2	5175,7
2050	19,5	1,0	0,1	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,16	1,20	1,16	29,5	1116,5	153,3	5802,2	0,6	0,5	0,5	0,0	1,6	60,5	154,9	5862,7
2051	19,5	1,0	0,1	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,14	1,18	1,14	29,4	1280,3	151,5	6597,5	0,4	0,4	0,4	0,0	1,2	54,1	152,8	6651,6
2052	19,5	1,0	0,1	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,13	1,16	1,13	29,3	1468,8	150,0	7508,6	0,3	0,3	0,3	0,0	1,0	48,4	150,9	7557,0
2053	19,5	1,0	0,1	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,11	1,15	1,11	29,3	1685,6	148,5	8552,4	0,3	0,2	0,2	0,0	0,8	43,3	149,3	8595,7
2054	19,5	1,0	0,0	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,10	1,13	1,10	29,2	1934,9	147,2	9748,3	0,2	0,2	0,2	0,0	0,6	38,7	147,8	9787,0
2055	19,5	1,0	0,0	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,09	1,12	1,09	29,2	2221,5	146,0	11118,5	0,2	0,1	0,2	0,0	0,5	34,6	146,5	11153,1
2024-2036	253,1	13,2	642,7	23,7	1,6	35,9	6,8	0,9	151,3	81,3	103,7	81,3	1 395,6	3 125,1	10 029,6	22 741,0	2 660,6	2 259,6	2 242,3	53,2	7 215,7	15 073,8	17 245,3	37 814,8
2024-2055	623,1	32,6	658,7	58,4	4,0	89,2	16,8	2,1	151,3	107,4	130,6	107,4	1 981,7	19 318,2	13 239,7	107 838,7	2 726,9	2 318,1	2 304,4	54,5	7 403,9	17 232,1	20 643,6	125 070,8

Таблица-4 Суммарные выплаты Государству в виде налогов Вариант 1

Годы	НДПИ на добычу нефти	Корпоративный подоходный налог	Налог на имущество	Социальный налог и отчисления	Фонд ОСМС	Рентный налог	Экспортная пошлина	Налог на сверхприбыль	Прочие налоги	Доход Государства всего	Доход Государства всего с учетом инфляции
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2024	75,8	175,5	18,0	7,0	1,6	155,3	171,4	0,0	0,06	604,5	604,5
2025	99,0	250,8	25,6	8,6	1,6	200,2	221,1	0,0	0,07	806,9	890,3
2026	136,3	393,6	42,4	8,6	1,6	269,5	297,5	0,0	0,07	1149,5	1393,3
2027	152,9	493,9	35,5	8,6	1,6	301,6	333,0	426,9	0,07	1753,9	2187,8
2028	125,2	416,8	27,7	8,6	1,6	312,3	293,5	279,6	0,07	1465,4	2041,4
2029	92,2	318,4	21,4	8,6	1,6	227,7	214,0	177,3	0,07	1061,2	1633,1
2030	71,1	252,3	16,9	8,6	1,6	173,8	163,3	116,1	0,07	803,8	1375,4
2031	50,6	177,1	13,4	8,6	1,6	122,3	115,0	73,3	0,07	561,9	1079,0
2032	60,0	272,0	11,2	8,6	1,6	145,9	137,1	99,7	0,07	736,0	1486,3
2033	45,7	199,1	8,2	8,6	1,6	109,7	103,1	66,0	0,07	541,9	1238,8
2034	37,4	155,2	5,9	8,6	1,6	88,7	83,4	0,0	0,07	380,7	1067,7
2035	31,3	123,4	4,1	7,9	1,5	73,5	69,1	0,0	0,07	310,9	995,8
2036	26,7	90,5	2,6	7,9	1,5	61,9	58,1	0,0	0,07	249,2	939,7
2037	7,6	0	1,3	7,9	1,5	14,2	13,3	0,0	0,07	45,8	282,0
2038	6,2	0	1,0	7,9	1,5	10,8	10,1	0,0	0,07	37,6	266,4
2039	5,3	0	0,8	7,9	1,5	8,4	7,9	0,0	0,07	31,8	258,8
2040	4,5	0	0,6	7,9	1,5	6,5	6,1	0,0	0,07	27,3	255,0
2041	3,9	0	0,5	7,9	1,5	5,1	4,8	0,0	0,07	23,7	255,1
2042	3,5	0	0,4	7,9	1,5	3,9	3,7	0,0	0,07	20,9	259,2
2043	3,1	0	0,3	7,9	1,5	3,1	2,9	0,0	0,07	18,8	267,4
2044	2,8	0	0,2	7,9	1,5	2,4	2,2	0,0	0,07	17,1	279,9
2045	2,6	0	0,2	7,9	1,5	1,9	1,7	0,0	0,07	15,8	297,2
2046	2,4	0	0,1	7,9	1,5	1,4	1,4	0,0	0,07	14,8	319,6
2047	2,2	0	0,1	7,9	1,5	1,1	1,1	0,0	0,07	14,0	347,6
2048	2,1	0	0,1	7,9	1,5	0,9	0,8	0,0	0,07	13,3	381,7
2049	2,0	0	0,1	7,9	1,5	0,7	0,6	0,0	0,07	12,8	422,8
2050	1,9	0	0,0	7,9	1,5	0,5	0,5	0,0	0,07	12,5	471,6
2051	1,9	0	0,0	7,9	1,5	0,4	0,4	0,0	0,07	12,2	529,1
2052	1,8	0	0,0	7,9	1,5	0,3	0,3	0,0	0,07	11,9	596,4
2053	1,8	0	0,0	7,9	1,5	0,2	0,2	0,0	0,07	11,7	675,0
2054	1,7	0	0,0	7,9	1,5	0,2	0,2	0,0	0,07	11,6	766,3
2055	1,7	0	0,0	7,9	1,5	0,2	0,1	0,0	0,07	11,5	872,1
2024-2036	1 004,2	3 318,4	232,6	108,4	20,6	2 242,3	2 259,6	1 238,9	0,9	10 425,9	16 933,2
2024-2055	1 063,1	3 318,4	238,2	258,8	48,8	2 304,4	2 318,1	1 238,9	2,1	10 790,9	24 736,3

Таблица- 5 Расчет чистой прибыли и потока денежной наличности Вариант 1

Годы	Валовый доход	Капитальные вложения	Вычитаемые затраты	Амортизационные отчисления	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Налогооблагаемый доход	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	Дисконтированный поток наличности (дисконт 10%)	Дисконтированный поток наличности (дисконт 15%)	Дисконтированный поток наличности (дисконт 20%)	Внутренняя норма рентабельности IRR	Срок окупаемости проекта
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	%	лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	1844,5	1197,1	1059,7	92,5	784,8	877,3	175,5	0,0	609,4	-495,3	-495,3	-495,3	-495,3	-495,3	0,0	1,0
2025	2735,5	690,1	1693,3	211,7	1042,1	1253,8	250,8	0,0	791,4	313,0	-182,3	284,5	272,2	260,8	0,0	1,0
2026	4233,9	1723,9	2874,7	608,6	1359,3	1967,9	393,6	0,0	965,7	-149,6	-331,9	-123,7	-113,1	-103,9	0,0	1,0
2027	5448,9	0,0	3762,9	783,3	1686,1	2469,3	493,9	426,9	765,3	1548,6	1216,6	1163,4	1018,2	896,2	9,5	0,0
2028	5099,2	0,0	3748,3	733,0	1350,8	2083,8	416,8	279,6	654,5	1387,5	2604,1	947,7	793,3	669,1	25,4	0,0
2029	4274,4	0,0	3296,8	614,4	977,6	1592,1	318,4	177,3	482,0	1096,4	3700,5	680,8	545,1	440,6	31,3	0,0
2030	3752,5	0,0	3030,3	539,4	722,1	1261,5	252,3	116,1	353,7	893,1	4593,5	504,1	386,1	299,1	34,0	0,0
2031	3037,3	0,0	2588,4	436,6	449,0	885,6	177,1	73,3	198,5	635,1	5228,7	325,9	238,8	177,2	35,2	0,0
2032	4165,8	53,3	3419,0	613,2	746,8	1360,0	272,0	99,7	375,1	935,0	6163,6	436,2	305,6	217,4	36,2	0,0
2033	3601,5	0,0	3135,9	530,1	465,6	995,7	199,1	66,0	200,5	730,6	6894,2	309,8	207,7	141,6	36,7	0,0
2034	3349,4	0,0	3066,6	493,0	282,8	775,8	155,2	0,0	127,7	620,7	7514,9	239,3	153,4	100,2	37,0	0,0
2035	3193,6	0,0	3046,8	470,1	146,8	616,9	123,4	0,0	23,4	493,5	8008,4	173,0	106,1	66,4	37,1	0,0
2036	3089,8	0,0	3092,1	454,8	-2,3	452,5	90,5	0,0	-92,8	362,0	8370,4	115,4	67,7	40,6	37,2	0,0
2037	813,8	0,0	1627,2	119,8	-813,4	-693,6	0	0,0	-813,4	-693,6	7676,8	-200,9	-112,7	-64,8	37,1	0,0
2038	713,0	0,0	1685,6	104,9	-972,6	-867,7	0	0,0	-972,6	-867,7	6809,1	-228,5	-122,6	-67,6	37,0	0,0
2039	637,6	0,0	1805,3	93,9	-1167,7	-1073,8	0	0,0	-1167,7	-1073,8	5735,3	-257,1	-132,0	-69,7	37,0	0,0
2040	570,2	0,0	1952,8	83,9	-1382,6	-1298,7	0	0,0	-1382,6	-1298,7	4436,5	-282,6	-138,8	-70,2	36,9	0,0
2041	509,9	0,0	2130,5	75,1	-1620,6	-1545,5	0	0,0	-1620,6	-1545,5	2891,0	-305,8	-143,6	-69,7	36,9	0,0
2042	456,0	0,0	2341,5	67,1	-1885,5	-1818,4	0	0,0	-1885,5	-1818,4	1072,6	-327,1	-146,9	-68,3	36,9	0,0
2043	407,8	0,0	2589,8	60,0	-2182,0	-2122,0	0	0,0	-2182,0	-2122,0	-1049,3	-347,0	-149,1	-66,4	0,0	0,0
2044	364,6	0,0	2879,8	53,7	-2515,2	-2461,5	0	0,0	-2515,2	-2461,5	-3510,9	-365,9	-150,4	-64,2	0,0	0,0
2045	326,1	0,0	3217,0	48,0	-2890,9	-2842,9	0	0,0	-2890,9	-2842,9	-6353,8	-384,2	-151,0	-61,8	0,0	0,0
2046	291,6	0,0	3607,5	42,9	-3315,9	-3273,0	0	0,0	-3315,9	-3273,0	-9626,8	-402,1	-151,2	-59,3	0,0	0,0
2047	260,8	0,0	4058,4	38,4	-3797,6	-3759,2	0	0,0	-3797,6	-3759,2	-13386,0	-419,8	-151,0	-56,7	0,0	0,0
2048	233,2	0,0	4577,9	34,3	-4344,7	-4310,4	0	0,0	-4344,7	-4310,4	-17696,4	-437,6	-150,6	-54,2	0,0	0,0
2049	208,5	0,0	5175,7	30,7	-4967,2	-4936,5	0	0,0	-4967,2	-4936,5	-22632,9	-455,6	-150,0	-51,7	0,0	0,0
2050	186,5	0,0	5862,7	27,4	-5676,2	-5648,8	0	0,0	-5676,2	-5648,8	-28281,7	-474,0	-149,2	-49,3	0,0	0,0
2051	166,8	0,0	6651,6	24,5	-6484,8	-6460,3	0	0,0	-6484,8	-6460,3	-34742,0	-492,8	-148,4	-47,0	0,0	0,0
2052	149,1	0,0	7557,0	21,9	-7407,9	-7385,9	0	0,0	-7407,9	-7385,9	-42127,9	-512,2	-147,5	-44,8	0,0	0,0
2053	133,4	0,0	8595,7	19,6	-8462,3	-8442,7	0	0,0	-8462,3	-8442,7	-50570,6	-532,2	-146,6	-42,7	0,0	0,0
2054	119,3	0,0	9787,0	17,6	-9667,7	-9650,2	0	0,0	-9667,7	-9650,2	-60220,8	-553,0	-145,7	-40,7	0,0	0,0
2055	106,6	0,0	11153,1	15,7	-11046,4	-11030,7	0	0,0	-11046,4	-11030,7	-71251,5	-574,7	-144,9	-38,7	0,0	0,0
2024-2036	47 826,4	3 664,5	37 814,8	6 580,6	10 011,6	16 592,2	3 318,4	1 238,9	5 454,2	8 370,4	8 370,4	4 561,1	3 485,7	2 710,1	37,1	3,0
2024-2055	54 481,0	3 664,5	125 070,8	7 560,1	-70 589,8	16 592,2	3 318,4	1 238,9	-75 147,2	-71 251,5	-71 251,5	-2 991,8	753,3	1 622,2	0,0	3,0

Таблица 6- Капитальные Вложения 2 Вариант

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость	2024-2052	2024-2036	в том числе по годам																													
				единицы	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
				млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	
I	Строительство скважин (подземное строительство)																																			
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	скв.	5	350,0	1750,0	1750,0	0,0	0,0	1 050,0	700,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2	Бурение нагнетательных скважин	скв.	0	350,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3	Ввод из консервации	скв.	6	15,0	90,0	90,0	90,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
4	Ввод скважин из ликвид.фонда в добывающий фонд	скв.	0	70,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
5	Ввод скважин из ликвид.фонда под нагнетание	скв.	0	70,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
6	Выбытие скважин	скв.	3	5,81	17,4	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Итого строительство скважин				1857,4	1857,4	90,0	0,0	1050,0	700,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
II	Надземное строительство																																			
	Обустройство промысла																																			
1	Обустройство добывающих скважин	скв.	11	72,2	794,2	794,2	433,2	0	216,6	144,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	Выкидные линии	км	1,7	42,0	69,3	69,3	37,8	0,0	18,9	12,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3	Нагнетательные линии	км	0,0	21,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
4	Пункт сбора и подготовки нефти	шт	1	543,0	543,0	543,0	271,5	271,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
5	Дизель электрогенератор производительность 450 кВт	шт	2	300,0	600,0	600,0	300,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
6	Автомобильные дороги	км	1,5	27,4	41,6	41,6	22,7	0,0	11,3	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
7	ЛЭП	км	1,3	14,3	18,1	18,1	9,9	0,0	4,9	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
8	Прочие расходы	%	5,00		63,6	32,1	32,1	28,6	1,8	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Итого надземное строительство						2129,8	2129,8	1107,1	600,1	253,5	169,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Всего капитальных вложений						3987,2	3987,2	1197,1	600,1	1303,5	869,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции						4986,2	4986,2	1197,1	690,1	1723,9	1321,7	0,0	0,0	0,0	0,0	53,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Коэффициент инфляции						1,00	1,15	1,32	1,52	1,75	2,01	2,31	2,66	3,06	3,52	4,05	4,65	5,35	6,15	7,08	8,14	9,36	10,76	12,38	14,23	16,37	18,82	21,64	24,89	28,63	32,92	37,86	43,54	50,07	

Таблица 7- Расчет дохода от реализации продукции 2 Вариант

Годы	Добыча нефти	Товарная нефть	Продажа нефти на внутренний рынок			Продажа нефти на экспорт			Доход, всего	Доход, всего с учетом инфляции
			Цена	Количество	Доход от реализации	Цена	Количество	Доход от реализации		
	тыс. т.	тыс. т.	тыс.тенге/т	тыс. т	млн.тенге	тыс.тенге/т	тыс. т	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2024	12,8	12,8	68,22	6,39	436,10	222,30	6,39	1 421,16	1 857,26	1 857,26
2025	16,5	16,5	68,22	8,24	562,07	222,30	8,24	1 831,67	2 393,73	2 752,79
2026	22,3	22,2	68,22	11,11	757,87	222,30	11,11	2 469,77	3 227,65	4 268,56
2027	29,1	29,0	68,22	14,48	987,84	222,30	14,48	3 219,18	4 207,02	6 398,35
2028	23,0	22,9	68,22	11,45	781,11	222,30	11,45	2 545,49	3 326,60	5 818,25
2029	16,5	16,4	68,22	8,21	560,19	222,30	8,21	1 825,57	2 385,76	4 798,62
2030	12,3	12,2	68,22	6,12	417,47	222,30	6,12	1 360,45	1 777,92	4 112,45
2031	7,9	7,9	68,22	3,93	268,37	222,30	3,93	874,57	1 142,95	3 040,26
2032	8,9	8,9	68,22	4,46	304,09	222,30	4,46	990,98	1 295,07	3 961,65
2033	6,7	6,7	68,22	3,34	228,02	222,30	3,34	743,09	971,11	3 416,24
2034	5,4	5,4	68,22	2,71	184,65	222,30	2,71	601,74	786,39	3 181,40
2035	4,5	4,5	68,22	2,25	153,49	222,30	2,25	500,20	653,69	3 041,23
2036	3,8	3,8	68,22	1,90	129,54	222,30	1,90	422,15	551,68	2 951,65
2037	0,8	0,8	68,22	0,39	26,28	222,30	0,39	85,63	111,90	688,51
2038	0,6	0,6	68,22	0,29	19,89	222,30	0,29	64,83	84,72	599,48
2039	0,5	0,5	68,22	0,23	15,43	222,30	0,23	50,29	65,72	534,74
2040	0,4	0,4	68,22	0,18	11,97	222,30	0,18	39,00	50,97	476,99
2041	0,3	0,3	68,22	0,14	9,28	222,30	0,14	30,25	39,54	425,47
2042	0,2	0,2	68,22	0,11	7,20	222,30	0,11	23,47	30,67	379,52
2043	0,2	0,2	68,22	0,08	5,59	222,30	0,08	18,20	23,79	338,54
2044	0,1	0,1	68,22	0,06	4,33	222,30	0,06	14,12	18,45	301,97
2045	0,1	0,1	68,22	0,05	3,36	222,30	0,05	10,95	14,31	269,36
2046	0,1	0,1	68,22	0,04	2,61	222,30	0,04	8,49	11,10	240,27
2047	0,1	0,1	68,22	0,03	2,02	222,30	0,03	6,59	8,61	214,32
2048	0,0	0,0	68,22	0,02	1,57	222,30	0,02	5,11	6,68	191,18
2049	0,0	0,0	68,22	0,02	1,22	222,30	0,02	3,96	5,18	170,53
2050	0,0	0,0	68,22	0,01	0,94	222,30	0,01	3,07	4,02	152,11
2051	0,0	0,0	68,22	0,01	0,73	222,30	0,01	2,38	3,12	135,69
2052	0,0	0,0	68,22	0,01	0,57	222,30	0,01	1,85	2,42	121,03
2024-2036	169,8	169,2		84,6	5 770,8		84,6	18 806,0	24 576,8	49 598,7
2024-2052	173,2	172,5		86,3	5 883,8		86,3	19 174,2	25 058,0	54 838,4

Таблица 8- Эксплуатационные затраты 2 Вариант

Годы	Производственные расходы																		
	Ремонт скважин	Материальные затраты	ФОТ пром. персонала	Страхование	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Внутрипромышленный транспорт	Затраты производственного характера	Затраты, зависимые от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	Экологические расходы	Производственные условно-постоянные, зависимые от численности ППП	Амортизация	Прочие расходы	Налоги и отчисления				Производ. затраты, ВСЕГО	Производ. затраты, ВСЕГО с учетом инфляции	Себестоим 1 т. нефти
													НДПИ на добычу нефти	Налог на имущество	Фонд ОСМС	Социальный налог и отчисления			
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	тыс.тенге/т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	31,6	9,75	40,0	1,6	37,9	24,8	62,7	13,9	1,5	10,3	88,7	4,7	76,2	18,0	1,1	4,7	427,2	427,2	33,3
2025	31,6	19,06	40,0	1,6	48,8	32,0	122,6	13,9	1,9	10,3	176,3	6,4	99,5	25,6	1,1	5,8	636,3	731,7	44,2
2026	47,4	25,64	40,0	1,6	65,8	43,1	164,9	20,9	2,6	10,3	439,9	8,4	137,0	42,5	1,1	5,8	1 056,8	1 397,6	62,7
2027	57,9	38,65	40,0	1,6	85,8	56,2	248,5	25,5	3,3	10,3	781,3	11,4	182,0	49,0	1,1	5,8	1 598,2	2 430,7	83,6
2028	57,9	35,84	40,0	1,6	67,8	44,5	230,5	25,5	2,6	10,3	617,8	10,3	144,9	37,3	1,1	5,8	1 333,6	2 332,5	101,5
2029	57,9	30,61	40,0	1,6	48,6	31,9	196,9	25,5	1,9	10,3	443,1	8,9	105,1	28,0	1,1	5,8	1 037,0	2 085,8	126,5
2030	57,9	26,45	40,0	1,6	36,2	23,8	170,1	25,5	1,4	10,3	330,2	7,9	79,3	21,3	1,1	5,8	838,7	1 940,0	157,9
2031	57,9	17,32	40,0	1,6	23,3	15,3	111,4	25,5	0,9	10,3	212,3	6,1	51,7	16,4	1,1	5,8	596,6	1 587,1	200,9
2032	42,1	21,72	40,0	1,6	26,4	17,3	139,7	18,6	1,0	10,3	245,3	6,4	58,3	13,5	1,1	5,8	648,9	1 984,9	221,8
2033	42,1	17,87	40,0	1,6	19,8	13,0	114,9	18,6	0,8	10,3	183,9	5,6	44,3	9,8	1,1	5,8	529,3	1 861,9	277,4
2034	42,1	15,97	40,0	1,6	16,0	10,5	102,7	18,6	0,6	10,3	148,9	5,2	36,4	7,0	1,1	5,8	462,7	1 871,8	344,4
2035	42,1	14,51	35,5	1,4	13,3	8,7	93,3	18,6	0,5	9,1	123,8	4,7	30,6	4,8	1,0	5,1	407,1	1 894,0	419,3
2036	42,1	13,05	35,5	1,4	11,2	7,4	83,9	18,6	0,4	9,1	104,5	4,5	26,2	2,9	1,0	5,1	366,9	1 962,8	514,8
2037	42,1	6,34	35,5	1,4	2,3	1,5	40,7	18,6	0,1	9,1	21,2	3,2	7,0	1,4	1,0	5,1	196,5	1 208,8	1563,1
2038	42,1	5,79	35,5	1,4	1,7	1,1	37,2	18,6	0,1	9,1	16,0	3,1	5,8	1,0	1,0	5,1	184,7	1 307,0	2232,4
2039	42,1	5,38	35,5	1,4	1,3	0,9	34,6	18,6	0,1	9,1	12,4	3,0	5,0	0,8	1,0	5,1	176,2	1 434,1	3157,8
2040	42,1	4,99	35,5	1,4	1,0	0,7	32,1	18,6	0,0	9,1	9,7	2,9	4,3	0,6	1,0	5,1	169,2	1 582,9	4493,7
2041	42,1	4,63	35,5	1,4	0,8	0,5	29,8	18,6	0,0	9,1	7,5	2,9	3,8	0,5	1,0	5,1	163,2	1 756,3	6427,9
2042	42,1	4,30	35,5	1,4	0,6	0,4	27,7	18,6	0,0	9,1	5,8	2,8	3,4	0,4	1,0	5,1	158,2	1 957,3	9235,4
2043	42,1	3,99	35,5	1,4	0,5	0,3	25,7	18,6	0,0	9,1	4,5	2,7	3,1	0,3	1,0	5,1	153,8	2 189,5	13319,2
2044	42,1	3,70	35,5	1,4	0,4	0,2	23,8	18,6	0,0	9,1	3,5	2,7	2,8	0,2	1,0	5,1	150,1	2 457,1	19270,6
2045	42,1	3,43	35,5	1,4	0,3	0,2	22,1	18,6	0,0	9,1	2,7	2,7	2,6	0,2	1,0	5,1	146,9	2 765,0	27957,8
2046	42,1	3,18	35,5	1,4	0,2	0,1	20,5	18,6	0,0	9,1	2,1	2,6	2,5	0,1	1,0	5,1	144,1	3 118,8	40656,3
2047	42,1	2,95	35,5	1,4	0,2	0,1	19,0	18,6	0,0	9,1	1,6	2,6	2,3	0,1	1,0	5,1	141,6	3 525,0	59241,5
2048	42,1	2,74	35,5	1,4	0,1	0,1	17,6	18,6	0,0	9,1	1,3	2,5	2,2	0,1	1,0	5,1	139,4	3 991,0	86472,3
2049	42,1	2,54	35,5	1,4	0,1	0,1	16,3	18,6	0,0	9,1	1,0	2,5	2,1	0,0	1,0	5,1	137,5	4 525,3	126409,6
2050	42,1	2,35	35,5	1,4	0,1	0,1	15,1	18,6	0,0	9,1	0,8	2,5	2,1	0,0	1,0	5,1	135,7	5 137,9	185033,7
2051	42,1	2,18	35,5	1,4	0,1	0,0	14,0	18,6	0,0	9,1	0,6	2,5	2,0	0,0	1,0	5,1	134,1	5 840,2	271156,2
2052	42,1	2,02	35,5	1,4	0,0	0,0	13,0	18,6	0,0	9,1	0,5	2,4	2,0	0,0	1,0	5,1	132,7	6 645,1	397765,6
2024-2036	610,5	286,5	510,5	19,8	501,0	328,5	1 842,0	269,4	19,6	131,1	3 896,1	90,4	1 071,5	276,1	13,8	72,4	9 939,2	22 507,9	132,5
2024-2052	1 284,1	347,0	1 078,8	41,9	510,8	334,9	2 231,1	566,7	19,9	277,1	3 987,2	133,8	1 124,6	281,7	29,1	154,3	12 403,2	71 949,2	415,5

Продолжение таблицы 8

Годы	Расходы периода														Эксплуатационные затраты, всего	Эксплуатационные затраты Всего с учетом инфляции	Затраты на реализацию нефти						Общие затраты, Всего	Общие затраты, Всего с учетом инфляции
	ФОТ АУП	Общедминистративные расходы	Услуги производственного характера	Страхование	Арендные затраты	Налоги и отчисления			Обязательства по контракту				Расходы периода	Расходы периода с учетом инфляции			Затраты на транспорт	Экспортная пошлина	Рентный налог	Прочие затраты	Затраты на реализацию, Всего	Затраты на реализацию с учетом инфляции, Всего		
						Социальный налог и отчисления	Фонд ОСМС	Прочие налоги	Ликвидационный фонд	Затраты на НИОКР	Отчисления на развитие соц.сферы	Затраты на обучение специалистов												
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
2024	19,5	1,0	50,9	1,8	0,1	2,3	0,5	0,06	11,43	0,00	0,00	0,00	87,6	87,6	514,9	514,9	212,2	172,6	156,3	4,2	545,4	545,4	1060,2	1060,2
2025	19,5	1,0	65,6	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	14,73	4,14	15,23	4,14	129,7	149,1	766,0	880,9	273,5	222,5	201,5	5,5	702,9	808,3	1468,9	1689,2
2026	19,5	1,0	88,5	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	19,87	5,01	11,26	5,01	155,4	205,6	1212,2	1603,2	368,7	300,0	271,7	7,4	947,7	1253,4	2160,0	2856,6
2027	19,5	1,0	115,3	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	25,90	19,16	21,94	19,16	227,3	345,7	1825,5	2776,3	480,6	391,0	354,1	9,6	1235,3	1878,8	3060,8	4655,1
2028	19,5	1,0	91,2	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	20,48	20,55	22,88	20,55	201,5	352,4	1535,1	2684,9	380,0	334,9	356,4	7,6	1078,9	1887,1	2614,0	4572,0
2029	19,5	1,0	65,4	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	14,69	11,40	12,07	11,40	140,8	283,2	1177,8	2369,0	272,5	240,2	255,6	5,5	773,8	1556,4	1951,6	3925,3
2030	19,5	1,0	48,7	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	10,94	8,94	9,30	8,94	112,7	260,6	951,4	2200,6	203,1	179,0	190,5	4,1	576,6	1333,8	1528,0	3534,4
2031	19,5	1,0	31,3	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	7,04	7,28	7,57	7,28	86,3	229,6	683,0	1816,7	130,6	115,1	122,4	2,6	370,7	986,1	1053,7	2802,8
2032	19,5	1,0	35,5	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	7,97	5,19	5,42	5,19	85,1	260,4	734,0	2245,3	147,9	130,4	138,7	3,0	420,0	1284,9	1154,0	3530,2
2033	19,5	1,0	26,6	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	5,98	5,85	6,02	5,85	76,2	267,9	605,4	2129,8	110,9	97,8	104,0	2,2	315,0	1108,0	920,4	3237,8
2034	19,5	1,0	21,6	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	4,84	4,66	4,84	4,66	66,4	268,6	529,1	2140,4	89,8	79,2	84,2	1,8	255,1	1031,8	784,1	3172,2
2035	19,5	1,0	17,9	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	4,02	4,10	4,25	4,10	60,2	280,2	467,3	2174,2	74,7	65,8	70,0	1,5	212,0	986,4	679,4	3160,6
2036	19,5	1,0	15,1	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	3,40	3,64	3,77	3,64	55,4	296,4	422,2	2259,1	63,0	55,5	59,1	1,3	178,9	957,3	601,2	3216,5
2037	19,5	1,0	3,1	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	3,30	3,41	3,30	38,9	239,4	235,4	1448,2	12,8	11,3	12,0	0,3	36,3	223,3	271,7	1671,5
2038	19,5	1,0	2,3	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,81	1,91	1,81	33,7	238,3	218,4	1545,3	9,7	8,5	9,1	0,2	27,5	194,4	245,9	1739,8
2039	19,5	1,0	1,8	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,70	1,76	1,70	32,8	266,9	209,0	1701,0	7,5	6,6	7,0	0,2	21,3	173,4	230,4	1874,4
2040	19,5	1,0	1,4	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,63	1,68	1,63	32,2	301,1	201,3	1884,0	5,8	5,1	5,5	0,1	16,5	154,7	217,9	2038,7
2041	19,5	1,0	1,1	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,57	1,62	1,57	31,7	340,8	194,9	2097,1	4,5	4,0	4,2	0,1	12,8	138,0	207,7	2235,1
2042	19,5	1,0	0,8	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,51	1,56	1,51	31,3	387,0	189,4	2344,2	3,5	3,1	3,3	0,1	9,9	123,1	199,4	2467,3
2043	19,5	1,0	0,7	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,47	1,52	1,47	30,9	440,4	184,8	2629,8	2,7	2,4	2,5	0,1	7,7	109,8	192,5	2739,6
2044	19,5	1,0	0,5	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,43	1,47	1,43	30,7	502,1	180,8	2959,2	2,1	1,9	2,0	0,0	6,0	97,9	186,8	3057,2
2045	19,5	1,0	0,4	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,40	1,44	1,40	30,5	573,3	177,4	3338,4	1,6	1,4	1,5	0,0	4,6	87,4	182,0	3425,7
2046	19,5	1,0	0,3	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,37	1,41	1,37	30,3	655,5	174,4	3774,3	1,3	1,1	1,2	0,0	3,6	77,9	178,0	3852,3
2047	19,5	1,0	0,2	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,34	1,38	1,34	30,1	750,2	171,8	4275,2	1,0	0,9	0,9	0,0	2,8	69,5	174,5	4344,7
2048	19,5	1,0	0,2	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,32	1,36	1,32	30,0	859,2	169,4	4850,1	0,8	0,7	0,7	0,0	2,2	62,0	171,6	4912,1
2049	19,5	1,0	0,1	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,30	1,34	1,30	29,9	984,6	167,4	5509,9	0,6	0,5	0,6	0,0	1,7	55,3	169,1	5565,2
2050	19,5	1,0	0,1	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,28	1,32	1,28	29,8	1129,0	165,5	6266,9	0,5	0,4	0,4	0,0	1,3	49,3	166,8	6316,2
2051	19,5	1,0	0,1	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,26	1,30	1,26	29,7	1295,1	163,9	7135,2	0,4	0,3	0,3	0,0	1,0	44,0	164,9	7179,2
2052	19,5	1,0	0,1	1,8	0,1	2,8	0,5	0,07	0,00	1,25	1,28	1,25	29,7	1486,1	162,4	8131,2	0,3	0,2	0,3	0,0	0,8	39,3	163,2	8170,4
2024-2036	253,1	13,2	673,6	23,7	1,6	35,9	6,8	0,9	151,3	99,9	124,6	99,9	1 484,6	3 287,3	11 423,8	25 795,2	2 807,6	2 384,0	2 364,6	56,2	7 612,3	15 617,5	19 036,2	41 412,8
2024-2052	564,7	29,5	686,7	53,0	3,6	80,8	15,2	1,9	151,3	124,9	150,3	124,9	1 986,8	13 736,2	14 390,1	85 685,4	2 862,6	2 432,4	2 416,1	57,3	7 768,4	17 316,9	22 158,5	103 002,3

Таблица-9 Суммарные выплаты Государству в виде налогов Вариант 2

Годы	НДПИ на добычу нефти	Корпоративный подоходный налог	Налог на имущество	Социальный налог и отчисления	Фонд ОСМС	Рентный налог	Экспортная пошлина	Налог на сверх прибыль	Прочие налоги	Доход Государства всего	Доход Государства всего с учетом инфляции
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2024	76,2	177,2	18,0	7,0	1,6	156,3	172,6	0,0	0,06	608,9	608,9
2025	99,5	253,3	25,6	8,6	1,6	201,5	222,5	0,0	0,07	812,6	896,5
2026	137,0	398,8	42,5	8,6	1,6	271,7	300,0	0,0	0,07	1160,2	1405,8
2027	182,0	586,3	49,0	8,6	1,6	354,1	391,0	0,0	0,07	1572,6	2086,3
2028	144,9	465,4	37,3	8,6	1,6	356,4	334,9	288,4	0,07	1637,5	2299,4
2029	105,1	352,9	28,0	8,6	1,6	255,6	240,2	185,2	0,07	1177,2	1823,6
2030	79,3	268,4	21,3	8,6	1,6	190,5	179,0	112,3	0,07	861,0	1491,6
2031	51,7	160,4	16,4	8,6	1,6	122,4	115,1	58,2	0,07	534,5	1058,8
2032	58,3	236,4	13,5	8,6	1,6	138,7	130,4	72,6	0,07	660,1	1383,1
2033	44,3	165,1	9,8	8,6	1,6	104,0	97,8	51,3	0,07	482,5	1152,6
2034	36,4	122,3	7,0	8,6	1,6	84,2	79,2	50,0	0,07	389,4	1050,5
2035	30,6	91,3	4,8	7,9	1,5	70,0	65,8	0,0	0,07	272,0	932,0
2036	26,2	58,8	2,9	7,9	1,5	59,1	55,5	0,0	0,07	212,1	878,6
2037	7,0	0	1,4	7,9	1,5	12,0	11,3	0,0	0,07	41,1	253,0
2038	5,8	0	1,0	7,9	1,5	9,1	8,5	0,0	0,07	34,0	240,3
2039	5,0	0	0,8	7,9	1,5	7,0	6,6	0,0	0,07	28,9	235,4
2040	4,3	0	0,6	7,9	1,5	5,5	5,1	0,0	0,07	25,0	234,1
2041	3,8	0	0,5	7,9	1,5	4,2	4,0	0,0	0,07	22,0	236,5
2042	3,4	0	0,4	7,9	1,5	3,3	3,1	0,0	0,07	19,6	242,7
2043	3,1	0	0,3	7,9	1,5	2,5	2,4	0,0	0,07	17,8	252,9
2044	2,8	0	0,2	7,9	1,5	2,0	1,9	0,0	0,07	16,3	267,4
2045	2,6	0	0,2	7,9	1,5	1,5	1,4	0,0	0,07	15,2	286,5
2046	2,5	0	0,1	7,9	1,5	1,2	1,1	0,0	0,07	14,4	310,6
2047	2,3	0	0,1	7,9	1,5	0,9	0,9	0,0	0,07	13,7	340,3
2048	2,2	0	0,1	7,9	1,5	0,7	0,7	0,0	0,07	13,1	376,2
2049	2,1	0	0,0	7,9	1,5	0,6	0,5	0,0	0,07	12,7	418,9
2050	2,1	0	0,0	7,9	1,5	0,4	0,4	0,0	0,07	12,4	469,4
2051	2,0	0	0,0	7,9	1,5	0,3	0,3	0,0	0,07	12,1	528,7
2052	2,0	0	0,0	7,9	1,5	0,3	0,2	0,0	0,07	11,9	597,9
2024-2036	1 071,5	3 336,5	276,1	108,4	20,6	2 364,6	2 384,0	818,0	0,9	10 380,5	17 067,7
2024-2052	1 124,6	3 336,5	281,7	235,1	44,4	2 416,1	2 432,4	818,0	1,9	10 690,8	22 358,2

Таблица- 10 Расчет чистой прибыли и потока денежной наличности Вариант 2

Годы	Валовый доход	Капитальные вложения	Вычитае- мые затраты	Амортизаци- онные отчисления	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Налогообла- га- емый доход	Корпора- тивный подход-ный налог	Налог на сверх прибыль	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	Дисконтиро- ванный поток наличности (дисконт 10%)	Дисконтиро- ванный поток наличности (дисконт 15%)	Дисконтиро- ванный поток наличности (дисконт 20%)	Внутренняя норма рентабельнос- ти IRR	Срок окупаемости проекта
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	%	лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
												-500				
2024	1857,3	1197,1	1060,2	88,7	797,1	885,8	177,2	0,0	619,9	-488,5	-488,5	-488,5	-488,5	-488,5	0,0	1,0
2025	2752,8	690,1	1689,2	202,7	1063,6	1266,3	253,3	0,0	810,3	323,0	-165,6	293,6	280,8	269,1	0,0	1,0
2026	4268,6	1723,9	2856,6	581,8	1412,0	1993,8	398,8	0,0	1013,3	-128,9	-294,5	-106,5	-97,5	-89,5	0,0	1,0
2027	6398,3	1321,7	4655,1	1188,3	1743,2	2931,6	586,3	0,0	1156,9	1023,6	729,1	769,0	673,0	592,3	-1,1	0,0
2028	5818,3	0,0	4572,0	1080,6	1246,3	2326,9	465,4	288,4	492,6	1573,2	2302,3	1074,5	899,5	758,7	21,4	0,0
2029	4798,6	0,0	3925,3	891,2	873,3	1764,5	352,9	185,2	335,2	1226,4	3528,6	761,5	609,7	492,9	28,7	0,0
2030	4112,4	0,0	3534,4	763,8	578,0	1341,8	268,4	112,3	197,4	961,1	4489,8	542,5	415,5	321,9	31,8	0,0
2031	3040,3	0,0	2802,8	564,6	237,5	802,1	160,4	58,2	18,8	583,5	5073,2	299,4	219,3	162,8	33,0	0,0
2032	3961,7	53,3	3530,2	750,3	431,5	1181,8	236,4	72,6	122,5	819,5	5892,8	382,3	267,9	190,6	34,0	0,0
2033	3416,2	0,0	3237,8	647,0	178,5	825,5	165,1	51,3	-37,9	609,1	6501,9	258,3	173,2	118,1	34,5	0,0
2034	3181,4	0,0	3172,2	602,6	9,2	611,7	122,3	50,0	-163,2	439,4	6941,3	169,4	108,6	71,0	34,7	0,0
2035	3041,2	0,0	3160,6	576,0	-119,4	456,6	91,3	0,0	-210,7	365,3	7306,6	128,0	78,5	49,2	34,8	0,0
2036	2951,7	0,0	3216,5	559,0	-264,8	294,2	58,8	0,0	-323,6	235,4	7542,0	75,0	44,0	26,4	34,9	0,0
2037	688,5	0,0	1671,5	130,4	-983,0	-852,6	0	0,0	-983,0	-852,6	6689,4	-247,0	-138,6	-79,7	34,7	0,0
2038	599,5	0,0	1739,8	113,5	-1140,3	-1026,7	0	0,0	-1140,3	-1026,7	5662,7	-270,4	-145,1	-80,0	34,6	0,0
2039	534,7	0,0	1874,4	101,3	-1339,7	-1238,4	0	0,0	-1339,7	-1238,4	4424,3	-296,5	-152,2	-80,4	34,5	0,0
2040	477,0	0,0	2038,7	90,3	-1561,7	-1471,4	0	0,0	-1561,7	-1471,4	2952,9	-320,2	-157,2	-79,6	34,5	0,0
2041	425,5	0,0	2235,1	80,6	-1809,6	-1729,1	0	0,0	-1809,6	-1729,1	1223,8	-342,1	-160,7	-77,9	34,4	0,0
2042	379,5	0,0	2467,3	71,9	-2087,8	-2015,9	0	0,0	-2087,8	-2015,9	-792,1	-362,6	-162,9	-75,7	0,0	0,0
2043	338,5	0,0	2739,6	64,1	-2401,1	-2337,0	0	0,0	-2401,1	-2337,0	-3129,1	-382,1	-164,2	-73,1	0,0	0,0
2044	302,0	0,0	3057,2	57,2	-2755,2	-2698,0	0	0,0	-2755,2	-2698,0	-5827,1	-401,0	-164,8	-70,4	0,0	0,0
2045	269,4	0,0	3425,7	51,0	-3156,4	-3105,4	0	0,0	-3156,4	-3105,4	-8932,4	-419,6	-165,0	-67,5	0,0	0,0
2046	240,3	0,0	3852,3	45,5	-3612,0	-3566,5	0	0,0	-3612,0	-3566,5	-12498,9	-438,1	-164,8	-64,6	0,0	0,0
2047	214,3	0,0	4344,7	40,6	-4130,3	-4089,8	0	0,0	-4130,3	-4089,8	-16588,7	-456,7	-164,3	-61,7	0,0	0,0
2048	191,2	0,0	4912,1	36,2	-4721,0	-4684,7	0	0,0	-4721,0	-4684,7	-21273,4	-475,6	-163,7	-58,9	0,0	0,0
2049	170,5	0,0	5565,2	32,3	-5394,7	-5362,4	0	0,0	-5394,7	-5362,4	-26635,8	-494,9	-162,9	-56,2	0,0	0,0
2050	152,1	0,0	6316,2	28,8	-6164,1	-6135,3	0	0,0	-6164,1	-6135,3	-32771,2	-514,8	-162,1	-53,6	0,0	0,0
2051	135,7	0,0	7179,2	25,7	-7043,5	-7017,8	0	0,0	-7043,5	-7017,8	-39789,0	-535,3	-161,2	-51,1	0,0	0,0
2052	121,0	0,0	8170,4	22,9	-8049,4	-8026,5	0	0,0	-8049,4	-8026,5	-47815,5	-556,6	-160,3	-48,7	0,0	0,0
2024-2036	49 598,7	4 986,2	41 412,8	8 496,7	8 186,0	16 682,7	3 336,5	818,0	4 031,4	7 542,0	7 542,0	4 158,6	3 184,1	2 474,9	34,7	3,0
2024-2052	54 838,4	4 986,2	103 002,3	9 489,1	-48 163,9	16 682,7	3 336,5	818,0	-52 318,4	-47 815,5	-47 815,5	-2 355,0	634,2	1 395,7	0,0	3,0

Приложение 1 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 1, 2 и 3

годы	Ввод скважин из бурения		из консервации, ед	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыч.				всего	нагнет.	экспл.	действ.		нефти	жидкости	
	ед.	ед.				ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
2024	0	0	1	1	2,5	0	0	1	1	0	8,4	11,1	0,0
2025	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	10,6	14,7	0,0
2026	1	1	0	2	4,9	0	0	2	2	0	8,2	11,9	0,0
2027	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	7,5	11,6	0,0
2028	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	6,9	11,2	0,0
2029	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	6,4	10,9	0,0
2030	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	5,9	10,6	0,0
2031	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	5,4	10,3	0,0
2032	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	5,0	10,0	0,0
2033	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	4,6	9,7	0,0
2034	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	4,2	9,4	0,0
2035	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	3,9	9,1	0,0
2036	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	3,6	8,8	0,0

Приложение 2 – Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Вариант 1, 2 и 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от		Накопл.	Отбор	Кэфф.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод-	Закачка рабочего		Компенс.
и	общая	извлекаемых запасов		добыча	извлеч.	нефте-	жидкости	жидкости		ненность	агента		отбора
пери-		начальн.	текущих	нефти	запасов	извлечен.	всего	всего	мех.спос.		годовая	накопл.	закачкой
оды	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	тыс.т	тыс.т	%
2024	1,9	3,9	4,0	3,6	7,2	0,027	2,6	7,8	7,8	24,3	0,0	0,0	0
2025	3,7	7,3	7,9	7,2	14,5	0,054	5,1	12,9	12,9	28,2	0,0	0,0	0
2026	5,7	11,3	13,3	12,9	25,8	0,096	8,3	21,1	21,1	31,3	0,0	0,0	0
2027	5,2	10,4	14,1	18,1	36,3	0,135	8,0	29,1	29,1	34,9	0,0	0,0	0
2028	4,8	9,6	15,1	22,9	45,9	0,171	7,8	36,9	36,9	38,3	0,0	0,0	0
2029	4,4	8,9	16,4	27,4	54,8	0,204	7,6	44,5	44,5	41,5	0,0	0,0	0
2030	4,1	8,2	18,0	31,5	62,9	0,235	7,3	51,8	51,8	44,4	0,0	0,0	0
2031	3,8	7,5	20,3	35,2	70,4	0,263	7,1	59,0	59,0	47,3	0,0	0,0	0
2032	3,5	6,9	23,4	38,7	77,4	0,289	6,9	65,9	65,9	49,9	0,0	0,0	0

2033	3,2	6,4	28,2	41,9	83,7	0,312	6,7	72,6	72,6	52,4	0,0	0,0	0
2034	2,9	5,9	36,1	44,8	89,6	0,334	6,5	79,1	79,1	54,8	0,0	0,0	0
2035	2,7	5,4	52,1	47,5	95,0	0,355	6,3	85,4	85,4	57,0	0,0	0,0	0
2036	2,5	5,0	100,0	50,0	100,0	0,373	6,1	91,5	91,5	59,2	0,0	0,0	0

Приложение 3 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 1, 2 и 3

Годы	Ввод скважин из возврата		из консервации, ед	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего	добыв.				всего	нагнет.	экспл.	действ		нефти	жидкости	
	ед.	ед.				ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
2024	0	0	2	2	4,9	0	0	2	2	0	7,4	8,3	0,0
2025	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	5,1	10,6	0,0
2026	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	5,8	13,7	0,0
2027	1	1	0	3	7,4	0	0	3	3	0	4,4	12,2	0,0
2028	0	0	0	3	7,4	0	0	3	3	0	3,0	10,3	0,0
2029	0	0	0	3	7,4	0	0	3	3	0	2,0	8,6	0,0
2030	0	0	0	3	7,4	0	0	3	3	0	1,4	7,3	0,0
2031	0	0	0	3	7,4	0	0	3	3	0	0,5	3,4	0,0
2032	1	1	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,6	3,9	0,0
2033	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,3	3,4	0,0
2034	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,2	2,9	0,0
2035	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,2	2,5	0,0
2036	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,1	2,1	0,0

Приложение 4 – Характеристика основных показателей разработки по II объекту. Вариант 1, 2 и 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от		Накопл.	Отбор	Коэфф.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод-	Закачка рабочего		Компенс.
и	общая	извлекаемых запасов		добыча	извлеч.	нефте-	жидкости	жидкости		ненность	агента		отбора
пери-		начальн.	текущих	нефти	запасов	извлечен.	всего	всего	мех.спос.		годовая	накопл.	закачкой
оды	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	тыс.т	тыс.т	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	10	11	12	13
2024	3,4	7,6	13,7	23,6	52,5	0,167	3,8	28,8	28,8	11,3	0,0	0,0	0
2025	3,5	7,8	16,5	27,1	60,3	0,192	7,4	36,2	36,2	52,2	0,0	0,0	0
2026	4,0	9,0	22,6	31,2	69,3	0,221	9,5	45,7	45,7	57,4	0,0	0,0	0
2027	4,6	10,1	33,0	35,7	79,4	0,253	12,7	58,4	58,4	64,1	0,0	0,0	0

2028	3,1	6,9	33,4	38,8	86,3	0,275	10,7	69,0	69,0	71,0	0,0	0,0	0
2029	2,1	4,7	34,0	40,9	90,9	0,290	9,0	78,0	78,0	76,6	0,0	0,0	0
2030	1,4	3,2	35,0	42,4	94,1	0,300	7,6	85,6	85,6	81,1	0,0	0,0	0
2031	0,6	1,3	21,3	42,9	95,4	0,304	3,5	89,1	89,1	84,1	0,0	0,0	0
2032	0,9	2,0	43,2	43,8	97,4	0,311	5,5	94,6	94,6	83,6	0,0	0,0	0
2033	0,5	1,0	39,7	44,3	98,4	0,314	4,7	99,3	99,3	89,9	0,0	0,0	0
2034	0,3	0,7	45,8	44,6	99,1	0,316	4,0	103,2	103,2	91,8	0,0	0,0	0
2035	0,2	0,5	58,9	44,8	99,6	0,318	3,4	106,6	106,6	93,3	0,0	0,0	0
2036	0,2	0,4	100,0	45,0	100,0	0,319	2,9	109,6	109,6	94,5	0,0	0,0	0

Приложение 5 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Вариант 1, 2 и 3

Годы	Ввод скважин из возврата		из консервации, ед	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего	добыв.				всего	нагнет .	экспл.	действ		нефти	жидкости	
	ед.	ед.				ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
2024	0	0	1	1	2,5	0	0	1	1	0	9,5	10,1	0,0
2025	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	11,6	26,7	0,0
2026	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	7,2	18,3	0,0
2027	1	1	0	2	4,9	0	0	2	2	0	5,3	15,4	0,0
2028	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	3,2	11,2	0,0
2029	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	1,9	8,1	0,0
2030	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	1,2	5,8	0,0
2031	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,2	1,0	0,0
2032	1	1	0	3	7,4	0	0	3	3	0	0,6	4,2	0,0
2033	0	0	0	3	7,4	0	0	3	3	0	0,3	2,3	0,0
2034	0	0	0	3	7,4	0	0	3	3	0	0,1	1,3	0,0
2035	0	0	0	3	7,4	0	0	3	3	0	0,0	0,7	0,0

Приложение 6 – Характеристика основных показателей разработки по III объекту. Вариант 1, 2 и 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от		Накопл.	Отбор	Коэфф.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод-	Закачка рабочего		Компенс.
и	общая	извлекаемых запасов		добыча	извлек.	нефте-	жидкости	жидкости		ненность	агента		отбора
пери-		начальн.	текущих	нефти	запасов	извлечен.	всего	всего	мех.спос.		годовая	накопл.	закачкой
оды	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	тыс.т	тыс.т	%

2024	2,2	6,6	12,2	17,3	52,4	0,176	2,3	17,6	17,6	6,6	0,0	0,0	0
2025	4,0	12,2	25,6	21,3	64,6	0,217	9,3	26,9	26,9	56,6	0,0	0,0	0
2026	2,5	7,6	21,4	23,8	72,1	0,243	6,4	33,3	33,3	60,7	0,0	0,0	0
2027	3,6	11,0	39,6	27,4	83,2	0,280	10,7	43,9	43,9	65,9	0,0	0,0	0
2028	2,2	6,7	39,7	29,6	89,8	0,303	7,7	51,7	51,7	71,5	0,0	0,0	0
2029	1,3	4,0	39,8	31,0	93,9	0,316	5,6	57,3	57,3	76,2	0,0	0,0	0
2030	0,8	2,4	40,1	31,8	96,3	0,324	4,1	61,3	61,3	80,1	0,0	0,0	0
2031	0,1	0,4	10,1	31,9	96,7	0,326	0,7	62,0	62,0	81,9	0,0	0,0	0
2032	0,7	2,0	61,1	32,6	98,7	0,332	4,4	66,4	66,4	84,8	0,0	0,0	0
2033	0,3	0,8	63,7	32,8	99,5	0,335	2,4	68,8	68,8	88,8	0,0	0,0	0
2034	0,11	0,3	71,1	33,0	99,9	0,336	1,3	70,1	70,1	91,8	0,0	0,0	0
2035	0,04	0,1	100,0	33,0	100,0	0,337	0,7	70,9	70,9	93,9	0,0	0,0	0

Приложение 7 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения		из консервации, ед	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего	добыв.				всего	нагнет.	экспл.	действ		нефти	жидкости	
	ед.	ед.				ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
2024	0	0	2	2	4,9	0	0	2	2	0	8,0	10,9	0,0
2025	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	8,1	12,5	0,0
2026	2	2	0	4	9,8	0	0	4	4	0	7,4	13,1	0,0
2027	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	4,6	9,6	0,0
2028	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	3,8	9,2	0,0
2029	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	3,1	8,9	0,0
2030	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	2,6	8,5	0,0
2031	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	1,9	7,4	0,0
2032	0	0	0	2	4,9	2	0	2	2	0	2,2	10,0	0,0
2033	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	1,7	9,4	0,0
2034	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	1,3	8,9	0,0
2035	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	1,0	8,4	0,0
2036	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,8	7,9	0,0
2037	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,6	7,4	0,0
2038	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,5	6,9	0,0
2039	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,4	6,5	0,0
2040	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,3	6,1	0,0

2041	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,2	5,7	0,0
2042	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,2	5,4	0,0
2043	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,1	5,0	0,0
2044	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,1	4,7	0,0
2045	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,1	4,4	0,0
2046	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,1	4,1	0,0
2047	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,1	3,9	0,0
2048	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,04	3,6	0,0
2049	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,03	3,4	0,0
2050	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,02	3,2	0,0
2051	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,02	3,0	0,0
2052	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,01	2,8	0,0
2053	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,01	2,6	0,0
2054	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,01	2,5	0,0
2055	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	0,01	2,3	0,0

Приложение 8 – Характеристика основных показателей разработки по IV объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от		Накопл.	Отбор	Коэфф.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод-	Закачка рабочего		Компенс.
и	общая	извлекаемых запасов		добыча	извлеч.	нефте-	жидкости	жидкости		ненность	агента		отбора
пери-		начальн.	текущих	нефти	запасов	извлечен.	всего	всего	мех.спос.		годовая	накопл.	закачкой
оды	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	тыс.т	тыс.т	%
2024	3,9	4,3	4,5	8,0	8,9	0,027	5,3	10,9	10,9	26,5	0,0	0,0	0
2025	5,7	6,3	6,9	13,6	15,2	0,045	8,8	19,7	19,7	35,6	0,0	0,0	0
2026	7,9	8,8	10,3	21,5	23,9	0,072	13,9	33,6	33,6	43,4	0,0	0,0	0
2027	6,5	7,2	9,5	28,0	31,1	0,093	13,4	47,0	47,0	51,7	0,0	0,0	0
2028	5,3	5,9	8,6	33,3	37,1	0,111	12,9	59,9	59,9	58,7	0,0	0,0	0
2029	4,4	4,9	7,8	37,7	41,9	0,125	12,4	72,4	72,4	64,6	0,0	0,0	0
2030	3,6	4,0	6,9	41,4	45,9	0,137	11,9	84,3	84,3	69,7	0,0	0,0	0
2031	2,7	3,0	5,6	44,1	49,0	0,146	10,3	94,6	94,6	73,8	0,0	0,0	0
2032	3,1	3,5	6,8	47,2	52,4	0,157	14,0	108,6	108,6	77,7	0,0	0,0	0
2033	2,4	2,7	5,7	49,6	55,1	0,165	13,2	121,9	121,9	81,6	0,0	0,0	0
2034	1,9	2,1	4,7	51,5	57,2	0,171	12,5	134,4	134,4	84,8	0,0	0,0	0
2035	1,5	1,6	3,8	53,0	58,9	0,176	11,7	146,1	146,1	87,5	0,0	0,0	0
2036	1,1	1,3	3,1	54,1	60,1	0,180	11,0	157,1	157,1	89,6	0,0	0,0	0
2037	0,9	1,0	2,5	55,0	61,1	0,183	10,4	167,5	167,5	91,4	0,0	0,0	0
2038	0,7	0,8	2,0	55,7	61,9	0,185	9,7	177,2	177,2	92,9	0,0	0,0	0
2039	0,5	0,6	1,6	56,3	62,5	0,187	9,1	186,4	186,4	94,1	0,0	0,0	0

2040	0,4	0,5	1,2	56,7	63,0	0,188	8,6	194,9	194,9	95,1	0,0	0,0	0
2041	0,3	0,4	1,0	57,0	63,3	0,189	8,0	203,0	203,0	96,0	0,0	0,0	0
2042	0,3	0,3	0,8	57,2	63,6	0,190	7,5	210,5	210,5	96,6	0,0	0,0	0
2043	0,2	0,2	0,6	57,4	63,8	0,191	7,1	217,6	217,6	97,2	0,0	0,0	0
2044	0,2	0,2	0,5	57,6	64,0	0,191	6,6	224,2	224,2	97,7	0,0	0,0	0
2045	0,1	0,1	0,4	57,7	64,1	0,192	6,2	230,4	230,4	98,1	0,0	0,0	0
2046	0,1	0,1	0,3	57,8	64,2	0,192	5,8	236,2	236,2	98,4	0,0	0,0	0
2047	0,1	0,1	0,2	57,9	64,3	0,192	5,4	241,7	241,7	98,7	0,0	0,0	0
2048	0,1	0,1	0,2	57,9	64,4	0,192	5,1	246,7	246,7	98,9	0,0	0,0	0
2049	0,0	0,0	0,1	58,0	64,4	0,193	4,8	251,5	251,5	99,1	0,0	0,0	0
2050	0,0	0,0	0,1	58,0	64,5	0,193	4,5	256,0	256,0	99,2	0,0	0,0	0
2051	0,0	0,0	0,1	58,0	64,5	0,193	4,2	260,2	260,2	99,4	0,0	0,0	0
2052	0,0	0,0	0,1	58,1	64,5	0,193	3,9	264,1	264,1	99,5	0,0	0,0	0
2053	0,0	0,0	0,0	58,1	64,5	0,193	3,7	267,8	267,8	99,6	0,0	0,0	0
2054	0,0	0,0	0,0	58,1	64,5	0,193	3,4	271,2	271,2	99,6	0,0	0,0	0
2055	0,0	0,0	0,0	58,1	64,6	0,193	3,2	274,4	274,4	99,7	0,0	0,0	0

Приложение 9 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения		Из консерв., ед	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скваж ин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего	добыв.				всего	нагнет.	экспл.	действ		нефти	жидкости	
	ед.	ед.				ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
2024	0	0	2	2	4,9	0	0	2	2	0	8,0	10,7	0,0
2025	0	0	0	2	4,9	0	0	2	2	0	8,2	12,4	0,0
2026	2	2	0	4	9,8	0	0	4	4	0	7,6	12,7	0,0
2027	2	2	0	6	14,7	0	0	6	6	0	6,1	12,1	0,0
2028	0	0	0	6	14,7	0	0	6	6	0	3,9	9,6	0,0
2029	0	0	0	6	14,7	0	0	6	6	0	2,9	8,9	0,0
2030	0	0	0	6	14,7	0	0	6	6	0	2,2	8,3	0,0
2031	0	0	0	6	14,7	0	0	6	6	0	1,3	5,8	0,0
2032	0	0	0	4	9,8	2	0	4	4	0	1,3	6,7	0,0
2033	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	1,0	6,2	0,0
2034	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,8	5,8	0,0
2035	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,6	5,4	0,0
2036	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,5	5,0	0,0

2037	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,4	4,7	0,0
2038	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,3	4,3	0,0
2039	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,2	4,0	0,0
2040	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,2	3,7	0,0
2041	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,1	3,5	0,0
2042	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,1	3,2	0,0
2043	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,1	3,0	0,0
2044	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,1	2,8	0,0
2045	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,05	2,6	0,0
2046	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,04	2,4	0,0
2047	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,03	2,2	0,0
2048	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,02	2,1	0,0
2049	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,02	1,9	0,0
2050	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,01	1,8	0,0
2051	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,01	1,6	0,0
2052	0	0	0	4	9,8	0	0	4	4	0	0,01	1,5	0,0

Приложение 10 – Характеристика основных показателей разработки по IV объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от		Накопл.	Отбор	Коэфф.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод-	Закачка рабочего		Компенс.
и	общая	извлекаемых запасов		добыча	извлеч.	нефте-	жидкости	жидкости		ненность	агента		отбора
пери-		начальн.	текущих	нефти	запасов	извлечен.	всего	всего	мех.спос.		годовая	накопл.	закачкой
оды	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	тыс.т	тыс.т	%
2024	3,9	4,3	4,5	8,0	8,9	0,027	5,2	10,8	10,8	25,3	0,0	0,0	0
2025	5,8	6,4	7,0	13,8	15,3	0,046	8,7	19,5	19,5	33,6	0,0	0,0	0
2026	8,1	9,0	10,6	21,8	24,3	0,073	13,5	33,0	33,0	40,3	0,0	0,0	0
2027	10,8	12,0	15,8	32,6	36,3	0,108	21,5	54,5	54,5	49,7	0,0	0,0	0
2028	8,2	9,1	14,3	40,8	45,4	0,136	20,1	74,6	74,6	59,3	0,0	0,0	0
2029	6,2	6,9	12,6	47,0	52,2	0,156	18,8	93,3	93,3	67,0	0,0	0,0	0
2030	4,7	5,2	10,9	51,7	57,5	0,172	17,5	110,8	110,8	73,1	0,0	0,0	0
2031	2,7	3,0	7,1	54,4	60,5	0,181	12,1	122,9	122,9	77,5	0,0	0,0	0
2032	2,7	3,0	7,5	57,1	63,5	0,190	14,1	137,0	137,0	81,0	0,0	0,0	0
2033	2,1	2,3	6,3	59,2	65,8	0,197	13,1	150,1	150,1	84,2	0,0	0,0	0
2034	1,6	1,8	5,2	60,8	67,6	0,202	12,2	162,4	162,4	86,8	0,0	0,0	0
2035	1,2	1,4	4,3	62,0	68,9	0,206	11,4	173,8	173,8	89,0	0,0	0,0	0
2036	1,0	1,1	3,5	63,0	70,0	0,209	10,6	184,3	184,3	90,8	0,0	0,0	0
2037	0,8	0,8	2,8	63,8	70,9	0,212	9,8	194,2	194,2	92,4	0,0	0,0	0
2038	0,6	0,6	2,2	64,3	71,5	0,214	9,1	203,3	203,3	93,6	0,0	0,0	0

2039	0,5	0,5	1,8	64,8	72,0	0,215	8,5	211,8	211,8	94,7	0,0	0,0	0
2040	0,4	0,4	1,4	65,2	72,4	0,216	7,9	219,7	219,7	95,5	0,0	0,0	0
2041	0,3	0,3	1,1	65,4	72,7	0,217	7,3	227,0	227,0	96,3	0,0	0,0	0
2042	0,2	0,2	0,9	65,6	72,9	0,218	6,8	233,8	233,8	96,9	0,0	0,0	0
2043	0,2	0,2	0,7	65,8	73,1	0,219	6,3	240,1	240,1	97,4	0,0	0,0	0
2044	0,1	0,1	0,5	65,9	73,3	0,219	5,8	245,9	245,9	97,8	0,0	0,0	0
2045	0,1	0,1	0,4	66,0	73,4	0,219	5,4	251,3	251,3	98,2	0,0	0,0	0
2046	0,1	0,1	0,3	66,1	73,4	0,220	5,0	256,4	256,4	98,5	0,0	0,0	0
2047	0,1	0,1	0,2	66,2	73,5	0,220	4,7	261,0	261,0	98,7	0,0	0,0	0
2048	0,0	0,1	0,2	66,2	73,6	0,220	4,3	265,3	265,3	98,9	0,0	0,0	0
2049	0,0	0,0	0,1	66,2	73,6	0,220	4,0	269,3	269,3	99,1	0,0	0,0	0
2050	0,0	0,0	0,1	66,3	73,6	0,220	3,7	273,0	273,0	99,3	0,0	0,0	0
2051	0,0	0,0	0,1	66,3	73,7	0,220	3,4	276,5	276,5	99,4	0,0	0,0	0
2052	0,0	0,0	0,1	66,3	73,7	0,220	3,2	279,7	279,7	99,5	0,0	0,0	0

Приложение 11 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения			из ликвидированного фонда, ед	из консервации под добычу, ед.	из консервации под нагнет., ед.	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего	добыв.	нагн.						всего	нагнет.	экспл.	действ		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.						ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
2024	0	0		1	2		3	7,4	0	0	2	2	1	8,0	10,3	0,0
2025	0	0		2	0		5	12,3	0	0	4	4	1	8,7	15,8	56,1
2026	4	4		0	0		9	22,1	0	0	8	8	1	7,4	15,7	72,1
2027	1	0	1	0	0		10	24,5	0	0	8	8	2	4,5	11,5	78,1
2028	0	0		0	0		10	24,5	0	0	8	8	2	3,6	11,1	68,6
2029	0	0		0	0		10	24,5	0	0	8	8	2	2,9	10,5	65,7
2030	0	0		0	0		10	24,5	0	0	8	8	2	2,3	9,9	61,6
2031	0	0		0	0		10	24,5	0	0	8	8	2	1,6	7,8	44,6
2032	0	0		0	0		8	19,6	2	0	6	6	2	1,6	8,9	56,3
2033	0	0		0	0		8	19,6	0	0	6	6	2	1,3	8,3	49,1
2034	0	0		0	0		8	19,6	0	0	6	6	2	1,0	7,7	45,3
2035	0	0		0	0		8	19,6	0	0	6	6	2	0,8	7,1	42,1
2036	0	0		0	0		8	19,6	0	0	6	6	2	0,6	6,5	38,5

Приложение 12 – Характеристика основных показателей разработки по IV объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от		Накопл.	Отбор	Коэфф.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод-	Закачка рабочего		Компенс.
и	общая	извлекаемых запасов		добыча	извлек.	нефте-	жидкости	жидкости		ненность	агента		отбора
пери-		начальн.	текущих	нефти	запасов	извлечен.	всего	всего	мех.спос.		годовая	накопл.	закачкой
оды	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	тыс.т	тыс.т	%
2024	3,9	4,3	4,5	8,0	8,9	0,027	5,0	10,6	10,6	22,7	1,1	1,1	19
2025	9,3	10,4	11,4	17,3	19,2	0,058	16,8	27,5	27,5	44,6	17,6	18,7	93
2026	15,8	17,6	21,8	33,2	36,8	0,110	33,4	60,8	60,8	52,5	29,7	48,4	80
2027	12,7	14,1	22,3	45,9	50,9	0,152	32,4	93,2	93,2	60,8	40,6	89,0	115
2028	10,2	11,3	23,1	56,0	62,3	0,186	31,0	124,3	124,3	67,2	42,4	131,4	127
2029	8,2	9,1	24,0	64,2	71,3	0,213	29,5	153,8	153,8	72,3	40,7	172,1	129
2030	6,5	7,3	25,4	70,7	78,6	0,235	27,9	181,6	181,6	76,5	38,1	210,2	130
2031	4,5	5,0	23,2	75,2	83,6	0,250	21,9	203,6	203,6	79,7	27,6	237,8	120
2032	4,4	4,9	29,8	79,6	88,5	0,264	25,0	228,5	228,5	82,4	34,8	272,6	134
2033	3,5	3,9	33,9	83,1	92,4	0,276	23,2	251,7	251,7	84,8	30,3	302,9	126
2034	2,8	3,1	41,0	85,9	95,5	0,286	21,5	273,2	273,2	86,9	28,0	330,9	126
2035	2,3	2,5	55,6	88,2	98,0	0,293	19,9	293,1	293,1	88,7	26,0	357,0	128
2036	1,8	2,0	100,0	90,0	100,0	0,299	18,3	311,4	311,4	90,2	23,8	380,7	127

Приложение 13 – Характеристика основного фонда скважин по V возвратному объекту. Вариант 1, 2 и 3

Годы	Ввод скважин из возврата		из консервации, ед	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего	добыв.				всего	нагнет.	экспл.	действ		нефти	жидкости	
	ед.	ед.				ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
2024	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2025	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2026	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	1	1	0	1	2,5	0	0	1	1	0	4,9	9,5	0,0
2028	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	3,7	12,3	0,0
2029	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	1,5	9,9	0,0
2030	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	0,6	7,8	0,0
2031	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	0,2	5,8	0,0
2032	0	0	0	0	0,0	1	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0

Приложение 14 – Характеристика основных показателей разработки по V возвратному объекту. Вариант 1, 2 и 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от		Накопл.	Отбор	Коэфф.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод-	Закачка рабочего		Компенс.
и	общая	извлекаемых запасов		добыча	извлек.	нефте-	жидкости	жидкости		ненность	агента		отбора
пери-		начальн.	текущих	нефти	запасов	извлечен.	всего	всего	мех.спос.		годовая	накопл.	закачкой
оды	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	тыс.т	тыс.т	%
2024	0,0	0,0	0,0	1,1	22,0	0,065	0,0	2,3	2,3	0,0	0,0	0,0	0
2025	0,0	0,0	0,0	1,1	22,0	0,065	0,0	2,3	2,3	0,0	0,0	0,0	0
2026	0,0	0,0	0,0	1,1	22,0	0,065	0,0	2,3	2,3	0,0	0,0	0,0	0
2027	1,7	33,7	43,2	2,8	55,7	0,164	3,3	5,6	5,6	48,6	0,0	0,0	0
2028	1,3	25,8	58,2	4,1	81,5	0,240	4,3	9,8	9,8	69,8	0,0	0,0	0
2029	0,5	10,5	56,8	4,6	92,0	0,271	3,4	13,3	13,3	84,6	0,0	0,0	0
2030	0,2	4,3	53,7	4,81	96,3	0,283	2,7	16,0	16,0	92,0	0,0	0,0	0
2031	0,1	1,7	46,1	4,90	98,0	0,288	2,0	18,0	18,0	95,8	0,0	0,0	0
2032	0,1	2,0	100,0	5,00	100,0	0,294	1,6	19,6	19,6	93,6	0,0	0,0	0

Приложение 15 – Характеристика основного фонда скважин по VI возвратному объекту. Вариант 1, 2 и 3

Годы	Ввод скважин из возврата		из консерв., ед	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скваж ин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего	добыв.				всего	нагнет.	экспл.	действ		нефти	жидкости	
	ед.	ед.				ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
2024	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2025	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2026	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2030	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2031	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2032	1	1	0	1	2,5	0	0	1	1	0	2,4	4,6	0,0
2033	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	1,5	1,7	0,0
2034	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	0,9	2,0	0,0
2035	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	0,6	2,2	0,0
2036	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	0,4	2,2	0,0

Приложение 16 – Характеристика основных показателей разработки по VI возвратному объекту. Вариант 1, 2 и 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от		Накопл.	Отбор	Коэфф.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод-	Закачка рабочего		Компенс.
и	общая	извлекаемых запасов		добыча	извлек.	нефте-	жидкости	жидкости		ненность	агента		отбора
пери-		начальн.	текущих	нефти	запасов	извлечен.	всего	всего	мех.спос.		годовая	накопл.	закачкой
оды	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	тыс.т	тыс.т	%
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
2027	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
2028	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
2029	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
2030	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
2031	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
2032	0,8	43,7	43,7	0,8	43,7	0,102	0,8	0,8	0,8	1,8	0,0	0,0	0
2033	0,5	27,7	49,2	1,3	71,4	0,167	0,6	1,4	1,4	13,9	0,0	0,0	0
2034	0,3	17,5	61,2	1,7	88,9	0,208	0,7	2,1	2,1	53,2	0,0	0,0	0
2035	0,2	11,1	70,0	1,9	100,0	0,234	0,8	2,9	2,9	73,1	0,0	0,0	0
2036	0,1	7,0	80,0	2,0	107,0	0,250	0,8	3,7	3,7	83,2	0,0	0,0	0

Приложение 17 – Характеристика основного фонда скважин по VII возвратному объекту. Вариант 1, 2 и 3

Годы	Ввод скважин из возврата		из консерв.,ед	Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего	добыв.				всего	нагнет.	экспл.	действ		нефти	жидкости	
	ед.	ед.				ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
2024	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2025	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2026	1	1	0	1	2,5	0	0	1	1	0	6,6	0,0	0,0
2027	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	10,2	15,3	0,0
2028	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	10,5	18,3	0,0
2029	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	5,8	12,2	0,0
2030	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	3,2	8,2	0,0
2031	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	1,8	5,4	0,0
2032	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	1,0	3,6	0,0
2033	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	0,6	2,4	0,0
2034	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	0,3	1,6	0,0

2035	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	0,2	1,0	0,0
2036	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	0,1	0,7	0,0
2037	0	0	0	1	2,5	0	0	1	1	0	0,1	0,5	0,0

Приложение 18 – Характеристика основных показателей разработки по VII возвратному объекту. Вариант 1, 2 и 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от		Накопл.	Отбор	Коэфф.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод-	Закачка рабочего		Компенс.
и	общая	извлекаемых запасов		добыча	извлеч.	нефте-	жидкости	жидкости		ненность	агента		отбора
пери-		начальн.	текущих	нефти	запасов	извлечен.	всего	всего	мех.спос.		годовая	накопл.	закачкой
оды	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	тыс.т	тыс.т	%
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0
2026	2,3	16,4	16,4	2,3	16,4	0,043	3,1	3,1	3,1	26,3	0,0	0,0	0,0
2027	3,5	25,3	30,3	5,8	41,7	0,108	5,3	8,4	8,4	33,1	0,0	0,0	0
2028	3,6	25,9	44,5	9,5	67,7	0,175	6,3	14,8	14,8	42,8	0,0	0,0	0
2029	2,0	14,4	44,6	11,5	82,1	0,213	4,2	19,0	19,0	52,5	0,0	0,0	0
2030	1,1	8,0	44,8	12,6	90,1	0,234	2,8	21,8	21,8	60,4	0,0	0,0	0
2031	0,6	4,5	45,1	13,2	94,6	0,245	1,9	23,7	23,7	66,9	0,0	0,0	0
2032	0,3	2,5	45,7	13,6	97,1	0,252	1,3	25,0	25,0	72,3	0,0	0,0	0
2033	0,2	1,4	46,9	13,8	98,4	0,255	0,8	25,8	25,8	76,8	0,0	0,0	0
2034	0,1	0,8	49,1	13,9	99,2	0,257	0,6	26,4	26,4	80,5	0,0	0,0	0
2035	0,1	0,4	53,6	13,9	99,6	0,258	0,4	26,7	26,7	83,6	0,0	0,0	0
2036	0,0	0,2	64,3	14,0	99,9	0,259	0,2	27,0	27,0	86,2	0,0	0,0	0
2037	0,0	0,1	100,0	14,0	100,0	0,259	0,2	27,1	27,1	88,4	0,0	0,0	0