

Товарищество с ограниченной ответственностью
«KhamAd partners»
Товарищество с ограниченной ответственностью
«Каспий Энерджи Ресерч»

УТВЕРЖДАЮ:



**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ БИИКЖАЛ**
(по состоянию изученности на 01.07.2024г.)
Договор №КР-106/2023 от 22.12.2023г.

Генеральный директор
ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»



Джамикшов А.М.

г. Атырау, 2024г.

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Наименование раздела	Стр.
1	2	3
	ВВЕДЕНИЕ	11
1	1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	16
2	2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	18
	2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения	18
	2.1.2 Тектоника	27
	2.1.3 Нефтеносность	31
	2.2 Характеристика толщин коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	39
	2.3 Физико-химические свойства нефти, выделившегося газа и воды	58
	2.3.1 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	58
	2.3.2 Свойства нефти в пластовых условиях	67
	2.3.3 Компонентный состав выделившегося газа	74
	2.3.4 Физические свойства и химический состав пластовых вод	79
	2.4 Физико-гидродинамическая характеристика	82
2.5 Запасы нефти и растворенного газа	84	
3	3. ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ	93
	3.1 Анализ испытания, опробования и гидродинамических исследований поисковых и оценочных скважин	93
	3.1.1 Гидродинамические исследования скважин	98
	3.2 Текущее состояние разработки месторождения	103
	3.2.1 Характеристика фонда скважин	103
	3.2.3 Характеристика энергетического состояния	105
	3.2.4 Характеристика выработанности запасов нефти	105
	3.2.5 Эффективность реализуемой системы разработки	105
	3.3 Выделение эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	105
	3.3.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов	105
	3.3.2 Обоснование выбора расчетных вариантов разработки	108
	3.4 Обоснование расчетной геолого-физической модели продуктивных горизонтов и принятой методики прогноза технологических показателей разработки	110
	3.4.1 Обоснование расчетной геолого-физической модели продуктивных горизонтов	110
3.4.2 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	110	

1	2	3
	3.4. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	112
	3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки	112
	3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	115
	3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	119
	3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	119
	3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	121
	3.4.6. Обоснование проектных показателей, относимых к контрактным обязательства	121
	3.5. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	125
4	4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	128
	4.1 Технологические показатели вариантов разработки	128
	4.2 Технико-экономические показатели вариантов разработки	136
	4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	148
5	5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО К УТВЕРЖДЕНИЮ ВАРИАНТА	149
6	6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	151
	6.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	151
	6.1.1. Обоснование и выбор способа эксплуатации скважин по технологическим условиям эксплуатации	151
	6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	157
	6.3. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	161
	6.4 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды и газа, используемой для заводнения	166
	6.5. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	167
7	7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	168
	7.1. Рекомендации к конструкциям скважин и производству	168

	буровых работ	
	7.2. Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	172
8	8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	176
9	9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	191
	9.1. Обязательный комплекс промысловых исследований	191
	9.2. Комплекс физико-химических исследований нефти и газа	192
	9.3. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин	193
	9.4. Комплекс гидродинамических исследований	194
10	10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	199
11	11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	210
12	12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	212
13	13. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	213
	13.1. Общие положения	213
	13.2. Основные условия проведения расчетов	213
	13.3. Расчет затрат на ликвидацию скважин	214
	13.4. Общая стоимость ликвидации скважин	214
	13.5. Расчет рекультивации земли	215
	13.6. Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства	215
13.7. Расчет ликвидационных отчислений, определение величины ликвидационного фонда и базового норматива	217	
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	220

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№ табл.	Наименование таблиц	Стр.
1	2	3	4
1	2.2.1	Сведения о выносе керна по скважинам	40
2	2.2.2	Характеристика толщин горизонта (объекта)	45
3	2.2.3	Статистические показатели характеристик неоднородности пласта по продуктивным горизонтам	48
4	2.2.4	Характеристика коллекторских свойств пластов - коллекторов	49
5	2.3.1.1	Физико-химическая характеристика нефти в поверхностных условиях	62
6	2.3.1.2	Сопоставление освещенности пробами нефти в поверхностных условиях	67
7	2.3.1.3	Сравнение параметров нефти в поверхностных условиях по горизонтам с принятыми значениями с учётом новых проб	67
8	2.3.2.1	Диапазоны изменения и средние значения физико-химических свойств нефти в пластовых условиях	70
9	2.3.2.2	Сопоставление освещенности пробами нефти в пластовых условиях	73
10	2.3.2.3	Сравнение параметров нефти в пластовых условиях с учётом новых проб с утвержденными значениями	73
11	2.3.2.4	Предлагаемые в подсчет запасов подсчетные параметры нефти	74
12	2.3.3.1	Компонентный состав выделившегося газа	76
13	2.3.3.2	Сопоставление освещенности анализами выделившегося газа	78
14	2.3.4.1	Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Биикжал	80
15	2.4.1	Результаты анализа коэффициента вытеснения нефти водой	82
16	2.4.2	Виды лабораторных исследований, проведенных на керне	83
17	2.5.1	Подсчет запасов нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 02.01.2024г	87
18	2.5.2	Сопоставление запасов нефти по состоянию изученности на 02.01.2024г с ранее принятыми	90

1	2	3	4
19	2.5.3	Сопоставление представленных подсчетных параметров нефти с ранее принятыми	91
20	3.1	Результаты опробования поисковых скважин месторождения Биикжал	97
21	3.2	Результаты гидродинамических исследований по скважинам и горизонтам	100
22	3.2.1	Характеристика фонда скважин по месторождению на дату отчета 02.01.2024г.	104
23	3.1.2	Распределение фонда добывающих скважин по дебитам нефти	104
24	3.1.3	Распределение фонда добывающих скважин по обводненности	104
25	3.3.1	Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	106
26	3.5.1	Нормативы для расчета капитальных вложений	113
27	3.5.2	Нормативы для расчета эксплуатационных затрат	114
28	3.5.3	Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции	115
29	4.2.1	Капитальные вложения 3 вариант	119
30	4.2.2	Расчет доход от реализации продукции 3 вариант	120
31	4.2.3	Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции 3 вариант	123
32	4.2.4	Суммарные выплаты Государству в виде налогов 3 вариант	125
33	4.2.5	Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности 3 вариант	127
34	4.2.6	Расчет показателей эффективности проекта 3 вариант	128
35	4.2.7	Расчет ликвидационного фонда	130
36	4.2.8	Расчет отчислений в ликвидационный фонд	131
37	4.2.9	Основные проектные технологические показатели разработки месторождения Биикжал. Рекомендуемый вариант разработки 3	132
38	4.2.10	Характеристика основного фонда скважин месторождения Биикжал. Рекомендуемый вариант разработки 3	133
39	4.2.11	Основные проектные технологические показатели разработки эксплуатационного объекта I месторождения Биикжал. Рекомендуемый вариант разработки 3	134

1	2	3	4
40	4.2.12	Характеристика основного фонда скважин эксплуатационного объекта I месторождения Биикжал. Рекомендуемый вариант разработки 3	135
41	4.2.13	Основные проектные технологические показатели разработки эксплуатационного объекта II месторождения Биикжал. Рекомендуемый вариант разработки 3	136
42	4.2.14	Характеристика основного фонда скважин эксплуатационного объекта II месторождения Биикжал. Рекомендуемый вариант разработки 3	136
43	4.2.15	Основные проектные технологические показатели разработки эксплуатационного объекта III месторождения Биикжал. Рекомендуемый вариант разработки 3	137
44	4.2.16	Характеристика основного фонда скважин эксплуатационного объекта III месторождения Биикжал. Рекомендуемый вариант разработки 3	137
45	4.2.17	Основные проектные технологические показатели разработки эксплуатационного объекта IV месторождения Биикжал. Рекомендуемый вариант разработки 3	138
46	4.2.18	Характеристика основного фонда скважин эксплуатационного объекта IV месторождения Биикжал. Рекомендуемый вариант разработки 3	139
47	4.2.19	Основные проектные технологические показатели разработки эксплуатационного объекта V месторождения Биикжал. Рекомендуемый вариант разработки 3	140
48	4.2.20	Характеристика основного фонда скважин эксплуатационного объекта V месторождения Биикжал. Рекомендуемый вариант разработки 3	141
49	4.3.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки месторождения	143
50	6.1	Характеристика загрязнения атмосферного воздуха	150
51	6.2	Характеристика загрязнения атмосферного воздуха	151
52	6.3	По Единой классификации качество воды оценивается следующим	152

СПИСОК РИСУНКОВ

№ п/п	№ рис.	Наименование рисунков	Стр.
1	2	3	4
1	1.1	Обзорная карта	16
2	2.1	Тектоническая схема	28
3	4.2.7	График чувствительности экономических показателей	129

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

№ п/п	№ табл.	Наименование таблиц	Стр.
1	2	3	4
1	4.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1	163
2	4.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению в целом. Вариант 1	164
3	4.3	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 3	165
4	4.4	Характеристика основных показателей разработки по месторождению в целом. Вариант 3	166
5	4.5	Характеристика основного фонда скважин по объекту II. Вариант 1	167
6	4.6	Характеристика основного фонда скважин по объекту II. Вариант 1	167
7	4.7	Характеристика основного фонда скважин по объекту III. Вариант 1	168
8	4.8	Характеристика основных показателей разработки по объекту III. Вариант 1	168
9	4.9	Характеристика основного фонда скважин по объекту IV. Вариант 1	169
10	4.10	Характеристика основных показателей разработки по объекту IV. Вариант 1	169
11	4.11	Характеристика основного фонда скважин по объекту V. Вариант 1	170
12	4.12	Характеристика основных показателей разработки по объекту V. Вариант 1	171
13	4.13	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2	172

1	2	3	4
14	4.14	Характеристика основных показателей разработки по месторождению в целом. Вариант 2	173
15	4.15	Характеристика основного фонда скважин по объекту I. Вариант 2	174
16	4.16	Характеристика основных показателей разработки по объекту I. Вариант 2	174
17	4.17	Характеристика основного фонда скважин по объекту II. Вариант 2	175
18	4.18	Характеристика основных показателей разработки по объекту II. Вариант 2	175
19	4.19	Характеристика основного фонда скважин по объекту III. Вариант 2	176
20	4.20	Характеристика основного фонда скважин по объекту III. Вариант 2	176
21	4.21	Характеристика основного фонда скважин по объекту IV. Вариант 2	177
22	4.22	Характеристика основных показателей разработки по объекту IV. Вариант 2	177
23	4.23	Характеристика основного фонда скважин по объекту V. Вариант 2	178
24	4.24	Характеристика основных показателей разработки по объекту V. Вариант 2	179
25	4.25	Капитальные вложения Вариант 1	180
26	4.26	Расчет дохода от реализации продукции Вариант 1	181
27	4.27	Эксплуатационные затраты Вариант 1	182
28	4.28	Суммарные выплаты Государству в виде налогов Вариант 1	183
29	4.29	Расчет чистой прибыли и потока денежной наличности Вариант 1	184
30	4.30	Расчет интегральных показателей Вариант 1	185
31	4.31	Капитальные вложения Вариант 2	186
32	4.32	Расчет дохода от реализации продукции Вариант 2	187
33	4.33	Эксплуатационные затраты Вариант 2	188
34	4.34	Суммарные выплаты Государству в виде налогов Вариант 2	189
35	4.35	Расчет чистой прибыли и потока денежной наличности Вариант 2	190
36	4.36	Расчет интегральных показателей Вариант 2	191

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	Номер прило- жения	Номер листа прило- жения	Масштаб прило- жения	Степень секрет- ности приложе- ния
1	2	3	4	5	6
1	Геологические профили по линиям I-Г, II-Г, III-Г	1	1	в.1:5000 г.1:2500	н/с
2	Геолого-геофизические профили по линиям I-Г, II-Г, III-Г	2	1	в.1:1000 г.1:2500	н/с
3	Северо-западное крыло Горизонт Ne-1 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	3	1	1:5000	н/с
4	Северо-западное крыло Горизонт Ne-2 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	4	1	1:5000	н/с
5	Северо-западное крыло Горизонт Ne-3 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	5	1	1:5000	н/с
6	Северо-западное крыло Горизонт J ₂ а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	6	1	1:5000	н/с

1	2	3	4	5	6
7	Северо-западное крыло Горизонт Ю-I пачка А а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	7	1	1:5000	н/с
8	Северо-западное крыло Горизонт Ю-I пачка Б а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	8	1	1:5000	н/с
9	Юго-западное крыло Горизонт Т-II а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	9	1	1:5000	н/с
10	Южное крыло Горизонт Т-I+II а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	10	1	1:5000	н/с
11	Карта текущих отборов	11	1	1:5000	н/с
12	Карта суммарных отборов	12	1	1:5000	н/с
13	Карта проектных и пробуренных скважин (1 вариант)	13	1	1:5000	н/с
14	Карта проектных и пробуренных скважин (2 вариант)	14	1	1:5000	н/с
15	Карта проектных и пробуренных скважин (3 вариант)	15	1	1:5000	н/с

Всего 15 гр. пр., 15 л., 15 н/с

РЕФЕРАТ

Работа содержит: страниц – 253, таблиц – 64, рисунков – 9, табличных приложений - 52, графических приложений – 11.

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 Биикжал.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки нефтяных залежей месторождения Биикжал, а также ввод месторождения из консервации в промышленную разработку.

В проекте приведены сведения о геологическом строении и нефтегазоносности месторождения. Дано описание стратиграфии, тектоники, объема проведенных геологоразведочных работ. Приведены характеристика коллекторов продуктивных горизонтов и физико-химические свойства нефти, газа и воды, а также запасы УВ, утвержденные ГКЗ РК.

Проведен анализ эксплуатационных показателей работы скважин, объектов разработки и месторождения в целом. На основе анализа проведенной пробной эксплуатации обосновано выделение эксплуатационных объектов месторождения и расчетных вариантов.

Выполнены расчеты технологических показателей по базовому варианту и по вариантам с различной плотностью сетки скважин, с различным темпом ввода проектных скважин из бурения. Рассчитаны экономические показатели данных вариантов и по экономическим критериям выбран наиболее рациональный вариант для практического внедрения. 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 3 вариант разработки месторождения Биикжал.

По рекомендуемому 3 варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи: обоснованы способы эксплуатации скважин, разработаны мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями, даны рекомендации по системам сбора и транспорта продукции скважин и ППД.

Представлены рекомендации по организации и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин. Рекомендованы мероприятия по контролю разработки продуктивных пластов и эксплуатации скважин, по охране недр и окружающей среды. Выполнен расчет размера

суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования.

Область применения – нефтяное месторождение Биикжал.

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяное месторождение Биикжал расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины Республики Казахстан.

Недропользователем является ТОО «KhamAdpartners», имеющее Контракт №4934-УВС от 18.06.2021г. на разведку и добычу углеводородов сроком до 18.06.2027 г.

Участок недр предоставлен Товариществу для осуществления операций по недропользованию по итогам аукциона, решением комиссии по проведению конкурса на получение права недропользования Министерства Энергетики РК (протокол №203087 от 23.04.2021 г).

Границы месторождения Биикжал определены геологическим отводом. Площадь отвода составляет 12,49 км², глубина - до кровли кристаллического фундамента (от 17.05.2021 г. рег.№424-УВ).

Впервые структура Биикжал выявлена по результатам гравиметрических работ в 1933 году.

В 1945 году в районе структуры Биикжал начаты сейсмические исследования, в 1947 году проведена сейсморазведка МОВ.

В 1961 году проведены дополнительно сейсмические работы с целью уточнения структурных условий в районе бурения сверхглубокой скважины.

В 1966-1977 года в пределах структуры Биикжал пробурены 3 скважины: сверхглубокая скважина СГ-2 и поисковые скважины Г-1, Г-3 с целью поисков залежей нефти и газа в подсолевом комплексе. Скважины по данным ГИС оказались не продуктивными.

В 1971-1992 года велось широкое внедрение сейсмических исследований методом ОГТ, которые были направлены в основном на изучение геологического строения и выявление локальных объектов в подсолевом палеозойском комплексе.

В 2000-2003 года компанией «ФИОК» проведены сейсморазведочные работы 2Д, по результатам которых заложены и пробурены структурные и разведочные скважины.

С 2002 года на площади ведется разведочное бурение на основании «Проекта разведки месторождения Биикжал», согласованного с Западно-Казахстанским Территориальным Управлением геологии и недропользования и утвержденного генеральным директором ТОО «Адай Петролеум Компани» Абугалиевым С.К.

С февраля 2002 года по сентябрь 2004 года пробурены 12 скважин, из них 7 разведочных скважин (FX-1, 2, 2P, 3, 4, 6, 5НН) и 5 структурных скважин (BS-1, BS-3, BS-4, BS-6, BS-7), где при опробовании скважин FX-1, 4, 5НН, 2P, BS-4 получены притоки нефти дебитами от 38 м³/сут (скв.2P) до 160 м³/сут на 9,5 мм штуцере (скв.4).

Месторождение открыто в апреле 2002 года, когда в разведочной скважине FX-1 из триасовых отложений получен приток нефти дебитом до

86,5 м³/сут.

В 2004 году ТОО «Казахским научно-исследовательским геологоразведочным институтом» (ТОО «КазНИГРИ») «Оперативный подсчет запасов УВ юрских и триасовых отложений северо-западного и южного крыльев месторождения Биикжал по состоянию изученности на 01.07.2004г» (протокол ГКЗ РК №336-04-П от 29.09.2004 г). Согласно протокола запасы УВ составляли: нефти по категории С₁ геологические/извлекаемые – 509,4/168,1 тыс.т; по категории С₂ геологические/извлекаемые - 314/101 тыс.т; растворенного газа по категории С₁ геологические/извлекаемые – 16,7/6,2 млн.м³, по категории С₂ геологические/ извлекаемые – 9,7/3,0 млн.м³.

В 2004 году ТОО «Адай Петролеум Компани» выполнен «Проект разведки месторождения Биикжал».

С сентября 2004 года по июнь 2005 года пробурены 6 скважин, из них 3 разведочных скважин (7, 12, 17) и 5 структурных скважин (BS-5, BS-9, BS-13), где при опробовании скважин 12 и 17 получены притоки нефти дебитами 35 м³/сут и 0,46 м³/сут соответственно.

В 2005 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» по результатам бурения 21 скважины выполнен отчет «Оперативный подсчет запасов УВ юго-западного, прирост запасов УВ северо-западного и южного крыльев месторождения Биикжал по состоянию изученности на 01.06.2005г» (протокол ГКЗ РК №436-05-П от 10.08.2005г). Принятые запасы УВ в целом по месторождению составляли: нефти по категории С₁ геологические/извлекаемые - 920,8/287,5 тыс.т., по категории С₂ геологические/извлекаемые - 727,2/221,8 тыс.т.; растворенного газа по категории С₁ геологические/ извлекаемые - 24,6/8,47 млн.м³, по категории С₂ геологические/ извлекаемые - 16,2/ 5,3 млн.м³.

Государственной Комиссией по запасам РК недропользователю рекомендовано: продолжить бурение скважин в соответствии с проектом разведки с целью окончательной геометризации залежей месторождения и обоснования подсчетных параметров; по результатам работ подготовить подсчет запасов и представить на рассмотрение ГКЗ РК в установленном порядке.

В 2005 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Биикжал» (протокол ЦКР РК №33 от 09.06.2005г).

В 2005-2006 года в пределах месторождения пробурены 6 скважин, из них 4 разведочных скважин (13, 24, 25, BS-10) и 2 структурные скважины (BS-8, BS-11), где при опробовании скважин 13, 24, 25, BS-10 получены притоки нефти дебитами 77,5 м³/сут на 7 мм штуцере; 33 м³/сут на 5 мм штуцере; 16 м³/сут на 4,76 мм штуцере; 24 м³/сут на 5 мм штуцере соответственно.

В 2006 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» по результатам бурения 27 скважин выполнен отчет «Оперативный подсчет запасов УВ северо-западного крыла месторождения Биикжал по состоянию изученности на

01.07.2006 г» (протокол ГКЗ РК № 531-06-П от 27.09.2006г). Согласно протокола запасы УВ составили: нефти по категории С₁ геологические/извлекаемые - 1766 /682 тыс.т; по категории С₂ геологические/извлекаемые - 1065/342 тыс.т; растворенного газа по категории С₁ геологические/извлекаемые - 57/26 млн.м³, по категории С₂ геологические/ извлекаемые - 21/7 млн.м³. При рассмотрении материалов отчета ГКЗ РК недропользователю рекомендовано: продолжить бурение скважин в соответствии с проектом разведки с целью геометризации залежей месторождения в пределах блоков I и II и обоснования подсчетных параметров; изучить блок III; по результатам работ подготовить подсчет запасов и представить на рассмотрение ГКЗ РК.

В 2006 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации месторождений Биикжал» по состоянию на 01.10.2006г» (протокол ЦКРРК №42 от 13.04.2007г).

В 2008-2022 года месторождение Биикжал находилось в консервации.

В 2022 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Биикжал» (протокол ЦКР РК №27/2 от 19.05.2022г) и получено к нему экологическое разрешение (№KZ06VCZ01902065 от 15.09.22г).

Период пробной эксплуатации залежей неокомского и юрского горизонтов северо-западного крыла и триасового горизонта южного и юго-западного крыльев предусматривается 3 года (с 01.01.2022г. по 31.12.2024г). В первый год пробной эксплуатации будут введены из консервации 5 скважин (4, 24, 25, BS-10, BS-9), из них под закачку переведут 1 скважину (BS-9) на II объект. На второй год пробной эксплуатации, запланирован ввод из консервации четырех скважин (7, 17, 2P, FX-1) на триасовый горизонт южного и юго-западного крыльев, также бурение 2 опережающих добывающих скважин (26, 27), задачи которых провести доразведку меловых и юрских горизонтов, в рамках мероприятия по доразведке на северо-западном крыле.

В 2023 году пробурены скважины 26 и 27, где при опробовании скважин из неокомских отложений (горизонт Ne-2) были получены притоки нефти дебитами 4,78 м³/сут (скв.26) и 21,57 м³/сут (скв.27).

Пробуренный фонд на месторождении Биикжал по состоянию на 02.01.2024г составляет 29 скважин (СГ-2, Г-1, Г-3, FX-1, 2, 2P, 3, 4, 6, 7, 12, 13, 17, 24, 25, BS-1, BS-3, BS-4, BS-5, BS-6, BS-7, BS-8, BS-9, BS-10, BS-11, BS-13, 5НН, 26, 27).

После оперативных подсчетов запасов нефти за 2005 - 2006 года на месторождении проведен нижеследующий комплекс работ:

- компанией ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан») в 2022 году выполнена переобработка и переинтерпретация сейсмических данных 3Д. По результатам этих работ было уточнено геологическое строение триасовых, юрских и меловых отложений и построены структурные карты по 15 отражающим горизонтам:

K_{1a} (кровля аптского яруса), K_{1br} (кровля барремского яруса), Ne-1 (кровля продуктивного горизонта Ne-1), K_{1g} (кровля готеривского яруса), Ne-2 (кровля продуктивного горизонта Ne-2), Ne-3 (кровля продуктивного горизонта Ne-3), J₂ (кровля средней юры), Ne-4 (кровля продуктивного горизонта J₂), U-IA (кровля продуктивного горизонта Ю-I-A), U-IB (кровля продуктивного горизонта Ю-I-B), J₁ (кровля нижней юры), V (подошва юрских отложений), T-I+II (кровля продуктивного горизонта T-I+II на южном крыле), T-II (кровля продуктивного горизонта T-II на юго-западном крыле), VI (кровля кунгура - P_{1k}) в масштабах 1:5000 и 1:10000, послужившие основой при проведении структурных построений в настоящем отчете (протокол Запказнедра №79/2022 от 26.12.2022г);

- пробурены 2 скважины (26, 27), где при опробовании в скважине 26 получен приток нефти дебитом 4,78 м³/сут, в скважине 27 - приток нефти дебитом 21,57 м³/сут;

- дополнительное опробование проведено по 10 объектам в 10 скважинах (4, 2P, 7, 17, 24, 25, 26, 27, FX-1, BS-10), где получены притоки безводной нефти дебитами от 3,14 м³/сут (скв.17) до 22,8 м³/сут (скв.24);

- в поверхностных условиях состав и свойства нефти изучены по 10 пробам из 9 скважин, из них на северо-западном крыле по 7 пробам из 6 скважин и на южном крыле по 3 пробам из 3 скважин;

- в пластовых условиях состав и свойства нефти изучены по 3 пробам из 3 скважин и по одной рекомбинированной пробе, из них на северо-западном крыле по 3 пробам из 3 скважин и южном крыле по одной пробе;

- химический состав и физические свойства пластовых вод изучены по 8 пробам из 7 скважин;

- керн отобран и исследован из скважин 26, 27, где проходка с отбором керна составляет 70,78 м, вынос керна – 70,78 м или 100%, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) определены по 99 образцам пород, из них представительными являются 44 образца, вне горизонта 24 образца;

- проведено 17 гидродинамических исследований в 11 скважинах;

- проведен ГИС-контроль в 8 скважинах (FX-1, 2P, 4, 7, 17, 24, 25, BS-10).

Проектный документ разработан по состоянию изученности месторождения на 01.07.2024 г. и охватывает продуктивные горизонты нижнемеловых, среднеюрских и среднетриасовых отложений месторождения Биикжал.

Основанием для разработки настоящего проектного документа на промышленную добычу является разработанный в 2024 г. ТОО «KER» отчета «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения биикжал в Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2024 г.)», который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2684-24-У от «22» июля 2024 г.).

Авторы отчета выражают благодарность геологической службе ТОО «KhamAdpartners» за сотрудничество при выполнении настоящей работы.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Биикжал расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, в административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан, центром которого является город Кульсары, находящийся в 65 км к северо-западу (рис.1.1).



Рис.1.1 - Обзорная карта

Областной центр Атырау находится на расстоянии 290 км на северо-запад. Ближайшим населенным пунктом является – районный центр г. Кульсары.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются Мунайлы, Кульсары, которые находятся в разработке более 50 лет.

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, с областным центром по автодороге с твердым покрытием. В 65 км проходит железная дорога Атырау - Мангышлак с узловой станцией в г.Кульсары, западнее месторождения проходит газотранспортная магистраль «Средняя Азия-Центр» и нефтепровод «Мангышлак-Самара».

В орографическом отношении район площади представляет собой всхолмленную равнину полупустынного типа с абсолютными отметками рельефа от минус –5 м до +25 м и характеризуется широким развитием непроходимых сорových участков.

Гидрографическая сеть развита слабо. Постоянные природные водотоки и водоемы на территории отсутствуют. Естественные выходы воды и колодцы с пресной водой отсутствуют. Вода для питьевых нужд завозится автоцистернами из г.Кульсары, в котором расположен центральный водозабор пресной воды из водовода Кигач-Мангышлак. Для технических целей возможно использование подземных вод четвертичных отложений и альб-сеноманского горизонта нижнего мела.

Климат резко континентальный. Зима суровая, малоснежная, морозы достигают в январе-феврале минус 35-40⁰С. Лето засушливое, жаркое, дуют частые ветры, максимальная температура воздуха в июне-июле достигает 40⁰С. Годовое количество осадков обычно не превышает 200мм, т.е. малое количеством осадков. Ветры преимущественно восточного и юго-восточного направления.

Район относится к зоне пустынных степей. Растительный мир представлен исключительно травами, в основном, черной полынью, верблюжьей колючкой, биюргуном и лишь на склонах больших оврагов, берегах такыров встречается мелкий кустарник.

Животный мир района не богат. Из крупных животных встречаются: волки, лисы, сайга, которые периодически приходят сюда на лето из южных районов. Из грызунов водятся мыши, суслики, тушканчики. Из пернатых встречаются орлы, утки, куропатки, дрофы. Из пресмыкающихся встречаются ужи, фаланги, скорпионы и реже каракурты.

Электроэнергией район обеспечивается Кульсаринским районным управлением электрических сетей и Атырауским областным управлением.

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

2.ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Характеристика геологического строения

2.1.1. Стратиграфия

На месторождении Биикжал вскрытый разрез сложен от четвертичных до кунгурских отложений включительно.

Стратиграфическое расчленение разреза пород производилось по каротажным диаграммам и описанию керна. При выделении стратиграфических комплексов в разрезах новых скважин за основу приняты стратиграфические разбивки ранее пробуренных скважин.

Пермская система – Р

Пермская система в пределах месторождения представлена нижним отделом.

Нижний отдел - Р₁

Нижний отдел на месторождении представлен кунгурским ярусом.

Кунгурский ярус (Р_{1к}). В разрезе кунгурского яруса выделены две толщи: нижняя – галогенная, верхняя – сульфатная.

Нижняя часть отложений представлена каменной солью белой, кристаллической, крупнозернистой с прослоями светло-серого ангидрита. В толще соли встречаются тонкие прослой темноокрашенных, песчано-глинистых пород.

Верхняя часть яруса (кепрок) сложена преимущественно переслаивающимися породами темного и светло-серого доломита, с темными почти черными глинами, ангидритами, гипсами.

Вскрытая толщина кунгурского яруса изменяется от 15,7 м (скв. BS-9) до 6028 м (скв. СГ-2). В кровле кунгурского яруса прослеживается отражающий горизонт VI.

Триасовая система – Т

Триасовые отложения залегают с стратиграфическим несогласием на кунгурских породах. На месторождении Биикжал триасовая система представлена двумя отделами – средним, верхним.

Средний отдел - Т₂

Литологически отложения среднего триаса сложены песчаниками, глинами, алевролитами, гравелитами, песками, известняками.

Песчаники серые, светло-серые, разнозернистые, алевролитисто - глинистые, полевошпатово - кварцевые, слюдистые, с редкими агрегатами мелкокристаллического пирита, с редкими зернами гидроокислов железа, крепко-цементированные, пористые, с карбонатно-глинистым цементом, в цементе присутствуют редкие зерна кальцита, с единичными углистыми остатками.

Глины серые, темно-серые, серовато-коричневые, бурые, коричневые, тонкослоистые, известкововые, слабоалевритовые, мягкие, местами плотные, местами мягкие, пластичные, с прослойками галек и кварцевых, кремневых гравий, с включениями обломков известняка и ангидрита.

Алевролиты серые, коричневые, песчанистые, с кварцево - кремнистыми зернами, слоистые, с агрегатами мелкокристаллического пирита, по наслоению серые глины, пористые.

Гравелиты серые, состоящие из кварцево - кремнистых зерен, кремнистых галек, песчанистые, алевритисто - глинистые, с глинистым цементом, в цементе присутствуют редкие зерна кальцита.

Пески светло-коричневые, темно-серые, зеленовато-серые, разномзернистые, преимущественно крупно и среднезернистые, алевритисто - глинистые, состоят из кремнистых зерен, зерен кварца белого цвета, полевого шпата, кремнистой гальки, частично некоторые зерна ожелезненные, встречены единичные светло-серые зерна кальцита, с агрегатами мелкокристаллического пирита, с углистыми остатками, с включениями алеврита серого, коричневого, мягкого, доломита светло-коричневого.

Известняки серые, светло-серые, мелко, среднезернистые, глинистые, крепкие, с прожилками светло-серого крупнозернистого кальцита, с агрегатами мелкокристаллического пирита, слабоглинистые, массивные, плотные.

Толщина среднетриасовых отложений изменяется от 25,2 м (скв. BS-9) до 132,0 м (скв. Г-1). В кровле среднего триаса на южном крыле прослеживается отражающий горизонт Т-I+II, на юго-западном крыле - отражающий горизонт Т-II. В разрезе среднего триаса выделены нефтеносные горизонты Т-I+II на южном крыле и Т-II на юго-западном крыле.

Верхний отдел (Т₃) литологически представлен глинами, песчаниками, песками.

Глины серые, темно-серые, алевритистые, известковистые, участками слабо известковистые, мягкие, местами плотные, с обилием углистых остатков, с единичными агрегатами мелкокристаллического пирита, с крупными отпечатками обуглившихся растительных остатков.

Песчаники серые, средне и мелкозернистого, кварцевые, средне сцементированные на известковом цементе.

Пески серые, кварцевые, разномзернистые, зерна серого, желтого, светло-жёлтого цвета, прозрачные, полупрозрачные, грубообломочные с включением глауконита и пирита, с прослойками мелких, грубообломочных галек и гравий как кварцевых, так и кремнистых пород.

Толщина верхнетриасовых отложений изменяется от 27,6 м (скв. 13) до 58,0 м (скв. BS-8).

Юрская система - J

Юрские отложения залегают с разрывом и стратиграфическим несогласием на триасовых породах. Отложения юрской системы на месторождении представлены нижним и средним отделами.

Нижний отдел - J₁

Литологически отложения нижней юры сложены песками, песчаниками,

глинами.

Пески серые, зеленовато-серые, слабо уплотненные, кварцевые, мелко- и среднезернистые, зерна прозрачные, с включениями пирита.

Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, слюдистые, кварцевые, средне сцементированные на известковом цементе, с прослойками серых, коричневых алевритов, светло-серых доломитов, с включениями обуглившихся растительных остатков.

Глины серые, темно-серые, буровато-серые, плотные, местами мягкие, слабо известковые, алевритистые, в различной степени песчанистые с редкими включениями обуглившихся растительных остатков.

Толщина нижнеюрских отложений изменяется от 10,0 м (скв. BS-10) до 91,6 м (скв. 2). В кровле нижней юры прослеживается отражающий горизонт J₁, в подошве – отражающий горизонт V.

Средний отдел – J₂

Среднеюрские отложения представлены двумя ярусами: байосским и батским.

Байосский ярус (J_{2b}). Литологически отложения яруса сложены глинами, песчаниками, песками.

Глины серые, темно-серые, светло-серые с зеленоватым оттенком, местами выделяются вкрапления глины светло-коричневого цвета в виде пятен, слюдистые, плотные, не известковистые, слабо алевритистые, аргиллитоподобные, с прожилками угля черного цвета, в глинах присутствует растительный детрит.

Песчаники светло-серые, серые до темно-серых с коричневатым оттенком, мелко и среднезернистые, кварцевые, алевритисто-глинистые, местами крепко сцементированные на известковом цементе, полевошпатово-кварцевые, с мелкими ОРО, с агрегатами мелкокристаллического пирита, слабосцементированные, пористые, углистые, не известковые, слабослюдистые, крепкие, с глинистым цементом, в цементе присутствуют редкие зерна кальцита.

Пески светло-серые, темно-серые, серые с зеленоватым оттенком, буровато-серые, буровато-светло-серые, мелко- и среднезернистые, кварцевые, слабослюдистые, грубообломочные, кварцевые, рыхлые, глинистые, не известковистые, состоящие, в основном, из зерен песка, гравия, галек, кварца, с включением мелких ОРО, бурого угля, мелкокристаллического пирита.

В керновом материале установлены спорово-пыльцевых комплексов. Среди пыльцевого спектра доминирует пыльца семейства Pinacea представленная несколькими видами: Coniferae; Inaperturopollinites dubius Th. Et Pflug; Inaperturopollinites magnus Th. Et Pflug; Picea sp; Picea signularae Bolch; Picea mesophytica Pokr; Pseudopicea magnifica Bolch; Pseudopicea cf. variabiliformis Bolch; Classopollis sp; Podozamites sp; Cedrus sp; Ginkgocycadophytus sp; Podocartus sp; Quadraeculina limbata Mal; Araucariaceae; Piceapollenites sp; Bennettites sp; Picea exilioides Bolch; Paleopicea sp; Piceapollenites sp; Pinuspollenites minitus Petrosjanz sp. now;

Protopodocarpites monochromatus Bolch; *Protoconiferus funarius* Bolch; *Ginkqocycadophytus* sp. Споры представлены: *Coniopteris pulcherrima* Brich; *Coniopteris hymenophylloicles* Sew; *Leiotriletes* sp; *Gleichenia laeta* Bolch; *Gleicheniidites* sp; *Salvinia perpulchra* Bolch; *Lycopodium perplicatum* Vin; *Osmundacides wellmannii* Couper; *Osmunda jurassica* K-M; *Dictyrhyllidites harrisii* Couper; *Dictyophyllum* sp; *Equisetites* sp; *Marattisporites scabratus* Couper; *Matonisporites phlebopteroides* Couper; *Phlebopteris exornatus* Bolch; *Selaginella asperrima* Bolch; *Eboracoae*; *Calamospora* sp; *Azonomonoletes* sp; *Lophotriletes affluenz* Bolch; *Convruccosisporites disparituberculatus* Vin. sp.nov.; *Cibotium junctum* K-M; *Coniopteris* sp; *Leiotriletes gradatus* Bolch; *Osmunda papilata* Bolch; *Clathropteris obovata* var. *magna* T-K; *Camptotriletes anagrammensis* K-M; *Camptotriletes trainquularis* Juroschenko sp. nov; *Dipteridaceae*; *Leiotriletes incertus* Bolch; *Klukisporites variegates* Couper; *Tripartina variabiles* Mal; *Azonomonoletes* sp; *Selaginella tenuis* K-M; *Toroisporites minor* Couper; *Lycopodium subrotundum* K-M.

Толщина яруса изменяется от 28,0 м (скв.27) до 170,0 м (скв.СГ-2). В разрезе байосских отложений выделен нефтеносный горизонт Ю-I (пачки А и Б). В кровле продуктивного горизонта Ю-I (пачка А) прослеживается отражающий горизонт U-IA, по кровле продуктивного горизонта Ю-I (пачка Б) прослеживается отражающий горизонт U-IB.

Батский ярус (J_{2bt}). Литологически отложения яруса сложены песчаниками, песками, глинами, алевролитами, аргиллитами.

Песчаники серые, до темно серых, иногда с коричневатым оттенком, мелко- среднезернистые, крепкие, известковистые, участками алевролитисто - глинистые, полевошпатово-кварцевые, с зёрнами гидроокислов железа, с агрегатами мелкокристаллического пирита, слабосцементированные, пористые, с глинистым цементом, в цементе присутствуют редкие зёрна кальцита, с включениями обуглившихся растительных остатков.

Пески серые, светло-серые, мелко- среднезернистые, глинистые, состоящие, в основном, из зёрен кварца, реже полевых шпатов, мелких ОРО, агрегатов мелкокристаллического пирита, рыхлые.

Глины серые, светло-серые, черные, темно-серые, с буроватым оттенком, плотные, не известковистые, алевролитистые, местами песчанистые, слабо слюдистые, с налетами углистых и древесных остатков, с пропластками кварцевого мелкозернистого песка и с включением крупных обломков чёрного угля.

Алевролиты серые, светло-серые, темно-серые, желтовато-серые, тонкозернистые, слабосцементированные, глинистые, кварцевые, песчанистые. Породы обогащены обугленным растительным детритом.

Аргиллиты серые, темно-серые, малой твердости, алевролитистые, глинисто-карбонатные, сильно трещиноватые, местами разрушенные, органические остатки отсутствуют.

В керновом материале установлены спорово-пыльцевых комплексов. Среди голосеменных господствует пыльца *Classpollis*, *Cupressaceae* и хвойные *Pinaceae-Podocarpaceae*, *Perinopollenites elatoides* Couper.,

Paleoconiferus asaccatus Bolch., *Protoconiferus funarius* Bolch, также встречаются др. виды *Quadraeculina limbata* Mal., *Podozamites* sp., *Pinus divulgata* Bolch., *Pinuspollenites* sp., *Pseudopinus pectinella*, *Podocarpites* sp., *Pseudopicea magnifica* Bolch; *Piceamesophytica* Pofcr; *Podocarpus* sp.; *Pseudopodocarpus* sp.; *Cupresaceae-Taxodiaceae*; *Piceapollenites* sp.; *Ginkgocycadophytus* sp.; *Bennettites* sp.; *Caytoniasp.* Споры представлены в основном родом *Osmundacidites* и *Cyathidites*. Распространенные виды: *O. kugartensis* Sixt, *O. wellmannii* Coup., *O. jurassicus* (K.-M.) Kuz., *O. bulbosaf. typica* Mal. Также встречаются виды: *Tripartina variabilis*., *Lygodium* sp., *Neoraistrickiasp.*, *Hymenophyllum* sp., *Stereisporitebujargiensis* (Bolch.) Schulz., *Calamospora mesozoica* Coup., *Duplexisporites anagrammensis* (K-M.) Sem., *Densoisporites* sp., *Lycopodiumsporites perplicatus*, *Salvinia perpulchra*, *Stereisporites congregates*; *Cyathidites hausmannioides* Kuz; *Coniopteris hymenophylloides* Sew; *Coniopteris pulcherima* Brick; *Leiotriletes* sp; *Leiotriletes adiantiformis* Vin sp.nov; *Leiotriletes mirus* Vin sp.nov; *Osmunda papillata* Bolch; *Osmundacidites wellmannii* Couper; *Sphagnum* sp; *Salvinia perpulchra* Bolch; *Equisetites* sp; *Matonisporites phlebopteroides* Couper; *Phlebopteris exornatus* Bolch; *Dictyophyllidites harrisii* Couper; *Gleicheniidites* sp; *Sciadopitys mesozoicus* (Couper) Zauer et Mchedl; *Selaginella rotundiformis* K-M; *Lycopodium perplicatum* Bolch; *Lycopodium subrotundum* K-M; *Matonisporites mangyshlakensis* Vin.sp.nov; *Gleichenia* sp; *Tripartina variabilis* Mal; *Cibotium junctum* K-M; *Clathropteris obovata* var.magna T-K; *Camptotriletes anagrammensis* K-M; *Klukisporites variegates* Couper.

Толщина яруса изменяется от 44,0 м (скв. BS-6) до 258,8 м (скв. 12). В кровле батских отложений прослеживается отражающий горизонт J₂. В разрезе батского яруса выделен нефтеносный горизонт J₂ (ранее горизонт Ne-4). В кровле продуктивного горизонта J₂ прослеживается отражающий горизонт J₂.

Меловая система - К

С угловым несогласием на среднеюрских отложениях залегают породы мелового возраста, представленные на месторождении двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел – К₁

Нижнемеловой отдел представлен готеривским, барремским ярусами и нерасчлененной толщей альб+аптских отложений.

Готеривский ярус (К_{1g}). Литологически отложения яруса сложены глинами, песчаниками, песками, гравелитами, конгломератами, алевролитами, аргиллитами, каменными углями, доломитами.

Глины серые, серовато-синие, зеленовато-серые, красноватые, темно-серые с буроватым оттенком, тонко-мелкозернистые, плотные, местами не крепкие с пропластками кварцевого песка, мелкозернистого, известковистые, слабослюдистые, с чередованием серых, тонкозернистых алевритов, на карбонатном цементе, с включениями крупных обломков чёрного угля, пирита, растительных остатков, местами органические остатки отсутствуют.

Песчаники серые, светло-серые, темно-серые, коричнево-бурые, темно-коричневые, коричневые, средне и мелкозернистые, алевритистые, крепкие, рыхлые, рассыпчатые, сильно трещиноватые, местами разрушенные, местами слабо известковистые, карбонатные, слабослюдистые, с карбонатно-глинистым цементом, включениями ОРО, которые представлены углефицированными остатками растений, обломков карбонатных пород, обломки представлены зернами пирита, кварца, полевого шпата, слюд, местами органические остатки отсутствуют.

Пески темно-серые, темно-коричневые, буровато-серые, серые с зеленоватым оттенком, мелко и среднезернистые, слабослюдистые, кварцевые, глинистые, местами рыхлые, разрушенные, слабо уплотненные, с включениями древесного угля, пирита, местами органические остатки отсутствуют.

Гравелиты светло-серого цвета, массивные, органические остатки отсутствуют, состав цемента карбонатный, с включениями карбонатных обломков, средней твердости, нетрещиноватые.

Конгломераты серые, гравийно-галечные, с прослойками гравелита светло-серого цвета, состав цемента карбонатный, с включениями терригенных обломков, средней твердости, сильно трещиноватые, местами разрушенные.

Алевролиты серые, светло-серые, темно-серые, серовато-синие, зеленовато-серые, песчанистые, местами глинистые, тонкозернистые, с прослойками аргиллитов светло-серого цвета, сильно трещиноватые, местами разрушенные, участками ожелезнённые, состав цемента глинисто-карбонатный, местами глинистый, органические остатки отсутствуют, с включениями пирита, кальцита и обломков карбонатных пород, обломки представлены зернами кварца, полевого шпата, слюд, глауконита,

Аргиллиты кирпично-красные, ожелезнённые, алевритистые, с прослойками песчаника карбонатного светло-серого цвета, алевролита песчанистого серого цвета и карбонатных обломков грязно-белого цвета, твердые, нетрещиноватые, органические остатки отсутствуют, состав цемента глинисто-железистые, с вкраплениями карбонатных обломков и песчанистых зёрен.

Каменные угли темно-коричневые, с прослойками алевролита светло-серого цвета, низкой твердости, сильно трещиноватые, трещины изломанные, разнонаправленные, состав цемента глинистый, с включениями пирита, органические остатки отсутствуют.

Доломиты серые, темно-серые, коричневатые-серые, с прослойками гравелита светло-серого цвета, брекчии серого цвета, средней и высокой твердости, кавернозные, сильно трещиноватые, местами разрушенные, с включениями пирита, прожилков кальцита, обломков карбонатных пород, состав цемента глинисто-карбонатный, органические остатки отсутствуют.

Вкверновом материале установлены спорово-пыльцевых комплексов. Распространенные рода встреченной пыльцы семейств Cupressaceae, Cycas, Ginkgo, Leiostrobelites, Classopollis, Pinaceae и Podocarpaceae. Пыльца

представлена: *Podocarpus tricocca*, *Platysaccus finarius*, *Platanaceae*, *Namamelidaceae*, *Menispermaceae*, *Araliaceae*, *Fagaceae* *Platanus orientalisformis* Samoil., *Liliacidites* sp., *Ericipites*, *Typha* sp., *Oculopollis baculotrudens* (Pfl.)Zakl., *O.retigressus* (Weil.et Krieg.) Zakl., *Nudopollis thiergartii* Pfl. Покрытосеменная пыльца представлена *Aporina striatella* sp., *Protoquercus agdjakendensis* sp. Среди спор встречены рода: *Stenozonotriletes*, *Lophotriletes*, *Gleichenia*, *Leiotriletes typicus*, *Laevigatisporites*, *Cyathidites*, *Osmundaceae*. Распространенные виды: *Gleicheniidites* sp., *Gleichenia delicata*, *Coniopteris*, *G. umbonatus* (Bolch.) Bolch., *G. laetus* (Bolch.) Bolch., *G. carinatus* (Bolch.) Bolch., *Ornamentifera echinata* Bolch., *Lygodium* sp., *Cicatricosisporites* sp., *Selagilellidites* sp., *G. delicatus* (Bolch.) Bolch., *G. umbonatus* (Bolch.) Bolch., *G. laetus* (Bolch.) Bolch., *G. carinatus* (Bolch.) Bolch., *G. tuberculata* (Grig.) Bolch.

Толщина яруса изменяется от 62,0 м (скв.3) до 154,2 м (скв.13). В кровле готеривских отложений прослеживается отражающий горизонт K_{1g} . В разрезе готеривских отложений выделены нефтеносные горизонты Ne-2, Ne-3. В кровле продуктивного горизонта Ne-2 прослеживается отражающий горизонт Ne-2. В кровле продуктивного горизонта Ne-3 прослеживается отражающий горизонт Ne-3.

Барремский ярус (K_{1br}). Литологически отложения яруса сложены глинами, песками, аргиллитами, алевролитами, песчаниками, гравелитами, известняками, конгломератами.

Глины серые, светло-серые, зеленоватые, коричневые, мягкие, песчанистые, плотные, слабо алевроитовые, не известковистые, участками известковые, с включениями пирита и обломков карбонатных пород, с включениями ОРО, местами органические остатки отсутствуют.

Пески серые, мелкозернистые, кварцевые, алевроитистые, полукатанные, прозрачные, не известковистые.

Аргиллиты серые, светло-серые, темно-серые, зеленовато-серые, кирпично-красные, ожелезненные, карбонатизированные, слабо известковистые, алевроитистые, с переслаиванием светло-серых, бурых алевролитов, твердые, слабо твердые, сильно трещиноватые, местами разрушенные, с включением обломков песчаника, органические остатки отсутствуют.

Алевролиты серые, темно-серые, серовато-синие, зеленовато-серые, доломитизированный, глинистые, мягкие, местами песчанистые, с прослойками кирпично-красного, светло-серого аргиллитов, средней и высокой твердости, местами слабо твердые, участками ожелезненные, средне трещиноватые, с включениями прожилков кальцита, обломков карбонатных и терригенных пород, обломки представлены зернами кварца, полевого шпата, слюд, с включением ОРО местами органические остатки отсутствуют.

Песчаники серые, светло-серые, темно-коричневые, средне-мелкозернистые, алевроитовая, рыхлые, рассыпчатые, средне и сильно трещиноватые, местами разрушенные, форма трещин изломанная, ориентация разнонаправленная, с карбонатно-глинистым цементом, местами

глинисто-карбонатные, с включениями зерен пирита, кварца, полевого шпата, обломками пород реже слюд и ОРО, которые представлены углефицированными остатками растений, местами органические остатки отсутствуют.

Гравелиты светло-серые, массивная, средней твердости, не трещиноватый, с включениями карбонатных обломков, органические остатки отсутствуют.

Известняки серые, светло-серые, зеленовато-серые, плотные, массивные, глинистые, с включениями обломков кварцевого мелкозернистого песчаника, светло-серого, с известковым цементом.

Конгломераты гравийно-галечные, зеленовато-серые, серые, с прослойками серого, средне-мелкозернистого песчаника и светло-серого гравелита, состав цемента глинисто-карбонатный, органические остатки отсутствуют.

В керновом материале установлены спорово-пыльцевых комплексов. Распространенные пыльца голосеменных растений: *Pinus*, *Picea*, *Cadruis*. Пыльца покрытосеменных растений представлена: *Oculopollis*, *Nudopollis*, *Trudopollis*. *Tricolporopollenites* Pf., *Tricolporopollenites* Pf., *Platanaceae*, *Hamamelidaceae*, *Menispermaceae*, *Araliaceae*, *Fagaceae* (*Platanus orientalisformis*, *T.meneri* (Mart.) Zakl., *T.parvotrudens*, Pfl., *Oculopollis baculotrudens* (Pfl.)Zakl., *O.retigressus* (Weil.et Krieg.) Zakl., *Nudopollis thiergartii* Pfl., *Pompeckjoidaepollenites subhercinicus* (W.Kr.) W.Kr., *Interporopollenites turgidus* Tschudy, *Sporopollis, elaeagnoides* Zakl., *Basopollis atumescens* Pfl, *T.retigressus* Weil.et krieg., *T.nonperfectus* Pfl., *T.speciosus* Zakl., *T.bulboformis* Zakl. *Quercites sparsus* (Mart.) f. *vesca* Samoil., *Corylopsis* sp.), *Monocolpites bisulcus* Mart., *Liliacidites* sp., *Ericipites*, *Typha* sp. Средиспорвстречены *Gleicheniidites*, *Stereisporites*, *Laevigatisporites*, *Cyathidites*, *Osmundaceae*, *Lygodium* sp., *Cicatricosisporites* sp., *Selagilellidites* sp., *G. delicatus* (Bolch.) Bolch., *G. (Bolch.) Bolch.*, *G. carinatus* (Bolch.) Bolch., *Ornamentifera echinata* Bolch., *G. tuberculata* (Grig.) Bolch., *Clavifera rudis* Bolch., *Anemia perforata* Mark., *A. exili'oides* (Mai.) Bolch., *A. cristata* Mark., *A. trichacanta* (Mai.) Mark., *Cicatricosisporites dorogensis* Pot. et Gell., *Pelletieria tersa* (K.-M.) Bolch., *Lygodium japoniciforme* E. Iv., *Klukisporites*.

Толщина яруса изменяется от 55,0 м (скв.17) до 210,0 м (скв.СГ-2). В кровле барремских отложений прослеживается отражающий горизонт K_1br . В разрезе барремских отложений выделен нефтеносный горизонт Ne-1. В кровле продуктивного горизонта Ne-1 прослеживается отражающий горизонт Ne-1.

Альб+аптский ярусы (K_{1al+a}). Литологически отложения ярусов сложены аргиллитами, сланцами, алевролитами, песчаниками, глинами, песками, конгломератами.

Аргиллиты светло-серые, темно-серые, кирпично-красные, зеленовато-серые, слабо известковистые, алевритовые, карбонатизированные, средней и крепкой твердости, не трещиноватые, местами средне и сильно трещиноватые, с включениями обломков светло-серых песчаников,

карбонатного материала, органические остатки отсутствуют.

Сланцы глинистые, серые, темно-серые, с прослойками песчаников бурого цвета, низкой твердости, сильно трещиноватый, органические остатки отсутствуют.

Алевриты светло-серые, белые, глинистые, с прослойками кирпично-красного, бурого аргиллита, массивные, средней и высокой твердости, участками ожелезненные, не трещиноватые, местами средне трещиноватые, карбонатизированные, органические остатки отсутствуют.

Глины серые, темно-серые, голубовато-серые, плотные, на известковистые, алевритистые, мягкие, жирные на ощупь с прослоями мелкозернистых, кварцевых песков и песчаников.

Песчаники серые, темно-коричневые, средне-мелкозернистые, низкой твердости, средне и сильно трещиноватые, местами разрушенные, с прослойками углисто-глинистого темно-серого материала, с прослойками песков серых, глинистых, средне- мелкозернистых, органические остатки отсутствуют.

Конгломераты гравийно-галечные, зеленовато-серого цвета с прослойками песчаника средне- мелкозернистого серого цвета, средней твердости, слабо трещиноватые, заполненные кальцитами.

В керновом материале установлены спорово-пыльцевых комплексов. В составе пыльцы голосеменных доминирует двухмешковая пыльца хвойных Coniferales gen. indet., Pinuspollenitespp., присутствует пыльца Alisporitespp., Cedripitespp., Podocarpiditespp., Phyllocladiditespp., Taxodiaceapollenitespp., Araucariacitespp., Sequoiapollenitespp., TricolpopollenitesPf., TricolporopollenitesPf., Platanaceae, Hamamelidaceae, Menispermaceae, Araliaceae, Fagaceae (Platanusorientaliformis), MenispermumturonicumN. Mch., Quercitessparsus (Mart.) f. vescaSamoil., Corylopsissp.), MonocolpitesbisulcusMart., Liliaciditespp., Ericipites, Typhaspp. В составе палинокомплекса доминирует пыльца покрытосеменных рода Tricolpites, присутствует Retitricolpites. Среди спор мхов и папоротникообразных преобладают Leiotriletes sp., Osmundacidites sp., Cyathidites sp., разнообразны представители семейства Schizaeaceae: Appendicisporites matesovae (Bolch.) Nor., A. unicus C. augustus Singh, C. pseudotripartitus (Bolch.) Dett., Cicatricosisporites sp., Klukisporites variegatus Coup., Klukisporites sp. Присутствуют: Rouseisporites reticulatus Poc., Crybelosporites sp., Foveosporites sp., Costatoperforosporites fistulosus Deak, Aequitiradites spinulosus (Cook. et Dett.) Cook. et Dett., A. verrucosus Cook. et Dett.

Толщинаальб+аптскихотложенийизменяетсяот 93,5 м (скв. BS-10) до 325,0 м (скв. 6). В кровле отложений прослеживается отражающий горизонт K₁al+a.

Верхний отдел – К₂

Верхнемеловые отложения трансгрессивно залегают на альб+аптских породах и литологически сложены глинами, песчаниками, песками.

Глины серые, светло-серые, темно-серые, черные, слабослюдистые, известковые, слабо известковые, местами не известковые, иногда

песчанистые, карбонатные, мягкие, вязкие, слабо алевроитовые, с прослоями светло-серых, крепких мергелей, бурого, черного, слоистого угля, с включением зерен кварца, пирита, ОРО.

Песчаники светло-серые, серовато-зеленые, мелкозернистые, кварцевые, глинистым цементом, легко разрушается, с прослоями алевроитов серого, темно-серого, редко светло-серого, глинистыми известняками, светло-коричневыми, алевроитистыми, крепкими доломитами, с включениями зерен прозрачного, серого кварца, пирита.

Пески светло-серые, мелкозернистые, кварцевые, с включениями черного, слоистого угля, белого мела.

Толщина верхнемеловых отложений изменяется от 70,0 м (скв.2) и до 345,0 м (скв.4).

Неоген-четвертичная система - N+Q

Отложения неоген-четвертичной системы литологически представлены глинами желтовато-зелеными, серовато-зелеными средней плотности, известковистыми с обломками раковин моллюсков. Толщина отложений составляет 20 м.

2.1.2. Тектоника

Месторождение Биикжал расположено в юго-восточном окончании Северо-Каспийского поднятия в пределах пределах крупного тектонического элемента фундамента - Астраханско-Актюбинской системы поднятий Прикаспийской впадины (рис.2.1).

Разломы, выступы и блоки фундамента оказали существенное влияние на формирование палеозойского структурного плана, в одних случаях способствуя образованию положительных, в других – отрицательных структур. Основным структурным элементом по фундаменту является Тугаракчанский прогиб, имеющий, вероятно, грабенообразное строение и глубину до 10-14 км.

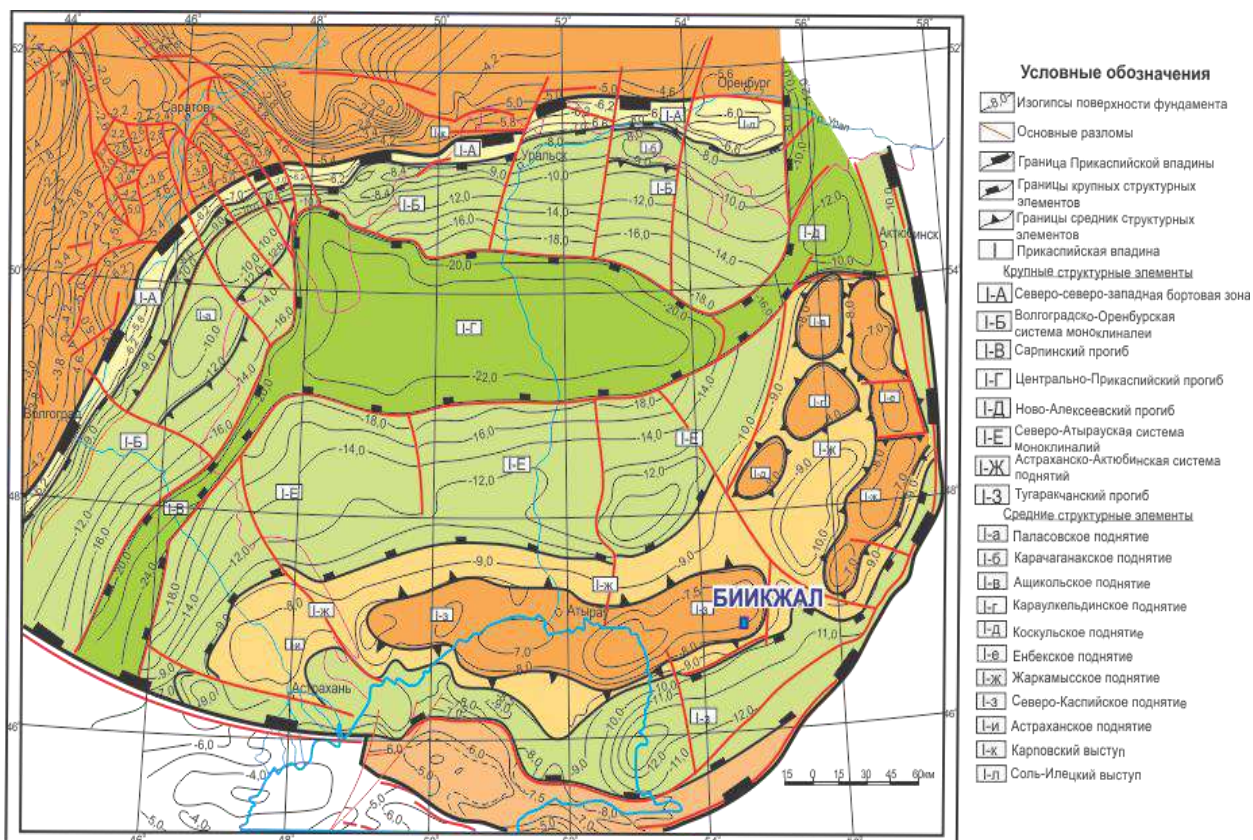


Рис.2.1 -Тектоническая схема

В 2022 году геофизической компанией «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профессионал Гео Солюшинс Казахстан») выполнен отчет «Переобработка и переинтерпретация сейсмических данных 3Д по месторождению Биикжал».

Структурная и динамическая интерпретация данных 3Д-МОГТ выполнялись интерпретационной группой в ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профессионал Гео Солюшинс Казахстан») с использованием интерпретационных комплексов «GeoGraphix Discovery», «DUGInsight». Работы по интерпретации включали в себя структурную интерпретацию, динамическую интерпретацию, выделение перспективных объектов.

В результате этих работ было уточнено геологическое строение триасовых, юрских и меловых отложений на участке исследования, также выполнены структурные построения по 15-ти отражающим и продуктивным горизонтам в масштабе 1:10000 и 1:5000.

Детализировано строение продуктивных горизонтов в триасе, юре и меле путем уточнения их тектонического строения и прогноза коллекторских свойств, выделены перспективные зоны в нефтегазоносном отношении.

Надсолевые отложения тектоническими нарушениями F-F₅ делятся на крылья - северное, северо-западное, юго-западное, южное, восточное и грабен.

По результатам переинтерпретации были построены структурные карты по отражающим горизонтам: K_{1a}+a (кровля альб+аптского ярусов), K_{1b}g (кровля барремского яруса), Ne-1 (кровля продуктивного горизонта Ne-1 в

отложениях баррема), K_{1g} (кровля готеривского яруса), Ne-2 и Ne-3 (кровли продуктивных горизонтов Ne-1 и Ne-2 в отложениях готерива), J_2 (кровля средней юры), J_2 (кровля продуктивного горизонта J_2), U-IA (кровля продуктивного горизонта Ю-I-A в средней юре), U-IB (кровля продуктивного горизонта Ю-I-B в средней юре), J_1 (кровля нижней юры), V (подошва юрских отложений), T-I+II (кровля продуктивного горизонта T-I+II на южном крыле), T-I+II (кровля продуктивного горизонта T-II на юго-западном крыле), VI (кровля соли - P_{1k}).

Морфология структурной карты по отражающему горизонту K_{1al+a} практически не отличается от нижележащей карты по горизонту K_{1br} , за исключением того, что горизонт не прослеживается в районе скважин 17 и BS-13. Несмотря на то, что поверхность нарушена преимущественно теми же разломами, что и нижележащая карта, плотность разрывных нарушения выше в районе наиболее приподнятой части северо-западного, юго-западного и южного крыльев. Глубины варьируют от минус 330 м до минус 730 м, от минус 200 м до минус 490 м, от минус 80 м до минус 620 м в северо-западном, юго-западном и южном крыльях, соответственно.

На структурной карте по отражающему горизонту K_{1br} наблюдается значительное увеличение области отсутствия горизонта по площади за счёт восточной части полигона картопостроения. Структурную поверхность разделен на три крыла, исходя из разных интервалов глубин: северо-западный, юго-западный и южный. Глубины северо-западного крыла здесь варьируют от минус 440 до минус 850 м. Интервал глубин в пределах юго-западного сегмента: от минус 300 до минус 650 м. Для южного сегмента глубина меняется от -220 м в наиболее приподнятой части до минус 850 м в наиболее погруженной части.

В барремских отложениях выявлен продуктивный горизонт Ne-1, который тектоническими нарушениями $f_1 - f_8$ кулисообразно делится на 7 отдельных блоков и с юга и юго-востока экранируется нарушениями F и F_1 . По ограничивающей изогипсе -600 м размеры структуры составляют 1,3 км x 0,5 км. Область его распространения намного меньше по сравнению с нижележащими продуктивными горизонтами Ne-2, Ne-3.

Отложения готеривского яруса K_{1g} прослежены на всех крыльях структуры, в сводовой части структуры горизонт размыт. В сводовой части всех крыльев, кроме восточного, развита сеть разноориентированных тектонических нарушений. Отложения готерива в сводах крыльев варьируют от отметок -100 м (восточное крыло) до -559 м на северо-западном крыле и погружаются на периферии крыльев до отметок -1240 м.

В готеривских отложениях на северо-западном крыле выявлены два продуктивных горизонта Ne-2 и Ne-3, строение которых аналогично строению продуктивного горизонта J_2 .

Интервал залегания глубин горизонта Ne-2 – от -565,1 м до -1270 м и более на северо-запад. По ограничивающей изогипсе -840 м размеры структуры 1,5 км x 0,9 км.

Глубина залегания горизонта Ne-3 прослежена от -600 м до -1020 м.

Размеры структуры по оконтуривающей изогипсе -800 м равны $1,4$ км х $0,8$ км.

Продуктивный горизонт J_2 , приуроченный к верхней части среднеюрских отложений, сохраняет строение нижележащих юрских горизонтов и погружается на северо-восток от отметок -790 м в своде до -1480 м.

Тектонические нарушения F и F_1 ограничивают продуктивные горизонты с востока и юга. Сводовая часть крыла разбита малоамплитудными нарушениями $f_1 - f_8$ на 7 блоков. Размеры структуры по изогипсе -920 м составляют $1,5$ км х $0,7$ км.

В среднеюрских отложениях на северо-западном крыле было выделено продуктивный горизонт Ю-I (пачки А, Б), по кровлям которых построены структурные карты по отражающим горизонтам U-IA и U-IB. Строение структурных поверхностей по кровле этих комплексов идентично, как с точки зрения морфологии, так и осложнения разрывными нарушениями. В наиболее приподнятых частях горизонтов выделяется небольшой антиклинальный свод. Тектонические нарушения F и F_1 ограничивают продуктивные горизонты с востока и юга. Сводовая часть крыла малоамплитудными нарушениями $f_1 - f_7$ в основном субмеридиальной ориентации делится на 7 отдельных блоков.

Горизонт Ю-I пачки А находится гипсометрически ниже, глубина его залегания варьирует от -950 м до -2150 м, по оконтуривающей изогипсе -1260 м размеры составляют $1,5$ км х $0,7$ км.

Интервал залегания глубин горизонта Ю-I пачка Б – от -925 м до -2075 м, ловушка ограничена изогипсой -1200 м, размеры структуры $1,3$ км х $0,6$ км.

Структурный план отражающего горизонта J_1 (кровля нижней юры), в целом, повторяет структурной поверхности нижележащего ОГ V.

Поверхность кровли горизонта J_1 нарушена преимущественно теми же разрывными нарушениями, что и нижележащая поверхность кровли среднетриасовых отложений (ОГ V).

По отражающему горизонту V (подошва юрских отложений) в пределах контрактной территории залегает на глубинах от $-346,9$ м до -2300 м и более. В своде структуры триасовые отложения прослежены только в центральной части.

Среднетриасовые отложения продуктивны на южном и юго-западном крыльях, по этим участкам были построены структурные карты отражающим горизонтам Т-I+II и Т-II.

Южное крыло ОГ-Т-I+II ограничено с севера, юго-востока и востока тектоническими нарушениями, само крыло сбросами $f - f_2$ делится на три блока (I, II, III), где выявлены залежи нефти. Отложения среднего триаса имеют минимальные отметки в своде -800 м и погружаются на юго-запад до отметок -1500 м и более. По оконтуривающей изогипсе -1160 м размеры ловушки составляют $2,1$ км х $0,6$ км.

Юго-западное крыло ОГ-Т-II представляет собой полуантиклинальное

поднятия, также ограниченное с запада, севера и северо-востока тектоническими нарушениями F_4 и f_3 . Минимальная отметка в своде -650 м, отложения моноклинально погружаются на юг до отметок -900 м и более, размеры крыла 1,5 км x 0,4 км.

Надсолевой комплекс, представленный породами мезозой-кайнозойского возраста, сплошным чехлом перекрывает соленосные отложения кунгурского возраста - ОГ-VI. Соляной купол Биикжал, имеющий плоский столообразный свод, размеры купола составляют 4,8 км x 4,4 км, наименьшая глубина залегания кровли соли в своде составляет минус 412,5 м в скважине BS-6. Купол имеет 6 склонов: грабен, северный, северо-западный, юго-западный, восточный и южный, где кровля соли погружается до отметок минус 2800 м и более.

2.1.3. Нефтеносность

Месторождение Биикжал расположено вблизи месторождений Кульсары, Мунайлы, в пределах Южно-Эмбенской нефтегазоносной зоны, нефтегазоносность которых связана с залежами в отложениях триаса, юры и нижнего мела.

В 1966-1977 года в пределах структуры Биикжал пробурены 3 скважины: сверхглубокая скважина СГ-2 и поисковые скважины Г-1, Г-3 с целью поисков залежей нефти и газа в подсолевом комплексе. Скважины по данным ГИС оказались не продуктивными.

В 2002 - 2004 года пробурены 12 скважин, из них 7 разведочных скважин (FX-1, 2, 2P, 3, 4, 6, 5НН) и 5 структурных скважин (BS-1, BS-3, BS-4, BS-6, BS-7), где при опробовании скважин FX-1, 4, 5НН, 2P, BS-4 получены притоки нефти дебитами от 38 м³/сут (скв.2P) до 160 м³/сут на 9,5 мм штуцере (скв.4).

Месторождение открыто в 2002 году, когда в разведочной скважине FX-1 из среднетриасовых отложений получен приток нефти дебитом до 86,5 м³/сут.

В дальнейшем по результатам полученных дополнительных геолого-геофизических исследований была подтверждена нефтеносность нижнемеловых, среднеюрских и среднетриасовых отложений месторождения Биикжал.

Пробуренными скважинами на месторождении установлены и оконтурены залежи нефти на северо-западном, юго-западном, южном крыльях.

На северо-западном крыле залежи нефти приурочены к отложениям баррема, готерива, средней юры, на юго-западном и южном крыльях залежи нефти приурочены к среднетриасовым отложениям.

В 2023 году на северо-западном крыле месторождения пробурены 2 скважины (26, 27), где при опробовании в скважине 26 получен приток нефти дебитом 4,78 м³/сут (горизонт Ne-2), в скважине 27 - приток нефти дебитом 21,57 м³/сут (горизонт Ne-3).

При выделении горизонтов в разрезах новых скважин 26, 27 за основу

приняты разбивки горизонтов ранее пробуренных скважин.

По результатам детальной попластовой корреляции разрезов скважин по данным ГИС выделены 3 нижнемеловые горизонты (Ne-1, Ne-2, Ne-3); 3 среднеюрские горизонты (J₂, Ю-I (пачки А Б), Ю-I-A+B) и 3 среднетриасовые горизонты (Т-I, Т-II, Т-I+II): *на северо-западном крыле* – горизонты Ne-1, Ne-2, Ne-3, J₂(ранее Ne-4), Ю-I (пачки А, Б), Т-I, Т-II; *на юго-западном крыле* - горизонты Ю-I-A+B, Т-I, Т-II; *на южном крыле* - горизонты Ю-I-A+B, Т-I+II, из них по данным ГИС и опробования в 7 горизонтах (Ne-1, Ne-2, Ne-3, J₂, Ю-I (пачки А, Б), Т-II, Т-I+II) установлены нефтяные залежи:

на северо-западном крыле – горизонты Ne-1, Ne-2, Ne-3, J₂, Ю-I (пачки А, Б);

на юго-западном крыле - горизонт Т-II;

на южном крыле - горизонт Т-I+II.

Северо-западное крыло

Горизонт Ne-1. Залежи нефти выявлены в блоках II, III, IV. По типу резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Залежи горизонта приурочены к барремским отложениям нижнего мела.

Блок II. Залежь вскрыта скважиной BS-10, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 5,0 м.

Общая толщина горизонта составляет 7,0 м. По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 500,0 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 505,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине BS-10, высота залежи 5,0 м. Площадь залежи - 42 тыс.м².

Блок III. Залежь вскрыта скважиной 26, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 1,7 м.

Общая толщина горизонта составляет 7,1 м. По разрезу прослеживаются 2 пласта-коллектора. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 489,5 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 491,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 26, высота залежи 2,3 м. Площадь залежи - 66 тыс.м².

Блок IV. Залежь вскрыта 2 скважинами (BS-8, 25), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные. В скважине 24 коллекторы водонасыщенные, в скважине 4 коллекторы литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 6,0 м (скв. BS-8, 24) до 8,6 м (скв. 25), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,8 м (скв. 25) до 2,4 м (скв. BS-8). По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 524,1 м (скв. BS-8), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 528,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 25, высота залежи 4,0 м. Площадь залежи – 35 тыс.м².

Горизонт Ne-2. Залежи нефти выявлены в блоках I, II, III, IV, V. По

типу резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Залежи горизонта приурочены к готеривским отложениям нижнего мела.

Блок I. Залежь вскрыта скважиной 27, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 16,5 м.

Общая толщина горизонта составляет 17,1 м (скв.27). По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 565,5 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 582,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 27, высота залежи 16,5 м. Площадь залежи -65 тыс.м².

Блок II. Залежь вскрыта скважиной BS-10, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 17,7 м.

Общая толщина горизонта составляет 19,2 м (скв.BS-10). По разрезу прослеживаются 2 пласта-коллектора.

Продуктивность установлена опробованием скважины BS-10 в 2006 году, где в интервале 587,3-606,0 м (-574,9-593,6 м) получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 24,0 м³/сут на 5 мм штуцере, в 2022 году при повторном опробовании интервала 587,2-606,0 м (-574,8-593,6 м) также получены притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 11,43 м³/сут и дебит воды - 8,99 м³/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 306,3 м³ жидкости, из них 171,5 м³ нефти и 134,8 м³ воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 574,9 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 593,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине BS-10, высота залежи 18,7 м. Площадь залежи - 106 тыс.м².

Блок III. Залежь вскрыта скважиной 26, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 13,4 м.

Общая толщина горизонта составляет 17,2 м (скв.26). По разрезу прослеживаются 4 пласта-коллектора.

Продуктивность установлена в скважине 26, где при совместном опробовании в интервалах перфорации 602,0-607,0 м (-588,8 -593,8 м), 608,0-610,0 м (-594,8-596,8 м) методом свабирования получены притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 4,78 м³/сут, дебит воды - 0,02 м³/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 86,9 м³ жидкости, из них 86,6 м³ нефти и 0,3 м³ воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 588,6 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 604,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 26, высота залежи 15,4 м. Площадь залежи -95 тыс.м².

Блок IV. Залежь вскрыта 2 скважинами (BS-8, 25), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные. В скважине 24 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 12,6 м (скв.BS-8) до 18,5 м (скв.24), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 6,0 м (скв. BS-8) до 8,8 м (скв.25). По разрезу прослеживаются 1 - 4 пласта-коллектора. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 600,6 м (скв.25), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 613,4 м по по разделу нефть-вода в скважине 25 и минус 613,0 м по кровле водонасыщенного коллектора в скважине BS-8, высота залежи 12,8 м. Площадь залежи - 78 тыс.м².

Блок V. Залежь вскрыта скважиной 4, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 4,8 м.

Общая толщина горизонта составляет 16,9 м (скв.4). По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 612,2 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 617,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 4, высота залежи 4,8 м. Площадь залежи - 27 тыс.м².

Горизонт Не-3. Залежи нефти выявлены в блоках I, II, IV. По типу резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Залежи горизонта приурочены к готеривским отложениям нижнего мела.

Блок I. Залежь вскрыта скважиной 27, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 14,6 м.

Общая толщина горизонта составляет 19,9 м (скв.27). По разрезу прослеживаются 3 пласта-коллектора.

Продуктивность установлена в скважине 27, где при совместном опробовании в интервалах перфорации 609,5-615,0 м (-596,5-602,0 м) и 616,0-619,0 м (-603,0-606,0 м) методом свабирования получены притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 21,57 м³/сут, дебит воды – 0,03 м³/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 282,8 м³ жидкости, из них 282,5 м³ нефти и 0,3 м³ воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 596,0 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 612,2 м по разделу нефть-вода в скважине 27, высота залежи 16,2 м. Площадь залежи - 87 тыс.м².

Блок II. Залежь вскрыта скважиной BS-10, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 3,3 м.

Общая толщина горизонта составляет 19,0 м (скв.BS-10). По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 610,6 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 613,9 м по разделу нефть-вода в скважине BS-10, высота залежи 3,3 м. Площадь залежи - 45 тыс.м².

Блок IV. Залежь вскрыта скважиной BS-8, где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные. В скважинах 24, 25 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 11,0 м (скв.24) до 21,0 м (скв.25), эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине BS-8 составляет 4,7 м. По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 623,8 м (скв. BS-8), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 628,5 м по разделу нефть-вода в скважине BS-8, высота залежи 4,7 м. Площадь залежи - 29 тыс.м².

Горизонт J₂ (ранее горизонт Ne-4). Залежь нефти выявлена в блоке VII. По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Залежь горизонта приурочена к батским отложениям средней юры.

Блок VII. Залежь вскрыта скважиной 12, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 8,8 м.

Общая толщина горизонта составляет 11,0 м (скв.12). По разрезу прослеживаются 2 пласта-коллектора.

Продуктивность установлена опробованием скважины 12, где пластоиспытателем на трубах в интервале 857,0-870,0 м (-844,3-857,3 м) получен приток нефти дебитом 35,0 м³/сут. После установки цементного моста был перфорирован интервал 862,0-865,5 м (-849,3-852,8 м) и получен незначительный приток нефти дебитом 0,3 м³/сут на 3 мм штуцере.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 842,3 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 852,7 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 12, высота залежи 10,4 м. Площадь залежи - 94 тыс.м².

Горизонт Ю-1. По результатам попластовой корреляции в разрезе горизонта выделены два нефтеносных пачек А и Б, разделенные глинистой толщей. По типу резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически и экранированные. Залежи горизонта приурочены к байосским отложениям средней юры.

Пачка А. Залежи нефти выявлены в пределах блоков I, V, VII.

Блок I. Залежь вскрыта скважиной BS-10, где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные, в скважине 27 - водонасыщенные.

Общая толщина пачки изменяется от 13,5 м (скв.27) до 19,7 м (скв. BS-10), эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине BS-10 составляет 3,8 м. По разрезу прослеживаются 2 пласта-коллектора. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 911,8 м (скв. BS-10), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 916,9 м по разделу нефть-вода в скважине BS-10 и минус 914,8 м по кровле водонасыщенного коллектора в скважине 27, высота залежи 5,1 м. Площадь залежи - 45 тыс.м².

Блок V. Залежь вскрыта 3 скважинами (4, 24, 5НН). По данным ГИС в скважинах 4, 24 коллекторы нефтенасыщенные, в скважине 5НН коллекторы нефтеводонасыщенные, в скважине BS-11 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 15,8 м (скв.5НН) до 21,0 м (скв.24), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 9,1 м (скв.5НН) до 17,5 м (скв.25). По разрезу прослеживаются 2-5 пластов-коллекторов.

Продуктивность установлена опробованием 3 скважин (4, 24, 5НН).

В скважине 4 при совместном опробовании в интервалах 920,0-930,0 м (-907,2-917,7 м), 933,0-938,0 м (-920,2-925,2 м) получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 160 м³/сут на 9,5 мм штуцере.

В скважине 5НН произведена перфорация интервала 1004,0-1012,0 м (-927,8-932,8 м), из которого получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 101,98 м³/сут на 7,6 мм штуцере.

В скважине 24 в 2005 году опробование проведено в интервале 903,0 – 922,0 м (-888,8-907,8 м), где получен фонтанный приток нефти дебитом 33,0 м³/сут на 5 мм штуцере, в 2022 году в интервале перфорации 904,0-920,0 м получены фонтанные притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 22,8 м³/сут, дебит воды – 0,3 м³/сут на 4 мм штуцере, всего из скважины за время испытания извлечено 323,4 м³ жидкости, из них 319,4 м³ нефти и 4,0 м³ воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 889,8 м (скв.24), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 936,9 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 5НН, высота залежи 47,2 м. Площадь залежи - 144 тыс.м².

Блок VII. Залежь вскрыта скважиной 13, где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные, в скважинах 12 и BS-9 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 16,2 м (скв.12) до 20,2 м (скв.13), эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине 13 составляет 7,9 м. По разрезу прослеживаются 2 пласта-коллектора.

В скважине 13 опробование проведено в интервале 947,3 - 954,0 м (-932,7-939,4 м), из которого получен фонтанный приток нефти 77,5 м³/сут на 7 мм штуцере.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 931,3 м (скв.13), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 940,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 13, высота залежи 9,1 м. Площадь залежи - 24 тыс.м².

Пачка Б. Залежи нефти выявлены в пределах блоков IV, V.

Блок IV. Залежь вскрыта скважине BS-8, где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные, в скважине 25 коллекторы нефтеводонасыщенные.

Общая толщина пачки изменяется от 14,3 м (скв.BS-8) до 15,2 м (скв.25), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 8,0 м (скв.25) до 13,1 м (скв.BS-8). По разрезу прослеживаются 2-3 пластов-коллекторов.

Продуктивность установлена опробованием скважины 25, где в 2006 году в интервале 944,0-950,0 м (-929,6-935,6 м), где получен приток нефти дебитом 16,0 м³/сут на 4,76 мм штуцере, в 2022 году в этом же интервале при повторной перфорации получены притоки нефти с водой, дебит нефти составил 18,8 м³/сут, дебит воды - 18,6 м³/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 560,4 м³ жидкости, из них 281,8 м³ нефти и 278,6 м³ воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 925,6 м (скв. BS-8), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 940,9 м по разделу нефть-вода в скважине 25, высота залежи 15,2 м. Площадь залежи - 74 тыс.м².

Блок V. Залежь вскрыта скважиной 4, где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные, в скважине BS-11 коллекторы водонасыщенные, в скважинах 24 и 5НН коллекторы литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 8,5 м (скв. 5НН) до 19,5 м (скв. 24), эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине 24 составляет 12,9 м. По разрезу прослеживаются 3 пласта-коллектора.

Продуктивность установлена опробованием скважины 4, где в 2003 году в интервале 953,0-964,0 м (-940,2-951,2 м) получен фонтанный приток нефти с водой дебит нефти 105,2 м³/сут, дебит воды 4,2 м³/сут на 9,5 мм штуцере, в 2022 году в интервале 953,0-959,0 м (-940,2-946,2 м) получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 13,5 м³/сут на 4 мм штуцере, всего из скважины за время испытания извлечено 121,4 м³ нефти.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 936,1 м (скв. 4), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 951,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 4, высота залежи 15,3 м. Площадь залежи - 111 тыс.м².

Юго-западное крыло

Горизонт Т-II. Залежь нефти выявлена в блоке II. По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Залежь горизонта приурочена к среднетриасовым отложениям.

Блок II. Залежь вскрыта 2 скважинами (2Р, BS-4), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные, в скважине СГ-2 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 12,0 м (скв. СГ-2) до 18,7 м (скв. BS-4), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 4,5 м (скв. BS-4) до 12,5 м (скв. 2Р). По разрезу прослеживаются 2 пласта-коллектора.

Продуктивность установлена опробованием 2 скважин (2Р, BS-4).

В скважине 2Р в 2004 году при опробовании интервала 994,0-1019,0 м (-978,2-1003,2 м) пластоиспытателем на трубах получен приток нефти дебитом 38,0 м³/сут., после окончания бурения в скважине прострелян интервал 993,0-1005,0 м (-977,2-989,2 м), где получен приток нефти переливом дебитом 1,6 м³/сут на 3 мм штуцере, в 2022 году при повторном опробовании интервала 993,0-1005,0 м (-977,2-989,2 м) получены притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 3,67 м³/сут, дебит воды - 1,1 м³/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 71,56 м³ жидкости, из них 55,1 м³ нефти и 16,46 м³ воды.

В скважине BS-4 при опробовании интервала 1053,0-1059,0 м (-1042,1-1048,1 м) пластоиспытателем на трубах получен приток нефти дебитом 19,0 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 977,7 м (скв. 2Р), максимальная отметка на контуре

нефтеносности минус 1149,7 м, что соответствует середине расстояния между подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине BS-4 (минус 1047,7 м) и кровли водонасыщенного коллектора в скважине СГ-2 (минус 1251,6 м), высота залежи 172,0 м. Площадь залежи - 429 тыс.м².

Южное крыло

Горизонт Т-I+II. Залежи нефти выявлены в пределах блоков I, II, III. По типу резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически и стратиграфически экранированные. Залежи горизонта приурочены к среднетриасовым отложениям.

Блок I. Залежь вскрыта скважиной FX-1, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 34,8 м.

Общая толщина горизонта составляет 54,5 м (скв. FX-1). По разрезу прослеживаются 3 пласта-коллектора.

В скважине FX-1 в 2002 году при совместном опробовании в интервалах перфорации 717,0-723,0 м (-691,7-697,7 м), 725,0-726,0 м (-699,7-700,7 м), 744,0-746,0 м (-718,7-720,7 м), 748,0-762,0 (-722,7-736,7 м) методом свабирования получены притоки нефти дебитами 15,5 – 86,7 м³/сут, в 2022 году при совместном опробовании в интервалах перфорации 717,0-724,0 м (-691,7-698,7 м), 748,0-764,0 м (-722,7-738,7 м) получены притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 4,8 м³/сут, дебит воды – 0,1 м³/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 73,38 м³ жидкости, из них 71,91 м³ нефти и 1,47 м³ воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 689,7 м (скв. FX-1), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 797,1 м по аналогии с блоком II, высота залежи 107,4 м. Площадь залежи - 114 тыс. м².

Блок II. Залежь вскрыта скважиной 7, где по данным ГИС выявлен нефтенасыщенный коллектор толщиной 35,0 м, в скважине BS-3, 3 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 39,0 м (скв. 3) до 56,0 м (скв. BS-3). По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор.

В скважине 7 в 2004 году при совместном опробовании в интервалах перфорации 713,0-717,0 м (-683,9-687,9 м), 718,5-726,0 м (-689,4-696,9 м), 725,5-738,5 м (-698,4-709,4 м), 740,5-745,5 м (-711,4-716,4 м) получен приток нефти до 5,3 м³/сут на 7 мм штуцере, в 2022 году при совместном опробовании в интервалах перфорации 713,0-717,0 м (-683,9-687,9 м), 723,4-725,8 м (-694,3-696,7 м), 735,6-736,3 м (-706,5-707,2 м), 740,5-745,5 м (-711,4-716,4 м), 746,2-747,2 (-717,1-718,1 м) получены притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 4,06 м³/сут, дебит воды – 0,13 м³/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 67,15 м³ жидкости, из них 65,0 м³ нефти и 2,15 м³ воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 683,9 м (скв. 7), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 797,1 м, что соответствует середине расстояния между подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине 7 (минус 718,9 м) и

кровли водонасыщенного коллектора в скважине 3 (минус 875,2 м), высота залежи 113,2 м. Площадь залежи - 124 тыс.м².

Блок III. Залежь вскрыта скважиной 17, где по данным ГИС выявлен нефтенасыщенный коллектор толщиной 18,6 м, в скважине BS-13 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта составляет 25,8 м (скв.17). По разрезу прослеживаются 7 пластов-коллекторов.

В скважине 17 в 2005 году при совместном опробовании интервалов перфорации 790,0-792,0 м (-763,1-765,1 м), 794,0-802,5 м (-767,1-775,6 м), 805,5-808,0 м (-778,6-781,1 м) получен безводный приток нефти дебитом 0,46 м³/сут на 2 мм штуцере, в 2022 году при совместном опробовании интервалов перфорации 782,0-783,0 м (-755,1-756,1 м), 785,8-786,5 м (-758,9-759,6 м), 790,0-792,2 м (-763,1-765,3 м), 794,2-797,5 м (-767,3-770,6 м), 798,6-801,0 м (-771,7-774,1 м), 805,3-806,5 м (-778,4-779,6 м) получены притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 3,14 м³/сут, дебит воды – 0,01 м³/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 44,1 м³ жидкости, из них 43,97 м³ нефти и 0,13 м³ воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 755,2 м (скв.17), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 834,5 м, что соответствует середине расстояния между подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине 17 (минус 782,6 м) и кровли водонасыщенного коллектора в скважине BS-13 (минус 886,3 м), высота залежи 79,3 м. Площадь залежи - 96 тыс.м².

2.2. Характеристика толщин коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для оценки подсчетных параметров - $h_{эфф}$, $Kп$, $Kн$ продуктивных горизонтов были обработаны и проинтерпретированы материалы ГИС по 27-ми скважинам (FX-1, 2, 2P, 3, 4, 5НН, 6, 7, 12, 13, 17, 24, 25, 26, 27, BS-1, BS-3, BS-4, BS-5, BS-6, BS-7, BS-8, BS-9, BS-10, BS-11, BS-13, СГ-2), по скважинам Г-1 и Г-3 отсутствуют LAS-файлы.

Продуктивные горизонты, приуроченные к терригенному комплексу пород мелового, среднеюрского и триасового возраста, представлены песками, песчаниками, алевролитами, аргиллитами, доломитами и глинами часто переслаиванием друг с другом.

С целью изучения и уточнения разреза, физико-литологической характеристики пород, слагающих разрез, при бурении скважин отбирался и анализировался керновый материал.

Отбором керна освещены нижнемеловые, среднеюрские и триасовые горизонты: Ne-1, Ne-2, Ne-3, Ю-I (пачки А и Б), Т-I+II, Т-II.

Общая проходка с отбором керна по месторождению составила 261,7м, вынос керна – 219,9 м или 84% от проходки.

Горизонт Ne-1

Блок II. Общая толщина горизонта составляет 7,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 5,0 м. Коэффициент песчаности составляет 0,714

д.ед., коэффициент расчлененности – 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,77 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства и гидродинамические исследования не изучены.

Блок III. Общая толщина горизонта составляет 7,3 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 1,7 м. Коэффициент песчаности составляет 0,233 д.ед., коэффициент расчлененности – 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,30 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,69 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства и гидродинамические исследования не изучены.

Блок IV. Общая толщина горизонта изменяется от 6,0 м до 8,6 м, в среднем составляя 7,2 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 1,8 м до 2,4 м, в среднем составляя 2,1 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,320 д.ед., коэффициент расчлененности - 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,34 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,82 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,13 д.ед., проницаемость – 2,6 мкм². Гидродинамические исследования не проводились.

Горизонт Ne-2

Блок I. Общая толщина составляет 17,1 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 16,5 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,965 д.ед., коэффициент расчлененности – 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,73 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,31 д.ед., проницаемость – 1405,8 мкм². Гидродинамические исследования не проводились.

Блок II. Общая толщина горизонта составляет 19,2 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 17,7 м. Коэффициент песчаности составляет 0,922 д.ед., коэффициент расчлененности - 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,72 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,37 мкм².

Блок III. Общая толщина горизонта составляет 17,2 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 13,4 м. Коэффициент песчаности составляет 0,779 д.ед., коэффициент расчлененности - 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,71 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,30 д.ед., проницаемость – 678,0 мкм².

По результатам гидродинамических исследований проницаемость

составляет 0,089 мкм².

Блок IV. Общая толщина горизонта изменяется от 13,0 м до 18,5 м, в среднем составляя 16,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 6,0 м до 8,8 м, в среднем составляя 7,4 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,99 д.ед., коэффициент расчлененности в среднем – 3,3.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,34 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,67 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок V. Общая толщина горизонта составляет 17,2 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 4,8 м. Коэффициент песчаности составляет 0,797 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,65 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Горизонт Не-3

Блок I. Общая толщина горизонта составляет 20,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 14,6 м. Коэффициент песчаности составляет 0,835 д.ед., коэффициент расчлененности – 4,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,34 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,84 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,30 д.ед., проницаемость – 4432,1 мкм².

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 7,12 мкм².

Блок II. Общая толщина горизонта составляет 19,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 3,6 м. Коэффициент песчаности составляет 0,721 д.ед., коэффициент расчлененности – 8,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,81 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок IV. Общая толщина горизонта изменяется от 11,0 м до 21,0 м, в среднем составляя 17,2 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 4,7 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,413 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,84 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,31 д.ед., проницаемость – 505,9 мкм². Гидродинамические исследования не изучены.

Горизонт J₂

Блок VII. Общая толщина горизонта составляет 11,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 8,8 м. Коэффициент песчаности

в среднем составляет 0,800 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,66 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Горизонт Ю-І.Пачка А

Блок І. Общая толщина горизонта изменяется от 13,5 м до 19,8 м, в среднем составляя 16,7 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 3,8 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,639 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,5.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,28 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,58 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок V. Общая толщина горизонта изменяется от 17,0 м до 26,1 м, в среднем составляя 20,5 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 9,1 м до 17,5 м, в среднем составляя 13,8 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,703 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,5.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,34 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,90 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,30 д.ед., проницаемость – 850,3 мкм².

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,192 мкм².

Блок VII. Общая толщина горизонта изменяется от 16,2 м до 25,0 м, в среднем составляя 18,7 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 7,9 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,797 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,7.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,79 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,043 мкм².

Горизонт Ю-І.Пачка Б

Блок IV. Общая толщина горизонта изменяется от 14,3 м до 15,7 м, в среднем составляя 15,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 8,0 м до 13,1 м, в среднем составляя 10,5 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,735 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,85 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,26 д.ед., проницаемость – 156,0 мкм².

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,857 мкм².

Блок V. Общая толщина горизонта изменяется от 14,5 м до 19,6 м, в среднем составляя 17,9 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 13,0 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,472 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,29 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,68 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,36 д.ед., проницаемость – 953,9 мкм².

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 2,32 мкм².

Юго-западное крыло

Горизонт Т-II

Блок II. Общая толщина горизонта изменяется от 12,0 м до 18,7 м, в среднем составляя 14,9 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 4,5 м до 12,5 м, в среднем составляя 8,5 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,631 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,7.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,28 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,78 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,026 мкм².

Южное крыло

Горизонт Т-I+II

Блок I. Общая толщина горизонта составляет 54,5 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 34,8 м. Коэффициент песчаности составляет 0,639 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,29 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,89 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,006 мкм².

Блок II. Общая толщина горизонта изменяется от 39,9 м до 56,0 м, в среднем составляя 45,5 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 35,0 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,416 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,3.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,28 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,79 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,15 д.ед., проницаемость – 6,3 мкм².

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,007 мкм².

Блок III. Общая толщина горизонта изменяется от 27,4 м до 36,8 м, в среднем составляя 32,1 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 18,6 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,401 д.ед., коэффициент расчлененности – 4,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,26 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,76 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,002 мкм².

Характеристика толщин горизонтов (объектов) приведена таблице 2.2.2. Статистические показатели характеристик неоднородности пласта по горизонтам – в таблице 2.2.3. Характеристика коллекторских свойств пластов – коллекторов представлена в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.2 - Характеристика толщин горизонтов (объектов)

Толщина	Наименование	Северо-западное крыло										
		Горизонт №-1			В целом по горизонту	Горизонт №-2					В целом по горизонту	
		Блок II	Блок III	Блок IV		Блок I	Блок II	Блок III	Блок IV	Блок V		
Общая	Количество скважин, шт.	1	1	4	6	1	1	1	3	1	7	
	Средняя, м	7,0	7,3	7,2	7,2	17,1	19,2	17,2	16,0	17,2	17,0	
	Коэффициент вариации	-	-	0,164	0,134	-	-	-	0,142	-	0,108	
	Интервал изменения, м	7,0	7,3	6,0 - 8,6	6,0 - 8,6	17,1	19,2	17,2	13,0 - 18,5	17,2	13,0 - 19,2	
Нефте-насыщенная	Количество скважин, шт.	1	1	2	4	1	1	1	2	1	6	
	Средняя, м	5,0	1,7	2,1	2,7	16,5	17,7	13,4	7,4	4,8	11,2	
	Коэффициент вариации	-	-	0,143	0,492	-	-	-	0,189	-	0,445	
	Интервал изменения, м	5,0	1,7	1,8 - 2,4	1,7 - 2,4	16,5	17,7	13,4	6,0 - 8,8	4,8	4,8 - 17,7	
Водо-насыщенная	Количество скважин, шт.	-	-	1	1	-	-	-	3	1	4	
	Средняя, м	-	-	2,1	2,1	-	-	-	2,5	8,9	4,1	
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-	-	0,312	-	0,696	
	Интервал изменения, м	-	-	2,1	2,1	-	-	-	1,9 - 3,6	8,9	1,9 - 8,9	
Эффективная	Количество скважин, шт.	1	1	3	5	1	1	1	3	1	7	
	Средняя, м	5,0	1,7	2,1	2,6	16,5	17,7	13,4	7,4	13,7	11,9	
	Коэффициент вариации	-	-	0,117	0,471	-	-	-	0,530	-	0,409	
	Интервал изменения, м	5,0	1,7	1,8 - 2,4	1,7 - 5,0	16,5	17,7	13,4	1,9 - 10,8	13,7	1,9 - 17,7	

Продолжение табл.2.2.2

Толщина	Наименование	Северо-западное крыло												
		Горизонт №-3			В целом по горизонту	Горизонт J ₂	Горизонт Ю-1 пачка А			В целом по пачке				
		Блок I	Блок II	Блок IV		Блок VII	Блок I	Блок V	Блок VII					
Общая	Количество скважин, шт.	1	1	3	5			1	2	4	3	9		
	Средняя, м	20,0	19,0	17,2	18,1			11,0	16,7	20,5	18,7	19,0		
	Коэффициент вариации	-	-	0,258	0,200			-	0,189	0,172	0,094	0,175		
	Интервал изменения, м	20	19,0	11,0 - 21,0	11,0	-	21,0	11	13,5 - 19,8	17,0 - 26,1	16,2 - 25,0	13,5	-	26,1
Нефте-насыщенная	Количество скважин, шт.	1	1	1	3			1	1	3	1	5		
	Средняя, м	14,6	3,3	4,7	7,5			8,8	3,8	13,8	7,9	10,6		
	Коэффициент вариации	-	-	-	0,668			-	-	0,254	-	0,463		
	Интервал изменения, м	14,6	3,3	4,7	3,3	-	14,6	8,8	3,8	9,1 - 17,5	7,9	3,8	-	17,5
Водо-насыщенная	Количество скважин, шт.	1	1	3	5			-	2	2	3	7		
	Средняя, м	2,1	10,4	8,9	7,9			-	8,5	7,5	12,2	9,8		
	Коэффициент вариации	-	-	0,358	0,489			-	0,099	0,597	0,225	0,375		
	Интервал изменения, м	2,1	10,4	6,1 - 13,4	2,1	-	13,4	-	7,7 - 9,4	3,0 - 11,9	8,3 - 14,2	3,0	-	14,2
Эффективная	Количество скважин, шт.	1	1	3	5			1	2	4	3	9		
	Средняя, м	16,7	13,7	10,5	12,4			8,8	10,4	14,1	14,8	13,5		
	Коэффициент вариации	-	-	0,514	0,393			-	0,100	0,162	0,185	0,176		
	Интервал изменения, м	16,7	13,7	6,1 - 18,1	6,1	-	18,1	8,8	9,4 - 11,5	11,9 - 17,5	14,0 - 16,2	9,4	-	17,5

Продолжение табл.2.2.2

Толщина	Наименование	Северо-западное крыло			Юго-западное крыло	Южное крыло																
		Горизонт Ю-І пачка Б		В целом по пачке	Горизонт Т-ІІ	Горизонт Т-І+ІІ			В целом по горизонту													
		Блок ІV	Блок V		Блок ІІ	Блок І	Блок ІІ	Блок ІІІ														
Общая	Количество скважин, шт.	2		4	6	3		1	3		2	6										
	Средняя, м	15,0		17,9	16,9	14,9		54,5	45,0		32,1	42,3										
	Коэффициент вариации	0,047		0,115	0,130	0,188		-	0,173		0,146	0,237										
	Интервал изменения, м	14,3	-	15,7	14,5	-	19,6	14,3	-	19,6	12,0	-	18,7	54,5	39,0	-	56,0	27,4	-	36,8	27,4	-
Нефте-насыщенная	Количество скважин, шт.	2		1	3	2		1	1		1	3										
	Средняя, м	10,5		13,0	11,4	8,5		34,8	35,0		18,6	29,5										
	Коэффициент вариации	0,242		-	0,209	0,471		-	-		-	0,261										
	Интервал изменения, м	8,0	-	13,1	13,0		8,0	-	13,1	4,5	-	12,5	34,8	35,0		18,6	18,6		-	35,0		
Водо-насыщенная	Количество скважин, шт.	1		2	3	1		-	2		1	3										
	Средняя, м	0,7		2,1	1,6	9,1		-	10,0		4,5	8,2										
	Коэффициент вариации	-		0,190	0,451	-		-	0,821		-	0,881										
	Интервал изменения, м	0,7		1,7	-	2,5	0,7	-	2,5	9,1		-	1,8	-	18,3	4,5		1,8	-	18,3		
Эффективная	Количество скважин, шт.	2		2	4	3		1	3		2	6										
	Средняя, м	10,9		8,6	9,7	8,7		34,8	18,4		11,5	18,8										
	Коэффициент вариации	0,202		0,626	0,485	0,377		-	0,738		0,610	0,623										
	Интервал изменения, м	8,7	-	13,1	2,5	-	14,7	14,3	-	19,6	4,5	-	12,5	34,8	1,8	-	35,0	4,5	-	4,5	1,8	-

Таблица 2.2.3 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта по горизонтам

Горизонт	Блок	Кол-во скв-н, исп. для опр.	Коэффициент песчаности, доли ед.				Коэффициент расчлененности					
			среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения			среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения		
Северо-западное крыло												
Ne-1	II	1	0,714	-	0,714			1,0	-	1,0		
	III	0	0,233	-	0,233			1,0	-	1,0		
	IV	3	0,320	0,252	0,209	-	0,400	1,0	-	1,0		
Ne-2	I	1	0,965	-	0,965			1,0	-	1,0		
	II	1	0,922	-	0,922			1,0	-	1,0		
	III	1	0,779	-	0,779			1,0	-	1,0		
	IV	3	0,499	0,566	0,103	-	0,738	3,3	0,374	2,0	-	5,0
	V	1	0,797	-	0,797			3,0	-	3,0		
Ne-3	I	1	0,835	-	0,835			4,0	-	4,0		
	II	1	0,721	-	0,721			8,0	-	8,0		
	IV	3	0,624	0,413	0,290	-	0,919	2,0	0,408	1,0	-	3,0
J ₂	VII	1	0,800	-	0,800			2,0	-	2		
Ю-И пачка А	I	2	0,639	0,090	0,581	-	0,696	3,5	0,090	1,0	-	6,0
	V	4	0,703	0,210	0,464	-	0,833	3,5	0,474	2,0	-	6,0
	VII	3	0,797	0,072	0,724	-	0,864	2,7	0,177	2,0	-	3,0
Ю-И пачка Б	IV	2	0,735	0,246	0,554	-	0,916	3,0	0,333	2,0	-	4,0
	V	2	0,472	0,730	0,128	-	0,817	2,0	0,500	1,0	-	3,0
Юго-западное крыло												
T-II	II	3	0,631	0,446	0,241	-	0,631	1,7	0,283	1,0	-	2,0
Южное крыло												
T-I+II	I	1	0,639	-	0,639			3,0	-	3,0		
	II	3	0,416	0,659	0,327	-	0,875	2,3	0,857	1,0	-	5,0
	III	2	0,401	0,695	0,122	-	0,679	4,0	0,750	1,0	-	7,0

Таблица 2.2.4 - Характеристика коллекторских свойств пластов – коллекторов

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	Пористость, д.ед.	Нефтенасыщенность, д.ед.			
1	2	3	4	5			
Северо-западное крыло							
Горизонт №-1							
Блок III							
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	1			
	Количество определений, шт	-	1	1			
	Среднее значение	-	0,30	0,68			
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-			
	Интервал изменения	-	0,30	0,68			
Блок IV							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	-			
	Количество определений, шт	1	1	-			
	Среднее значение	2,6	0,13	-			
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-			
	Интервал изменения	2,6	0,13	-			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	1			
	Количество определений, шт	-	2	2			
	Среднее значение	-	0,33	0,82			
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,052	0,028			
	Интервал изменения	-	0,30	-	0,36	0,79	-
Горизонт №-2							
Блок I							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	-			
	Количество определений, шт	6	6	-			
	Среднее значение	1405,8	0,31	-			
	Коэффициент вариации, д.ед.	46,25	0,127	-			
	Интервал изменения	9,12	-	5088,6	0,17	-	0,39

Продолжение табл.2.2.4

1	2	3	4	5			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	1			
	Количество определений, шт	-	1	1			
	Среднее значение	-	0,32	0,73			
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-			
	Интервал изменения	-	0,32	0,73			
Блок II							
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	1			
	Количество определений, шт	-	1	1			
	Среднее значение	-	0,32	0,70			
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-			
	Интервал изменения	-	0,32	0,70			
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-			
	Количество определений, шт	2	-	-			
	Среднее значение	0,37	-	-			
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,297	-	-			
	Интервал изменения	0,26	-	0,48	-		
Блок III							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	-			
	Количество определений, шт	18	18	-			
	Среднее значение	678,0	0,30	-			
	Коэффициент вариации, д.ед.	29,281	0,104	-			
	Интервал изменения	3,17	-	3052,8	0,19	-	0,39
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	1			
	Количество определений, шт	-	1	1			
	Среднее значение	-	0,31	0,68			
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-			
	Интервал изменения	-	0,31	0,68			

Продолжение табл.2.2.4

1	2	3	4	5
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-
	Количество определений, шт	1	-	-
	Среднее значение	0,089	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-
	Интервал изменения	0,089	-	-
Блок IV				
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		2	2
	Количество определений, шт	-	5	5
	Среднее значение	-	0,34	0,65
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,007	0,058
	Интервал изменения	-	0,33 - 0,34	0,59 - 0,73
Блок V				
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		1	1
	Количество определений, шт	-	1	1
	Среднее значение	-	0,31	0,83
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,31	0,83
Горизонт №-3				
Блок I				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	-
	Количество определений, шт	20	23	-
	Среднее значение	4432,1	0,30	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	27,415	0,227	-
	Интервал изменения	806,7 - 7665,2	0,21 - 0,40	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		1	1
	Количество определений, шт	-	2	2
	Среднее значение	-	0,33	0,82
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,017	0,061
	Интервал изменения	-	0,32 - 0,34	0,76 - 0,87

Продолжение табл.2.2.4

1	2	3	4	5			
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-			
	Количество определений, шт	1	-	-			
	Среднее значение	7,12	-	-			
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-			
	Интервал изменения	7,12	-	-			
Блок II							
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		1	1			
	Количество определений, шт	-	1	1			
	Среднее значение	-	0,32	0,81			
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-			
	Интервал изменения	-	0,32	0,81			
Блок IV							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	-			
	Количество определений, шт	1	1	-			
	Среднее значение	505,9	0,31	-			
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-			
	Интервал изменения	505,9	0,31	-			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	1			
	Количество определений, шт	-	1	1			
	Среднее значение	-	0,32	0,83			
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-			
	Интервал изменения	-	0,32	0,32			
Горизонт J₂							
Блок VII							
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	1			
	Количество определений, шт	-	2	2			
	Среднее значение	-	0,31	0,64			
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,036	0,075			
	Интервал изменения	-	0,29	-	0,33	0,58	-

Продолжение табл.2.2.4

1	2	3	4	5			
Горизонт Ю-I пачка А							
Блок I							
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	1			
	Количество определений, шт	-	5	2			
	Среднее значение	-	0,24	0,53			
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,055	0,062			
	Интервал изменения	-	0,20	-	0,28	0,48	-
Блок V							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	2	-			
	Количество определений, шт	28	35	-			
	Среднее значение	850,3	0,30	-			
	Коэффициент вариации, д.ед.	13,8	0,207	-			
	Интервал изменения	21,83	-	1471,4	0,19	-	0,37
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	3	3			
	Количество определений, шт	-	11	11			
	Среднее значение	-	0,33	0,83			
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,060	0,111			
	Интервал изменения	-	0,26	-	0,38	0,63	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	-	-			
	Количество определений, шт	3	-	-			
	Среднее значение	0,19	-	-			
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,356	-	-			
	Интервал изменения	0,12	-	0,28	-	-	-
Блок VII							
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	1			
	Количество определений, шт	-	2	2			
	Среднее значение	-	0,31	0,77			
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,018	0,011			
	Интервал изменения	-	0,30	-	0,32	0,76	-

Продолжение табл.2.2.4

1	2	3	4	5
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-
	Количество определений, шт	1	-	-
	Среднее значение	0,043	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-
	Интервал изменения	0,043	-	-
Горизонт Ю-I пачка Б				
Блок IV				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	-
	Количество определений, шт	3	3	-
	Среднее значение	156,0	0,26	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	2,3	0,048	-
	Интервал изменения	134,5 - 196,9	0,22 - 0,28	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	2	2
	Количество определений, шт	-	4	4
	Среднее значение	-	0,28	0,74
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,053	0,127
	Интервал изменения	-	0,24 - 0,32	0,63 - 0,91
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-
	Количество определений, шт	2	-	-
	Среднее значение	0,857	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,903	-	-
	Интервал изменения	0,08 - 1,63	-	-
Блок V				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	-
	Количество определений, шт	7	7	-
	Среднее значение	953,9	0,36	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	9,08	0,028	-
	Интервал изменения	414,1 - 1288,9	0,33 - 0,38	-

Продолжение табл.2.2.4

1	2	3	4			5		
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1			1		
	Количество определений, шт	-	2			2		
	Среднее значение	-	0,27			0,63		
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,068			0,095		
	Интервал изменения	-	0,23	-	0,30	0,55	-	0,70
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-			-		
	Количество определений, шт	1	-			-		
	Среднее значение	2,32	-			-		
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-			-		
	Интервал изменения	2,32	-			-		
Юго-западное крыло								
Горизонт Т-II								
Блок II								
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	2			2		
	Количество определений, шт	-	4			4		
	Среднее значение	-	0,28			0,77		
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,048			0,033		
	Интервал изменения	-	0,25	-	0,32	0,75	-	0,82
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-			-		
	Количество определений, шт	3	-			-		
	Среднее значение	0,03	-			-		
	Коэффициент вариации, д.ед.	1,304	-			-		
	Интервал изменения	0,002	-	0,07	-		-	
Южное крыло								
Горизонт Т-I+II								
Блок I								
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1			1		
	Количество определений, шт	-	2			2		
	Среднее значение	-	0,28			0,88		
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,019			0,005		
	Интервал изменения	-	0,27	-	0,29	0,87	-	0,88

Продолжение табл.2.2.4

1	2	3	4	5	
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-	
	Количество определений, шт	3	-	-	
	Среднее значение	0,006	-	-	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,858	-	-	
	Интервал изменения	0,002	-	0,01	-
Блок II					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	-	
	Количество определений, шт	15	20	-	
	Среднее значение	6,30	0,15	-	
	Коэффициент вариации, д.ед.	2,788	0,235	-	
	Интервал изменения	0,26	-	27,5	0,14 - 0,24
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	1	
	Количество определений, шт	-	1	1	
	Среднее значение	-	0,28	0,75	
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	
	Интервал изменения	-	0,28	0,75	
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-	
	Количество определений, шт	4	-	-	
	Среднее значение	0,007	-	-	
	Коэффициент вариации, д.ед.	1,237	-	-	
	Интервал изменения	0,002	-	0,02	-
Блок III					
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	1	
	Количество определений, шт	-	6	6	
	Среднее значение	-	0,26	0,73	
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0,045	0,067	
	Интервал изменения	-	0,23	-	0,29

Продолжение табл.2.2.4

1	2	3	4	5
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-
	Количество определений, шт	3	-	-
	Среднее значение	0,002	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,944	-	-
	Интервал изменения	0,0002	-	0,004

2.3. Физико-химические свойства нефти, выделившегося газа и воды

Изучение состава и свойств нефти месторождения Биикжал пластовых и поверхностных условиях проводились в 2002-2023 года в лабораториях ТОО "Каспиймунайгаз", ТОО "КМГ ИНЖИНИРИНГ", ТОО «Стратум».

Исследования нефти проводились в соответствии с существующими ГОСТами (ОСТ 39-112-80).

После последних оперативных подсчётов запасов нефти за 2005г и 2006г (далее ОПЗ-2005г, ОПЗ-2006г) на месторождении изучены состав и свойства нефти в поверхностных условиях из 9 скважин (4, 7, 17, 24, 25, 26, 27, FX-1, BS-10), из них на северо-западном крыле из 6 скважин и на южном крыле из 3 скважин, в пластовых условиях из 3 скважин (4, 27, FX-1) и одной рекомбинированной пробе из скважины 26, из них на северо-западном крыле из 3 скважин и южном крыле из одной скважины, химический состав и физические свойства пластовых вод изучены по 8 пробам из 7 скважин.

2.3.1. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях по месторождению изучены по результатам лабораторных исследований 27 проб из 14 скважин, из них после ОПЗ-2005г и ОПЗ-2006г новых 9 проб из 9 скважин (4, 7, 17, 24, 25, 26, 27, FX-1, BS-10).

В процессе лабораторных исследований нефти в поверхностных условиях были определены основные свойства: физические – плотность в стандартных условиях, температура вспышки и застывания, кинематическая вязкость, молекулярная масса; групповой углеводородный состав; фракционный состав.

Изучение физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях проводилось по стандартам: плотность ГОСТ 3900-85, фракционный состав ГОСТ 2177-99, хлористых солей ГОСТ 21534-76, серы ГОСТ 1437-75, силикагелевых смол ГОСТ 11858-66, асфальтенов ГОСТ 11858-66, парафинов ГОСТ 11851-85, вязкость ГОСТ 33-82, температура вспышки и застывания ГОСТ 6356-75 и ГОСТ 20287-91.

Исследованиями нефти охарактеризованы продуктивные горизонты Ne-2, Ne-3, J₂, Ю-I (пачки А, Б), Т-II, Т-I+Т-II:

- на северо-западном крыле: по горизонту Ne-2 - 4 пробы из 2 скважин, из них 2 новые пробы из скважин BS-10, 26; по горизонту Ne-3 - 1 новая проба из скважины 27; по горизонту J₂ - 1 проба; по горизонту Ю-I (пачка А) – 6 пробы из 4 скважин, из них одна новая проба из скважины 24; по горизонту Ю-I (пачка Б) - 5 пробы из 2 скважин, из них 2 новые пробы из скважин 4 и 25;

- на юго-западном крыле: по горизонту Т-II – 3 пробы из 2 скважин;

- на южном крыле: по горизонту Т-I+Т-II – 7 пробы из 3 скважин, из них 3 новые пробы из скважин 7, 17, FX-1.

Не освещены пробами нефти залежи: блоков III, IV горизонта Ne-1; блоков I, IV, V горизонта Ne-2; блоков II, III, IV горизонта Ne-3; блока I

горизонта Ю-I (пачка А) на северо-западном крыле.

Северо-западное крыло

Исследованиями нефти охарактеризованы продуктивные горизонты Не-2, Не-3, J₂, Ю-I пачки А и Б.

Горизонт Не-2 охарактеризован 4 пробами из скважин: BS-10 (блок II) и 26 (блок III), из них 2 новые пробы из скважин BS-10, 26.

Блок II. По 3 пробам из скважины BS-10 плотность нефти при 20⁰С изменяется от 0,870 г/см³ до 0,877 г/см³, в среднем составляя 0,873 г/см³ нефть относится к тяжелым. По содержаниям серы к малосернистым (0,23% масс), смол силикагелевых к малосмолистым (15,16% масс), парафина к малопарафинистым (0,41% масс). Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 38,92 мм²/с и нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С - 17,7% об, керосиновых до 300⁰С – 34,3% об.

Блок III. По одной пробой из скважины 26 плотность нефти при 20⁰С составляет 0,856 г/см³ и нефть относится к средним. По содержаниям серы к малосернистым (0,28% масс), смол силикагелевых+асфальтены (7,8% масс), парафина к парафинистым (2,7% масс). Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 24,5 мм²/с и нефть относится к повышенной вязкости. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 24,0% об, керосиновых до 300⁰С – 41,0% об.

Горизонт Не-3 охарактеризован одной новой пробой из скважины 27 (блок I), где плотность нефти при 20⁰С составляет 0,875 г/см³ и нефть относится к тяжелым. По содержаниям серы к малосернистым (0,33% масс), смол силикагелевых+асфальтены (9,07% масс), парафина к парафинистым (2,3% масс). Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 69,3 мм²/с и нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 17,5% об, керосиновых до 300⁰С – 32,5% об.

Горизонт J₂ охарактеризован одной пробой из скважины 12 (блок VII), где плотность нефти при 20⁰С составляет 0,915 г/см³ и нефть относится к очень тяжелым. По содержаниям серы к малосернистым (0,37% масс), смол силикагелевых к малосмолистым (12,46% масс), парафина к малопарафинистым (0,69% масс). Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 745,5 мм²/с и нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 4,0% об, керосиновых до 300⁰С – 25,0% об.

Горизонт Ю-I пачка А охарактеризован 6 пробами из скважин: 4,24, 5НН (блок V), 13 (блок VII), из них 2 новые пробы из скважин 4 и 24.

Блок V. По 5 пробам из 3 скважин (4, 24, 5НН) плотность нефти при 20⁰С изменяется от 0,827 г/см³ до 0,835 г/см³, в среднем составляя 0,830 г/см³ нефть относится к легким. По содержаниям серы к малосернистым (0,16% масс), смол силикагелевых к малосмолистым (7,09% масс), парафина к парафинистым (1,66% масс). Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 8,04 мм²/с и нефть относится к повышенной вязкости. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 29,7% об, керосиновых до

300°C – 50,9% об.

Блок VII. По одной пробой из скважины 13 плотность нефти при 20°C составляет 0,834 г/см³ и нефть относится к очень легким. По содержаниям серы к малосернистым (0,15% масс), смол силикагелевых к малосмолистым (10,02% масс), парафина к малопарафинистым (0,71% масс). Кинематическая вязкость при 20°C составляет 7,55 мм²/с и нефть относится к повышенной вязкости. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C – 32,0% об, керосиновых до 300°C – 56,0% об.

Горизонт Ю-I пачка Б охарактеризован 5 пробами из скважин: 25 (блок IV) и 4 (блок V), из них 2 новые пробы из скважин 4 и 25.

Блок IV. По 3 пробам из скважины 25 плотность нефти при 20°C изменяется от 0,822 г/см³ до 0,837 г/см³, в среднем составляя 0,829 г/см³ нефть относится к легким. По содержаниям серы к малосернистым (0,20% масс), смол силикагелевых к малосмолистым (9,27% масс), парафина к малопарафинистым (0,96% масс). Кинематическая вязкость при 20°C составляет 8,07 мм²/с и нефть относится к повышенной вязкости. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C – 29,7% об, керосиновых до 300°C – 51,3% об.

Блок V. По 2 пробам из скважины 4 плотность нефти при 20°C изменяется от 0,836 г/см³ до 0,858 г/см³, в среднем составляя 0,847 г/см³ нефть относится к легким. По содержаниям серы к малосернистым (0,25% масс), смол силикагелевых к малосмолистым (6,99% масс), парафина к парафинистым (2,85% масс). Кинематическая вязкость при 20°C составляет 14,01 мм²/с и нефть относится к повышенной вязкости. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C – 26,3% об, керосиновых до 300°C – 45,3% об.

Юго-западное крыло

Исследованиями нефти охарактеризован продуктивный горизонт Т-II.

Горизонт Т-II охарактеризован 3 пробами из скважин 2P, BS-4 (блок II), где плотность нефти при 20°C изменяется от 0,864 г/см³ до 0,884 г/см³, в среднем составляя 0,872 г/см³ нефть относится к тяжелым. Углеводородный состав серы, смол силикагелевых, парафина определены по одной пробе: по содержаниям серы к малосернистым (0,42% масс), смол силикагелевых к смолистым (18,3% масс), парафина к малопарафинистым (0,87% масс). Кинематическая вязкость при 20°C по одной пробе составляет 29,37 мм²/с и нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых и керосиновых фракций не определены.

Южное крыло

Исследованиями нефти охарактеризован продуктивный горизонт Т-I+II.

Горизонт Т-I+II охарактеризован 7 пробами из скважин: FX-1 (блок I), 7 (блок II) и 17 (блок III), из них 3 новые пробы из скважин 7, 17, FX-1.

Блок I. По 2 пробам из скважины FX-1 плотность нефти при 20°C изменяется от 0,842 г/см³ до 0,855 г/см³, в среднем составляя 0,849 г/см³ нефть относится к легким. По содержаниям серы к малосернистым (0,28% масс), смол силикагелевых к малосмолистым (9,54% масс), парафина к

парафинистым (1,16% масс). Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 19,5 мм²/с и нефть относится к повышенной вязкости. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 19,0% об, керосиновых до 300⁰С – 35,5% об.

Блок II. По 2 пробам из скважины 7 плотность нефти при 20⁰С изменяется от 0,834 г/см³ до 0,846 г/см³, в среднем составляя 0,840 г/см³ нефть относится к легким. По содержаниям серы к малосернистым (0,27% масс), смол силикагелевых к малосмолистым (9,18% масс), парафина к парафинистым (1,46% масс). Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 11,64 мм²/с и нефть относится к повышенной вязкости. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 28,3% об, керосиновых до 300⁰С – 51,0% об.

Блок III. По 3 пробам из скважины 17 плотность нефти при 20⁰С изменяется от 0,835 г/см³ до 0,845 г/см³, в среднем составляя 0,839 г/см³ нефть относится к легким. По содержаниям серы к малосернистым (0,27% масс), смол силикагелевых к малосмолистым (9,91% масс), парафина к парафинистым (1,62% масс). Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 10,86 мм²/с и нефть относится к повышенной вязкости. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 31,0% об, керосиновых до 300⁰С – 56,7% об.

Диапазоны изменения и средние значения физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях представлены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 - Диапазоны изменения и средние значения физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения		Сред. значение	Количество исследованных		Сред. значение	Количество исследованных		Диапазон изменения		Сред. значение	Количество исследованных		Сред. значение	Количество исследованных		Сред. значение			
	скв	проб				скв	проб		скв	проб				скв	проб							
Северо-западное крыло																						
Горизонт	Ne-2								В целом по горизонту						Ne-3			J ₂				
Блок	II						III									I			VII			
Плотность нефти, г/см ³	1	3	0,870	-	0,877	0,873	1	1	0,856	2	4	0,856	-	0,877	0,869	1	1	0,875	1	1	0,915	
Вязкость, мПа*с																						
при 20° С	1	3	31,0	-	43,9	38,92	1	1	24,5	2	4	24,50	-	43,9	35,32	1	1	69,3	1	1	745,5	
при 50° С	1	3	10,64	-	17,44	14,3	1	1	7,88	2	4	7,88	-	17,44	12,72	1	1	19,7	1	1	119,3	
Температура застывания, °С	1	2	-60,00	-	-18,00	-	1	1	-24,0	2	3	-60,0	-	-18,0	-	1	1	-23,0	1	1	-13,0	
Температура плавления парафина, °С	-	-		-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Массовое содержание, %	серы	1	3	0,21	-	0,27	0,23	1	1	0,28	2	4	0,21	-	0,28	0,24	1	1	0,33	1	1	0,37
	смолы силикагелевых	1	3	12,76	-	19,96	15,16	1	1	7,8	2	4	7,80	-	19,96	15,16	1	1	9,07	1	1	12,46
	асфальтенов	1	3	0,46	-	19,96	0,64				2	4	0,46	-	7,80	0,64				1	1	1,73
	парафина	1	3	0,30	-	0,46	0,41	1	1	2,7	2	4	0,30	-	2,70	0,98	1	1	2,3	1	1	0,69
Объемный выход фракций, %	н.к °С	1	3	70,0		70,0	1	1	57,0	2	4	57,0	-	70,0	66,75	1	1	62,0	1	1	175,0	
	до 200° С	1	3	14,0	-	21,0	17,7	1	1	24,0	2	4	14,0	-	24,0	19,3	1	1	17,5	1	1	4,0
	до 250° С	1	3	19,0	-	28,0	24,3	-	-	-	2	3	19,0	-	28,0	24,3	-	-	-	1	1	13,0
	до 300° С	1	3	25,0	-	39,0	34,3	1	1	41,0	2	4	25,0	-	41,0	36,0	1	1	32,5	1	1	25,0

Продолжение табл.2.3.1

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения			Сред. значение	Количество исследованных		Сред. значение	Количество исследованных		Диапазон изменения			Сред. значение	
	скв	проб					скв	проб		скв	проб					
Северо-западное крыло																
Горизонт	Ю-И пачка А									В целом по горизонту						
Блок	V						VII									
Плотность нефти, г/см ³	3	5	0,827	-	0,835	0,830	1	1	0,834	4	6	0,827	-	0,835	0,831	
Вязкость, мПа*с																
при 20° С	3	5	7,1	-	10,5	8,04	1	1	7,55	4	6	7,05	-	10,5	7,96	
при 50° С	3	5	3,76	-	5,25	4,2	1	1	3,95	4	6	3,76	-	5,25	4,13	
Температура застывания, °С	2	4	-45,0	-	-18,0	-	1	1	-15,0	3	5	-45,0	-	-15,0	-	
Температура плавления парафина, °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Массовое содержание, %	серы	3	5	0,11	-	0,24	0,16	1	1	0,15	4	6	0,11	-	0,24	0,16
	смолы силикагелевых	3	5	4,42	-	9,89	7,09	1	1	10,02	4	6	4,42	-	10,02	7,58
	асфальтенов	3	5	0,16	-	1,08	0,53	1	1	0,26	4	6	0,16	-	1,08	0,49
	парафина	3	5	0,71	-	5,28	1,66	1	1	0,71	4	6	0,71	-	5,28	1,50
Объемный выход фракций, %	н.к °С	3	5	45,0	-	80,0	59,6	1	1	48,0	4	6	45,0	-	80,0	57,7
	до 200° С	3	5	28,0	-	32,0	29,7	1	1	32,0	4	6	28,0	-	32,0	30,1
	до 250° С	3	5	37,0	-	42,0	38,8	1	1	42,0	4	6	37,0	-	42,0	39,3
	до 300° С	3	5	47,0	-	55,0	50,9	1	1	56,0	4	6	47,0	-	56,0	51,8

Продолжение табл.2.3.1

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения			Сред. значение	Количество исследованных		Диапазон изменения			Сред. значение	Количество исследованных		Диапазон изменения			Сред. значение	
	скв	проб					скв	проб					скв	проб					
Северо-западное крыло																			
Горизонт	Ю-I пачка Б											В целом по горизонту							
Блок	IV						V												
Плотность нефти, г/см ³	1	3	0,822	-	0,837	0,829	1	2	0,836	-	0,858	0,847	2	5	0,822	-	0,858	0,836	
Вязкость, мПа*с																			
при 20° С	1	3	7,24	-	8,59	8,07	1	2	11,0	-	17,02	14,01	2	5	7,24	-	17,02	10,45	
при 50° С	1	3	3,62	-	4,45	3,99	1	2	5,09	-	7,14	6,12	2	5	3,62	-	7,14	4,84	
Температура застывания, °С	1	3	-42,0	-	-20,0	-	1	2	-36,0	-	-20,0	-	2	5	-42,0	-	-20,0	-	
Температура плавления парафина, °С	-	-		-		-	-	-		-		-	-	-	-	-	-	-	
Массовое содержание, %	серы	1	3	0,12	-	0,25	0,20	1	2	0,20	-	0,30	0,25	2	5	0,12	-	0,30	0,22
	смолы силикагелевых	1	3	8,90	-	9,60	9,27	1	2	5,50	-	8,47	6,99	2	5	5,50	-	9,60	8,35
	асфальтенов	1	3	0,01	-	0,19	0,07	1	2	0,70			0,70	2	5	0,01	-	0,70	0,32
	парафина	1	3	0,69	-	1,47	0,96	1	2	0,87	-	4,82	2,85	2	5	0,69	-	4,82	1,71
Объемный выход фракций, %	н.к °С	1	2	67,0	-	70,0	68,5	1	2	52,0	-	106,0	79,0	2	4	52,0	-	106,0	73,8
	до 200° С	1	3	27,0	-	33,0	29,7	1	2	24,0	-	28,5	26,3	2	5	24,0	-	33,0	28,3
	до 250° С	1	3	32,0	-	45,0	38,7	1	2	34,0	-	37,0	35,5	2	5	32,0	-	45,0	37,4
	до 300° С	1	3	39,0	-	61,0	51,3	1	2	44,0	-	46,5	45,3	2	5	39,0	-	61,0	48,9

Продолжение табл.2.3.1

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения		Сред. значение	Количество исследованных		Диапазон изменения		Сред. значение	Количество исследованных		Диапазон изменения		Сред. значение			
	скв	проб				скв	проб				скв	проб						
	Юго-западное крыло					Южное крыло												
Горизонт	Т-П					Т-I+Т-II												
Блок	II					I					II							
Плотность нефти, г/см ³	2	3	0,864	-	0,884	0,872	1	2	0,842	-	0,855	0,849	1	2	0,834	-	0,846	0,840
Вязкость, мПа*с																		
при 20° С	1	1	29,37		29,37	1	2	10,3	-	28,7	19,5	1	2	9,0	-	14,3	11,64	
при 50° С	-	-	-		-	1	2	4,89	-	10,92	7,91	1	2	4,62	-	5,98	5,30	
Температура застывания, °С	1	1	-40,0		-	1	2	-39,0	-	-35,0	-	1	2	-20,0		-20,0		
Температура плавления парафина, °С	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Массовое содержание, %	серы	1	1	0,42		0,42	1	2	0,28	-	0,28	0,28	1	2	0,20	-	0,34	0,27
	смолы силикагелевых	1	1	18,3		18,3	1	2	6,8	-	12,27	9,54	1	2	7,42	-	10,93	9,18
	асфальтенов	-	-	отс.		отс.	1	2	0,25	-	0,36	0,31	1	2	0,42	-	1,70	1,06
	парафина	1	1	0,87		0,87	1	2	0,81	-	1,51	1,16	1	2	0,75	-	2,17	1,46
Объемный выход фракций, %	н.к °С	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	1	2	40,0	-	89,0	64,5
	до 200° С	-	-	-		-	1	2	17,0	-	21,0	19,0	1	2	22,5	-	34,0	28,3
	до 250° С	-	-	-		-	1	2	22,0	-	29,0	25,5	1	2	33,0	-	44,0	38,5
	до 300° С	-	-	-		-	1	2	32,0	-	39,0	35,5	1	2	45,0	-	57,0	51,0

Продолжение табл.2.3.1

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения			Сред. значение	Количество исследованных		Диапазон изменения			Сред. значение	
	скв	проб					скв	проб					
Южное крыло													
Горизонт	Т-I+Т-II					В целом по горизонту							
Блок	III												
Плотность нефти, г/см ³	1	3	0,835	-	0,843	0,839	3	7	0,834	-	0,855	0,842	
Вязкость, мПа*с													
при 20° С	1	3	8,62	-	13,9	10,86	3	7	8,62	-	28,68	13,55	
при 50° С	1	3	4,33	-	6,05	5,02	3	7	4,33	-	10,92	5,92	
Температура застывания, °С	1	2	-20,0			-20,0	3	6	-39,0	-	-20,0	-	
Температура плавления парафина, °С	-	-		-		-	-	-	-	-	-	-	
Массовое содержание, %	серы	1	3	0,24	-	0,29	0,27	3	7	0,20	-	0,34	0,27
	смолы силикагелевых	1	3	7,34	-	11,42	9,91	3	7	6,80	-	12,27	9,59
	асфальтенов	1	3	0,46	-	0,59	0,53	3	7	0,25	-	1,70	0,62
	парафина	1	3	0,81	-	3,22	1,62	3	7	0,75	-	3,22	1,44
Объемный выход фракций, %	н.к °С	1	3	50,0	-	84,0	63,0	2	5	40,0	-	89,0	63,6
	до 200° С	1	3	24,0	-	35,0	31,0	3	7	17,0	-	35,0	26,8
	до 250° С	1	3	35,0	-	48,0	43,0	3	7	22,0	-	48,0	36,7
	до 300° С	1	3	46,0	-	64,0	56,7	3	7	32,0	-	64,0	49,0

2.3.2. Свойства нефти в пластовых условиях

Всего свойства нефти в пластовых условиях по месторождению изучены по результатам лабораторных исследований 14 проб из 10 скважин, из них после ОПЗ-2005г и ОПЗ-2006г новых 3 глубинных проб из 3 скважин (4, 27, FX-1) и одна рекомбинированная проба из скважины 26.

В процессе лабораторных исследований нефти в поверхностных условиях определены основные свойства: физические – плотность в стандартных условиях, температура вспышки и застывания, кинематическая вязкость, групповой углеводородный состав; фракционный состав. Параметры определены согласно действующим ГОСТам.

Исследованиями нефти охарактеризованы продуктивные горизонты Ne-2, Ne-3, Ю-I (пачки А, Б), Т-I+Т-II:

- на северо-западном крыле: по горизонту Ne-2 - 2 пробы из 2 скважин, из них одна новая проба из скважины 26; по горизонту Ne-3 – 1 проба; по горизонту Ю-I (пачка А) – 4 пробы из 3 скважин; по горизонту Ю-I (пачка Б) - 3 пробы из 2 скважин;

- на южном крыле: по горизонту Т-I+II – 4 пробы из 3 скважин, из них одна новая проба из скважины FX-1.

Не освещены пробами нефти залежи: блоков III, IV горизонта Ne-1; блоков I, IV, V горизонта Ne-2; блоков II, III, IV горизонта Ne-3; блока VII горизонта J₂; блоков I, VII горизонта Ю-I (пачка А) на северо-западном крыле, залежь блока II горизонта Т-II на юго-западном крыле.

Северо-западное крыло

Исследованиями нефти охарактеризованы продуктивные горизонты Ne-2, Ne-3, Ю-I пачки А и Б.

Горизонт Ne-2 охарактеризован 2 пробами из скважин: BS-10 (блок II) и 26 (блок III), из них одна новая рекомбинированная проба из скважины 26.

Блок II. По одной пробе из скважины BS-10 плотность пластовой нефти равна 0,8136 г/см³. Давление насыщения нефти газом составило 1,98 МПа при пластовом давлении 5,0 МПа, газосодержание – 15,81 м³/т, объемный коэффициент - 1,096, вязкость нефти – 13,07 мПа*с.

Блок III. По одной новой пробе из скважины 26 плотность пластовой нефти равна 0,832 г/см³. Давление насыщения нефти газом составило 3,31 МПа при пластовом давлении 6,13 МПа, газосодержание – 18,33 м³/т, объемный коэффициент - 1,048, вязкость нефти – 4,83 мПа*с.

Горизонт Ne-3 охарактеризован одной новой пробой из скважины 27 (блок I), где плотность пластовой нефти равна 0,841 г/см³. Давление насыщения нефти газом составило 4,33 МПа при пластовом давлении 6,86 МПа, газосодержание – 29,96 м³/т, объемный коэффициент - 1,071, вязкость нефти – 7,85 мПа*с.

Горизонт Ю-I пачка А. Свойства нефти изучены по 4 пробам из скважин 4, 24, 5НН (блок V), из них одна новая проба из скважины 4.

Блок V. По 4 пробам из 3 скважин (4, 24, 5Н) плотность пластовой нефти изменяется 0,7245-0,7797 г/см³, в среднем составляя 0,755 г/см³, давление насыщения нефти газом – 4,75 – 7,37 МПа, в среднем – 6,04 МПа при пластовом

давлении 9,46 МПа, газосодержание в среднем составляет 70,3 м³/т, объемный коэффициент - 1,191, вязкость нефти – 1,46 мПа*с.

Горизонт Ю-I пачка Б. Свойства нефти изучены по 3 пробам из скважин 25 (блок IV) и 4 (блок V).

Блок IV. По 2 пробам из скважины 25 плотность пластовой нефти изменяется 0,752-0,753 г/см³, в среднем составляя 0,7525 г/см³, давление насыщения нефти газом – 5,74 – 5,85 МПа, в среднем – 5,80 МПа при пластовом давлении 9,1 МПа, газосодержание в среднем составляет 85,49 м³/т, объемный коэффициент - 1,233, вязкость нефти – 1,32 мПа*с.

Блок V. По одной пробе из скважины 4 плотность пластовой нефти составляет 0,761 г/см³, давление насыщения нефти газом – 4,96 МПа при пластовом давлении 9,75 МПа, газосодержание составляет 61,35 м³/т, объемный коэффициент - 1,190.

Южное крыло

Исследованиями нефти охарактеризован продуктивный горизонт Т-I+II.

Горизонт Т-I+II охарактеризован 4 пробамии из 3 скважин: FX-1 (блок I), 7 (блок II), 7 (блок III), из них одна новая проба из скважины FX-1.

Блок I. По 2 пробам из скважины FX-1 плотность пластовой нефти изменяется 0,810-0,827 г/см³, в среднем составляя 0,819 г/см³, давление насыщения нефти газом – 1,22 – 1,6 МПа, в среднем – 1,41 МПа при пластовом давлении 6,93 МПа, газосодержание – 15,53 м³/т, объемный коэффициент - 1,046, вязкость нефти – 4,27 мПа*с.

Блок II. По одной пробе из скважины 7 плотность пластовой нефти равна 0,803 г/см³. Давление насыщения нефти газом составило 1,4 МПа при пластовом давлении 6,77 МПа, газосодержание – 15,97 м³/т, объемный коэффициент - 1,057.

Блок III. По одной пробе из скважины 17 плотность пластовой нефти равна 0,779 г/см³. Давление насыщения нефти газом составило 1,94 МПа при пластовом давлении 7,94 МПа, газосодержание – 22,09 м³/т, объемный коэффициент - 1,108.

Диапазоны изменения и средние значения физико-химических свойств нефти в пластовых условиях представлены в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2 - Диапазоны изменения и средние значения физико-химических свойств нефти в пластовых условиях

Наименование	Кол-во исследованных		Срзначение	Количество исследованных		Сред. значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Срзначение	Кол-во исследованных		Сред. значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Срзначение				
	скв	проб		скв.	проб		скв	проб			скв	проб		скв	проб						
Северо-западное крыло																					
Горизонт	Ne-2					В целом по горизонту					Ne-3			Ю-I пачка А							
Блок	II			V						I			V								
Давление насыщения газом, МПа	1	1	1,98	1	1	3,31	2	2	1,98	-	3,31	2,65	1	1	4,33	3	4	4,75	-	7,37	6,04
Газосодержание, м ³ /т	1	1	15,81	1	1	18,33	2	2	15,81	-	18,33	17,07	1	1	29,96	3	4	62,09	-	90,40	70,3
Пластовая температура, °С	1	1	31,4	1	1	33,0	2	2	31,4	-	33,0	32,2	1	1	33,9	3	4	40,0	-	42,0	40,7
Пластовое давление, МПа	1	1	5,0	1	1	6,13	2	2	5,0	-	6,13	5,57	1	1	6,86	3	4	9,12	-	9,75	9,46
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	0,814	1	1	0,832	2	2	0,814	-	0,832	0,823	1	1	0,841	3	4	0,7245	-	0,7797	0,755
Вязкость, МПа*с	1	1	13,07	1	1	4,83	2	2	4,83	-	13,07	8,95	1	1	7,85	2	2	1,437	-	1,474	1,46
Объемный коэффициент, доли ед.	1	1	1,096	1	1	1,048	2	2	1,048	-	1,096	1,072	1	1	1,071	3	4	1,140	-	1,226	1,191
Усадка, %	1	1	8,76	1	1	4,59	2	2	4,59	-	8,76	6,68	1	1	6,63	3	4	12,30	-	18,43	15,89
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	1	1	7,98	1	1	0,48	2	2	0,48	-	7,98	4,23	1	1	0,61	3	4	9,37	-	11,47	10,29

Продолжение табл. 2.3.2

Наименование	Кол-во исследованных		Диапазон изменения			Срзначение	Кол-во исследованных		Срзначение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения			Срзначение
	скв	проб					скв	проб		скв	проб				
	Северо-западное крыло														
Горизонт	Ю-И пачка Б									В целом по горизонту					
Блок	IV						V								
Давление насыщения газом, МПа	1	2	5,74	-	5,85	5,80	1	1	4,96	2	3	4,96	-	5,85	5,52
Газосодержание, м ³ /т	1	2	80,07	-	90,90	85,49	1	1	61,35	2	3	61,35	-	90,90	77,4
Пластовая температура, °С	1	2	42,0	-	42,1	42,1	1	1	42,0	2	3	42,0	-	42,1	42,03
Пластовое давление, МПа	1	2	9,1			9,1	1	1	9,75	2	3	9,1	-	9,75	9,32
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	2	0,752	-	0,753	0,7525	1	1	0,761	2	3	0,752	-	0,761	0,755
Вязкость, МПа*с	1	2	1,2	-	1,4	1,32	-	-	-	1	2	1,24	-	1,39	1,32
Объемный коэффициент, доли ед.	1	2	1,228	-	1,237	1,233	1	1	1,190	2	3	1,190	-	1,237	1,218
Усадка, %	1	2	18,56	-	19,16	18,86	1	1	15,93	2	3	15,93	-	19,16	17,88
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	1	2	11,47	-	12,85	12,16	1	1	10,37	2	2	10,37	-	12,85	11,56

Продолжение табл. 2.3.2

Наименование	Кол-во исследованных		Диапазон изменения				Срз-значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения				Срз-значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения				Срз-значение
	скв	проб						скв	проб						скв	проб					
Южное крыло																					
Горизонт	Т-I-II												В целом по горизонту								
Блок	I					II			III												
Давление насыщения газом, МПа	1	2	1,22	-	1,60	1,41	1	1	1,4	1	1	1,94	3	4	1,22	-	1,94	1,54			
Газосодержание, м ³ /т	1	2	15,4	-	15,65	15,53	1	1	15,97	1	1	22,09	3	4	15,4	-	22,1	17,28			
Пластовая температура, °С	1	2	37,5	-	38,0	37,8	1	1	38,5	1	1	38,0	3	4	37,5	-	38,5	38,0			
Пластовое давление, МПа	1	2	6,20	-	7,7	6,93	1	1	6,77	1	1	7,94	3	4	6,20	-	7,94	7,14			
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	2	0,810	-	0,827	0,819	1	1	0,803	1	1	0,779	3	4	0,779	-	0,827	0,805			
Вязкость, МПа*с	1	1	4,27			4,27	-	-	-	-	-	-	1	1	4,27			4,27			
Объемный коэффициент, доли ед.	1	2	1,044	-	1,048	1,046	1	1	1,057	1	1	1,108	3	4	1,044	-	1,108	1,064			
Усадка, %	1	2	4,21	-	4,50	4,36	1	1	5,4	1	1	9,75	3	4	4,21	-	9,75	5,97			
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	1	2	8,11	-	8,26	8,19	1	1	9,51	1	1	9,5	3	4	8,11	-	9,51	8,85			

2.3.3. Компонентный состав выделившегося газа

Компонентный состав выделившегося газа изучены по 14 анализам из 10 скважин, из них после ОПЗ-2005г и ОПЗ-2006г новых 4 анализов из 4 скважин (4, 26, 27, FX-1).

Компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл - 5000» по ГОСТУ 31371(ISO 6974).

Исследованиями нефти охарактеризованы продуктивные горизонты Ne-2, Ne-3, Ю-I (пачки А, Б), Т-I+Т-II:

- *на северо-западном крыле:* по горизонту Ne-2 - 2 анализа из 2 скважин, из них один новый анализ из скважины 26; по горизонту Ne-3 – 1 анализ; по горизонту Ю-I (пачка А) – 4 анализа из 3 скважин, из них один новый анализ из скважины 4; по горизонту Ю-I (пачка Б) - 3 анализа из 2 скважин;

- *на южном крыле:* по горизонту Т-I+II – 4 анализа из 3 скважин, из них один новый анализ из скважины FX-1.

На северо-западном крыле один анализ по скважине 4 (гор.Ю-I пачка А) и на южном крыле 2 анализа по скважинам 17, FX-1 (гор.Т-I+II) отнесены к некондиционным, так как характеризуются низким мольным содержанием метана (20,72-30,0%).

Непредставительные значения параметров не учитывались при определении средних значений.

Компонентный состав выделившегося газа приведен в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3 - Компонентный состав выделившегося газа

№№ скв.	Интервал перфорации, м	Компонентный состав (мольное содержание, %)											Относит. плотность по воздуху	Дата отбора	Организация, проводившая исследование
		Метан	Этан	Пропан	н-Бутан	и-Бутан	н-Пентан	и-Пентан	Гексан	Гептан	Октан	N ₂			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Северо-западное крыло															
Горизонт Не-2															
Блок II															
BS-10	587,3-606,0	77,68	5,23	5,93	3,34	1,55	0,93	0,93	0,43	-	-	3,65	0,787	23.06.2006г	ТОО "Каспий-мунайгаз"
Блок III															
26	602,0-607,0 608,0-610,0	74,32	4,65	1,35	5,87	2,43	1,56	1,69	0,90	0,37	0,10	6,40	0,840	30.10.2023г	ТОО "Стратум"
Среднее по Не-2		76,00	4,94	3,64	4,61	1,99	1,25	1,31	0,67	0,37	0,10	5,03	0,814		
Горизонт Не-3															
Блок I															
27	609,5-615,0 616,0-619,0	52,76	15,29	16,22	6,20	2,58	1,11	1,22	0,15	0,79	0,008	3,57	0,999	14.08.2023г	ТОО "Стратум"
Горизонт Ю-I пачка А															
Блок V															
4	920,5-930,5 933,0-938,0	55,41	15,80	13,0	5,88	2,23	1,43	1,65	-	-	-	1,08	1,008	26.04.2003г	ТОО "Каспий-мунайгаз"
4*	920,5-930,5	28,27	17,75	22,04	12,01	4,32	4,18	3,47	2,73	1,17	0,30	3,76	1,391	10.10.2006г	ТОО "Каспий-мунайгаз"
24	903,0-922,0	89,46	2,02	6,15	1,20	0,56	0,18	0,3	-	-	-	10,1	0,708	23.09.2005г	
5НН	1004,0-1012,0	41,52	18,3	20,0	-	11,3	-	3,093	1,40	-	-	2,48	1,172	04.05.2004г	
Сред.по Ю-I пачка А		62,13	12,04	13,05	3,54	4,70	0,81	1,68	1,40			4,56	0,963		

Продолжение табл.2.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт Ю-I пачка Б															
Блок IV															
25	944,0-950,0	97,80	21,40	5,92	9,48	4,56	4,74	11,64	2,43	-	-	отс.	1,213	22.02.2006г	ТОО "Каспий- мунайгаз"
		97,70	18,30	5,42	9,50	4,43	4,96	12,17	2,57	-	-	отс.	1,205	25.02.2006г	
Средн. по бл.IV		97,75	19,85	5,67	9,49	4,50	4,85	11,91	2,50				1,209		
Блок V															
4	953,0-964,0	43,99	20,0	17,0	8,12	3,48	1,62	2,06	0,86	-	-	1,03	1,121	20.04.2003г	
Сред.по Ю-I пачка Б		79,83	19,90	9,45	9,03	4,16	3,77	8,62	1,95			1,03	1,180		
Среднее по крылу		70,07	13,44	10,11	6,20	3,68	2,07	3,86	1,25	0,58	0,05	4,05	1,006		
Южное крыло															
Горизонт Т-I+II															
Блок I															
FX-1	717,0-723,0	42,58	18,1	23,0	5,77	2,99	1,40	1,74	0,84	-	-	1,10	1,119	29.03.2002г	
	725,0-726,0														
	744,0-746,0														
	748,0-762,0														
	713,0-717,0														
FX-1*	717,0-724,0	20,72	26,15	28,68	10,04	5,22	1,92	2,46	0,29	-	-	4,46	1,307	11.06.2022г	ТОО "КМГ ИНЖИНИРИНГ"
Средн. по бл.I		42,58	18,1	23,0	5,77	2,99	1,40	1,74	0,84			1,10	1,119		
Блок II															
7	713,0-717,0	43,24	17,8	21,0	-	9,1	-	3,95	0,90	-	-	1,59	1,130	16.01.2005г	
	718,0-726,0														
	727,0-738,0														
	740,5-745,5														
Блок III															
17*	790,0-808,0	30,0	24,8	18,0	-	14,3	-	5,86	2,18	-	-	4,31	1,281	10.03.2005г	
Среднее по Т-I+II		42,91	17,95	22,0	5,77	6,05	1,40	2,85	0,87			1,35	1,124		
Примечание: *- некондиционные пробы															

Северо-западное крыло

Компонентным составом выделившегося газа охарактеризованы продуктивные горизонты Не-2, Не-3, Ю-1 пачка А и Б.

Горизонт Не-2. Состав выделившегося газа изучен по 2 анализам из 2 скважин: BS-10 (блок II) и 26 (блок III), из них один новый анализ из скважины 26.

Блок II. Состав выделившегося газа изучен по одному анализу из скважины BS-10, где мольное содержание метана составляет 77,68%, этана – 5,23%, пропана - 2,93%, бутанов – 4,89%, азота - 3,65%. Относительная плотность по воздуху – 0,787.

Блок III. Состав выделившегося газа изучен по одному анализу из скважины 26, где мольное содержание метана составляет 74,32%, этана – 4,65%, пропана - 1,35%, бутанов – 8,30%, азота – 6,4%. Относительная плотность по воздуху – 0,840.

Горизонт Не-3. Состав выделившегося газа изучен по одному новому анализу из скважины 27 (блок I), где мольное содержание метана составляет 52,76%, этана – 15,29%, пропана 16,22%, бутанов – 8,78%, азота – 3,57%. Относительная плотность по воздуху – 0,999.

Горизонт Ю-1 пачка А. Состав выделившегося газа изучен по 3 представительным анализам из скважин 4, 24, 5НН (блок V), где мольное содержание метана в среднем составляет 62,13%, этана – 12,04%, пропана – 13,05%, бутанов – 4,12, азота – 4,56%. Относительная плотность по воздуху – 0,963.

Горизонт Ю-1 пачка Б. Состав выделившегося газа изучен по 4 анализам из 2 скважин: 25 (блок IV) и 4 (блок V).

Блок IV. Состав выделившегося газа изучен по 2 анализам из скважины 25, где мольное содержание метана в среднем составляет 97,75%, этана – 19,85%, пропана - 5,67%, бутанов – 13,99%. Относительная плотность по воздуху – 1,134.

Блок V. Состав выделившегося газа изучен по одному анализу из скважины 4, где мольное содержание метана составляет 43,99%, этана – 20,0%, пропана – 17,0%, бутанов – 11,6%, азота – 1,03%. Относительная плотность по воздуху – 1,121.

По северо-западному крылу по углеводородным компонентам по сухости и жирности выделившийся газ по А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу классифицируется как сухой, метановый, низкоазотистый.

Южное крыло

Компонентным составом выделившегося газа охарактеризованы продуктивный горизонт Т-1+II.

Горизонт Т-1+II охарактеризован 2 представительными анализами из 2 скважин: FX-1 (блок I) и 7 (блок II).

Блок I. Состав выделившегося газа изучен по одному анализу из скважины FX-1, где мольное содержание метана составляет 42,58%, этана – 18,1%, пропана - 23,0%, бутанов – 8,76%, азота – 1,1%. Относительная плотность по воздуху – 1,119.

Блок II. Состав выделившегося газа изучен по одному анализу из скважины 7 мольное содержание метана составляет 43,24%, этана – 17,8%, пропана - 21,0%, бутана – 9,1%, азота – 1,59%. Относительная плотность по воздуху – 1,130.

По южному крылу по углеводородным компонентам по сухости и жирности выделившийся газ по А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу классифицируется как сухой, метановый, низкоазотистый.

2.3.4. Физические свойства и химический состав пластовых вод

На месторождении Биикжал пробы пластовых вод проанализированы в 2003-2022 года в лабораториях ТОО "Каспиймунайгаз", ТОО "КМГ Инжинирнг", АО НИПИ "Каспиймунайгаз".

Пластовые воды продуктивных горизонтов нижнемеловых, среднеюрских, триасовых отложений изучены по 10 пробам из 8 скважин (2Р, 4, 7, 13, 24, 25, FX-1, BS-10), из них 8 новые пробы из 7 скважин (2Р, 7, 13, 24, 25, FX-1, BS-10).

Одна проба воды с устья скважины 13, две пробы из скважины 2Р, полученные при промывке призабойной зоны и одна проба из скважины 7, где минерализация воды ($77,45 \text{ г/дм}^3$) ниже фоновых значений по другим горизонтам, отнесены к некондиционным пробам. Анализы по некондиционным пробам не учитывались при определении средних значений состава и свойств вод.

Сведения о физических свойствах воды и химическом составе месторождения Биикжал приведены в таблице 2.3.4.

Таблица 2.3.4.1 - Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Биикжал

№№ скв.	Интервал отбора, м	Дата отбора Дата анализа	Блок	Плотность, г/см ³	рН	Компонентный состав: мг/дм ³ , мг-экв/дм ³						Общая минерализация, мг/дм ³	Общ. мин-я, г/дм ³	Коэффициент метаморфизации			Микрокомпоненты, мг/дм ³			Жесткость общ, мг-экв/дм ³	Соленость, ‰	Тип воды по В.А.Сулину	Организация, выполнившая исследования	
						Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻			rNa ⁺ rCl ⁻	rCa ²⁺ rMg ²⁺	rCl-rNa ⁺ rMg ²⁺	J	B	Br					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Северо-западное крыло																								
Горизонт №-2																								
BS-10	587,2-606,0	05.10.2022г	II	1,089	7,23	47571,59	2204,4	1337,6	81052,0	отс.	118,95	132284,5	132,3	0,91	1,01	1,96	-	-	-	220,0	12,0	ХК	ТОО "КМГ Инжинирнг"	
Средн. знач. по №-2						47571,6	2204,4	1337,6	81052,0		119,0	132284,5	132,3											
Горизонт Ю-1 пачка А																								
24	904,0-920,0	14.08.2023г	V	1,126	5,59	66359,8	7000,0	2400,0	11742,0	12,0	н/о*	193250,0	193,2	0,83	1,77	2,77	14,8	-	7,85	547,5	16,43	ХК	ТОО "Стратум КЭР"	
Средн. знач. по Ю-1 пачка А						66359,8	7000,0	2400,0	11742,0	12,0		193250,0	193,2											
Горизонт Ю-1 пачка Б																								
25	944,0-950,0	09.10.2006г	IV	1,129	5,6	65871,0	5411,0	2067,0	117112,0	следы	79,0	190540,0	190,5	0,87	1,60	2,57	0,28	-	14,5	441,0	16,7	ХК	ТОО "Каспиймунайгаз"	
						2863,96	270,6	169,4	3298,9		1,3													
25	944,0-950,0	05.10.2022г	IV	1,130	6,36	66403,99	5360,7	2280	118460,6	отс.	30,5	192535,8	192,5	0,87	1,43	1,68	-	-	-	455,0	16,8	ХК	ТОО "КМГ Инжинирнг"	
						2887,13	268,0	186,9	3336,9		0,5													
4	953,0-964,0	20.05.2003г	V	1,143	5,3	62344,0	5600,0	1946,0	111825,0	66,0	24,0	181800,0	181,8	0,86	1,76	2,75	3,78	-	196	440,0	18,2	ХК		
						2710,6	280,0	159,5	3150,0	1,38	0,39													
Средн. знач. по Ю-1 пачка Б						64873,0	5457,2	2097,7	115799,2	66,0	44,5	188291,9	188,3											
13*	устье	29.09.2006г	VII	1,128	5,6	67495,0	5611,0	2189,0	120325,0	отс.	79,0	195699,0	195,7	0,87	1,56	1,62	0,28	-	15,78	460,0	16,7	ХК	ТОО "Каспиймунайгаз"	
						2934,57	280,6	179,4	3389,4		1,30													
Юго-западное крыло																								
Горизонт Т-II																								
2Р*	993,0-1005,0 с устья при промывке призабойной зоны	04.10.2006г	II	1,104	6,95	55870,0	5110,0	2006,0	100818,0	192,0	122,0	164118,0	164,1	0,85	1,55	1,61	0,30	-	15,0	420,0	13,8	ХК	ТОО "Каспиймунайгаз"	
						2429,13	255,5	164,4	2839,9	4,0	2,0													
2Р*	993,0-1005,0 при промывке	22.10.2005г	II	1,041	6,95	23594,0	802,0	243,0	38241,0	58,0	378,0			0,95	2,02	1,28	-	-	-	60,0	6,0	ХК	АО НИПИ "Каспиймунайгаз"	
						1025,83	40,1	19,9	1077,2	1,21	6,2													
Южное крыло																								
Горизонт Т-I+II																								
FX-1	717,0-723,0; 725,0-726,0; 744,0-746,0; 748,0-752,0	02.10.2006г	I	1,100	6,4	53027,0	4008,0	1824,0	93865,0	251,0	195,0	153170,0	153,2	0,87	1,34	2,26	0,28	-	15,05	350	13,3	ХК	ТОО "Каспиймунайгаз"	
						2305,5	200,4	149,5	2644,1	5,23	3,2													
7*	713,0-717,0; 718,5-726,0; 727,5-738,5; 740,5-745,5	04.08.2007г	II	1,058	7,8	28709,5	342,2	692,8	45758,6	30,0	1919,7	77452,8	77,45	0,97	0,30	0,74	7,35	-	45,2	45,56	7,7	ХМ	ТОО "КазНИГРИ"	
						1248,78	17,08	56,98	1290,79	0,62	31,43													
Средн. знач. по Т-I+II						53027,0	4008,0	1824,0	93865,0	251,0	195,0	153170,0	153,2											
Примечание: * - пробы некондиционные																								

Северо-западное крыло

Исследованиями пластовой воды охарактеризованы горизонты Не-2, Ю-1 (пачки А, Б).

Горизонт Не-2. Состав и свойства пластовой воды изучены по одной новой пробе из скважины BS-10, где минерализация пластовой воды составляет 132,3 г/дм³, плотность воды - 1,089 г/см³. Основными компонентами солевого состава являются ионы Cl и Na+K, pH среды нейтральная 7,23. По классификации В.А.Сулина вода относится к высокоминерализованным рассолам хлоридно-кальциевого типа.

Горизонт Ю-1 пласт А. Состав и свойства пластовой воды изучены по одной новой пробе из скважины 24, где минерализация пластовой воды составляет 193,2 г/дм³, плотность воды - 1,126 г/см³. Основными компонентами солевого состава являются ионы Cl и Na+K, pH среды слабокислая 5,59. По классификации В.А.Сулина вода относится к высокоминерализованным рассолам хлоридно-кальциевого типа.

Горизонт Ю-1 пласт Б. Состав и свойства пластовой воды изучены по 3 представительным пробам из 2 скважин (4, 25), из них 2 новые пробы из скважины 25.

Минерализация пластовых вод изменяется от 181,8 до 192,5 г/дм³, в среднем составляя 188,3 г/дм³, плотность вод - от 1,129 до 1,130 г/см³, средняя составляя 1,134 г/см³. Основными компонентами солевого состава являются ионы Cl и Na+K, pH среды слабокислая изменяется от 5,3 до 6,36, в среднем составляет 5,75. По классификации В.А.Сулина вода относится к высокоминерализованным рассолам хлоридно-кальциевого типа.

Южное крыло

Исследованиями нефти охарактеризован горизонт Т-1+II.

Горизонт Т-1+II. Состав и свойства пластовой воды изучен по одной представительной пробе из скважины FX-1, где минерализация пластовой воды составляет 153,2 г/дм³, плотность воды 1,100 г/см³. Основными компонентами солевого состава являются ионы Cl и Na+K, pH среды слабокислая 6,40. По классификации В.А.Сулина вода относится к высокоминерализованным рассолам хлоридно-кальциевого типа.

Пластовые воды меловых, юрских и триасовых отложений, после прохождения очистки, могут быть использованы для обратной закачки в пласт для поддержания пластового давления, а также технических целей.

2.4. Физико-гидродинамическая характеристика

Специальные исследования по определению *параметра пористости от пористости* были построены по данным 17-ти образцам керна, по меловым отложениям, по 38-ми образцам керна по юрским отложениям, по 12-ти образцам керна по триасовым отложениям. Лабораторные исследования керна осуществлялась лабораторией АО «КазНИГРИ». Исследовано 78 образцов (горизонт Не-1 один образец, Не-3 - два образца, Ю-І пачка А - 35 обр, Ю-І пачка Б - 12 обр, Т-І+ІІ - 22обр, Т-ІІ-один образец), 5 образцов вне горизонта.

Работа по изучению стандартного и специального комплекса керна по скважинам 26 и 27 произведены в лаборатории ТОО «STRATUMCER» (г.Актау-2023г). Исследовано 99 образцов (по горизонту Не-2 -49 образца, Не-3- 26 образца), 24 образца вне горизонта.

Специальные анализы, как электрические свойства породы с измерением капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны, коэффициента вытеснения нефти и ртутной парометрий были исследованы также этими лабораториями.

Специальный анализ по определению коэффициента вытеснения нефти водой был проведен на 8-ми образцах по скважинам 26 и 27 для меловых отложений. Исходя из полученных результатов, коэффициент вытеснения нефти водой составляет 43,47-60,55 в среднем-53,03%.

В таблице 2.4.1 приведены параметры использованных для эксперимента образцов и полученные результаты.

В таблице 2.4.2 представлены виды исследований, проведенных на керне и количество образцов.

Таблица 2.4.1 - Результаты анализа коэффициента вытеснения нефти водой

Скважина	Образец	Глубина. М	Пористость. %	Проницаемость. мД	Начальная водонасыщенность. %	Остаточная нефтенасыщенность. %	Коэффициент вытеснения. %
26	15ds	606,79	16,45	113,657	27,98	16,07	50,34
	17ds	608,12	34,65	911,84	20,51	16,99	43,47
27	16ds	591,83	30,07	471,18	23,32	16,51	51,48
	23ds	612,71	32,01	4980,77	12,16	14,17	56,22
	26ds	613,61	24,62	2455,08	17,16	14,68	53,26
	32ds	615,07	31,65	5470,83	13,94	16,13	54,85
	33ds	615,3	31,94	5996,23	12,05	18,02	54,1
	36ds	617,33	31,79	2845,33	16,74	12,76	60,55
Среднее							53,03

Таблица 2.4.2- Виды лабораторных исследований, проведенных на керне

Виды исследований	ОПЗ-2006г.		ПЗ-2023г.	
	Скважины	Количество образцов	Скважины	Количество образцов
Стандартные исследования				
Пористость, образец	4,7,BS-13,24,25	76	26,27	72
Плотность породы, образец	4,7,BS-13,24,25	76	26,27	-
Минерологическая плотность породы, образец	4,7,BS-13,24,26	76	26,27	72
Проницаемость, мД	4,7,24,27	68	26,27	72
Лазерный гранулометрический анализ, образец	FX-1, 2P,4,7,24,26	71	26,27	40
Карбонатность, образец	FX-1, 2P,4,7,24,26	71	26,27	40
Спектрометрический гамма-каротаж	-	-	26,27	2
Литологическое описание керна, образец	FX-1, 2P,7,24,25	56	26,27	148
Фотографии керна, образец	-	-	26,27	32
Специальные анализы				
Параметр пористости, образец	4,7,BS-13,24,26	71	26,27	17
Параметр насыщения, образец	4,7	32	26,27	17
Определение капиллярного давления, образец	-	-	26,27	8
Относительная проницаемость в системе нефть-вода	-	-	26,27	8
Ртутная порометрия	-	-	26,27	20
ЯМР	-	-	26,27	7

2.5. Запасы нефти и растворенного газа

В 2024 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Биикжал Атырауской области РК по состоянию изученности на 02.01.2024 г.», утвержденный ГКЗ РК (Протокол №2684-24-У от 22июля 2024г). Утвержденные запасы нефти составляют:

Всего по месторождению:

нефти

C₁ - геологические – 2582 тыс. т, извлекаемые – 996 тыс. т.

C₂ - геологические – 827 тыс. т, извлекаемые – 240,4 тыс. т.

растворенного газа

C₁ – геологические – 67,4 млн. м³, извлекаемые – 30,4 млн. м³.

C₂ – геологические – 22,3 млн. м³, извлекаемые – 8,8 млн. м³.

Соотношение геологических запасов нефти категориям C₁ к C₂ составляет 76% и 24%.

Таблица 2.5.1 представлен подсчет запасов нефти и растворенного газа.

Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти и растворенного газа

Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Ср.взв. эффект. нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, д. ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, д.е.	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы раств. газа, млн. м ³	Извлекаемые запасы раств. газа, млн. м ³
						пористости	нефтенасыщенности	пересчетный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Северо-западное крыло															
Горизонт Не-1															
II	ЧН	C ₂	32	2,4	77	0,31	0,77	0,933	0,869	15	0,157	2	17,07	0,3	0,03
	ВН		10	1,8	18	0,31	0,77	0,933	0,869	3	0,157	0,5	17,07	0,05	0,01
	C ₂		42		95					18		2,5		0,35	0,04
III	ЧН	C ₂	44	0,8	37	0,30	0,69	0,933	0,869	6	0,157	1	17,07	0,1	0,02
	ВН		22	0,9	19	0,30	0,69	0,933	0,869	3	0,157	0,5	17,07	0,05	0,01
	C ₂		66		56					9		1,5		0,15	0,03
IV	ЧН	C ₂	25	1,2	29	0,34	0,82	0,933	0,869	7	0,157	1	17,07	0,1	0,02
	ВН		10	1,4	14	0,34	0,82	0,933	0,869	3	0,157	0,5	17,07	0,1	0,01
	C ₂		35		43					10		1,5		0,2	0,03
Итого по Не-1		C₂	143		194					37		5,5		0,70	0,10
Горизонт Не-2															
I	ЧН	C ₂	15	16,3	244	0,32	0,73	0,934	0,875	47	0,371	17	29,96	1,4	1,0
	ВН		50	9,3	464	0,32	0,73	0,934	0,875	89	0,371	33	29,96	2,7	1,0
	C ₂		65		708					136		50		4,1	2,0
II	ЧН	C ₁	35	15,4	540	0,31	0,72	0,9124	0,873	96	0,495	48	15,81	1,5	1,0
	ВН		71	9,9	702	0,31	0,72	0,9124	0,873	125	0,495	62	15,81	2,0	1,0
	C ₁		106		1242					221		110		3,5	2,0
III	ЧН	C ₁	25	15,6	391	0,32	0,71	0,954	0,856	73	0,495	36	18,33	1,3	1,0
	ВН		70	8,9	624	0,32	0,71	0,954	0,856	116	0,495	57	18,33	2,1	1,0
	C ₁		95		1015					189		93		3,4	2,0
IV	ЧН	C ₂	40	11,6	463	0,34	0,67	0,933	0,869	86	0,371	32	17,07	1,5	1,0
	ВН		38	6,5	248	0,34	0,67	0,933	0,869	46	0,371	17	17,07	0,8	0,3
	C ₂		78		711					132		49		2,3	1,3
V	ВН	C ₂	27	3,1	85	0,31	0,65	0,933	0,869	14	0,371	5	17,07	0,2	0,1
Итого по Не-2		C₁	201		2257					410		203		6,9	4,0
		C₂	170		1504					282		104		6,6	3,4

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Горизонт №-3																
I	ВН	C ₁	87	9,4	816	0,34	0,84	0,934	0,875	190	0,495	94	29,96	5,7	3,0	
II	ВН	C ₂	45	2,2	99	0,32	0,81	0,9124	0,873	20	0,371	7	15,81	0,3	0,1	
IV	ВН	C ₂	29	2,9	84	0,32	0,84	0,933	0,869	18	0,371	7	17,07	0,3	0,1	
Итого по №-3		C ₁	87		816					190		94		5,7	3,0	
		C ₂	74		183					38		14		0,6	0,2	
Итого по меловым гор-там		C ₁								600		297		12,6	7,0	
		C ₂								357		123,5		7,9	3,7	
Горизонт J₂																
VII	ЧН	C ₁	39	7,4	287	0,32	0,66	0,934	0,915	52	0,164	9	29,96	1,6	0,3	
	ВН		20	5,5	109	0,32	0,66	0,934	0,915	20	0,164	3	29,96	0,6	0,1	
			C ₁	59		396					72		12		2,2	0,4
	ЧН	C ₂	24	6,1	147	0,32	0,66	0,934	0,915	27	0,082	2	29,96	0,8	0,10	
	ВН		11	3,0	33	0,32	0,66	0,934	0,915	6	0,082	0,5	29,96	0,2	0,01	
		C ₂	35		180					33		2,5		1,0	0,11	
Горизонт Ю-I пачка А																
I	ВН	C ₂	45	2,3	104	0,28	0,58	0,840	0,830	12	0,413	5	70,3	0,8	0,4	
V	ЧН	C ₁	61	8,5	518	0,34	0,90	0,840	0,830	111	0,550	61	70,3	7,8	4,0	
	ВН		49	6,2	305	0,34	0,90	0,840	0,830	65	0,550	36	70,3	4,6	3,0	
			C ₁	110		823					176		97		12,4	7,0
	ЧН	C ₂	18	10,4	188	0,34	0,90	0,840	0,830	40	0,413	17	70,3	2,8	1,0	
	ВН		16	7,9	126	0,34	0,90	0,840	0,830	27	0,413	11	70,3	1,9	1,0	
		C ₂	34		314					67		28		4,7	2,0	
VII	ВН	C ₁	24	4,8	114	0,32	0,79	0,840	0,834	20	0,550	11	61,35	1,2	1,0	
Итого по Ю-I-A		C ₁	134		937					196		108		13,6	8,0	
		C ₂	79		418					79		33		5,5	2,4	
Горизонт Ю-I пачка Б																
IV	ЧН	C ₁	36	10,1	363	0,31	0,85	0,811	0,829	64	0,550	35	85,49	5,5	3,0	
	ВН		19	8,6	164	0,31	0,85	0,811	0,829	29	0,550	16	85,49	2,5	1,0	
			C ₁	55		527					93		51		8,0	4,0
	ЧН	C ₂	14	2,1	30	0,31	0,85	0,811	0,829	5	0,413	2	85,49	0,4	0,2	
	ВН		5	1,0	5	0,31	0,85	0,811	0,829	1	0,413	0,4	85,49	0,1	0,03	
		C ₂	19		35					6		2,4		0,5	0,23	
V	ЧН	C ₁	38	9,1	347	0,29	0,68	0,840	0,847	49	0,550	27	61,35	3,0	2,0	
	ВН		40	6,6	264	0,29	0,68	0,840	0,847	37	0,550	20	61,35	2,3	1,0	
			C ₁	78		611					86		47		5,3	3,0
	ЧН	C ₂	8	11,1	89	0,29	0,68	0,840	0,847	12	0,413	5	61,35	0,7	0,3	
	ВН		25	6,7	167	0,29	0,68	0,840	0,847	23	0,413	9	61,35	1,4	1,0	
		C ₂	33		256					35		14		2,1	1,3	
Итого по Ю-I-Б		C ₁	133		1138					179		98		13,3	7,0	
		C ₂	52		291					41		16,4		2,6	1,53	

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Итого по юрским горизонтам		C ₁								447		218		29,1	15,4
		C ₂								153		51,9		9,1	4,04
Итого по крылу		C ₁								1047		515		41,7	22,40
		C ₂								510		175,4		17,0	7,74
Юго-западное крыло															
Горизонт Т-II															
II	ЧН	C ₁	190	8,8	1671	0,28	0,78	0,940	0,872	299	0,197	59	17,28	5,2	1,0
	ЧН	C ₂	205	3,5	723	0,28	0,78	0,940	0,872	129	0,148	19	17,28	2,2	0,3
	ВН		34	3,6	122	0,28	0,78	0,940	0,872	22	0,148	3	17,28	0,4	0,1
		C ₂		239		845					151		22		2,6
Итого по крылу		C ₁	190		1671					299		59		5,2	1,0
		C ₂	239		845					151		22		2,6	0,4
Южное крыло															
Горизонт Т-I+II															
I	ЧН	C ₁	89	31,9	2836	0,29	0,89	0,956	0,849	594	0,341	203	15,53	9,2	3,0
	ВН	C ₂	25	14,1	353	0,29	0,89	0,956	0,849	74	0,255	19	15,53	1,1	0,3
II	ЧН	C ₁	90	29,8	2683	0,28	0,79	0,946	0,840	472	0,341	161	15,97	7,5	3,0
	ВН	C ₂	34	11,6	396	0,28	0,79	0,946	0,840	70	0,255	18	15,97	1,1	0,3
III	ЧН	C ₁	66	17,2	1136	0,26	0,76	0,903	0,839	170	0,341	58	22,09	3,8	1,0
	ВН	C ₂	30	4,8	144	0,26	0,76	0,903	0,839	22	0,255	6	22,09	0,5	0,1
Итого по крылу		C ₁	245		6655					1236		422		20,5	7,0
		C ₂	89		893					166		43		2,7	0,7
Итого по триасов. гор-там		C ₁								1535		481		25,7	8,0
		C ₂								317		65		5,3	1,1
Всего по месторождению		C ₁								2582		996		67,4	30,4
		C ₂								827		240,4		22,3	8,8

3. ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

3.1. Анализ испытания, опробования и гидродинамических исследований поисковых и оценочных скважин

На месторождении выполнен объем гидродинамических исследований с целью получения геолого-гидродинамической информации, оценки фильтрационно-емкостных характеристик пластов, уточнения гидродинамической модели пласта в зоне дренирования и оценки текущего состояния призабойной зоны. Исследования проводились группой ГДИС ТОО «СиаММунайСервис». Глубинные замеры выполнялись с использованием электронных манометров типа PPS-25, АМТ-0,8. Замеры устьевых давлений производились электронным устьевым манометром МТУ-0,4. Замер дебитов скважин производился объемным методом через замерное устройство.

Графоаналитическая обработка полученных результатов выполнялись с использованием специализированного программного продукта PanSystem.

В результате интерпретации данных исследований были определены: дебиты нефти, воды, проницаемость, коэффициент продуктивности, пьезопроводность, гидропроводность, скин-фактор, пластовое давление, забойное давление, температура пласта, уровни статические и динамические.

Так как скважины работали фонтанным способом, выполнены режимные исследования. Изменение режима работы осуществлялось путем изменения диаметра штуцера.

В период пробной эксплуатации гидродинамические исследования проведены по 8-ми скважинам 2Р, 4, 7, 13, 17, 24, 25, BS-10 методами установившихся и неуставившихся отборов, из них по скважинам 4, 13, 24, по среднеюрским продуктивным горизонтам пласта «А» и скважине 25 пластом «Б», скважины 7, 17 по триасовым горизонтам (Т-I) и скважине 2Р (Т-II) а в скважине BS-10 по неокомскому горизонту - Ne-2 получены следующие результаты.

Скважина 4 исследована на трех режимах на юрском горизонте пласта «А» в интервале перфорации 920,5-930,5м. На 4,76мм штуцере дебит нефти составил 44,16 м³/сут при депрессии 0,36 МПа. Пластовое давление – 9,6 МПа. Коэффициент продуктивности составил 122,03 м³/сут*МПа. На 3,17 мм штуцере дебит нефти составил 30 м³/сут при депрессии 0,32 МПа. Пластовое давление – 9,6 МПа. Коэффициент продуктивности составил 93,55 м³/сут*МПа. На 4,76 мм штуцере дебит нефти составил 42,2 м³/сут при депрессии 0,35 МПа. Пластовое давление – 9,6 МПа. Коэффициент продуктивности составил 120,88 м³/сут*МПа. 18 июня 2007г на скважине 4 выполнены режимные гидродинамические исследования на трех режимах в интервалах перфорации 920,5-930,5м, 933-938м. Пластовое давление – 9,7 МПа. На 4,76 мм штуцере дебит нефти составил 33,0 м³/сут при депрессии

1,59 МПа. Коэффициент продуктивности составил $20,75 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$. На 3,17 мм штуцере дебит нефти составил $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 0,42 МПа. Коэффициент продуктивности составил $23,81 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$. На 4,76 мм штуцере дебит нефти составил $29,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 1,45 МПа. Коэффициент продуктивности составил $20,0 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$.

Скважина 13 исследована на трех режимах на юрском горизонте пачка «А» в интервале перфорации 947,3-954м. При 159 об/мин получена нефть дебитом $25 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 2,3 МПа. Пластовое давление – 10,61 МПа. Коэффициент продуктивности составил $10,89 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$. При 122 об/мин дебит нефти составил $22 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 2,08 МПа. Пластовое давление – 10,61 МПа. Коэффициент продуктивности составил $10,59 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$. При 159 об/мин дебит нефти составил $15 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 1,45 МПа. Пластовое давление – 10,61 МПа. Коэффициент продуктивности составил $10,33 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$.

Скважина 24 исследована на двух режимах на I юрском горизонте пласт «А» в интервале перфорации 903-922м. На 5мм штуцере дебит нефти составил $33 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 0,06 МПа. Пластовое давление – 9,1 МПа. Коэффициент продуктивности составил $508,76 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$. На 3мм штуцере дебит нефти составил $11,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 0,03 МПа. Пластовое давление – 9,1 МПа. Коэффициент продуктивности составил $384,86 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$.

Скважина 25 исследована на трех режимах на I юрском горизонте пласт «А» в интервале перфорации 944-950м. Через 3,17 мм штуцер получена нефть дебитом $9,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 0,71 МПа. Пластовое давление – 9,01 МПа. Коэффициент продуктивности составил $13,88 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$. На 4,76 мм штуцере дебит нефти составил $16 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 1,21 МПа, дебит газа составил $298 \text{ м}^3/\text{сут}$. Пластовое давление – 9,01 МПа. Коэффициент продуктивности составил $13,28 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$. На 3,17 мм штуцере дебит нефти составил $9 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 0,79 МПа, дебит газа составил $183,9 \text{ м}^3/\text{сут}$. Пластовое давление – 9,01 МПа. Коэффициент продуктивности составил $11,37 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$.

Скважина 7 исследована на трех режимах на триасовом горизонте (Т-I) в интервале перфорации 713-717, 718-726, 727,5-738,5, 740,5-745,5м. Через 3мм штуцер получен приток нефти дебитом $1,9 \text{ м}^3/\text{сут}$. На 5 мм штуцере дебит нефти составил $4,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 1,24 МПа. Пластовое давление – 6,61 МПа. Коэффициент продуктивности составил $3,31 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$. На 7 мм штуцере дебит нефти составил $5,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 1,62 МПа. Пластовое давление – 6,61 МПа. Коэффициент продуктивности составил $3,27 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$.

Скважина 8 исследована на одном режиме на триасовый горизонт (Т-I) в интервале перфорации 790-792, 794-802,5, 805,5-808м. Через 3мм штуцер получен приток нефти дебитом $0,46 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 1,87 МПа. Пластовое давление – 8,44 МПа. Коэффициент продуктивности составил $0,25 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$.

Скважина 2Р исследована методом восстановления давления на триасовом горизонте (Т-II) юго-западного крыла в интервале перфорации 993-1005м. Дебит нефти составил 1,4 м³/сут. при этом депрессия на пласт 0,18 МПа. Пластовое давление 9,48 МПа. Коэффициент продуктивности 7,93 м³/сут*МПа.

Скважина BS-10 исследована на трех режимах на меловом горизонте (Ne-2) в интервале перфорации 587,3-606м. Через 5мм штуцер получен приток нефти дебитом 24 м³/сут при депрессии 2,21 МПа. Пластовое давление – 5,6 МПа. Коэффициент продуктивности составил 19,82 м³/сут*МПа. На 3 мм штуцере дебит нефти составил 16,8 м³/сут при депрессии 0,92 МПа. Пластовое давление – 5,6 МПа. Коэффициент продуктивности составил 2,39 м³/сут*МПа. На 5мм штуцере дебит нефти составил 21,3 м³/сут при депрессии 1,11 МПа. Пластовое давление – 5,6 МПа. Коэффициент продуктивности составил 7,66 м³/сут*МПа.

По результатам замеров очевидно, что пластовое давление I юрского горизонта пласта «А» II блока северо-западного крыла снизилось с 9,68 до 9,43 МПа за время эксплуатации с мая 2004г. по сентябрь 2006г (4, 5НН, 24). Пластовое давление триасового горизонта (Т-II) V блока юго-западного крыла снизилось с 9,48 до 6,81 МПа за время эксплуатации с ноября 2004г. по сентябрь 2006г. (скв.2Р). Пластовое давление триасового горизонта (Т-I) III блока южного крыла снизился с 6,61 до 4,08 МПа за время эксплуатации с января 2005г. по сентябрь 2006г. (скв.7).

В таблице 3.1.1 приведены результаты текущих гидродинамических исследований скважин в период пробной эксплуатации.

По продуктивным горизонтам текущий пластовые давления имеют следующие значения: в I юрском горизонте пласт «А» 9,1-10,61 МПа, пласт «Б» 9,01 МПа; в триасовом горизонте (Т-I) 4,08-8,44 МПа; в триасовом горизонте (Т-II) 6,81-9,48 МПа и меловом горизонте (Ne-2) 5,6 МПа.

Замеренные забойные давления составляют: в юрском горизонте пласт «А» 8,32-9,45 МПа, пласт «Б» 7,81-8,31 МПа; в триасовом горизонте (Т-I) 3,77-6,6 МПа; в триасовом горизонте (Т-II) 5,25-9,31 МПа; в меловом горизонте (Ne-2) 4,4-4,7 МПа.

Депрессии по продуктивным горизонтам имели следующие значения: в юрском пласте «А» 0,03-0,51 МПа и в юрском пласте «Б» 0,71-1,21 МПа; в триасовом горизонте (Т-I) 0,54-1,87 МПа; в триасовом горизонте (Т-II) 0,17-0,29 МПа; в меловом горизонте (Ne-2) 0,92-1,21 МПа.

Триасовые горизонты Т-1 и Т-2 эксплуатирующийся скважинами 7 и 2Р, в которых по данным исследования пластовое давление упало на 2 МПа, ограничены плоскостями тектонических нарушения, данные исследования показывают плохую связь с законтурной областью. Коллекторские свойства низкие, проницаемость составляет 1,54 мД, коэффициент продуктивности составил 0,35 м³/сут. Данные ГРП проведенные в скважинах 7 и 2Р, показали следующее: до проведения ГРП в скважине 7 дебит по нефти составлял 1,3 м³/сут, после обработки составил 6,06 м³/сут; в скважине 2Р дебит по нефти составлял 2,8 м³/сут, после составил 3,83 м³/сут, в обоих случаях эффект был

непродолжительным, в настоящее время в скважине 7 дебит по нефти составляет 2,0 т/сут, по скважине 2Р дебит нефти 2,1 т/сут. Режим работы упруго-замкнутый.

Таблица 3.1-Результаты опробования поисковых скважин месторождения Биикжал

Наименование	ГОРИЗОНТЫ																			
	Ю-1А				Ю-1Б				Т-1				Т-II				Ne-2			
	Кол скв	Кол изм.	Интервал изменения	Среднее значение	Кол скв	Кол изм.	Интервал изменения	Среднее значение	Кол скв	Кол изм.	Интервал изменения	Среднее значение	Кол скв	Кол изм.	Интервал изменения	Среднее значение	Кол скв	Кол изм.	Интервал изменения	Среднее значение
Пластовая давления, МПа	3	17	9,10 - 10,61	9,76	1	1		9,01	2	3	4,08 - 8,44	6,47	1	1		9,48	1	1		5,6
Пластовая температура, °С	3	13	40,4 - 41,9	41,0					2	2	38,4 - 38,6	38,5	1	3	43,1 - 43,2	43,1	1	1		31,6
Дебит нефти, м ³ /сут	3	19	11,7 - 105,2	37,9	1	3	9 - 16	11,6	2	5	0,46 - 5,3	2,69	1	1		1,4	1	3	16,8 - 24,0	20,7
Обводненность, %	1	3	0,0 - 0,9	0,3																
Дебит газа тыс.м ³ /сут	1	2	0,31 - 0,53	0,42	1	5	0,18 - 0,3	0,216												
Газовый фактор, м ³ /м ³	1	2	10,17 - 12,52	11,34	1	2	18,6 - 20,4	19,5												
Коэффициент продуктивности, м3/сут*МПа	3	8	10,3 - 508,8	157,7	1	3	11,4 - 13,9	12,8	2	5	0,25 - 5,39	3,139	1	2	3,386 - 7,931	5,66	1	3	2,39 - 19,82	9,96
Удельная продуктивность м ³ /м.сут*МПа	3	8	1,5 - 18,8	7,1	1	3	0,3 - 0,4	0,3	2	5	0,022 - 0,199	0,137	1	2	0,282 - 0,634	0,63	1	3	0,13 - 1,06	0,53
Проницаемость мкм ²	3	8	0,048 - 0,610	0,213	1	3	0,010 - 0,012	0,011	2	5	0,001 - 0,013	0,009	1	2	0,009 - 0,020	0,014	1	3	0,053 - 0,438	0,220
Гидропроводность м ³ /Па.с.10 ⁻¹²	3	8	0,188 - 9,250	2,868	1	3	0,207 - 0,252	0,234	2	5	0,004 - 0,098	0,057	1	1	0,062 - 0,144	0,144	1	3	0,037 - 0,310	0,156
Пьезопроводность м ² /с	3	8	0,000001 - 0,0017	0,00041	1	3	0,000028 - 0,000034	0,000031	2	5	0,000002 - 0,0001	0,000	1	2	0,00003 - 0,00007	0,00005	1	3	0,235 - 1,944	0,977

3.1.1. Гидродинамические исследования скважин

Всего на месторождении на дату составления отчета проведено 31 гидродинамическое исследование в 11 скважинах, из них после ОПЗ-2006 г. проведено 24 исследования в 10 скважинах.

Исследования проводились методом нестационарной фильтрации – восстановления уровня с целью определения фильтрационных характеристик пласта и оценки состояния призабойной зоны скважины.

Обработка данных кривой восстановления давления выполнена с использованием специализированного программного продукта PanSystem.

По результатам графоаналитической обработки данных кривых определены следующие параметры: давление пластовое и забойное, коэффициент продуктивности, проницаемость, скин-фактор, пьезопроводность и гидропроводность пласта.

Гидродинамические исследования проведены по продуктивным горизонтам: Не-2, Не-3, Ю-I на северо-западном крыле; Т-II на юго-западном крыле; Т-I+II на южном крыле.

Северо-западное крыло

Горизонт Не-2. Проведены 3 исследований в 3 скважинах: BS1-10 (блок II), 26 (блок III). Коэффициенты продуктивности изменялись от 0,025 (м³/сут)/МПа до 0,206 (м³/сут)/МПа, в среднем составляя 0,134 (м³/сут)/МПа, проницаемость - от 0,089 мкм² до 0,48 мкм², в среднем составляя 0,28 мкм², пьезопроводность составляет 1,79-7,66 м²/с, гидропроводность – 1,12-2,09 мкм²•м/(МПа•с). Скин-фактор изменялись от -3,76 до -4,8.

Горизонт Не-3. По одному исследованию в скважине 27 (блок I) коэффициент продуктивности составляет 0,47 (м³/сут)/МПа, проницаемость – 7,12 мкм², пьезопроводность составляет 7,45 м²/с, гидропроводность – 3,25 мкм²•м/(МПа•с). Скин-фактор составляет -6,55.

Горизонт Ю-I пачка А. Проведены 4 исследований в 3 скважинах: 4, 24 (блок V); 13 (блок VII). Коэффициенты продуктивности изменялись от 0,11 (м³/сут)/МПа до 3,59 (м³/сут)/МПа, в среднем составляя 1,436 (м³/сут)/МПа, проницаемость - от 0,043 мкм² до 0,284 мкм², в среднем составляя 0,155 мкм², пьезопроводность составляет 1,10-3,51 м²/с, гидропроводность - 1,29-3,98 мкм²•м/(МПа•с). Скин-фактор изменялись от -1,58 до -5,0, в скважине 13 составляет +0,14.

Горизонт Ю-I пачка Б. Проведены 3 исследований в 2 скважинах: 25 (блок IV); 4 (блок V). Коэффициенты продуктивности изменялись от 0,12 (м³/сут)/МПа до 1,2 (м³/сут)/МПа, в среднем составляя 0,50 (м³/сут)/МПа, проницаемость - от 0,083 мкм² до 2,317 мкм², в среднем составляя 1,343 мкм², пьезопроводность составляет 1,07-7,30 м²/с, гидропроводность -2,35-3,82 мкм²•м/(МПа•с). Скин-фактор изменялись от +1,29 до +19,32.

В 2024 году проведено исследование в скважине 24. Дата исследования 16-17.07.2024 г. Проведено КВУ, в интервале перфорации 904-920.0 м. Проанализировав имеющуюся информацию о характере работы скважины до проведения ГДИС, темп изменения давления при регистрации КВУ

скважина интерпретирована как вертикальная добывающая нефть.

Модель скважины определена как вертикальная скважина, модель ВСС постоянна. Надиагностическом графике КВУ «нулевой» уклон производной довольно уверенно идентифицируется. Высота «нулевого» уклона характеризует проницаемость пласта. Значение проницаемости составило 8.26 мД. Таким образом, определенная проницаемость, соответствует горизонтальному участку производной (горизонтальная пунктирная) диагностического графика. Скин-фактор пласта в околоствольной части скважины имеет значение -3.47, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗП. Пластовое давление составляет 107.58 атм.

В 2024 году проведено исследование в скважине 25. Дата исследования 12-13.07.2024 г. Проведено КВУ, в интервале перфорации 944.0-950.0 м. Проанализировав имеющуюся информацию о характере работы скважины до проведения ГДИС, темп изменения давления при регистрации КВУ скважина интерпретирована как вертикальная добывающая нефть.

Модель скважины определена как вертикальная скважина, модель ВСС постоянна. Надиагностическом графике КВУ «нулевой» уклон производной довольно уверенно идентифицируется. Высота «нулевого» уклона характеризует проницаемость пласта. Значение проницаемости составило 281 мД. Таким образом, определенная проницаемость, соответствует горизонтальному участку производной (горизонтальная пунктирная) диагностического графика. Скин-фактор пласта в околоствольной части скважины имеет положительное значение 1.47, что свидетельствует о неудовлетворительном состоянии ПЗП. Пластовое давление составляет 66.25 атм.

В 2024 году проведено исследование в скважине BS-10. Дата исследования 14-16.07.2024 г. Проведено КВУ, в интервале перфорации 587.2-606.0 м. Проанализировав имеющуюся информацию о характере работы скважины до проведения ГДИС, темп изменения давления при регистрации КВУ скважина интерпретирована как вертикальная добывающая нефть.

Модель скважины определена как вертикальная скважина, модель ВСС постоянна. Надиагностическом графике КВУ «нулевой» уклон производной довольно уверенно идентифицируется. Высота «нулевого» уклона характеризует проницаемость пласта.

Значение проницаемости составило 34.79 мД. Таким образом, определенная проницаемость, соответствует горизонтальному участку производной (горизонтальная пунктирная линия) диагностического графика. Скин-фактор пласта в околоствольной части скважины имеет значение -5.1, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗП. Пластовое давление составляет 57.9 атм.

Юго-западное крыло

Горизонт Т-II. Проведены 3 исследований в скважине 2Р (блок II). Коэффициенты продуктивности изменялись от 0,022 (м³/сут)/МПа до 0,034 (м³/сут)/МПа, в среднем составляя 0,028 (м³/сут)/МПа, проницаемость - от

0,002 мкм² до 0,073 мкм², в среднем составляя 0,026 мкм², пьезопроводность составляет 1,03-2,02 м²/с, гидропроводность – 1,67-1,71 мкм²•м/(мПа•с). Скин-фактор изменялись от -3,2 до -4,84.

В 2024 году проведено исследование в скважине 2Р. Дата исследования 29-30.06.2024 г. Проведено КВУ, в интервале перфорации 993.0-1005.0 м. Проанализировав имеющуюся информацию о характере работы скважины до проведения ГДИС, темп изменения давления при регистрации КВУ скважинаинтерпретирована как вертикальная добывающая нефть.

Модель скважины определена как вертикальная скважина, модель ВСС постоянна. Надиагностическом графике КВУ «нулевой» уклон производной довольно уверенноидентифицируется. Высота «нулевого» уклона характеризует проницаемость пласта. Такимобразом, определенная проницаемость, соответствует горизонтальному участку производной(горизонтальные пунктирная) диагностического графика. Скин-фактор пласта воколоствольной части скважины имеет значение -3.26, что свидетельствует о хорошемсостоянии ПЗП. Пластовое давление составляет 13.22 атм.

Южное крыло

Горизонт Т-I+II. По 10 исследованиям в 3 скважинах: FX-1 (блок I); 7 (блок II); 17 (блок III). Коэффициенты продуктивности изменялись от 0,002 (м³/сут)/МПа до 0,077 (м³/сут)/МПа, в среднем составляя 0,0247 (м³/сут)/МПа, проницаемость - от 0,0002 мкм² до 0,022 мкм², в среднем составляя 0,0052 мкм², пьезопроводность составляет 1,66-9,47 м²/с,гидропроводность – 0,99 мкм²•м/(мПа•с). Скин-фактор - от -2,03 до +22,32.

В 2024 году проведено исследование в скважине 7. Дата исследования 04-07.07.2024 г. Проведено КВУ, в интервале перфорации 713.0-717.0, 723.4-725.8, 735.6-736.3, 740.5-745.5, 746.2-747.2 м. Проанализировав имеющуюся информацию о характере работы скважины до проведения ГДИС, темп изменения давления при регистрации КВУ скважинаинтерпретирована как вертикальная добывающая нефть.

Модель скважины определена как вертикальная скважина, модель ВСС постоянна. Надиагностическом графике КВУ «нулевой» уклон производной довольно уверенноидентифицируется. Высота «нулевого» уклона характеризует проницаемость пласта. Такимобразом, определенная проницаемость, соответствует горизонтальному участку производной(горизонтальные пунктирная) диагностического графика. Скин-фактор пласта воколоствольной части скважины имеет значение -2.44, что свидетельствует о хорошемсостоянии ПЗП. Пластовое давление составляет 36.33 атм.

В 2024 году проведено исследование в скважине 17. Дата исследования 07-12.07.2024 г. Проведено КВУ, в интервале перфорации 782-783, 785.8-786.5, 790-792.2,794.2-797.5, 798.6-801, 805.3-806.5 м. Проанализировав имеющуюся информацию о характере работы скважины до проведения ГДИС, темп изменения давления при регистрации КВУ

скважина интерпретирована как вертикальная добывающая нефть.

Модель скважины определена как вертикальная скважина, модель ВСС постоянна. На диагностическом графике КВУ «нулевой» уклон производной довольно уверенно идентифицируется. Высота «нулевого» уклона характеризует проницаемость пласта. Значение проницаемости составило 0.27 мД. Таким образом, определенная проницаемость соответствует горизонтальному участку производной (горизонтальная пунктирная линия) диагностического графика. Скин-фактор пласта в околоствольной части скважины имеет значение -3.49, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗП. Пластовое давление составляет 69.50 атм.

В 2024 году проведено исследование в скважине FX-1. Дата исследования 01-03.07.2024 г. Проведено КВУ, в интервале перфорации 717.0-724.0, 748.0-764.0 м. Проанализировав имеющуюся информацию о характере работы скважины до проведения ГДИС, темп изменения давления при регистрации КВУ скважина интерпретирована как вертикальная добывающая нефть.

Модель скважины определена как вертикальная скважина, модель ВСС постоянна. На диагностическом графике КВУ «нулевой» уклон производной довольно уверенно идентифицируется. Высота «нулевого» уклона характеризует проницаемость пласта.

Таким образом, определенная проницаемость, соответствует горизонтальному участку производной (горизонтальная пунктирная) диагностического графика. Скин-фактор пласта в околоствольной части скважины имеет значение -3.35, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗП. Пластовое давление составляет 30.85 атм.

Гидродинамические исследования проводились ТОО "Алстрон", ТОО "СИАМ МУНАЙ СЕРВИС", ТОО "НефтьТех СервисКазахстан", ТОО «ГЕОС».

Результаты гидродинамических исследований по скважинам и горизонтам представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 - Результаты гидродинамических исследований по скважинам и горизонтам

№ п/п	№ скв.	Дата замера	Интервал перфорации, м	Блок	Давление, МПа		Кпрод. (м ³ /сут)/МПа	Прониц., мкм ²	Скин-фактор	Пьезопров., м ² /с	Гидропров, м ³ /(МПа•с)
					Рпл	Рзаб					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Северо-западное крыло											
Горизонт Не-2											
1	BS-10	22.06.2006г	587,3-606,0	II	5,6	4,39	0,206	0,26	-4,54	4,19e ⁻²	1,88e ⁻⁴
2	BS-10	05-08.10.2023г	587,3-606,0		5,99	5,36	0,170	0,48	-4,8	7,66e ⁻²	1,12e ⁻¹³
3	26	02-06.11.2023г	602,0-607,0 608,0-610,0	III	6,13	3,31	0,025	0,089	-3,76	1,79e ⁻²	2,09e ⁻¹⁴
Среднее значение по Не-2							0,134	0,28			
Горизонт Не-3											
4	27	09-14.08.2023г	609,5-615,0 616,0-619,0	I	6,86	6,53	0,47	7,12	-6,55	7,45e ⁻⁹	3,25e ⁻⁴
Горизонт Ю-I пачка А											
5	4	09.10.2006г	920,5-930,5 933,0-938,0	V	9,86	9,7	1,93	0,284	-1,58	3,51e ⁻¹	2,53e ⁻³
6	4	09.10.2006г	920,5-930,5 933,0-938,0		9,91	9,55	3,59	0,121	-5,0	1,49e ⁻¹	1,29e ⁻³
7	24	11-12.10.2023г	904,0-920,0		10,44	7,64	0,11	0,17	-3,18	2,58e ⁻²	3,98e ⁻¹⁴
8	13	18.09.2006г	947,5-954,0	VII	8,59	10,97	0,113	0,043	0,14	1,10e ⁻¹	3,54e ⁻⁴
Среднее значение по Ю-I пачка А							1,436	0,155			
Горизонт Ю-I пачка Б											
9	25	27.02.2006г	944,0-950,0	IV	9,31	8,07	0,12	0,083	1,29	7,30e ⁻²	2,95e ⁻⁴
10	25	09-10.10.2023г	944,0-950,0		6,74	6,05	0,18	1,63	1,84	6,06e ⁻¹	3,82e ⁻¹³
11	4	22-25.10.2022г	953,0-959,0	V	10,2	10,02	1,20	2,317	19,32	1,07e ⁻¹	2,35e ⁻³
Среднее значение по Ю-I пачка Б							0,50	1,343			

Продолжение табл.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Юго-западное крыло											
Горизонт Т-II											
12	2P	21.10.2006г	993,0-1005,0	II	7,03	5,42	0,034	0,002	-3,2	2,02e ⁻³	1,67e ⁻⁷
13	2P	07-08.11.2004г	993,0-1005,0		10,12	6,92	0,028	0,002	-4,84	2,02e ⁻³	1,67e ⁻⁷
14	2P	25-26.09.2023г	993,0-1005,0		2,16	11,15	0,022	0,073	-3,43	1,03e ⁻²	1,71e ⁻¹⁴
Среднее значение по Т-II							0,028	0,026			
Южное крыло											
Горизонт Т-I+II											
15	FX-1	25.10.2004г	717,0-723,0	I	7,67	6,35	0,013	0,003	22,32	4,11e ⁻³	8,98e ⁻⁷
			725,0-726,0								
			744,0-746,0								
			748,0-762,0								
16	FX-1	09.01.2005г	713,0-717,0	I	6,83	5,16	0,033	0,002	-2,037	2,74e ⁻³	2,75e ⁻⁷
			718,0-726,0								
			727,5-738,5								
			740,5-745,5								
17	FX-1	22-23.06.2007г	717,0-723,0	I	0,62	0,27	0,077	0,002	-2,03	3,72e ⁻⁴	7,08e ⁻⁵
			725,0-726,0								
			744,0-746,0								
			748,0-762,0								
18	FX-1	26.09- 01.10.2023г	717,0-724,0	I	4,2	0,7	0,007	0,014	-4,64	6,04e ⁻³	3,33 ⁻¹⁵
			748,0-764,0								
19	7	21.09.2006г	713,0-717,0	II	4,22	3,89	0,053	0,002	-2,49	1,86e ⁻³	2,47e ⁻⁷
			718,0-726,0								
			727,0-738,5								
			740,5-745,5								
20	7	20-22.06.2007г	713,0-717,0	II	1,27	0,29	0,048	0,002	-2,48	1,96e ⁻³	2,59e ⁻⁵
			718,0-726,0								
			727,0-738,5								
			740,5-745,5								

Продолжение табл.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
21	7	01-05.10.2023г	713,0-717,0	II	3,77	0,64	0,008	0,022	-4,0	$9,47e^{-3}$	$5,22^{-15}$
			723,4-725,8								
			735,6-736,3								
			740,5-745,5								
			746,2-747,2								
22	17	03.03.2005г	790,0-792,0	III	8,71	6,79	0,002	0,0002	0,20	$2,30e^{-4}$	$2,01e^{-6}$
			794,0-802,5								
			805,5-808,0								
23	17	17-27.07.2005г	790,0-808,0	III	7,66	1,04	0,003	0,0010	7,59	$1,66e^{-3}$	$6,98e^{-6}$
24	17	06-14.11.2022г	782,0-783,0	III	6,52	0,84	0,003	0,0040	-3,62	$7,14e^{-4}$	$0,99^{-15}$
			785,8-786,5								
			790,0-792,2								
			794,2-797,5								
			798,6-801,0								
			805,3-806,5								
Среднее значение по T-I+II							0,0247	0,0052			

3.2. Текущее состояние разработки месторождения

3.2.1. Характеристика фонда скважин

На дату составления отчета на месторождении в работе находится 9 скважин добывающих скважин, и одна скважина находится в бездействии. Также в работе находится одна нагнетательная скважина.

Необходимо отметить, что согласно утвержденного ранее Проекта пробной эксплуатации, на месторождении было выделено 4 объекта разработки, а именно:

I объект - неокомские горизонты Ne-2, Ne-4 в пределах II, V блоков северо-западного крыла;

II объект – пачки «А» и «Б» среднеюрского горизонта Ю-I в пределах I, II, V блоков северо-западного крыла;

III объект – триасовый горизонт Т-I+II в пределах II, III, IV блоков северного поля южного крыла;

IV объект – триасовый горизонт Т-II в пределах IV, V блоков юго-западного крыла.

С учетом разбивки по объектам, фонд скважин выглядит следующим образом:

I объект (неокомские горизонты Ne-2, Ne-3), в действующем фонде находятся скважины-BS-10 и 27, скважина 26 – в консервации. Скважина BS-10 эксплуатируется ЭВН, скважина 27 фонтанным способом.

II объект (пачки «А» и «Б» среднеюрского горизонта Ю-I) в работе находятся две добывающие скважины, 24 (фонтан) и 25(ЭВН). В бездействующем фонде находится добывающая скважина 4. В нагнетательном фонде на данном объекте находится единственная нагнетательная скважина на месторождении BS-9.

III объект (триасовый горизонт Т-I+II), в работе находятся три добывающие скважины FX-1,7 и 17, все скважины эксплуатируются ШГН.

IV объект (триасовый горизонт Т-II)-в работе находится одна добывающая скважина 2Р, эксплуатируется ШГН.

В таблице 3.2.1 приведена характеристика фонда по месторождению.

Таблица 3.2.1 Характеристика фонда скважин по месторождению на дату отчета 02.01.2024г.

Фонд	Категория	Объекты и горизонты				Всего
		I	II	III	IV	
		№2, 4	Ю-1А+Б	Т-I-II	Т-II	
		К-во	К-во	К-во	К-во	
Фонд добывающих скважин	Всего	3	3	3	1	10
	действующие	3	2	3	1	9
	ШГН			3	1	4
	ЭВН	1	1			2
	фонтан	1	1			2
	бездействующие		1			1
	в консервации	1				1
Фонд нагнетательных скважин	Всего		1			1
	Под закачкой		1			1
	в простое					
Ликвидированные всего		18				18
Весь пробуренный фонд		29				

В таблицах 3.1.2 и 3.1.3 представлены распределения действующего фонда добывающих скважин по текущим дебитам нефти, жидкости и обводненности.

Таблица 3.1.2 Распределение фонда добывающих скважин по дебитам нефти

Дата	Фонд скважин	Ср. дебит нефти	Диапазон дебитов нефти, т/сут					
			q>5		5<q<10		q<10	
			Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
01.01.2023	8	5,1	5	62,5	2	25	1	12,5
02.01.2024	9	6,3	6	66,7	1	11,1	2	22,2

Как видно из таблицы 3.1.2, основное количество скважин работает с небольшими дебитами, до 5 т/сут.

Таблица 3.1.3 Распределение фонда добывающих скважин по обводненности

Дата	Фонд	Ср. обв. нефти	Диапазон обводненности, %									
			W<20		20<W<40		40<W<60		60<W<90		W<90	
			Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
01.01.2023	8	11,8	6	75	2	25	-	-	-	-	-	-
02.01.2024	9	33,1	6	66,7	-	-	2	22,2	1	11,1	-	-

Как видно из таблицы 3.1.3, наблюдается увеличение обводненности по скважинам, при чем 3 скважины на дату анализа работают свыше 40% обводненности. С учетом того, что система ППД на месторождении представлена всего 1 скважиной, косвенно можно сделать вывод о преобладании водонапорного режима залежи.

3.2.3. Характеристика энергетического состояния

Учитывая наличие в начальный период в составе добываемой продукции воды и отсутствия безводного периода в поисковых скважинах, можно предположить проявление естественного упруговодонапорного режима работы залежей, при котором отборы жидкости будут компенсироваться притоком воды из законтурной водоносной области.

Предполагаемый режим работы залежей следует в процессе разработки месторождения уточнить наблюдением за энергетическим состоянием, путем проведения гидродинамических исследований скважин, замерами давлений.

3.2.4. Характеристика выработанности запасов нефти

По состоянию изученности на 01.01.2024 г. из месторождения Биикжал отобрано 157,041 тыс.т. нефти, 171,2 тыс.жидкости, 4,8 млн.м³ растворенного газа. К сожалению, у Недропользователя отсутствуют данные по истории разработки месторождения до момента приобретения данного актива, в связи с чем более детально рассмотреть эксплуатацию месторождения, а также сравнить проектные значения с фактическими не представляется возможным.

3.2.5. Эффективность реализуемой системы разработки

Как уже было ранее отмечено, месторождение числилось в консервации, а пробная эксплуатация месторождения осуществлялась в период 2022-2023 года.

Учитывая вышеизложенное, говорить о реализуемой системе разработки месторождения на текущий момент не представляется возможным.

3.3. Выделение эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.3.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов

Как известно, на месторождении подтверждена нефтеносность нижнемеловых, среднеюрских и среднетриасовых отложений.

В результате детальной попластовой корреляции разрезов скважин прослеживаются 7 горизонтов, где по данным ГИС и опробования установлены нефтяные залежи:

- на северо-западном крыле – горизонты Ne-1, Ne-2, Ne-3, J₂ (ранее Ne-4), Ю-I (пачки А, Б);
- на юго-западном крыле - горизонт Т-II;
- на южном крыле - горизонт Т-I+II.

Как правило, промышленная разработка продуктивных горизонтов может осуществляться при наличии запасов УВС промышленной категории, которым характеризуется горизонты Ne-2,4, J₂, Ю-1А и Ю-1Б, Т-I-II и Т-II.

Учитывая вышеизложенное, на текущей стадии изученности на месторождении Биикжал рекомендуется выделить 5 основных эксплуатационных объектов:

I объект - неокомские горизонты Ne-2, Ne-3 в пределах I, II, III блоков северо-западного крыла;

II объект – горизонт J2 в пределах блока VII;

III объект- пачки «А» и «Б» среднеюрского горизонта Ю-I в пределах IV и V блоков северо-западного крыла;

IV объект – триасовый горизонт Т-I+II в пределах I,II, III блоки южного крыла;

V объект – триасовый горизонт Т-II в пределах II блока юго-западного крыла.

В таблице 3.3.1 представлены исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов месторождения Биикжал.

Таблица 3.3.1-Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры	Северо-западное крыло								Юго-западное крыло	Южное крыло		
	Ne-2		Ne-3	J2	Ю-I пачка А		Ю-I пачка Б			Т-II	Т-I+II	
Горизонт	II	III	I	VII	V	VII	IV	V	II	I	II	III
Блок	II	III	I	VII	V	VII	IV	V	II	I	II	III
Тип залежи	пластовая, сводовая, тектонически											
Тип коллектора	терригенный, поровый											
Площадь нефтеносности (C ₁), тыс.м ²	106	95	87	59	110	24	55	78	190	89	90	66
Средняя общая толщина, м	19,2	17,2	19,9	11	20,5	18,7	14,8	17,9	17	54,5	28,7	31,4
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	18,7	16,8	15,2	8,8	13,8	9,5	11	13	9,8	34,8	35	14,2
Пористость по данным ГИС/керн, д.ед	0,32/-	0,31/0,30	0,33/0,30	0,31/-	0,33/0,30	0,31/-	0,28/0,26	0,27/0,36	0,28/-	0,28/-	0,28/0,15	0,26/-
Средняя нефтенасыщенность по данным ГИС, д.ед	0,7	0,68	0,82	0,64	0,83	0,77	0,74	0,63	0,77	0,88	0,75	0,73
Проницаемость по керну, мкм ²	-	678	4432,1	-	850,3	-	156	953,9	-	-	6,3	-
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,974	0,977	0,764	0,8	0,703	0,841	0,752	0,472	0,675	0,639	0,612	0,334

Коэффициент расчлененности	1	1	2	2	3,5	2,7	2	2	1,7	2	2	3,5
Пластовая температура, °С	31,4	33	33,9	-	40,7	-	42,1	42	-	37,8	38,5	38
Пластовое давление, МПа	5	6,13	6,86	-	9,46	-	9,1	9,75	-	6,93	6,77	7,94
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,98	3,31	4,33	-	6,04	-	5,8	4,96	-	1,41	1,4	1,94
Газосодержание нефти, м ³ /т	15,81	18,33	29,96	-	70,3	-	85,49	61,35	-	15,53	15,97	22,09
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	13,07	4,83	7,65	-	1,46	-	1,32	-	-	4,27	-	-
Вязкость нефти в поверхностных условиях при 20°, мПа*с	38,92	24,5	69,3	745,5	8,04	7,55	8,07	14,01	29,37	19,5	11,64	10,86
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,814	0,832	0,841	-	0,755	-	0,753	0,761	-	0,819	0,803	0,799
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,873	0,856	0,875	0,915	0,830	0,834	0,829	0,847	0,872	0,849	0,840	0,839
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,096	1,048	1,071	-	1,191	-	1,233	1,19	-	1,046	1,057	1,108
Плотность пластовой воды, г/см ³	1,089	-	-	-	1,126	-	1,1295	1,143	-	1,100	-	-
Геологические запасы нефти по кат. С ₁ , тыс.т.	206	186	226	72	176	20	90	86	299	544	382	135

3.3.2. Обоснование выбора расчетных вариантов разработки

В рамках настоящей работы рассмотрены три варианта последующей разработки эксплуатационных объектов месторождения Биикжал, которые отличаются между собой режимами эксплуатации залежей, количеством скважин для бурения и системами их размещения, проектным профилем скважин и т.д.

Согласно рекомендациям п.п. 135, 136 и 138 «Единые правила...» (2), в качестве базового варианта должна быть предусмотрена разработка выделенного эксплуатационного объекта на режиме истощения пластовой энергии. Второй вариант должен предусматривать разработку эксплуатационного объекта с применением системы поддержания пластового давления, путем закачки агента (воды, газа, различных растворов и т.д.). Третий вариант должен быть направлен на достижение максимальной величины нефтеотдачи, предусматривающий реализацию новых технологий по воздействию на ПЗС и методам увеличения нефтеотдачи пластов.

Во всех рассмотренных ниже вариантах разработки месторождения предусматривается придерживаться установленного режима работы скважин. Так, забойное давление в добывающих скважинах рекомендуется поддерживать на уровне либо выше давления насыщения нефти газом. Забойное давление в нагнетательных скважинах, в вариантах разработки 2 и 3, рекомендуется поддерживать как можно выше, но не более давления гидравлического разрыва пласта ($P_z = 0,90-0,95 * P_{гпр}$).

Коэффициенты эксплуатации как добывающих, так и нагнетательных скважин принимаются на уровне 0,95 д.ед., исходя из необходимости проведения исследовательских работ.

Проектные начальные дебиты скважин по нефти обоснованы исходя из результатов испытаний и опробовании скважин.

Ниже приведено описание основных положений, рассмотренных в рамках настоящего проектного документа вариантов разработки.

Вариант 1 (базовый). В рассматриваемом варианте разработки выделенные эксплуатационные объекты (кроме III объекта) планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

Ожидается проявление упруговодонапорного режима работы залежей.

Объекты планируются к эксплуатации существующим фондом, без бурения дополнительных скважин.

Для ввода в эксплуатацию горизонта J2(объект II) планируется расконсервация скважины 12 в 2028 году.

На III объекте запланировано выбытие из нагнетания скважины BS-9, вместо нее планируется ввести в нагнетание переводом под ППД скважину 4.

Вариант 2 (альтернативный). В рассматриваемом варианте разработки планируется бурение дополнительных добывающих скважин (вертикальных)

I объект – бурение двух добывающих скважин, по одной в год, начиная с 2025 года, по одной скважине в год, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

II объект – аналогичен первому варианту, разработка запланирована с 2028 года, расконсервацией скважины 12, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

III объект- На III объекте запланировано выбытие из нагнетания скважины BS-9, вместо нее планируется ввести в нагнетание переводом под ППД скважину 4.

IV объект запланировано бурение 2 добывающих вертикальных скважин, в 2026-2027 годах, по одной скважине в год, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

V объект-запланировано бурение добывающей вертикальной скважины в 2027 году, объект планируется разрабатывать на естественном режиме.

Вариант 3 (рекомендуемый). В рассматриваемом варианте разработки выделенные эксплуатационные объекты (III и IV) планируется эксплуатировать с поддержанием пластовой энергии, путем закачки воды в продуктивные пласты.

Режим работы залежей – искусственный водонапорный режим (III и IV).

I объект – бурение четырех добывающих скважин, одна добывающая скважина 30 в 2026 году (вертикальная), две добывающие скважины 28 и 31 (вертикальные) в 2027 году.

II объект – аналогичен первому варианту, разработка запланирована с 2028 года, расконсервацией скважины 12, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

III объект- На III объекте запланировано выбытие из нагнетания скважины BS-9, вместо нее планируется ввести в нагнетание переводом под ППД скважину 4, в 2024 году. Также запланировано бурение одной добывающей скважины 32 (вертикальной) в 2030 году;

IV объект-запланировано бурение 1 горизонтальной скважины 33 (2028 год). В следующем 2029 году запланировано бурение 1 добывающей вертикальной скважины 34, а также бурение одной нагнетательной скважины 37. Далее, в 2030 году запланировано бурение одной нагнетательной скважины 38. В 2031 году также запланировано бурение вертикальной добывающей скважины 35. Объект запланирован к эксплуатации с ППД;

V объект-запланировано бурение добывающей горизонтальной скважины 37 в 2029 году, также дополнительно будет пробурена одна добывающая вертикальная скважины 39 в 2031 году. Объект планируется разрабатывать на естественном режиме.

Таким образом, по рекомендуемому варианту запланировано бурение 10 добывающих скважин и 2 нагнетательных.

3.4. Обоснование расчетной геолого-физической модели продуктивных горизонтов и принятой методики прогноза технологических показателей разработки

3.4.1. Обоснование расчетной геолого-физической модели продуктивных горизонтов

В основу расчетных геолого-физических моделей продуктивных горизонтов, принятых для расчета прогнозных технологических показателей разработки легли материалы, полученные по месторождению на дату составления настоящего отчета.

Согласно расчетной модели, каждый продуктивный горизонт (залежь) представлен набором пластов-коллекторов, выделенных по результатам переинтерпретации материалов ГИС, которые, в свою очередь, характеризуются прерывистостью по латерали и расчлененностью по разрезу. Причем каждый обособленный пласт-коллектор характеризуется фильтрационно-емкостными (толщина, коэффициенты пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и т.д.), продуктивными (коэффициент продуктивности) и термобарическими (пластовые давление и температура) свойствами, которые отличаются между собой от скважины к скважине. В конечном итоге, продуктивный горизонт представляется в виде латерально- и послойно неоднородной по коллекторским свойствам модели.

Изменение коллекторских свойств по латерали и вертикали количественно характеризуются квадратами коэффициента вариации, соответственно зональной (V_z^2) и послойной ($V_{п}^2$) неоднородностями, которые в последствии, с учетом выбранной системы размещения добывающих и нагнетательных скважин преобразуются в общую расчетную неоднородность (V_p^2).

3.4.2. 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.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как двухфазность потока, различие вязкостей нефти и вытесняющего агента, начальное положение ВНК. С учётом

зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей. Расчеты технологических показателей разработки выполнены с применением методики, изложенной в работах Лысенко В.Д. (3).

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:

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

где:

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

Q_u^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:

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

где:

τ – время работы скважин;

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

n – общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

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

$P_{сз}$ – 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:

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

где:

$Q_{Fи}^t$ – 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:

$$Q_{Fи} = Q_{и} * \frac{F}{K_3}$$

где:

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

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

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, добыче нефти и газа, подготовке и транспортировке нефти.

Капитальные вложения предусматривают затраты на бурение вертикальных и горизонтальных скважин, бурение нагнетательных скважин, 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 промышленного 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 вертикальных скважин, млн. тенге/ скв	550,0
2	Бурение добывающих горизонтальных скважин, млн. тенге/ скв	750,0
3	Выбытие скважин, млн. тенге/ скв	10,0
4	Бурение нагнетательных, млн. тенге/ скв	550,0
5	Ввод из консервации, млн. тенге/ скв	60
6	ГРП+ГИС, млн. тенге/ скв	60
7	КРС бригада, млн. тенге/ скв	10
8	КТГДКВ, млн. тенге/ скв	18
9	ГИС (ИННК, АКЦ), млн. тенге/ скв	2
10	КРС Изоляция, млн. тенге/ скв	8
11	ГИС+ПВР, млн. тенге/ скв	5
Обустройство промысла		
1	Обустройство добывающих скважин, млн. тенге/ скв	9,2
2	Выкидные линии, млн. тенге/км	36,0
3	Нагнетательные линии, млн. тенге/км	36
4	ЛЭП, млн. тенге/км	6,0
5	Автомобильные дороги, млн. тенге/км	20,0
6	Пункт сбора и подготовки нефти, млн. тенге	200,0
7	ГЗУ, млн.тенге	50,0
8	ППД, млн.тенге	19
9	Нефтяной коллектор, млн. тенге/км	36,0

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.	4,28
2	Затраты на текущий ремонт 1 скважины, млн. тенге /скв.	1,88
3	Страхование, млн. тенге/чел	0,08
4	Экологические расходы, тыс. тенге/т.нефти	1,61
5	Производственные расходы условно-постоянные, зависмые от численности ППП, млн.тенге/чел.	0,68
6	Производственно-технические материалы, тыс.тенге/т.ж-ти	1,96
7	Арендные затраты, млн.тенге	60,0
8	Затраты производственного характера, тыс.тенге/т.ж-ти	4,12
9	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями, млн.тенге	85,74
10	Прочие затраты	108,0
Расходы периода		
1	Среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП, млн. тенге /чел	7,80
2	Общие и административные расходы, млн.тенге/чел	13,7
3	Соцсфера и местная инфраструктура, % от затрат на добычу 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 4.2.9
6	Затраты на НИОКР, % от затрат на добычу по итогам предыдущего года	1
7	Страхование,млн. тенге /чел	0,08
8	Услуги непромышленного характера, выполненные сторонними	26,70

	организациями, млн.тенге /год	
9	Арендные затраты, млн.тенге	19,10

Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

Таблица 3.5.3

№№ п/п	Показатели	Значение
1	2	3
Цена		
1	Товарная нефть, %	99,8
2	Товарная нефть на внутренний рынок, %	100
3	Товарная нефть на экспорт, %	0
4	Цена реализации нефти на внутреннем рынке тыс.тенге/т.	123,0
5	Цена реализации нефти на экспорт, тыс.тенге/т	0
6	Цена транспорта нефти на внутреннем рынке , тыс.тенге/т	18,67
7	Цена транспорта нефти на внешнем рынке, тыс.тенге/т	0
Налоги отчисления		
1	Налог на имущество, %	1,5 % согласно ст.521.
2	Корпоративный подоходный налог,%	20% согласно ст.313
3	Налог на добычу нефти, %	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	Налог на имущество, %	1,5 согласно ст.521.
7	Корпоративный подоходный налог,%	20% согласно ст.313
8	Курс доллара США, тенге.	450
9	Индекс инфляции, %	8

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Ниже представлено описание основных проектных решений и технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Биикжал.

Вариант 1 (базовый). В рассматриваемом варианте предусматривается разработку выделенных эксплуатационных объектов вести на естественном, упруговодонапорном режиме по I, II, IV и V. Объект III будет продолжаться разработкой с системой ППД. Бурение скважин не предусматривается. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 8 лет (2024-2031 гг.);
- проектный уровень добычи нефти достигается в 2024 г. и составляет 15,1 тыс.т;
- проектная максимальная добыча жидкости составляет 20,6 тыс.т и достигается в 2025 г.

Вариант 2 (альтернативный). В рассматриваемом варианте предусматривается разработку эксплуатационных объектов вести на естественном, упруговодонапорном режиме по I, II, IV и V. Объект III будет продолжаться разработкой с системой ППД. Бурение скважин не предусматривается. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 10 лет (2024-2033 гг.);
- проектный уровень добычи нефти достигается в 2024 г. и составляет 15,1 тыс.т;
- проектная максимальная добыча жидкости составляет 36,6 тыс.т и достигается в 2028 г.
- ввод проектных добывающих скважин из бурения – 5 ед.;

Вариант 3 (рекомендуемый). В рассматриваемом варианте предусматривается разработку установленного эксплуатационного объекта вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в продуктивные пласты. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 52 года (2024-2076 гг.);
- проектный стабильный уровень добычи нефти достигается в 2032 гг. и составляет 34,5 тыс.т;
- проектная максимальная добыча жидкости составляет 72,5 тыс.т и достигается также в 2032 г.
- максимальная закачка воды составляет 25,3 тыс.м³ и достигается в 2033 г.;
- ввод проектных добывающих скважин из бурения – 10 ед., из них: 2 ед. с горизонтальными стволами и 8 ед. – вертикальными;
- ввод проектных нагнетательных скважин из бурения – 2 ед.;

В таблицах 4.1.2-4.1.24 представлены основные проектные технологические показатели разработки по эксплуатационным объектам месторождения Биикжал по **рекомендуемому варианту разработки 3**.

В табличных приложениях 4.1.1-4.1.42 представлены проектные технологические показатели разработки по вариантам разработки 1 и 2.

4.2 Техничко-экономические показатели вариантов разработки

Общие положения

Экономическая оценка эффективности разработки месторождения Биикжал 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 проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных 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 закачки воды.

1 вариант Бурение новых скважин не планируется, разработка месторождения предусмотрена существующими добывающими скважинами.

2 вариант Предусматривает бурение 5 добывающих скважин.

3 вариант В отличие от 2 варианта планируется бурение 8 вертикальных и 2 горизонтальных добывающих скважин, бурение 2 нагнетательных скважин.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в национальной валюте тенге. При расчете принят среднегодовой курс 450,0 тенге за 1 доллар США.

Расчеты в экономической модели производились с учетом инфляции. Ставка инфляции принята в размере 8% в год.

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

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнетных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м³/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	1	1	0	0	10	10	1	4,3	6,6	143,8	14,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	10	10	1	4,4	6,7	145,2	30,7
2026	1	1	0	0	0	0	0	11	11	1	3,9	7,0	119,8	30,7
2027	2	2	0	0	0	0	0	13	13	1	3,9	8,2	111,5	31,3
2028	2	2	0	0	0	0	0	16	16	1	4,3	9,4	112,2	31,6
2029	3	2	1	0	0	0	0	18	18	2	4,7	10,7	116,3	24,5
2030	2	1	1	0	0	0	0	19	19	3	5,0	10,4	123,0	19,0
2031	2	2	0	0	0	0	0	21	21	3	4,6	10,0	108,2	21,4
2032	0	0	0	0	0	0	0	21	21	3	4,7	10,0	107,9	24,2
2033	0	0	0	0	0	0	0	21	21	3	4,4	9,9	96,0	24,4
2034	0	0	0	0	0	0	0	17	17	2	4,7	10,2	92,2	20,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	17	17	2	4,5	10,1	89,4	20,3
2036	0	0	0	0	0	0	0	17	17	2	4,4	10,1	86,2	20,4
2037	0	0	0	0	0	0	0	17	17	2	4,3	10,0	83,9	20,6
2038	0	0	0	0	0	0	0	17	17	2	4,1	9,9	80,5	20,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	17	17	2	4,0	9,9	77,6	20,9
2040	0	0	0	0	0	0	0	17	17	2	3,8	9,9	74,4	21,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,9	9,9	75,9	21,2
2042	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,8	9,8	74,2	21,3
2043	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,7	9,8	72,1	21,5
2044	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,6	9,7	69,8	21,6
2045	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,5	9,7	67,4	21,8
2046	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,3	9,6	64,3	21,9
2047	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,2	9,6	62,4	22,1
2048	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,1	9,5	59,7	22,2
2049	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,0	9,4	57,2	22,4
2050	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2,9	9,4	54,6	22,6
2051	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2,7	9,3	51,8	22,7
2052	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2,5	9,3	47,6	22,9
2053	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2,4	9,2	44,6	23,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	9	9	2	4,1	16,3	76,0	23,2
2055	0	0	0	0	0	0	0	9	9	2	3,9	16,2	72,8	23,3
2056	0	0	0	0	0	0	0	9	9	2	3,7	16,0	68,8	23,5
2057	0	0	0	0	0	0	0	9	9	2	3,5	15,9	64,3	23,6
2058	0	0	0	0	0	0	0	9	9	2	3,3	15,8	61,7	23,8
2059	0	0	0	0	0	0	0	9	9	2	3,1	15,7	55,9	23,9
2060	0	0	0	0	0	0	0	9	9	2	2,7	5,0	47,5	24,1
2061	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,8	6,3	67,5	24,2
2062	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,8	6,2	66,8	24,4
2063	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,7	6,2	66,3	24,5
2064	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,7	6,2	65,7	24,7
2065	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,6	6,2	63,4	24,9
2066	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,5	6,2	61,6	25,0
2067	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,4	6,2	59,9	25,2
2068	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,3	6,2	59,1	25,3
2069	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,2	6,2	56,9	25,5
2070	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,1	6,1	54,4	25,6
2071	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,9	6,1	51,5	25,8
2072	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,7	6,1	47,9	25,9
2073	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,5	6,1	44,6	26,1
2074	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,3	6,1	41,1	26,2
2075	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,1	6,1	38,3	26,4
2076	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	1,5	6,1	26,3	26,6

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл.			
		тыс.т	%													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	15,0	1,5	1,8	172,0	17,3	0,067	22,9	22,9	194,1	194,1	34,6	0,499	5,25	18,1	4,9	13,3
2025	15,1	1,5	1,8	187,1	18,8	0,072	23,2	23,2	217,3	217,3	35,0	0,504	5,76	39,2	10,6	23,9
2026	16,8	1,7	2,1	203,9	20,5	0,079	30,5	30,5	247,8	247,8	44,8	0,520	6,28	29,9	10,7	34,6
2027	19,6	2,0	2,5	223,5	22,4	0,087	40,1	40,1	287,9	287,9	51,1	0,564	6,84	23,1	10,8	45,4
2028	25,1	2,5	3,3	248,7	25,0	0,096	52,4	52,4	340,3	340,3	52,0	0,663	7,51	17,9	11,0	56,4
2029	29,4	3,0	3,9	278,1	27,9	0,108	63,3	63,3	403,6	403,6	53,5	0,726	8,23	22,9	17,0	73,3
2030	33,0	3,3	4,6	311,1	31,2	0,120	66,8	66,8	470,4	470,4	50,6	0,810	9,04	25,3	19,7	93,1
2031	33,4	3,4	4,9	344,5	34,6	0,133	69,4	69,4	539,8	539,8	51,9	0,788	9,83	27,4	22,2	115,3
2032	34,5	3,5	5,3	379,0	38,1	0,147	72,5	72,5	612,3	612,3	52,4	0,786	10,61	29,6	25,1	140,5
2033	31,9	3,2	5,2	410,9	41,3	0,159	72,0	72,0	684,2	684,2	55,7	0,699	11,31	30,1	25,3	165,8
2034	27,5	2,8	4,7	438,4	44,0	0,170	59,9	59,9	744,2	744,2	54,1	0,543	11,86	19,9	14,0	179,8
2035	26,8	2,7	4,8	465,1	46,7	0,180	59,6	59,6	803,8	803,8	55,1	0,527	12,38	20,2	14,1	193,8
2036	25,9	2,6	4,9	491,0	49,3	0,190	59,4	59,4	863,2	863,2	56,4	0,508	12,89	20,4	14,2	208,0
2037	25,3	2,5	5,0	516,3	51,8	0,200	59,0	59,0	922,2	922,2	57,2	0,495	13,39	20,7	14,3	222,3
2038	24,3	2,4	5,1	540,6	54,3	0,209	58,6	58,6	980,8	980,8	58,6	0,474	13,86	21,0	14,4	236,7
2039	23,4	2,4	5,1	564,0	56,6	0,218	58,5	58,5	1039,4	1039,4	60,0	0,458	14,32	21,1	14,5	251,1
2040	22,5	2,3	5,2	586,5	58,9	0,227	58,3	58,3	1097,7	1097,7	61,3	0,438	14,76	21,4	14,6	265,7
2041	21,8	2,2	5,3	608,3	61,1	0,236	54,9	54,9	1152,6	1152,6	60,4	0,421	15,18	22,9	14,7	280,4
2042	21,3	2,1	5,5	629,6	63,2	0,244	54,6	54,6	1207,2	1207,2	61,0	0,412	15,59	23,2	14,8	295,2
2043	20,7	2,1	5,7	650,3	65,3	0,252	54,3	54,3	1261,5	1261,5	61,8	0,400	15,99	23,5	14,9	310,1
2044	20,1	2,0	5,8	670,4	67,3	0,260	54,0	54,0	1315,5	1315,5	62,8	0,387	16,38	23,8	15,0	325,1
2045	19,4	1,9	6,0	689,8	69,3	0,267	53,6	53,6	1369,1	1369,1	63,8	0,374	16,75	24,1	15,1	340,2
2046	18,5	1,9	6,1	708,3	71,1	0,274	53,3	53,3	1422,4	1422,4	65,3	0,357	17,11	24,4	15,2	355,4
2047	18,0	1,8	6,3	726,3	72,9	0,281	53,0	53,0	1475,4	1475,4	66,0	0,346	17,46	24,7	15,3	370,8
2048	17,3	1,7	6,4	743,6	74,7	0,288	52,7	52,7	1528,1	1528,1	67,2	0,331	17,79	25,0	15,4	386,2
2049	16,6	1,7	6,6	760,2	76,3	0,294	52,3	52,3	1580,4	1580,4	68,3	0,317	18,10	25,4	15,5	401,7
2050	15,9	1,6	6,7	776,1	77,9	0,301	52,0	52,0	1632,4	1632,4	69,5	0,303	18,41	25,7	15,6	417,4
2051	15,1	1,5	6,9	791,2	79,5	0,306	51,7	51,7	1684,1	1684,1	70,8	0,287	18,69	26,0	15,7	433,1
2052	14,0	1,4	6,8	805,2	80,9	0,312	51,4	51,4	1735,5	1735,5	72,8	0,264	18,96	26,4	15,8	449,0
2053	13,2	1,3	6,9	818,3	82,2	0,317	51,1	51,1	1786,6	1786,6	74,2	0,248	19,21	26,7	16,0	464,9
2054	12,6	1,3	7,1	831,0	83,4	0,322	50,7	50,7	1837,3	1837,3	75,1	0,237	19,44	27,1	16,1	481,0
2055	12,2	1,2	7,4	843,1	84,7	0,327	50,4	50,4	1887,7	1887,7	75,9	0,227	19,67	27,4	16,2	497,1
2056	11,5	1,2	7,6	854,7	85,8	0,331	50,1	50,1	1937,8	1937,8	77,0	0,215	19,89	27,8	16,3	513,4
2057	10,8	1,1	7,7	865,5	86,9	0,335	49,8	49,8	1987,5	1987,5	78,2	0,201	20,09	28,1	16,4	529,8
2058	10,5	1,0	8,0	876,0	88,0	0,339	49,4	49,4	2037,0	2037,0	78,9	0,192	20,28	28,5	16,5	546,3
2059	9,6	1,0	8,0	885,5	88,9	0,343	49,1	49,1	2086,1	2086,1	80,5	0,174	20,45	28,9	16,6	562,9
2060	8,3	0,8	7,6	893,9	89,8	0,346	15,6	15,6	2101,7	2101,7	46,4	0,148	20,60	91,6	16,7	579,6
2061	7,9	0,8	7,7	901,8	90,6	0,349	13,0	13,0	2114,7	2114,7	39,4	0,140	20,74	110,3	16,8	596,4
2062	7,8	0,8	8,3	909,6	91,3	0,352	13,0	13,0	2127,7	2127,7	39,9	0,139	20,88	111,2	16,9	613,3
2063	7,8	0,8	9,0	917,3	92,1	0,355	13,0	13,0	2140,7	2140,7	40,2	0,138	21,02	112,2	17,0	630,3
2064	7,7	0,8	9,8	925,0	92,9	0,358	12,9	12,9	2153,6	2153,6	40,6	0,137	21,16	113,1	17,1	647,5
2065	7,4	0,7	10,5	932,4	93,6	0,361	12,9	12,9	2166,5	2166,5	42,6	0,132	21,29	114,1	17,2	664,7
2066	7,2	0,7	11,4	939,6	94,4	0,364	12,9	12,9	2179,4	2179,4	44,1	0,128	21,42	115,0	17,3	682,0
2067	7,0	0,7	12,5	946,6	95,1	0,367	12,9	12,9	2192,3	2192,3	45,5	0,125	21,54	116,0	17,4	699,5
2068	6,9	0,7	14,1	953,5	95,8	0,369	12,8	12,8	2205,1	2205,1	46,2	0,123	21,66	116,9	17,6	717,0
2069	6,7	0,7	15,7	960,2	96,4	0,372	12,8	12,8	2217,9	2217,9	48,1	0,118	21,78	117,9	17,7	734,7
2070	6,4	0,6	17,9	966,6	97,1	0,374	12,8	12,8	2230,7	2230,7	50,2	0,113	21,89	118,9	17,8	752,5
2071	6,0	0,6	20,6	972,6	97,7	0,377	12,8	12,8	2243,4	2243,4	52,8	0,107	22,00	119,8	17,9	770,4
2072	5,6	0,6	24,1	978,2	98,2	0,379	12,7	12,7	2256,1	2256,1	56,0	0,100	22,10	120,8	18,0	788,3
2073	5,2	0,5	29,6	983,4	98,8	0,381	12,7	12,7	2268,8	2268,8	59,0	0,093	22,19	121,8	18,1	806,4
2074	4,8	0,5	38,8	988,2	99,2	0,383	12,7	12,7	2281,5	2281,5	62,0	0,086	22,28	122,8	18,2	824,6
2075	4,5	0,4	58,9	992,7	99,7	0,384	12,6	12,6	2294,2	2294,2	64,6	0,080	22,36	123,8	18,3	842,9
2076	3,1	0,3	98,5	995,7	100,0	0,386	12,6	12,6	2306,8	2306,8	75,7	0,055	22,41	124,8	18,4	861,4

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по 1 объекту. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнетных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,9	6,6	61,1	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,9	6,7	63,1	0,0
2026	1	1	0	0	0	0	0	4	4	0	3,1	7,8	65,9	0,0
2027	2	2	0	0	0	0	0	6	6	0	3,9	10,1	84,0	0,0
2028	1	1	0	0	0	0	0	7	7	0	4,6	12,2	99,2	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	6,0	16,4	128,7	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	5,7	16,3	122,1	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	5,5	16,2	118,7	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	5,3	16,1	113,8	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	5,2	16,0	110,6	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	5,0	15,9	106,6	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	4,8	15,8	103,5	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	4,7	15,8	99,8	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	4,6	15,7	97,8	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	4,4	15,6	94,7	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	4,3	15,5	91,8	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	4,1	15,4	87,4	1,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	4,0	15,3	84,8	0,4
2042	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	3,8	15,2	82,3	0,5
2043	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	3,7	15,2	78,9	0,6
2044	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	3,5	15,1	75,7	0,6
2045	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	3,4	15,0	72,5	0,7
2046	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	3,2	14,9	67,5	0,8
2047	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	3,0	14,8	64,3	0,8
2048	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	2,8	14,7	60,0	0,9
2049	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	2,6	14,6	55,5	1,0
2050	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	2,4	14,5	51,2	1,0
2051	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	2,1	14,5	46,0	1,1
2052	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	1,9	14,4	39,8	1,2
2053	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	1,6	14,3	33,6	1,2

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по 1 объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	млн.м3	млн.м4	%	тыс.м ³	тыс.м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	3,0	1,0	1,0	15,3	5,2	0,026	6,8	6,8	23,2	23,2	56,5	0,064	0,276	0,0	0,0	0,0
2025	3,1	1,0	1,1	18,4	6,2	0,031	7,0	7,0	30,2	30,2	55,9	0,066	0,341	0,0	0,0	0,0
2026	5,9	2,0	2,1	24,3	8,2	0,040	14,9	14,9	45,1	45,1	60,4	0,126	0,467	0,0	0,0	0,0
2027	9,6	3,2	3,5	33,9	11,4	0,056	24,7	24,7	69,8	69,8	61,1	0,205	0,673	0,0	0,0	0,0
2028	12,1	4,1	4,6	46,0	15,5	0,077	31,8	31,8	101,6	101,6	61,9	0,259	0,932	0,0	0,0	0,0
2029	14,6	4,9	5,8	60,6	20,4	0,101	39,7	39,7	141,3	141,3	63,2	0,312	1,244	0,0	0,0	0,0
2030	13,85	4,7	5,9	74,4	25,0	0,124	39,5	39,5	180,8	180,8	65,0	0,296	1,541	0,0	0,0	0,0
2031	13,46	4,5	6,0	87,9	29,6	0,146	39,3	39,3	220,1	220,1	65,7	0,288	1,829	0,0	0,0	0,0
2032	12,91	4,3	6,2	100,8	33,9	0,168	39,1	39,1	259,2	259,2	67,0	0,276	2,105	0,0	0,0	0,0
2033	12,54	4,2	6,4	113,3	38,1	0,189	38,9	38,9	298,1	298,1	67,7	0,268	2,373	0,0	0,0	0,0
2034	12,09	4,1	6,6	125,4	42,2	0,209	38,7	38,7	336,7	336,7	68,7	0,259	2,632	0,0	0,0	0,0
2035	11,74	4,0	6,8	137,2	46,2	0,229	38,5	38,5	375,2	375,2	69,5	0,251	2,883	0,0	0,0	0,0
2036	11,32	3,8	7,1	148,5	50,0	0,247	38,2	38,2	413,4	413,4	70,4	0,242	3,125	0,0	0,0	0,0
2037	11,09	3,7	7,5	159,6	53,7	0,266	38,0	38,0	451,5	451,5	70,8	0,237	3,363	0,0	0,0	0,0
2038	10,74	3,6	7,8	170,3	57,3	0,284	37,8	37,8	489,3	489,3	71,6	0,230	3,593	0,0	0,0	0,0
2039	10,41	3,5	8,2	180,7	60,8	0,301	37,6	37,6	526,9	526,9	72,3	0,223	3,815	0,0	0,0	0,0
2040	9,91	3,3	8,5	190,6	64,2	0,318	37,4	37,4	564,3	564,3	73,5	0,212	4,027	0,0	0,0	0,0
2041	9,62	3,2	9,0	200,2	67,4	0,334	37,2	37,2	601,5	601,5	74,1	0,206	4,233	0,0	0,0	0,0
2042	9,34	3,1	9,6	209,6	70,5	0,349	37,0	37,0	638,5	638,5	74,7	0,200	4,433	0,0	0,0	0,0
2043	8,95	3,0	10,2	218,5	73,6	0,364	36,8	36,8	675,3	675,3	75,7	0,192	4,625	0,0	0,0	0,0
2044	8,59	2,9	10,9	227,1	76,4	0,379	36,6	36,6	711,8	711,8	76,5	0,184	4,809	0,0	0,0	0,0
2045	8,22	2,8	11,7	235,3	79,2	0,392	36,4	36,4	748,2	748,2	77,4	0,176	4,984	0,0	0,0	0,0
2046	7,65	2,6	12,4	243,0	81,8	0,405	36,1	36,1	784,4	784,4	78,8	0,164	5,148	0,0	0,0	0,0
2047	7,29	2,5	13,5	250,3	84,2	0,417	35,9	35,9	820,3	820,3	79,7	0,156	5,304	0,0	0,0	0,0
2048	6,81	2,3	14,5	257,1	86,5	0,428	35,7	35,7	856,0	856,0	80,9	0,146	5,450	0,0	0,0	0,0
2049	6,29	2,1	15,7	263,4	88,7	0,439	35,5	35,5	891,5	891,5	82,3	0,135	5,585	0,0	0,0	0,0
2050	5,80	2,0	17,2	269,2	90,6	0,449	35,3	35,3	926,8	926,8	83,6	0,124	5,709	0,0	0,0	0,0
2051	5,21	1,8	18,7	274,4	92,4	0,457	35,1	35,1	961,9	961,9	85,1	0,112	5,820	0,0	0,0	0,0
2052	4,51	1,5	19,9	278,9	93,9	0,465	34,9	34,9	996,8	996,8	87,1	0,097	5,917	0,0	0,0	0,0
2053	3,81	1,3	21,0	282,7	95,2	0,471	34,7	34,7	1031,5	1031,5	89,0	0,082	5,998	0,0	0,0	0,0
2054	3,43	1,2	23,9	286,2	96,3	0,477	34,5	34,5	1066,0	1066,0	90,0	0,073	6,072	0,0	0,0	0,0
2055	3,08	1,0	28,1	289,2	97,4	0,482	34,3	34,3	1100,2	1100,2	91,0	0,066	6,138	0,0	0,0	0,0
2056	2,64	0,9	33,6	291,9	98,2	0,486	34,0	34,0	1134,3	1134,3	92,2	0,056	6,194	0,0	0,0	0,0
2057	2,16	0,7	41,3	294,0	99,0	0,490	33,8	33,8	1168,1	1168,1	93,6	0,046	6,240	0,0	0,0	0,0
2058	1,86	0,6	60,7	295,9	99,6	0,493	33,6	33,6	1201,7	1201,7	94,5	0,040	6,280	0,0	0,0	0,0
2059	1,12	0,4	93,0	297,0	100,0	0,495	33,4	33,4	1235,1	1235,1	96,6	0,024	6,304	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по 2 объект. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения,			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнетных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		ед.	т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
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	1	1	0	4,2	6,2	125,8	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	4,1	6,4	123,4	0
2030	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,9	6,4	117,4	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,6	6,9	107,7	0
2032	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,2	7,0	97,1	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,1	7,2	91,9	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2,9	7,4	86,0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2,4	7,7	71,9	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,9	7,9	56,0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,7	8,1	49,4	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,2	8,3	36,9	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,98	8,5	29,4	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,63	8,7	18,9	0

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по 2 объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%				%	тыс.т	%	д.ед.		тыс.т	тыс.т			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,000	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	0,00	0,000	0,0	0,0	0,0
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,0
2027	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,0
2028	1,5	12,4	12,4	1,5	12,4	0,020	2,1	2,1	2,1	2,1	31,9	0,04	0,044	0,0	0,0	0,0
2029	1,4	12,2	13,9	2,9	24,7	0,040	2,2	2,2	4,4	4,4	35,9	0,04	0,086	0,0	0,0	0,0
2030	1,4	11,6	15,4	4,2	36,3	0,059	2,2	2,2	6,6	6,6	38,4	0,04	0,127	0,0	0,0	0,0

2031	1,2	10,7	16,7	5,5	46,9	0,076	2,4	2,4	9,0	9,0	48,0	0,04	0,165	0,0	0,0	0,0
2032	1,1	9,6	18,1	6,6	56,5	0,092	2,4	2,4	11,4	11,4	53,8	0,03	0,198	0,0	0,0	0,0
2033	1,1	9,1	20,9	7,7	65,6	0,107	2,5	2,5	13,9	13,9	57,5	0,03	0,230	0,0	0,0	0,0
2034	1,0	8,5	24,8	8,7	74,1	0,120	2,6	2,6	16,5	16,5	61,4	0,03	0,260	0,0	0,0	0,0
2035	0,8	7,1	27,5	9,5	81,3	0,132	2,7	2,7	19,1	19,1	68,6	0,02	0,285	0,0	0,0	0,0
2036	0,6	5,5	29,6	10,2	86,8	0,141	2,7	2,7	21,9	21,9	76,2	0,02	0,304	0,0	0,0	0,0
2037	0,6	4,9	37,0	10,7	91,7	0,149	2,8	2,8	24,7	24,7	79,6	0,02	0,321	0,0	0,0	0,0
2038	0,4	3,6	43,8	11,2	95,3	0,155	2,9	2,9	27,6	27,6	85,2	0,01	0,334	0,0	0,0	0,0
2039	0,3	2,9	62,2	11,5	98,2	0,160	3,0	3,0	30,5	30,5	88,5	0,01	0,344	0,0	0,0	0,0
2040	0,2	1,9	105,7	11,7	100,1	0,163	3,0	3,0	33,5	33,5	92,8	0,01	0,351	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по 3 объект. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнетных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м³/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	1	1	0	0	3	3	1	9,9	13,7	389,5	14,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	10,0	13,9	393,3	30,7
2026	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	8,9	13,3	351,7	30,7
2027	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	8,1	13,1	317,7	31,3
2028	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	5,9	11,1	231,4	31,6
2029	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	5,9	12,7	233,1	31,9
2030	1	1	0	0	0	0	0	4	4	1	5,3	9,3	207,4	32,2
2031	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	4,4	9,1	172,8	32,5
2032	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	3,8	8,9	150,2	32,8
2033	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	2,5	8,7	99,2	33,2

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по 3 объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%				%	тыс.т	%	д.ед.		тыс.т	тыс.т			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	10,3	5,0	13,9	142,2	69,1	0,38	14,3	14,3	154,3	154,3	27,8	0,405	4,809	29,0	4,9	13,3
2025	10,4	5,1	16,3	152,7	74,1	0,41	14,5	14,5	168,8	168,8	28,3	0,409	5,218	62,7	10,6	23,9
2026	9,3	4,5	17,5	162,0	78,6	0,43	13,8	13,8	182,6	182,6	32,6	0,366	5,584	65,9	10,7	34,5
2027	8,4	4,1	19,1	170,4	82,7	0,45	13,7	13,7	196,2	196,2	38,4	0,331	5,915	67,9	10,8	45,4
2028	7,2	3,5	20,2	177,6	86,2	0,47	13,6	13,6	209,9	209,9	47,1	0,283	6,198	68,8	11,0	56,3

2029	6,2	3,0	21,7	183,7	89,2	0,49	13,2	13,2	223,0	223,0	53,2	0,242	6,440	71,7	11,1	67,4
2030	7,3	3,6	32,9	191,1	92,8	0,51	12,9	12,9	235,9	235,9	43,2	0,288	6,728	74,0	11,2	78,6
2031	6,1	3,0	40,8	197,2	95,7	0,53	12,6	12,6	248,5	248,5	51,6	0,240	6,968	76,4	11,3	89,8
2032	5,3	2,6	60,0	202,5	98,3	0,54	12,3	12,3	260,9	260,9	57,0	0,208	7,176	79,0	11,4	101,2
2033	3,5	1,7	99,0	206,0	100,0	0,55	12,0	12,0	272,9	272,9	70,9	0,138	7,313	81,7	11,5	112,7

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по 4 объект. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнетных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,2	1,3	21,3	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,2	1,3	20,6	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,1	1,2	20,4	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,1	1,2	20,2	0,0
2028	1	1	0	0	0	0	0	4	4	0	3,3	3,6	58,4	0,0
2029	2	1	1	0	0	0	0	5	5	1	3,7	4,1	65,4	17,0
2030	1	0	1	0	0	0	0	5	5	2	4,6	5,3	81,7	12,3
2031	1	1	0	0	0	0	0	6	6	2	5,0	5,9	88,4	15,7
2032	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,4	6,6	96,4	19,7
2033	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,4	6,6	95,9	19,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,4	6,7	95,5	20,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,3	6,6	94,9	20,2
2036	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,2	6,6	93,3	20,4
2037	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,1	6,6	91,5	20,5
2038	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,0	6,5	89,3	20,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,0	6,5	88,3	20,8
2040	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,9	6,5	87,4	21,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,9	6,5	86,5	21,1
2042	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,8	6,5	86,0	21,3
2043	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,8	6,5	85,1	21,4
2044	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,7	6,5	84,2	21,6
2045	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,6	6,5	82,7	21,8
2046	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,5	6,5	80,7	21,9
2047	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,5	6,4	80,0	22,1
2048	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,4	6,4	79,1	22,2
2049	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,4	6,4	78,6	22,4
2050	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,3	6,4	77,4	22,5
2051	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,3	6,4	76,4	22,7
2052	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,2	6,4	75,4	22,8
2053	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,2	6,4	74,9	23,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,2	6,3	74,0	23,1

2055	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,1	6,3	73,1	23,3
2056	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,0	6,3	71,9	23,5
2057	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,9	6,3	70,3	23,6
2058	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,9	6,3	69,7	23,8
2059	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,9	6,3	69,0	23,9
2060	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,8	6,3	68,2	24,1
2061	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,8	6,3	67,5	24,2
2062	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,8	6,2	66,8	24,4
2063	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,7	6,2	66,3	24,5
2064	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,7	6,2	65,7	24,7
2065	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,6	6,2	63,4	24,9
2066	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,5	6,2	61,6	25,0
2067	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,4	6,2	59,9	25,2
2068	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,3	6,2	59,1	25,3
2069	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,2	6,2	56,9	25,5
2070	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,1	6,1	54,4	25,6
2071	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,9	6,1	51,5	25,8
2072	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,7	6,1	47,9	25,9
2073	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,5	6,1	44,6	26,1
2074	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,3	6,1	41,1	26,2
2075	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,1	6,1	38,3	26,4
2076	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	1,5	6,1	26,3	26,6

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по 4 объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	1,243	0,3	0,3	11,6	2,8	0,009	1,3	1,3	13,3	13,3	6,2	0,022	0,130	0,0	0,0	0,0
2025	1,205	0,3	0,3	12,8	3,0	0,010	1,3	1,3	14,6	14,6	7,4	0,021	0,152	0,0	0,0	0,0
2026	1,191	0,3	0,3	14,0	3,3	0,011	1,3	1,3	15,9	15,9	8,2	0,021	0,173	0,0	0,0	0,0
2027	1,182	0,3	0,3	15,2	3,6	0,012	1,3	1,3	17,2	17,2	8,6	0,021	0,194	0,0	0,0	0,0
2028	4,012	1,0	1,0	19,2	4,6	0,016	4,4	4,4	21,6	21,6	9,0	0,071	0,265	0,0	0,0	0,0
2029	5,769	1,4	1,4	25,0	5,9	0,020	6,5	6,5	28,1	28,1	11,3	0,103	0,368	77,5	5,9	5,9
2030	7,956	1,9	2,0	32,9	7,8	0,027	9,2	9,2	37,3	37,3	13,4	0,142	0,510	79,5	8,5	14,4
2031	9,515	2,3	2,4	42,4	10,1	0,034	11,3	11,3	48,6	48,6	15,6	0,169	0,679	82,5	10,9	25,3
2032	11,269	2,7	3,0	53,7	12,7	0,043	13,7	13,7	62,3	62,3	17,7	0,201	0,879	85,5	13,7	39,0
2033	11,205	2,7	3,0	64,9	15,4	0,053	13,7	13,7	76,0	76,0	18,2	0,199	1,079	86,0	13,8	52,8
2034	11,164	2,6	3,1	76,1	18,0	0,062	13,9	13,9	89,9	89,9	19,6	0,199	1,278	85,5	13,9	66,7
2035	11,087	2,6	3,2	87,2	20,7	0,071	13,8	13,8	103,7	103,7	19,8	0,197	1,475	86,6	14,0	80,7
2036	10,908	2,6	3,3	98,1	23,3	0,079	13,8	13,8	117,5	117,5	20,9	0,194	1,669	87,5	14,1	94,8
2037	10,697	2,5	3,3	108,8	25,8	0,088	13,7	13,7	131,2	131,2	21,7	0,190	1,860	89,0	14,2	109,1
2038	10,436	2,5	3,3	119,2	28,3	0,096	13,5	13,5	144,7	144,7	22,7	0,186	2,045	90,7	14,3	123,4
2039	10,320	2,4	3,4	129,5	30,7	0,105	13,6	13,6	158,3	158,3	24,2	0,184	2,229	90,6	14,4	137,8
2040	10,221	2,4	3,5	139,7	33,1	0,113	13,6	13,6	171,9	171,9	24,8	0,182	2,411	91,5	14,5	152,4

2041	10,109	2,4	3,6	149,9	35,5	0,121	13,6	13,6	185,4	185,4	25,5	0,180	2,591	92,4	14,7	167,0
2042	10,054	2,4	3,7	159,9	37,9	0,129	13,5	13,5	199,0	199,0	25,7	0,179	2,770	93,2	14,8	181,8
2043	9,951	2,4	3,8	169,9	40,3	0,137	13,5	13,5	212,5	212,5	26,3	0,177	2,947	94,1	14,9	196,7
2044	9,836	2,3	3,9	179,7	42,6	0,145	13,5	13,5	225,9	225,9	27,0	0,175	3,122	95,0	15,0	211,6
2045	9,665	2,3	4,0	189,4	44,9	0,153	13,5	13,5	239,4	239,4	28,2	0,172	3,294	95,8	15,1	226,7
2046	9,436	2,2	4,1	198,8	47,1	0,161	13,4	13,4	252,8	252,8	29,7	0,168	3,462	96,7	15,2	241,9
2047	9,356	2,2	4,2	208,2	49,4	0,168	13,4	13,4	266,2	266,2	30,2	0,167	3,629	97,6	15,3	257,2
2048	9,241	2,2	4,3	217,4	51,6	0,176	13,4	13,4	279,6	279,6	30,9	0,164	3,793	98,5	15,4	272,6
2049	9,189	2,2	4,5	226,6	53,7	0,183	13,3	13,3	292,9	292,9	31,1	0,164	3,957	99,4	15,5	288,1
2050	9,046	2,1	4,6	235,6	55,9	0,191	13,3	13,3	306,3	306,3	32,1	0,161	4,118	100,3	15,6	303,8
2051	8,934	2,1	4,8	244,6	58,0	0,198	13,3	13,3	319,6	319,6	32,8	0,159	4,277	101,2	15,7	319,5
2052	8,810	2,1	5,0	253,4	60,1	0,205	13,3	13,3	332,8	332,8	33,6	0,157	4,434	102,0	15,8	335,3
2053	8,751	2,1	5,2	262,1	62,2	0,212	13,2	13,2	346,1	346,1	33,9	0,156	4,589	103,0	15,9	351,3
2054	8,649	2,1	5,4	270,8	64,2	0,219	13,2	13,2	359,3	359,3	34,5	0,154	4,743	103,9	16,1	367,3
2055	8,547	2,0	5,7	279,3	66,2	0,226	13,2	13,2	372,4	372,4	35,2	0,152	4,895	104,8	16,2	383,5
2056	8,399	2,0	5,9	287,7	68,2	0,233	13,2	13,2	385,6	385,6	36,2	0,150	5,045	105,7	16,3	399,8
2057	8,217	1,9	6,1	295,9	70,2	0,239	13,1	13,1	398,7	398,7	37,4	0,146	5,191	106,6	16,4	416,1
2058	8,151	1,9	6,5	304,1	72,1	0,246	13,1	13,1	411,8	411,8	37,8	0,145	5,336	107,5	16,5	432,6
2059	8,060	1,9	6,9	312,1	74,0	0,253	13,1	13,1	424,9	424,9	38,4	0,143	5,480	108,4	16,6	449,2
2060	7,969	1,9	7,3	320,1	75,9	0,259	13,0	13,0	438,0	438,0	38,9	0,142	5,622	109,4	16,7	465,9
2061	7,887	1,9	7,8	328,0	77,8	0,265	13,0	13,0	451,0	451,0	39,4	0,140	5,762	110,3	16,8	482,7
2062	7,805	1,9	8,3	335,8	79,6	0,272	13,0	13,0	464,0	464,0	39,9	0,139	5,901	111,2	16,9	499,6
2063	7,751	1,8	9,0	343,6	81,5	0,278	13,0	13,0	476,9	476,9	40,2	0,138	6,039	112,2	17,0	516,6
2064	7,681	1,8	9,8	351,2	83,3	0,284	12,9	12,9	489,9	489,9	40,6	0,137	6,176	113,1	17,1	533,8
2065	7,415	1,8	10,5	358,7	85,0	0,290	12,9	12,9	502,8	502,8	42,6	0,132	6,308	114,1	17,2	551,0
2066	7,205	1,7	11,4	365,9	86,8	0,296	12,9	12,9	515,7	515,7	44,1	0,128	6,436	115,0	17,3	568,3
2067	7,004	1,7	12,5	372,9	88,4	0,302	12,9	12,9	528,5	528,5	45,5	0,125	6,560	116,0	17,4	585,8
2068	6,907	1,6	14,1	379,8	90,1	0,307	12,8	12,8	541,4	541,4	46,2	0,123	6,683	116,9	17,6	603,4
2069	6,651	1,6	15,9	386,4	91,6	0,313	12,8	12,8	554,2	554,2	48,1	0,118	6,802	117,9	17,7	621,0
2070	6,359	1,5	18,0	392,8	93,1	0,318	12,8	12,8	567,0	567,0	50,2	0,113	6,915	118,9	17,8	638,8
2071	6,014	1,4	20,8	398,8	94,6	0,323	12,8	12,8	579,7	579,7	52,8	0,107	7,022	119,8	17,9	656,7
2072	5,604	1,3	24,5	404,4	95,9	0,327	12,7	12,7	592,4	592,4	56,0	0,100	7,122	120,8	18,0	674,7
2073	5,210	1,2	30,1	409,6	97,1	0,331	12,7	12,7	605,1	605,1	59,0	0,093	7,215	121,8	18,1	692,7
2074	4,809	1,1	39,8	414,4	98,3	0,335	12,7	12,7	617,8	617,8	62,0	0,086	7,300	122,8	18,2	711,0
2075	4,471	1,1	61,4	418,9	99,3	0,339	12,6	12,6	630,4	630,4	64,6	0,080	7,380	123,8	18,3	729,3
2076	3,069	0,7	109,1	422,0	100,1	0,341	12,6	12,6	643,1	643,1	75,7	0,055	7,434	124,8	18,4	747,7

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по 5 объект. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнетных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,3	1,4	22,8	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,2	1,4	21,3	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,2	1,3	20,2	0,0

2027	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,1	1,3	19,4	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,1	1,2	18,8	0,0
2029	1	1	0	0	0	0	0	2	2	0	4,2	3,2	47,6	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	3,6	4,3	63,0	0,0
2031	1	1	0	0	0	0	0	3	3	0	4,4	4,3	60,5	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3,7	4,8	64,3	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3,5	4,7	59,8	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3,1	4,6	53,9	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3,0	4,5	51,6	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,9	4,4	50,4	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,8	4,3	48,0	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,6	4,3	44,2	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,3	4,2	39,3	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,1	4,1	36,4	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,0	4,0	33,9	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,8	3,9	31,6	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,7	3,8	30,2	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,6	3,8	27,1	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,5	3,7	25,1	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,4	3,6	23,9	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,3	3,5	23,0	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,2	3,4	20,4	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,1	3,4	18,5	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,0	3,3	17,3	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,9	3,2	16,1	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,6	3,1	10,5	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,6	3,0	9,9	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,5	2,9	9,4	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,5	2,9	8,9	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,5	2,8	8,4	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,5	2,7	7,8	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,4	2,6	7,3	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,4	2,5	6,8	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,4	2,4	6,3	0,0

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по 5 объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%				%	тыс.т	%	д.ед.		тыс.т	тыс.т			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	0,457	0,5	0,8	2,9	4,9	0,010	0,48	0,5	3,3	3,3	5,0	0,008	0,040	0,0	0,0	0,0
2025	0,427	0,7	0,8	3,3	5,6	0,011	0,47	0,5	3,8	3,8	9,0	0,007	0,047	0,0	0,0	0,0
2026	0,405	0,7	0,7	3,7	6,3	0,012	0,45	0,5	4,2	4,2	10,2	0,007	0,054	0,0	0,0	0,0

2027	0,389	0,7	0,7	4,1	6,9	0,014	0,44	0,4	4,6	4,6	11,2	0,007	0,061	0,0	0,0	0,0
2028	0,378	0,6	0,7	4,5	7,6	0,015	0,43	0,4	5,1	5,1	11,7	0,007	0,068	0,0	0,0	0,0
2029	1,459	2,5	2,7	5,9	10,0	0,020	1,69	1,7	6,8	6,8	13,7	0,025	0,093	0,0	0,0	0,0
2030	2,530	4,3	4,8	8,5	14,3	0,028	2,99	3,0	9,7	9,7	15,3	0,044	0,136	0,0	0,0	0,0
2031	3,069	5,2	6,1	11,5	19,5	0,039	3,81	3,8	13,6	13,6	19,4	0,053	0,189	0,0	0,0	0,0
2032	3,869	6,6	8,1	15,4	26,1	0,051	4,96	5,0	18,5	18,5	22,0	0,067	0,256	0,0	0,0	0,0
2033	3,598	6,1	8,3	19,0	32,2	0,064	4,86	4,9	23,4	23,4	25,9	0,062	0,319	0,0	0,0	0,0
2034	3,247	5,5	8,1	22,2	37,7	0,074	4,79	4,8	28,2	28,2	32,2	0,056	0,375	0,0	0,0	0,0
2035	3,104	5,3	8,4	25,3	43,0	0,085	4,70	4,7	32,9	32,9	33,9	0,054	0,428	0,0	0,0	0,0
2036	3,033	5,1	9,0	28,4	48,1	0,095	4,61	4,6	37,5	37,5	34,2	0,052	0,481	0,0	0,0	0,0
2037	2,891	4,9	9,4	31,3	53,0	0,105	4,52	4,5	42,0	42,0	36,1	0,050	0,531	0,0	0,0	0,0
2038	2,659	4,5	9,6	33,9	57,5	0,113	4,44	4,4	46,4	46,4	40,1	0,046	0,577	0,0	0,0	0,0
2039	2,364	4,0	9,4	36,3	61,5	0,121	4,35	4,4	50,8	50,8	45,7	0,041	0,617	0,0	0,0	0,0
2040	2,189	3,7	9,6	38,5	65,2	0,129	4,26	4,3	55,0	55,0	48,7	0,038	0,655	0,0	0,0	0,0
2041	2,041	3,5	9,9	40,5	68,7	0,136	4,18	4,2	59,2	59,2	51,1	0,035	0,691	0,0	0,0	0,0
2042	1,905	3,2	10,3	42,4	71,9	0,142	4,09	4,1	63,3	63,3	53,4	0,033	0,723	0,0	0,0	0,0
2043	1,817	3,1	11,0	44,2	75,0	0,148	4,00	4,0	67,3	67,3	54,6	0,031	0,755	0,0	0,0	0,0
2044	1,634	2,8	11,1	45,9	77,8	0,153	3,92	3,9	71,2	71,2	58,3	0,028	0,783	0,0	0,0	0,0
2045	1,512	2,6	11,5	47,4	80,3	0,158	3,83	3,8	75,1	75,1	60,5	0,026	0,809	0,0	0,0	0,0
2046	1,436	2,4	12,4	48,8	82,7	0,163	3,74	3,7	78,8	78,8	61,7	0,025	0,834	0,0	0,0	0,0
2047	1,382	2,3	13,6	50,2	85,1	0,168	3,66	3,7	82,5	82,5	62,2	0,024	0,858	0,0	0,0	0,0
2048	1,228	2,1	14,0	51,4	87,2	0,172	3,57	3,6	86,0	86,0	65,6	0,021	0,879	0,0	0,0	0,0
2049	1,116	1,9	14,7	52,5	89,1	0,176	3,48	3,5	89,5	89,5	68,0	0,019	0,898	0,0	0,0	0,0
2050	1,041	1,8	16,1	53,6	90,8	0,179	3,40	3,4	92,9	92,9	69,4	0,018	0,916	0,0	0,0	0,0
2051	0,967	1,6	17,9	54,6	92,5	0,182	3,31	3,3	96,2	96,2	70,8	0,017	0,933	0,0	0,0	0,0
2052	0,633	1,074	14,3	55,2	93,5	0,185	3,23	3,2	99,5	99,5	80,4	0,011	0,944	0,0	0,0	0,0
2053	0,594	1,006	15,6	55,8	94,5	0,187	3,14	3,1	102,6	102,6	81,1	0,010	0,954	0,0	0,0	0,0
2054	0,564	0,956	17,5	56,3	95,5	0,188	3,05	3,1	105,6	105,6	81,5	0,010	0,964	0,0	0,0	0,0
2055	0,538	0,912	20,3	56,9	96,4	0,190	2,97	3,0	108,6	108,6	81,9	0,009	0,973	0,0	0,0	0,0
2056	0,503	0,853	23,8	57,4	97,3	0,192	2,88	2,9	111,5	111,5	82,5	0,009	0,982	0,0	0,0	0,0
2057	0,472	0,800	29,3	57,9	98,1	0,194	2,79	2,8	114,3	114,3	83,1	0,008	0,990	0,0	0,0	0,0
2058	0,440	0,746	38,6	58,3	98,8	0,195	2,71	2,7	117,0	117,0	83,7	0,008	0,998	0,0	0,0	0,0
2059	0,409	0,692	58,4	58,7	99,5	0,196	2,62	2,6	119,6	119,6	84,4	0,007	1,005	0,0	0,0	0,0
2060	0,377	0,639	129,4	59,1	100,1	0,198	2,53	2,5	122,1	122,1	85,1	0,007	1,011	0,0	0,0	0,0

Капитальные вложения

Расчет стоимости капитальных вложений, необходимых при разработке месторождения Биикжал производится с использованием укрупненных показателей направлений капитального строительства - в части бурения и обустройства месторождения. Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи, закачке воды, 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 рассматриваемому вариантам в разрезе бурения 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 99,8% от объема добычи нефти.

В расчете приняты условия, что 100% добываемой нефти реализуется на внутренний рынок.

Проектируемая цена продажи нефти на внутреннем рынке принята в размере 123,0 тыс.тенге/тонна.

Результаты расчета дохода от продажи нефти представлены в таблице 4.2.2.

Таблица 4.2.2- Расчет доход от реализации продукции 3 вариант

Годы	Добыча нефти	Товарная нефть	Продажа нефти на внутренний рынок			Доход, всего с учетом инфляции
			Цена	Количество	Доход от реализации	
	тыс. т.	тыс. т.	тыс.тенге/т	тыс. т	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7
2024	15,0	14,9	123,00	14,95	1 838,61	1 838,61
2025	15,1	15,1	123,00	15,08	1 854,44	2 002,80
2026	16,8	16,8	123,00	16,77	2 063,00	2 406,29
2027	19,6	19,5	123,00	19,54	2 403,65	3 027,90
2028	25,1	25,1	123,00	25,10	3 086,82	4 199,58
2029	29,4	29,4	123,00	29,37	3 612,23	5 307,56
2030	33,0	32,9	123,00	32,95	4 052,78	6 431,25
2031	33,4	33,3	123,00	33,32	4 098,86	7 024,72
2032	34,5	34,4	123,00	34,40	4 231,51	7 832,23
2033	31,9	31,8	123,00	31,84	3 916,73	7 829,57
2034	27,5	27,4	123,00	27,44	3 375,31	7 287,04
2035	26,8	26,7	123,00	26,71	3 285,29	7 660,11
2036	25,9	25,9	123,00	25,86	3 180,49	8 009,00
2037	25,3	25,2	123,00	25,20	3 099,56	8 429,62
2038	24,3	24,2	123,00	24,21	2 978,20	8 747,54
2039	23,4	23,4	123,00	23,39	2 876,59	9 125,04
2040	22,5	22,5	123,00	22,49	2 766,69	9 478,50
2041	21,8	21,7	123,00	21,73	2 672,35	9 887,76
2042	21,3	21,3	123,00	21,26	2 614,54	10 447,74
2043	20,7	20,7	123,00	20,68	2 543,22	10 975,77
2044	20,1	20,0	123,00	20,02	2 462,49	11 477,58
2045	19,4	19,4	123,00	19,36	2 380,90	11 985,05
2046	18,5	18,5	123,00	18,49	2 274,18	12 363,66
2047	18,0	18,0	123,00	17,99	2 212,97	12 993,39
2048	17,3	17,2	123,00	17,24	2 121,07	13 450,07
2049	16,6	16,6	123,00	16,56	2 037,10	13 951,05
2050	15,9	15,9	123,00	15,86	1 950,51	14 426,68
2051	15,1	15,1	123,00	15,08	1 855,43	14 821,26
2052	14,0	13,9	123,00	13,93	1 712,84	14 776,82
2053	13,2	13,1	123,00	13,13	1 614,78	15 045,35
2054	12,6	12,6	123,00	12,62	1 551,98	15 617,03
2055	12,2	12,1	123,00	12,14	1 493,30	16 228,72
2056	11,5	11,5	123,00	11,52	1 416,86	16 629,84
2057	10,8	10,8	123,00	10,83	1 331,72	16 881,00
2058	10,5	10,4	123,00	10,43	1 282,92	17 563,34
2059	9,6	9,6	123,00	9,57	1 177,03	17 402,85
2060	8,3	8,3	123,00	8,33	1 024,50	16 359,43
2061	7,9	7,9	123,00	7,87	968,16	16 696,54
2062	7,8	7,8	123,00	7,79	958,09	17 844,78
2063	7,8	7,7	123,00	7,74	951,47	19 139,03
2064	7,7	7,7	123,00	7,67	942,91	20 484,28
2065	7,4	7,4	123,00	7,40	910,22	21 356,04
2066	7,2	7,2	123,00	7,19	884,44	22 411,32
2067	7,0	7,0	123,00	6,99	859,77	23 528,99
2068	6,9	6,9	123,00	6,89	847,86	25 059,38
2069	6,7	6,6	123,00	6,64	816,44	26 061,03
2070	6,4	6,3	123,00	6,35	780,59	26 910,22
2071	6,0	6,0	123,00	6,00	738,24	27 486,26
2072	5,6	5,6	123,00	5,59	687,91	27 661,39
2073	5,2	5,2	123,00	5,20	639,55	27 773,93
2074	4,8	4,8	123,00	4,80	590,32	27 687,15
2075	4,5	4,5	123,00	4,46	548,83	27 800,45
2076	3,1	3,1	123,00	3,06	376,73	20 609,52
2024-2076	838,7	837,0		837,0	102 953,0	768 432,0
2024-2076	838,7	837,0		837,0	102 953,0	768 432,0

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:

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

Расходы периода включают:

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

Затраты на реализацию нефти включают:

- затраты на транспорт;
- прочие затраты.

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

Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому 3 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;
- НДС на добычу газа- согласно статьи 742 НК;
- налог на сверхприбыль - по шкале согласно статьи 761 НК;
- обязательное социальное медицинское страхование- -3%;
- прочие налоги и платежи в бюджет– 5%;

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

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

Годы	Производственные расходы																		Производ. затраты, ВСЕГО	Производ. затраты, ВСЕГО с учетом инфляции	Себестоим 1 т. нефти
	Ремонт скважин	Материальные затраты	ФОТ пром. персонала	Страхование	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Арендные затраты	Затраты производственного характера	Экологические расходы	Производственные расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	Амортизация	Прочие расходы	Налоги и отчисления									
												НДПИ на добычу нефти	НДПИ на добычу газа	Налог на имущество	Фонд ОСМС	Социальные отчисления	Социальный налог				
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	тыс.тенге/т	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
2024	20,7	29,3	137,0	2,6	85,7	60,0	61,7	24,1	21,6	14,3	108,0	49,6	1,8	12,0	3,7	4,3	11,7	648,2	648,2	43,3	
2025	20,7	29,6	137,0	2,6	85,7	60,0	62,2	24,3	21,6	17,9	108,0	82,9	1,9	14,6	3,7	6,2	13,6	692,4	747,8	49,5	
2026	22,6	32,9	137,0	2,6	85,7	60,0	69,2	27,1	21,6	35,4	108,0	91,3	1,8	25,5	3,7	6,2	13,6	744,1	867,9	51,6	
2027	26,4	38,3	137,0	2,6	85,7	60,0	80,7	31,5	21,6	35,6	108,0	104,1	1,8	43,2	3,7	6,2	13,6	799,8	1 007,6	51,5	
2028	32,0	49,2	137,0	2,6	85,7	60,0	103,6	40,5	21,6	142,4	108,0	133,0	2,0	65,6	3,7	6,2	13,6	1 006,7	1 369,6	54,5	
2029	37,7	57,6	137,0	2,6	85,7	60,0	121,2	47,4	21,6	247,4	108,0	156,0	2,2	94,2	3,7	6,2	13,6	1 201,9	1 766,0	60,0	
2030	41,5	64,7	137,0	2,6	85,7	60,0	136,0	53,2	21,6	335,4	108,0	175,2	2,5	109,4	3,7	6,2	13,6	1 356,0	2 151,8	65,2	
2031	45,2	65,4	137,0	2,6	85,7	60,0	137,6	53,8	21,6	396,4	108,0	178,8	2,6	121,9	3,7	6,2	13,6	1 439,9	2 467,7	73,9	
2032	45,2	67,5	137,0	2,6	85,7	60,0	142,0	55,5	21,6	409,2	108,0	184,2	2,5	116,0	3,7	6,2	13,6	1 460,4	2 703,1	78,4	
2033	45,2	62,5	137,0	2,6	85,7	60,0	131,5	51,4	21,6	378,8	108,0	171,5	2,3	109,8	3,7	6,2	13,6	1 391,2	2 781,1	87,2	
2034	35,8	53,8	137,0	2,6	85,7	60,0	113,3	44,3	21,6	326,4	108,0	149,4	1,9	104,1	3,7	6,2	13,6	1 267,4	2 736,1	99,5	
2035	35,8	52,4	137,0	2,6	85,7	60,0	110,3	43,1	21,6	317,7	108,0	145,8	1,9	99,2	3,7	6,2	13,6	1 244,5	2 901,6	108,4	
2036	35,8	50,7	109,6	2,0	68,6	48,0	106,7	41,7	17,3	307,6	86,4	139,1	1,7	94,5	3,0	4,9	10,8	1 128,4	2 841,6	109,7	
2037	35,8	49,4	109,6	2,0	68,6	48,0	104,0	40,7	17,3	299,7	86,4	135,8	1,6	89,9	3,0	4,9	10,8	1 107,6	3 012,4	119,3	
2038	35,8	47,5	109,6	2,0	68,6	48,0	100,0	39,1	17,3	288,0	86,4	130,9	1,6	85,4	3,0	4,9	10,8	1 078,9	3 168,9	130,6	
2039	35,8	45,9	109,6	2,0	68,6	48,0	96,5	37,7	17,3	278,2	86,4	126,8	1,6	81,1	3,0	4,9	10,8	1 054,2	3 344,3	142,7	
2040	35,8	44,1	42,8	0,8	34,3	24,0	92,9	36,3	6,8	267,5	43,2	117,0	1,2	76,9	1,2	1,9	4,2	830,9	2 846,6	126,3	
2041	33,9	42,6	42,8	0,8	17,1	12,0	89,7	35,0	6,8	258,4	43,2	112,3	1,1	72,9	1,2	1,9	4,2	776,0	2 871,2	131,9	
2042	33,9	41,7	42,8	0,8	17,1	12,0	87,8	34,3	6,8	252,8	43,2	110,0	1,1	69,0	1,2	1,9	4,2	760,6	3 039,2	142,7	
2043	33,9	40,6	42,8	0,8	17,1	12,0	85,4	33,4	6,8	245,9	43,2	107,1	1,1	65,2	1,2	1,9	4,2	742,5	3 204,5	154,7	
2044	33,9	39,3	42,8	0,8	17,1	12,0	82,6	32,3	6,8	238,1	43,2	103,8	1,0	61,5	1,2	1,9	4,2	722,7	3 368,4	167,9	
2045	33,9	38,0	42,8	0,8	17,1	12,0	79,9	31,2	6,8	230,2	43,2	116,0	1,0	57,9	1,2	1,9	4,2	718,2	3 615,5	186,4	
2046	33,9	36,3	42,8	0,8	17,1	12,0	76,3	29,8	6,8	219,9	43,2	110,8	2,2	54,5	1,2	1,9	4,2	693,8	3 772,0	203,6	
2047	33,9	35,3	42,8	0,8	17,1	12,0	74,3	29,0	6,8	214,0	43,2	107,8	0,0	51,2	1,2	1,9	4,2	675,5	3 966,4	220,0	
2048	33,9	33,8	42,8	0,8	17,1	12,0	71,2	27,8	6,8	205,1	43,2	103,3	0,0	48,0	1,2	1,9	4,2	653,2	4 142,1	239,7	
2049	33,9	32,5	42,8	0,8	17,1	12,0	68,4	26,7	6,8	197,0	43,2	99,2	0,0	44,9	1,2	1,9	4,2	632,7	4 332,8	261,1	
2050	33,9	31,1	42,8	0,8	17,1	12,0	65,5	25,6	6,8	188,6	43,2	95,0	0,0	41,9	1,2	1,9	4,2	611,7	4 524,3	284,7	
2051	33,9	29,6	42,8	0,8	17,1	12,0	62,3	24,3	6,8	179,4	43,2	90,4	0,0	39,1	1,2	1,9	4,2	589,1	4 705,6	311,3	
2052	33,9	27,3	42,8	0,8	17,1	12,0	57,5	22,5	6,8	165,6	43,2	83,4	0,0	36,4	1,2	1,9	4,2	556,7	4 802,9	344,2	
2053	33,9	25,8	42,8	0,8	17,1	12,0	54,2	21,2	6,8	156,2	43,2	78,7	0,0	33,9	1,2	1,9	4,2	533,8	4 973,9	378,1	
2054	20,7	24,8	42,8	0,8	17,1	12,0	52,1	20,4	6,8	150,1	43,2	75,6	0,0	31,6	1,2	1,9	4,2	505,2	5 084,0	402,1	
2055	20,7	23,8	42,8	0,8	17,1	12,0	50,1	19,6	6,8	144,4	43,2	72,8	0,0	29,3	1,2	1,9	4,2	490,8	5 333,6	438,4	
2056	20,7	22,6	42,8	0,8	17,1	12,0	47,6	18,6	6,8	137,0	43,2	69,0	0,0	27,2	1,2	1,9	4,2	472,7	5 548,2	480,7	
2057	20,7	21,2	42,8	0,8	17,1	12,0	44,7	17,5	6,8	128,8	43,2	64,9	0,0	25,1	1,2	1,9	4,2	452,9	5 741,5	529,2	
2058	20,7	20,5	42,8	0,8	17,1	12,0	43,1	16,8	6,8	124,1	43,2	62,5	0,0	23,2	1,2	1,9	4,2	440,9	6 035,4	577,5	
2059	20,7	18,8	42,8	0,8	17,1	12,0	39,5	15,4	6,8	113,8	43,2	57,3	0,0	21,3	1,2	1,9	4,2	417,0	6 164,9	642,9	
2060	20,7	16,3	42,8	0,8	17,1	12,0	34,4	13,4	6,8	99,1	43,2	49,9	0,0	19,6	1,2	1,9	4,2	383,5	6 124,1	733,8	
2061	15,1	15,4	42,8	0,8	17,1	12,0	32,5	12,7	6,8	93,6	43,2	47,2	0,0	18,1	1,2	1,9	4,2	364,7	6 288,8	797,4	
2062	15,1	15,3	42,8	0,8	17,1	12,0	32,2	12,6	6,8	92,7	43,2	46,7	0,0	16,7	1,2	1,9	4,2	361,2	6 726,7	861,8	
2063	15,1	15,2	42,8	0,8	17,1	12,0	31,9	12,5	6,8	92,0	43,2	46,4	0,0	15,3	1,2	1,9	4,2	358,4	7 209,1	930,1	
2064	15,1	15,0	42,8	0,8	17,1	12,0	31,6	12,4	6,8	91,2	43,2	45,9	0,0	14,0	1,2	1,9	4,2	355,2	7 717,2	1004,7	
2065	15,1	14,5	42,8	0,8	17,1	12,0	30,5	11,9	6,8	88,0	43,2	44,3	0,0	12,6	1,2	1,9	4,2	347,1	8 142,9	1098,2	
2066	15,1	14,1	42,8	0,8	17,1	12,0	29,7	11,6	6,8	85,5	43,2	43,1	0,0	11,3	1,2	1,9	4,2	340,4	8 625,0	1197,1	
2067	15,1	13,7	42,8	0,8	17,1	12,0	28,9	11,3	6,8	83,1	43,2	41,9	0,0	10,0	1,2	1,9	4,2	334,0	9 139,4	1304,9	
2068	15,1	13,5	42,8	0,8	17,1	12,0	28,5	11,1	6,8	82,0	43,2	41,3	0,0	8,7	1,2	1,9	4,2	330,2	9 760,5	1413,1	
2069	15,1	13,0	42,8	0,8	17,1	12,0	27,4	10,7	6,8	79,0	43,2	39,8	0,0	7,5	1,2	1,9	4,2	322,5	10 293,4	1547,6	
2070	15,1	12,5	42,8	0,8	17,1	12,0	26,2	10,2	6,8	75,5	43,2	38,0	0,0	6,3	1,2	1,9	4,2	313,8	10 818,9	1701,4	
2071	15,1	11,8	42,8	0,8	17,1	12,0	24,8	9,7	6,8	71,4	43,2	36,0	0,0	5,2	1,2	1,9	4,2	303,9	11 314,2	1881,3	
2072	15,1	11,0	42,8	0,8	17,1	12,0	23,1	9,0	6,8	66,5	43,2	33,5	0,0	4,1	1,2	1,9	4,2	292,3	11 755,2	2097,7	
2073	15,1	10,2	42,8	0,8	17,1	12,0	21,5	8,4	6,8	61,8	43,2	31,2	0,0	3,1	1,2	1,9	4,2	281,3	12 215,3	2344,6	
2074	15,1	9,4	42,8	0,8	17,1	12,0	19,8	7,7	6,8	57,1	43,2	28,8	0,0	2,2	1,2	1,9	4,2	270,1	12 668,7	2634,4	
2075	15,1	8,8	42,8	0,8	17,1	12,0	18,4	7,2	6,8	53,1	43,2	26,7	0,0	1,3	1,2	1,9	4,2	260,6	13 201,6	2952,7	
2076	15,1	6,0	42,8	0,8	17,1	12,0	12,6	4,9	6,8	36,4	43,2	18,4	0,0	0,5	1,2	1,9	4,2	224,0	12 255,3	3993,3	
2024-2076	1 415,3	1 642,4	3 665,4	68,5	1 954,9	1 368,0	3 455,4	1 350,3	578,1	8 955,5	3 240,0	4 650,3	40,5	2 334,2	99,0	163,1	361,0	35 341,9	286 845,5	342,0	
2024-2076	1 415,3	1 642,4	3 665,4	68,5	1 954,9	1 368,0	3 455,4	1 350,3	578,1	8 955,5	3 240,0	4 650,3	40,5	2 334,2	99,0	163,1	361,0	35 341,9	286 845,5	342,0	

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 непроизводственного характера	Страхование	Арендные затраты	Прочие расходы	Налоги и отчисления				Обязательства по контракту				Расходы периода с учетом инфляции	Расходы периода с учетом инфляции			Затраты на транспорт	Прочие затраты	Затраты на реализацию, Всего	Затраты на реализацию с учетом инфляции, Всего		
							Социальный налог	Социальные 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		
1	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	78,0	137,0	26,7	0,8	19,1	50,3	6,7	2,5	2,1	0,18	3,8	0,0	0,0	0,0	327,1	327,1	975,4	975,4	279,0	5,6	284,6	284,6	1260,0	1260,0
2025	78,0	137,0	26,7	0,8	19,1	50,3	7,7	3,5	2,1	0,20	3,9	6,1	6,1	6,1	347,6	375,4	1040,0	1123,2	281,4	5,6	287,1	310,0	1327,1	1433,2
2026	78,0	137,0	26,7	0,8	19,1	50,3	7,7	3,5	2,1	0,20	4,3	5,6	5,6	5,6	346,4	404,1	1090,5	1272,0	313,1	6,3	319,3	372,5	1409,8	1644,4
2027	78,0	137,0	26,7	0,8	19,1	50,3	7,7	3,5	2,1	0,20	5,0	11,7	11,7	11,7	365,4	460,3	1165,3	1467,9	364,8	7,3	372,1	468,7	1537,3	1936,6
2028	78,0	137,0	26,7	0,8	19,1	50,3	7,7	3,5	2,1	0,20	6,4	17,4	17,4	17,4	384,0	522,4	1390,7	1892,0	468,5	9,4	477,8	650,1	1868,5	2542,1
2029	78,0	137,0	26,7	0,8	19,1	50,3	7,7	3,5	2,1	0,20	7,5	22,1	22,1	22,1	399,3	586,8	1601,3	2352,8	548,2	11,0	559,2	821,6	2160,5	3174,4
2030	78,0	137,0	26,7	0,8	19,1	50,3	7,7	3,5	2,1	0,20	8,4	28,4	28,4	28,4	419,1	665,0	1775,0	2816,8	615,1	12,3	627,4	995,5	2402,4	3812,3
2031	78,0	137,0	26,7	0,8	19,1	50,3	7,7	3,5	2,1	0,20	8,5	21,9	21,9	21,9	399,7	685,0	1839,6	3152,7	622,0	12,4	634,5	1087,4	2474,1	4240,1
2032	78,0	137,0	26,7	0,8	19,1	50,3	7,7	3,5	2,1	0,20	8,8	21,6	21,6	21,6	399,0	738,5	1859,4	3441,6	642,2	12,8	655,0	1212,4	2514,4	4654,0
2033	78,0	137,0	26,7	0,8	19,1	50,3	7,7	3,5	2,1	0,20	8,2	10,8	10,8	10,8	365,9	731,4	1757,1	3512,5	594,4	11,9	606,3	1212,0	2363,4	4724,5
2034	78,0	137,0	26,7	0,8	19,1	50,3	7,7	3,5	2,1	0,20	7,0	10,3	10,3	10,3	363,4	784,5	1630,7	3520,7	512,2	10,2	522,5	1128,0	2153,2	4648,7
2035	78,0	137,0	26,7	0,8	19,1	50,3	7,7	3,5	2,1	0,20	6,8	9,4	9,4	9,4	360,5	840,6	1605,0	3742,3	498,6	10,0	508,6	1185,8	2113,6	4928,0
2036	62,4	109,6	26,7	0,6	19,1	40,2	6,2	2,8	1,7	0,16	6,6	9,3	9,3	9,3	304,0	765,5	1432,4	3607,1	482,7	9,7	492,3	1239,8	1924,8	4846,9
2037	62,4	109,6	26,7	0,6	19,1	40,2	6,2	2,8	1,7	0,16	6,5	8,3	8,3	8,3	300,9	818,3	1408,5	3830,7	470,4	9,4	479,8	1304,9	1888,3	5135,6
2038	62,4	109,6	26,7	0,6	19,1	40,2	6,2	2,8	1,7	0,16	6,2	8,2	8,2	8,2	300,3	882,0	1379,2	4050,9	452,0	9,0	461,0	1354,1	1840,2	5405,0
2039	62,4	109,6	26,7	0,6	19,1	40,2	6,2	2,8	1,7	0,16	6,0	8,0	8,0	8,0	299,5	950,2	1353,8	4294,5	436,6	8,7	445,3	1412,5	1799,1	5707,0
2040	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	5,8	7,9	7,9	7,9	193,8	663,9	1024,7	3510,5	335,9	6,7	342,6	1173,8	1367,3	4684,3
2041	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	5,6	5,9	5,9	5,9	158,1	584,8	934,1	3456,1	259,6	5,2	264,7	979,6	1198,8	4435,6
2042	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	5,4	5,5	5,5	5,5	156,6	625,8	917,2	3665,0	203,2	4,1	207,2	828,0	1124,4	4493,1
2043	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	5,3	5,4	5,4	5,4	156,2	674,1	898,7	3878,6	158,1	3,2	161,3	695,9	1060,0	4574,5
2044	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	5,1	5,3	5,3	5,3	155,7	725,8	878,4	4094,2	122,5	2,4	124,9	582,2	1003,3	4676,4
2045	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	5,0	5,2	5,2	5,2	155,2	781,2	873,4	4396,7	94,7	1,9	96,6	486,3	970,1	4883,1
2046	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	4,7	5,0	5,0	5,0	154,6	840,6	848,4	4612,5	72,4	1,4	73,8	401,4	922,3	5013,9
2047	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	4,6	4,9	4,9	4,9	154,0	904,3	829,6	4870,7	56,3	1,1	57,5	337,4	887,0	5208,2
2048	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	4,4	4,8	4,8	4,8	153,6	973,7	806,8	5115,9	43,2	0,9	44,1	279,4	850,8	5395,3
2049	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	4,2	4,7	4,7	4,7	153,0	1047,7	785,6	5380,5	33,2	0,7	33,9	231,9	819,5	5612,4
2050	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	4,1	4,5	4,5	4,5	152,4	1127,4	764,1	5651,7	25,4	0,5	25,9	191,8	790,1	5843,6
2051	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	3,9	4,4	4,4	4,4	151,9	1213,0	740,9	5918,6	19,4	0,4	19,7	157,7	760,7	6076,3
2052	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	3,6	4,3	4,3	4,3	151,1	1303,9	707,9	6106,8	14,3	0,3	14,6	125,8	722,4	6232,6
2053	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	3,4	4,1	4,1	4,1	150,3	1400,5	684,1	6374,4	10,8	0,2	11,0	102,4	695,1	6476,8
2054	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	3,2	3,9	3,9	3,9	149,7	1506,9	655,0	6590,9	8,3	0,2	8,5	85,1	663,4	6676,0
2055	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	3,1	3,7	3,7	3,7	149,0	1618,8	639,7	6952,4	6,4	0,1	6,5	70,7	646,2	7023,1
2056	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	3,0	3,6	3,6	3,6	148,5	1743,4	621,2	7291,6	4,8	0,1	4,9	58,0	626,2	7349,6
2057	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	2,8	3,5	3,5	3,5	148,0	1876,4	601,0	7617,9	3,6	0,1	3,7	47,1	604,7	7664,9
2058	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	2,7	3,4	3,4	3,4	147,6	2020,0	588,4	8055,3	2,8	0,1	2,9	39,2	591,3	8094,5
2059	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	2,5	3,3	3,3	3,3	147,1	2175,2	564,1	8340,1	2,1	0,0	2,1	31,1	566,2	8371,2
2060	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	2,1	3,1	3,1	3,1	146,3	2336,7	529,9	8460,8	1,4	0,0	1,5	23,4	531,3	8484,2
2061	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	2,0	2,9	2,9	2,9	145,5	2510,1	510,2	8798,8	1,1	0,0	1,1	19,1	511,3	8817,9
2062	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	2,0	2,8	2,8	2,8	145,1	2702,7	506,3	9429,4	0,9	0,0	0,9	16,3	507,1	9445,7
2063	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	2,0	2,8	2,8	2,8	145,1	2917,8	503,4	10126,9	0,7	0,0	0,7	14,0	504,1	10140,9
2064	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	2,0	2,8	2,8	2,8	145,0	3150,2	500,2	10867,4	0,5	0,0	0,6	12,0	500,8	10879,4
2065	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	1,9	2,7	2,7	2,7	144,9	3399,7	492,0	11542,6	0,4	0,0	0,4	10,0	492,4	11552,6
2066	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	1,8	2,7	2,7	2,7	144,7	3666,7	485,1	12291,7	0,3	0,0	0,3	8,4	485,4	12300,1
2067	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	1,8	2,7	2,7	2,7	144,5	3955,5	478,5	13094,9	0,3	0,0	0,3	7,0	478,8	13102,0
2068	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	1,8	2,6	2,6	2,6	144,4	4268,0	474,6	14028,5	0,2	0,0	0,2	6,0	474,8	14034,5
2069	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	1,7	2,6	2,6	2,6	144,3	4605,7	466,8	14899,1	0,2	0,0	0,2	5,0	466,9	14904,1
2070	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	1,6	2,6	2,6	2,6	144,1	4966,8	457,9	15785,7	0,1	0,0	0,1	4,1	458,0	15789,9
2071	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	1,5	2,5	2,5	2,5	143,8	5355,0	447,7	16669,3	0,1	0,0	0,1	3,4	447,8	16672,6
2072	31,2	54,8	13,4	0,3	9,6	20,1	3,1	1,4	0,8	0,08	1,4	2,4	2,4	2,4	143,5	5771,8	435,9	17527,0	0,1	0,0	0,1	2,7	435,9	17529,7

Таблица 4.2.4 - Суммарные выплаты Государству в виде налогов 3 вариант

Годы	НДПИ на добычу нефти	НДПИ на добычу газа	Корпоративный подоходный налог	Налог на имущество	Социальный налог	Социальные отчисления	Фонд ОСМС	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	49,6	1,8	118,6	12,0	18,4	6,8	5,8	0,0	0,18	213,2	213,2
2025	82,9	1,9	117,5	14,6	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	253,8	264,7
2026	91,3	1,8	159,4	25,5	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	315,0	340,9
2027	104,1	1,8	225,4	43,2	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	411,4	459,7
2028	133,0	2,0	360,0	65,6	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	597,6	683,2
2029	156,0	2,2	476,1	94,2	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	765,4	901,2
2030	175,2	2,5	590,9	109,4	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	914,8	1105,0
2031	178,8	2,6	636,2	121,9	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	976,4	1219,3
2032	184,2	2,5	717,5	116,0	21,3	9,7	5,8	564,8	0,20	1621,9	1910,9
2033	171,5	2,3	696,8	109,8	21,3	9,7	5,8	502,7	0,20	1520,0	1840,3
2034	149,4	1,9	593,0	104,1	21,3	9,7	5,8	322,0	0,20	1207,4	1546,3
2035	145,8	1,9	610,0	99,2	21,3	9,7	5,8	307,4	0,20	1201,2	1579,3
2036	139,1	1,7	693,9	94,5	17,0	7,7	4,6	457,3	0,16	1416,1	1818,1
2037	135,8	1,6	718,8	89,9	17,0	7,7	4,6	448,8	0,16	1424,5	1866,3
2038	130,9	1,6	726,1	85,4	17,0	7,7	4,6	419,8	0,16	1393,4	1872,8
2039	126,8	1,6	739,2	81,1	17,0	7,7	4,6	395,6	0,16	1373,9	1893,1
2040	117,0	1,2	1012,4	76,9	7,3	3,3	2,0	1215,0	0,08	2435,2	2939,4
2041	112,3	1,1	1142,1	72,9	7,3	3,3	2,0	1592,3	0,08	2933,4	3470,7
2042	110,0	1,1	1241,5	69,0	7,3	3,3	2,0	1813,6	0,08	3247,8	3825,4
2043	107,1	1,1	1329,4	65,2	7,3	3,3	2,0	2000,3	0,08	3515,8	4132,8
2044	103,8	1,0	1407,9	61,5	7,3	3,3	2,0	2158,4	0,08	3745,3	4401,1
2045	116,0	1,0	1466,4	57,9	7,3	3,3	2,0	2239,9	0,08	3894,1	4651,1
2046	110,8	2,2	1513,9	54,5	7,3	3,3	2,0	2315,1	0,08	4009,3	4809,0
2047	107,8	0,0	1599,8	51,2	7,3	3,3	2,0	2466,2	0,08	4237,8	5074,4
2048	103,3	0,0	1652,0	48,0	7,3	3,3	2,0	2537,4	0,08	4353,5	5229,6
2049	99,2	0,0	1707,1	44,9	7,3	3,3	2,0	2607,9	0,08	4471,9	5389,4
2050	95,0	0,0	1754,3	41,9	7,3	3,3	2,0	2655,3	0,08	4559,4	5516,9
2051	90,4	0,0	1784,9	39,1	7,3	3,3	2,0	2662,1	0,08	4589,2	5583,2
2052	83,4	0,0	1742,0	36,4	7,3	3,3	2,0	2512,3	0,08	4386,9	5398,3
2053	78,7	0,0	1744,9	33,9	7,3	3,3	2,0	2449,7	0,08	4319,9	5362,4
2054	75,6	0,0	1818,2	31,6	7,3	3,3	2,0	2569,1	0,08	4507,3	5594,2
2055	72,8	0,0	1870,0	29,3	7,3	3,3	2,0	2596,4	0,08	4581,2	5714,3
2056	69,0	0,0	1883,5	27,2	7,3	3,3	2,0	2536,8	0,08	4529,2	5698,9
2057	64,9	0,0	1869,0	25,1	7,3	3,3	2,0	2413,1	0,08	4384,8	5584,3
2058	62,5	0,0	1918,6	23,2	7,3	3,3	2,0	2412,7	0,08	4429,7	5678,7
2059	57,3	0,0	1829,1	21,3	7,3	3,3	2,0	2119,1	0,08	4039,6	5299,6
2060	49,9	0,0	1594,9	19,6	7,3	3,3	2,0	1521,8	0,08	3198,9	4430,3
2061	47,2	0,0	1594,5	18,1	7,3	3,3	2,0	1427,5	0,08	3100,0	4367,7
2062	46,7	0,0	1698,3	16,7	7,3	3,3	2,0	1503,9	0,08	3278,4	4620,4
2063	46,4	0,0	1818,0	15,3	7,3	3,3	2,0	1599,8	0,08	3492,3	4915,0
2064	45,9	0,0	1939,2	14,0	7,3	3,3	2,0	1687,4	0,08	3699,2	5204,5
2065	44,3	0,0	1978,3	12,6	7,3	3,3	2,0	1606,3	0,08	3654,3	5219,3
2066	43,1	0,0	2039,4	11,3	7,3	3,3	2,0	1574,7	0,08	3681,2	5314,2
2067	41,9	0,0	2102,0	10,0	7,3	3,3	2,0	1535,2	0,08	3701,8	5405,4
2068	41,3	0,0	2221,4	8,7	7,3	3,3	2,0	1582,5	0,08	3866,6	5659,4
2069	39,8	0,0	2247,2	7,5	7,3	3,3	2,0	1455,2	0,08	3762,4	5618,3
2070	38,0	0,0	2239,2	6,3	7,3	3,3	2,0	1304,1	0,08	3600,3	5511,4
2071	36,0	0,0	2177,0	5,2	7,3	3,3	2,0	1076,0	0,08	3306,9	5259,6
2072	33,5	0,0	2039,6	4,1	7,3	3,3	2,0	788,6	0,08	2878,6	4853,7
2073	31,2	0,0	1879,7	3,1	7,3	3,3	2,0	510,1	0,08	2436,8	4431,6
2074	28,8	0,0	1674,3	2,2	7,3	3,3	2,0	277,1	0,08	1995,0	4000,6
2075	26,7	0,0	1485,5	1,3	7,3	3,3	2,0	84,9	0,08	1611,1	3637,7
2076	18,4	0,0	123,7	0,5	7,3	3,3	2,0	0,0	0,08	155,3	1854,2
2024-2076	4 650,3	40,5	71 318,5	2 334,2	591,6	267,3	162,1	68 826,4	5,9	148 196,8	199 170,9
2024-2076	4 650,3	40,5	71 318,5	2 334,2	591,6	267,3	162,1	68 826,4	5,9	148 196,8	199 170,9

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 и бюджетной 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 экономические критерии эффективности :

- суммарный поток денежной наличности государства;
- суммарный поток денежной наличности недропользователя;
- дисконтированный поток денежной наличности недропользователя;
- внутренняя норма прибыльности (IRR);

В систему оценочных показателей так же включены:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- анализ чувствительности проекта.

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.

Расчет интегральных экономических показателей приведен в таблице 4.2.6.

Таблица 4.2.5 Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности 3 вариант

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%)
	млн.тенге	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	13
2024	1838,6	328,4	1260,0	14,3	578,6	592,9	118,6	0,0	460,0	146,0	146,0	146,0
2025	2002,8	203,0	1433,2	17,9	569,6	587,5	117,5	0,0	452,1	266,9	412,9	242,7
2026	2406,3	867,3	1644,4	35,4	761,9	797,2	159,4	0,0	602,4	-229,6	183,3	-189,7
2027	3027,9	1526,5	1936,6	35,6	1091,3	1126,9	225,4	0,0	865,9	-625,0	-441,7	-469,6
2028	4199,6	2132,2	2542,1	142,4	1657,5	1799,9	360,0	0,0	1297,5	-692,2	-1133,9	-472,8
2029	5307,6	3009,2	3174,4	247,4	2133,1	2380,5	476,1	0,0	1657,0	-1104,8	-2238,7	-686,0
2030	6431,3	1996,0	3812,3	335,4	2618,9	2954,3	590,9	0,0	2028,1	367,5	-1871,2	207,4
2031	7024,7	2009,3	4240,1	396,4	2784,6	3181,0	636,2	0,0	2148,4	535,5	-1335,7	274,8
2032	7832,2	0,0	4654,0	409,2	3178,3	3587,5	717,5	564,8	1896,0	2305,2	969,5	1075,4
2033	7829,6	0,0	4724,5	378,8	3105,1	3483,9	696,8	502,7	1905,6	2284,4	3253,9	968,8
2034	7287,0	0,0	4648,7	326,4	2638,4	2964,8	593,0	322,0	1723,4	2049,8	5303,7	790,3
2035	7660,1	0,0	4928,0	317,7	2732,1	3049,8	610,0	307,4	1814,7	2132,4	7436,1	747,4
2036	8009,0	0,0	4846,9	307,6	3162,1	3469,7	693,9	457,3	2010,9	2318,4	9754,5	738,7
2037	8429,6	0,0	5135,6	299,7	3294,1	3593,8	718,8	448,8	2126,5	2426,2	12180,8	702,8
2038	8747,5	0,0	5405,0	288,0	3342,6	3630,6	726,1	419,8	2196,6	2484,6	14665,4	654,3
2039	9125,0	0,0	5707,0	278,2	3418,1	3696,2	739,2	395,6	2283,2	2561,4	17226,8	613,2
2040	9478,5	0,0	4684,3	267,5	4794,2	5061,8	1012,4	1215,0	2566,8	2834,4	20061,1	616,8
2041	9887,8	0,0	4435,6	258,4	5452,1	5710,6	1142,1	1592,3	2717,7	2976,1	23037,2	588,8
2042	10447,7	0,0	4493,1	252,8	5954,7	6207,5	1241,5	1813,6	2899,6	3152,5	26189,7	567,0
2043	10975,8	0,0	4574,5	245,9	6401,3	6647,2	1329,4	2000,3	3071,5	3317,5	29507,2	542,4
2044	11477,6	0,0	4676,4	238,1	6801,2	7039,3	1407,9	2158,4	3235,0	3473,1	32980,3	516,3
2045	11985,1	0,0	4883,1	230,2	7102,0	7332,2	1466,4	2239,9	3395,6	3625,8	36606,1	490,0
2046	12363,7	0,0	5013,9	219,9	7349,7	7569,7	1513,9	2315,1	3520,7	3740,6	40346,8	459,5
2047	12993,4	0,0	5208,2	214,0	7785,2	7999,2	1599,8	2466,2	3719,1	3933,1	44279,9	439,2
2048	13450,1	0,0	5395,3	205,1	8054,8	8259,9	1652,0	2537,4	3865,3	4070,5	48350,4	413,3
2049	13951,0	0,0	5612,4	197,0	8338,7	8535,7	1707,1	2607,9	4023,6	4220,6	52571,0	389,5
2050	14426,7	0,0	5843,6	188,6	8583,1	8771,7	1754,3	2655,3	4173,4	4362,1	56933,1	366,0
2051	14821,3	0,0	6076,3	179,4	8745,0	8924,4	1784,9	2662,1	4298,0	4477,4	61410,5	341,5
2052	14776,8	0,0	6232,6	165,6	8544,3	8709,9	1742,0	2512,3	4289,9	4455,6	65866,1	309,0
2053	15045,3	0,0	6476,8	156,2	8568,5	8724,7	1744,9	2449,7	4373,9	4530,1	70396,2	285,6
2054	15617,0	0,0	6676,0	150,1	8941,1	9091,2	1818,2	2569,1	4553,7	4703,8	75099,9	269,6
2055	16228,7	0,0	7023,1	144,4	9205,6	9350,0	1870,0	2596,4	4739,2	4883,6	79983,6	254,4
2056	16629,8	0,0	7349,6	137,0	9280,2	9417,3	1883,5	2536,8	4860,0	4997,0	84980,6	236,7
2057	16881,0	0,0	7664,9	128,8	9216,1	9344,8	1869,0	2413,1	4934,0	5062,8	90043,4	218,0
2058	17563,3	0,0	8094,5	124,1	9468,8	9592,9	1918,6	2412,7	5137,5	5261,6	95305,0	206,0
2059	17402,9	0,0	8371,2	113,8	9031,7	9145,5	1829,1	2119,1	5083,5	5197,3	100502,3	184,9
2060	16359,4	0,0	8484,2	99,1	7875,3	7974,3	1594,9	1521,8	4758,6	4857,7	105360,0	157,1
2061	16696,5	0,0	8817,9	93,6	7878,6	7972,3	1594,5	1427,5	4856,7	4950,3	110310,3	145,6
2062	17844,8	0,0	9445,7	92,7	8399,1	8491,7	1698,3	1503,9	5196,8	5289,4	115599,7	141,4
2063	19139,0	0,0	10140,9	92,0	8998,1	9090,1	1818,0	1599,8	5580,3	5672,3	121272,0	137,9
2064	20484,3	0,0	10879,4	91,2	9604,9	9696,1	1939,2	1687,4	5978,3	6069,5	127341,5	134,1
2065	21356,0	0,0	11552,6	88,0	9803,4	9891,4	1978,3	1606,3	6218,8	6306,8	133648,3	126,7
2066	22411,3	0,0	12300,1	85,5	10111,2	10196,8	2039,4	1574,7	6497,2	6582,7	140231,0	120,2
2067	23529,0	0,0	13102,0	83,1	10427,0	10510,2	2102,0	1535,2	6789,8	6872,9	147104,0	114,1
2068	25059,4	0,0	14034,5	82,0	11024,9	11106,9	2221,4	1582,5	7221,0	7303,0	154407,0	110,2
2069	26061,0	0,0	14904,1	79,0	11157,0	11235,9	2247,2	1455,2	7454,6	7533,5	161940,5	103,4
2070	26910,2	0,0	15789,9	75,5	11120,3	11195,8	2239,2	1304,1	7577,1	7652,6	169593,1	95,4
2071	27486,3	0,0	16672,6	71,4	10813,6	10885,0	2177,0	1076,0	7560,6	7632,0	177225,1	86,5
2072	27661,4	0,0	17529,7	66,5	10131,7	10198,2	2039,6	788,6	7303,5	7370,0	184595,1	76,0
2073	27773,9	0,0	18437,0	61,8	9336,9	9398,7	1879,7	510,1	6947,1	7008,9	191604,0	65,7
2074	27687,1	0,0	19372,8	57,1	8314,4	8371,4	1674,3	277,1	6363,0	6420,1	198024,1	54,7
2075	27800,5	0,0	20426,2	53,1	7374,3	7427,3	1485,5	84,9	5803,9	5857,0	203881,1	45,4
2076	20609,5	0,0	20027,6	36,4	581,9	618,3	123,7	0,0	458,2	494,6	204375,8	3,5
2024-2076	768 432,0	12 071,9	420 795,0	8 955,5	347 637,0	356 592,5	71 318,5	68 826,4	207 492,1	204 375,8	204 375,8	14 755,9
2024-2076	768 432,0	12 071,9	420 795,0	8 955,5	347 637,0	356 592,5	71 318,5	68 826,4	207 492,1	204 375,8	204 375,8	14 755,9

Таблица 4.2.6 Расчет показателей эффективности проекта 3 вариант

Годы	Дисконтированный доход от реализации	Дисконтированные капитальные вложения	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	Дисконтированный поток наличности (дисконт 10%)	Накопленный дисконтированный поток наличности	Индекс доходности (PI)	Внутренняя норма рентабельности IRR
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	ед.	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2024	1838,6	328,4	146,0	146,0	146,0	146,0	5,6	0,0
2025	1820,7	184,6	266,9	412,9	242,7	388,6	9,9	0,0
2026	1988,7	716,8	-229,6	183,3	-189,7	198,9	2,8	0,0
2027	2274,9	1146,9	-625,0	-441,7	-469,6	-270,7	2,0	0,0
2028	2868,4	1456,3	-692,2	-1133,9	-472,8	-743,5	2,0	0,0
2029	3295,6	1868,5	-1104,8	-2238,7	-686,0	-1429,4	1,8	0,0
2030	3630,3	1126,7	367,5	-1871,2	207,4	-1222,0	3,2	0,0
2031	3604,8	1031,1	535,5	-1335,7	274,8	-947,2	3,5	0,0
2032	3653,8	0,0	2305,2	969,5	1075,4	128,2	0,0	61,2
2033	3320,5	0,0	2284,4	3253,9	968,8	1097,0	0,0	3,2
2034	2809,5	0,0	2049,8	5303,7	790,3	1887,3	0,0	22,4
2035	2684,8	0,0	2132,4	7436,1	747,4	2634,7	0,0	22,4
2036	2551,9	0,0	2318,4	9754,5	738,7	3373,4	0,0	22,4
2037	2441,8	0,0	2426,2	12180,8	702,8	4076,2	0,0	22,4
2038	2303,5	0,0	2484,6	14665,4	654,3	4730,5	0,0	22,4
2039	2184,5	0,0	2561,4	17226,8	613,2	5343,6	0,0	22,4
2040	2062,8	0,0	2834,4	20061,1	616,8	5960,5	0,0	22,4
2041	1956,2	0,0	2976,1	23037,2	588,8	6549,3	0,0	22,4
2042	1879,1	0,0	3152,5	26189,7	567,0	7116,3	0,0	22,4
2043	1794,6	0,0	3317,5	29507,2	542,4	7658,7	0,0	22,4
2044	1706,1	0,0	3473,1	32980,3	516,3	8175,0	0,0	22,4
2045	1619,5	0,0	3625,8	36606,1	490,0	8664,9	0,0	22,4
2046	1518,8	0,0	3740,6	40346,8	459,5	9124,4	0,0	22,4
2047	1451,1	0,0	3933,1	44279,9	439,2	9563,7	0,0	22,4
2048	1365,5	0,0	4070,5	48350,4	413,3	9976,9	0,0	22,4
2049	1287,6	0,0	4220,6	52571,0	389,5	10366,5	0,0	22,4
2050	1210,5	0,0	4362,1	56933,1	366,0	10732,5	0,0	22,4
2051	1130,5	0,0	4477,4	61410,5	341,5	11074,0	0,0	22,4
2052	1024,7	0,0	4455,6	65866,1	309,0	11383,0	0,0	22,4
2053	948,4	0,0	4530,1	70396,2	285,6	11668,6	0,0	22,4
2054	895,0	0,0	4703,8	75099,9	269,6	11938,1	0,0	22,4
2055	845,5	0,0	4883,6	79983,6	254,4	12192,6	0,0	22,4
2056	787,6	0,0	4997,0	84980,6	236,7	12429,2	0,0	22,4
2057	726,8	0,0	5062,8	90043,4	218,0	12647,2	0,0	22,4
2058	687,5	0,0	5261,6	95305,0	206,0	12853,2	0,0	22,4
2059	619,3	0,0	5197,3	100502,3	184,9	13038,1	0,0	22,4
2060	529,2	0,0	4857,7	105360,0	157,1	13195,3	0,0	22,4
2061	491,0	0,0	4950,3	110310,3	145,6	13340,8	0,0	22,4
2062	477,1	0,0	5289,4	115599,7	141,4	13482,2	0,0	22,4
2063	465,2	0,0	5672,3	121272,0	137,9	13620,1	0,0	22,4
2064	452,6	0,0	6069,5	127341,5	134,1	13754,2	0,0	22,4
2065	429,0	0,0	6306,8	133648,3	126,7	13880,9	0,0	22,4
2066	409,2	0,0	6582,7	140231,0	120,2	14001,1	0,0	22,4
2067	390,6	0,0	6872,9	147104,0	114,1	14115,2	0,0	22,4
2068	378,2	0,0	7303,0	154407,0	110,2	14225,4	0,0	22,4
2069	357,5	0,0	7533,5	161940,5	103,4	14328,8	0,0	22,4
2070	335,6	0,0	7652,6	169593,1	95,4	14424,2	0,0	22,4
2071	311,6	0,0	7632,0	177225,1	86,5	14510,7	0,0	22,4
2072	285,1	0,0	7370,0	184595,1	76,0	14586,7	0,0	22,4
2073	260,3	0,0	7008,9	191604,0	65,7	14652,4	0,0	22,4
2074	235,9	0,0	6420,1	198024,1	54,7	14707,1	0,0	22,4
2075	215,3	0,0	5857,0	203881,1	45,4	14752,4	0,0	22,4
2076	145,1	0,0	494,6	204375,8	3,5	14755,9	0,0	22,4
2024-2076	74957,9	7859,2	204375,8	3845474,3	14755,9	14755,9	9,5	22,4
2024-2076	74957,9	7859,2	204375,8	204375,8	14755,9	14755,9	9,5	22,4

Анализ чувствительности экономических показателей

Для выявления воздействия отдельных рисков на финансовое осуществление проекта были рассчитаны риски, связанные с изменением объемов продажи нефти, капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цены продажи нефти.

В связи с этим, для рекомендуемого варианта нами выполнен анализ чувствительности показателей экономической эффективности к изменению значений отдельных факторов, принятых при расчетах.

Экономический риск оценивался анализом чувствительности основного показателя эффективности - чистого дисконтированного поступления проекта (ЧПС) к изменению следующих факторов:

- объему добычи нефти;
- уровню цен на реализуемую продукцию;
- объему капитальных вложений для реализации проекта;
- эксплуатационным затратам на добычу нефти.

Диапазон отклонений цен и затрат от базовых значений принят +/- 10%, 20%.

Влияние данных факторов на ЧПС при дисконте 10% графически отражено на рис. 4.2.7.

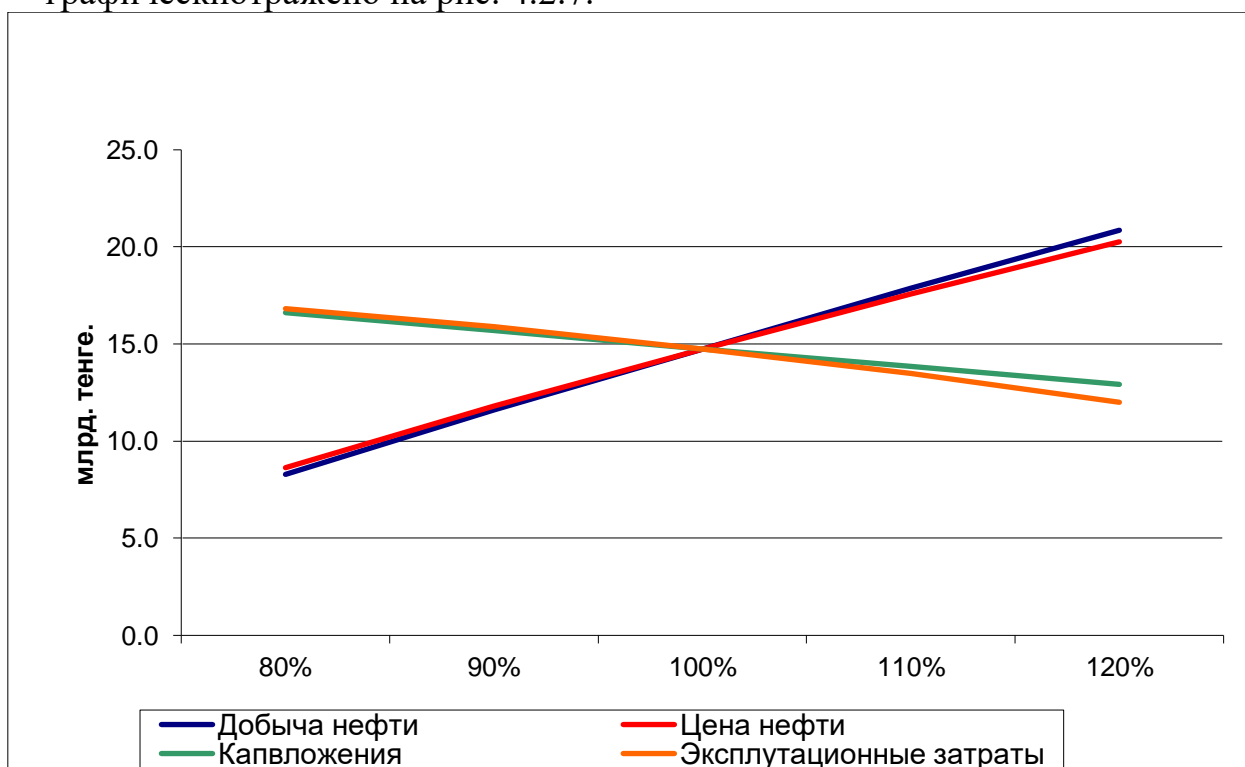


Рисунок 4.2.7 График чувствительности экономических показателей

Из графика видно, что проект чувствителен ко всем факторам риска, однако значительное влияние на ЧПС оказывают объемы добычи и цена продажи нефти, так как изменение значений данных показателей вызывает большое изменение потока денежной наличности.

4.3 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

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

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для 1 варианта 7 лет, 2 варианта 9 лет, 3 варианта 52 года.

1 вариант Бурение новых скважин не предусмотрено. Капитальные вложения запланированы на сумму 0,32 млрд. тенге.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 258,4 тыс.тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает 0,100 д.ед.

Дисконтированные потоки денежной наличности, чистая прибыль, доход Государства меньше, чем по 3 варианту.

2 вариант Предусмотрено бурение 5 скважины. Капитальные вложения запланированы на сумму 4,09 млрд. тенге.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 323,8 тыс.тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает 0,125 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10% отрицательный, проект по этому варианту получается убыточный.

3 вариант Планируется бурение 2 добывающих горизонтальных и 8 вертикальных скважин, бурение 2 нагнетательных скважин.

Для внедрения данного варианта потребуется 12,07 млрд тенге инвестиций. Накопленная добыча нефти составляет на конец прибыльного периода 995,7 тыс.тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает максимальное значение 0,386 д.ед.

Анализ показал, что по данному варианту все основные показатели: , суммарная чистая прибыль, доход Государства. дисконтированный поток денежной наличности при ставке 10%, внутренняя норма рентабельности IRR имеют максимальные значения, следовательно, этот вариант можно рекомендовать к внедрению.

На основании проведенного анализа технико-экономических показателей вариантов разработки к внедрению рекомендуется 3 вариант.

Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки месторождения приведено в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1. Техничко-экономические показатели вариантов разработки месторождения

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2024-2040	2024-2031	2024-2040	2024-2033	2024-2076	2024-2076
2	Ввод добывающих вертикальных скважин из бурения, шт.	0	0	5	5	8	8
3	Ввод добывающих горизонтальных скважин из бурения, шт.	0	0	0	0	2	2
4	Ввод нагнетательных скважин из бурения, шт	0	0	0	0	2	2
5	Фонд добывающих скважин, шт	11	11	16	16	21	21
6	Фонд нагнетательных скважин, шт	1	1	1	1	3	3
7	Суммарная добыча нефти, тыс.т	137,9	101,3	192,5	166,8	838,7	838,7
8	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	289,7	164,9	433,3	315,9	2135,6	2135,6
9	Суммарная добыча газа, млн.м3	5,2	3,9	7,3	6,4	17,7	17,7
10	Суммарная закачка воды, тыс.м3	101,5	61,3	102,0	81,7	853,0	853,0
11	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т	295,0	258,4	349,4	323,8	995,7	995,7
12	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,114	0,100	0,135	0,125	0,386	0,386
13	Доход от реализации товарной нефти, млрд.тенге	26,3	16,2	36,7	28,9	768,4	768,4
14	Эксплуатационные затраты, млрд.тенге	28,1	11,1	34,6	20,0	398,7	398,7
15	Общие затраты, млрд. тенге	17,9	10,3	22,9	16,9	55,8	55,8
16	Капитальные вложения , млрд.тенге	0,3	0,3	4,1	4,1	12,1	12,1
17	Суммарные выплаты Государству в виде налогов,млрд.тенге	3,2	2,2	5,1	3,9	201,3	201,3
18	Производственная себестоимость 1 тонны нефти, тыс.тенге/т		73,0		87,9		342,0
19	Налогооблагаемая прибыль, млрд.тенге		3,07		7,50		356,59
20	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге		0,61		1,50		71,32
21	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге		0,00		0,06		68,83
22	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге		1,94		2,84		207,49
23	Поток денежной наличности, млрд.тенге		2,13		1,85		204,38
24	Чистая приведенная стоимость при ставке 10%, млрд.тенге		1,65		0,86		14,76

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.

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.

6.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии для добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются геолого-промысловой характеристикой продуктивных пластов, а также физико-химических свойств пластовых флюидов.

В настоящее время на месторождении все добывающие скважины эксплуатируются как фонтанным способом, так и механизированным способом –ЭВН и ШГН.

Фонтанирование скважин на месторождении обусловлено гидростатическим напором пласта и энергией выделившегося из нефти газа.

В процессе эксплуатации, вследствие падения пластового давления и роста обводнённости, дебиты фонтанных скважин снижаются и скважины переводятся на механизированный способ добычи.

Гидродинамические расчёты показали, что при высоком темпе обводнения не обеспечивается длительная устойчивая эксплуатация скважин. Поэтому для реализации потенциальных дебитов скважины целесообразно переводить на механизированный способ эксплуатации.

6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

Для предупреждения влияния механических примесей на работу насоса приводящих к снижению производительности или отказу подземного оборудования, и как следствие, проведения ремонтов по ревизии и смене оборудования, приём насоса рекомендуется оборудовать противопесочным фильтром; После длительных остановок эксплуатацию скважин рекомендуется начинать с минимальных режимов, ориентируясь на намеченные режимы, с постоянным контролем динамического уровня, дебита жидкости, с определением содержания механических примесей в составе продукции.

Выпадение парафиновых отложений в подъёмных трубах ведёт к их закупориванию, что приводит к снижению дебитов скважин.

В период эксплуатации месторождения рекомендуется в холодный период осуществлять, обогрев устьевого оборудования скважин и проводить

периодический мониторинг за состоянием подземного оборудования, с целью своевременного принятия мер по предотвращению парафиноотложений и соответствующих осложнений, связанных с этим.

Для борьбы с парафиноотложениями существуют различные методы, направленные как на предупреждение их образования, так и на удаление уже образовавшихся отложений, которые являются широко распространенными и делятся на несколько видов:

1. Механический – использование различных по конструкции и форме скребков, спускаемых в НКТ на проволоке;
2. Тепловой – закачка в скважину теплоносителя;
3. Химический – использование различных растворителей парафиновых отложений, закачиваемых в скважину.

При механическом способе очистки НКТ с помощью скребка от парафинообразования как правило необходимо производить остановку скважины.

Наиболее часто применяемыми методами для предупреждения и борьбы с парафиноотложениями без остановки скважины на месторождениях являются тепловые и химические методы.

При тепловых методах обработки скважин используется следующее оборудование: передвижные парогенераторные установки типа ППУ, агрегат для депарафинизации скважин АДП - 4 - 150, автоцистерна АЦ - 5, агрегат ЦА - 320, ЦА -400.

С целью очистки подземного оборудования от образующихся отложений на месторождениях применяются тепловой метод, основанный на расплавлении АСПО в результате температурного воздействия различными теплоносителями:

- обработка горячей нефтью;
- обработка горячей водой.

Так же для предотвращения образования отложений парафина на нефтепромысловом оборудовании широкое распространение получили химические реагенты – ингибиторы СНПХ.

Ингибитор парафиноотложений, обладая поверхностно-активными свойствами влияет на начало кристаллизации, стабилизирует кристаллическую фазу и предупреждает осаждение асфальто-смолопарафиновых веществ на поверхности, имеющей центры кристаллизации.

Для защиты нефтяных скважин могут быть использованы и другие химические реагенты, эффективность которых подтверждена лабораторными и опытно-промышленными испытаниями.

Дозирование ингибитора в скважину более эффективно осуществлять непрерывно посредством:

- устьевых дозировочных насосов в затрубное пространство скважины;
- глубинных дозаторов, установленных на хвостовике насоса.

С увеличением обводненности продукции скважин возможно изменение характера процессов, происходящих как в самом продуктивном

пласте, так и в стволе скважины при движении жидкости. Обводнение изменяет химические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию, а также ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-парафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

Применение ингибиторов парафиноотложений в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса. Исследования показывают, что увеличение доли воды в нефти при применении одних реагентов эффективно, при использовании других неэффективно. Одни реагенты хорошо работают в безводной нефти, другие – сохраняют высокую отмывающую способность при любой обводненности.

Поэтому, тип реагента, его расход, способ и периодичность применения требуется подбирать для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин.

Система внутрипромыслового сбора в период пробной эксплуатации предназначена для сбора продукции восьми нефтяных скважин и транспорта потока газодонефтяной смеси до сборного пункта.

Продукция эксплуатационных скважин механизированным способом добычи направляется через выкидные линии на групповые замерные установки ГЗУ расположенные в местах наибольшей концентрации скважин.

Со скважин продукция поступает на ГЗУ, где предусмотрен замер дебита жидкости индивидуально по скважинам вручную в калиброванной замерной (тестовой) емкости.

Нефтяная эмульсия, добываемая из скважин под устьевым давлением по герметизированной однотрубной системе с $P=0,5\text{МПа}$ поступает на подземные емкости групповых замерных установок ГЗУ. Жидкость из ГЗУ поступает в НГС-1 и отделяется в газ, который поступает в ГС-1 отделившийся газ частично подается на печь – подогрева ПП-1, частично на факельную линию.

Нефть поступает в ОГ- 50м^3 отстойника нефти, где отделяется основное количество воды, которые поступает в ёмкость РГС- 75м^3 . Далее техническая вода закачивается насосами НБ-125 распределяется на нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (ППД). Сырая нефть через переточную линию резервуара РВС №2 насосом К80-50-200 перекачивается в РВС №1 ($V=400\text{м}^3$), где происходит сбор нефти. После наполнения РВС №1 сырая нефть с помощью насоса НБ-50 перекачивается через печь подогрева нефти ПП-0,63 в РВС №2 ($V=400\text{м}^3$) для дальнейшей подготовки, где нагревается до температуры $+60-65^\circ\text{C}$ и попутно с помощью

дозировочного насоса добавляется деэмульгатор, предназначенный для обезвоживания и обессоливания нефти.

После заполнения и подготовки нефтис резервуара отбирается проба нефти для определения содержания хлористой соли и воды. При достижении положительных результатов химического анализа нефть хранится в РВС №2 или для дальнейшей транспортировки.

Все емкости, работающие под давлением, оборудованы предохранительными клапанами.

К нефтесборным сетям относятся выкидные линии от скважин до ГЗУ и коллекторы от ГЗУ до ЦППН. Все нефтепроводы расположены подземно на глубине 1м. и изолированы изоляционной пленкой ПХЛ с предварительным нанесением на поверхности трубы антикоррозийной грунтовки Праймер.

Необходимо учесть нижеследующие основные требования к системе сбора и подготовки нефти:

1. Объекты сбора и транспорта продукции скважин должны обеспечивать:

- герметизированный сбор и транспорт продукции до пункта сбора,
- замер продукции скважин,
- отделение газа от нефти,
- предварительное обезвоживание нефти

2. На аппаратах и установках, работающих под давлением, следует предусматривать одну систему предохранительных клапанов с направлением сброса газа от них в атмосферу через дренажную емкость и факельную систему.

3. Трубопроводы системы сбора и транспорта продукции с целью сокращения потерь тепла должны быть заглублены или теплоизолированы.

На рисунке 6.3.1 и 6.3.2 представлена технологическая схема УППН и ППН на месторождения Биикжалв существующем положении.

Технологическая схема ПСН

НГС-1
 Нефтегазосепаратор НГС-1(6-1200
 Внутренний диаметр 1200 мм
 Производительность по нефти 10-100 м³/ч
 Производительность по газу 31400 м³/ч
 Расчетное давление 16 МПа
 Рабочее давление 14 МПа
 Геометрический объем 6,3 м³
 Габариты ДхВхВ: 6 545х1 220х2 177мм
 Масса 3 070 кг

ГС-1
 Газосепаратор ГС-1(16-800
 Внутренний диаметр 800мм
 Производительность по газу 12 795 м³/ч
 Расчетное давление 16 МПа
 Рабочее давление 14 МПа
 Геометрический объем 16 м³
 Рабочий объем 0,5 м³
 Габариты ДхВхВ: 1 415х1 415х4 270мм
 Масса 1 150 кг

Е-1
 Резервуар горизонтальный стальной ГГС-75
 Вместимость 75 м³
 Рабочее давление: ноль
 Внутренний диаметр 3 000 мм
 Длина резервуара 10 100 мм
 Длина цилиндрической части 9 000 мм
 Высота 5 000 мм
 Масса 5 880 кг

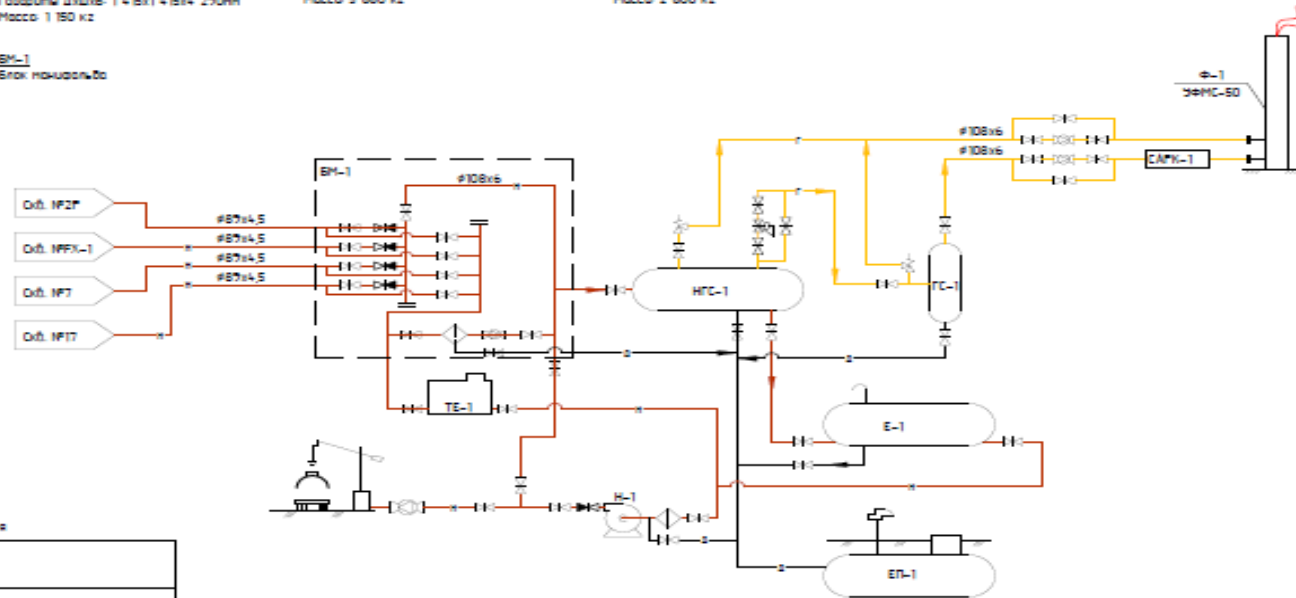
ЕП-1
 Запасная емкость ЕП-8-2000
 Вместимость 8 м³
 Рабочее давление 0,07 МПа
 Внутренний диаметр 2 000 мм
 Длина резервуара 2 900 мм
 Длина цилиндрической части 2400 мм
 Высота 3 640 мм
 Масса 2 800 кг

Н-1
 Насос К 80-80-200Е
 Плотность 50кг/м³
 Напор 50м
 Мощность 15кВт, 380В

Ф-1
 Вертикальный факел ФФМС-50
 Диаметр оголовка 50мм
 Высота оголовка 5м
 Макс пр-ть 21 тыс.кг/сут

ТЕ-1
 Тестовая емкость
 Вместимость 3м³
 Габаритные размеры ДхВхВ: 3х1х1м

ЕП-1
 Блок накопления



Словные обозначения и изображения

Обозначение	Наименование
—Г—	Газ
—Н—	Нефть
—Д—	Дренаж
—НН—	Заблужка
—К—	Клапан обратный
—Р—	Результат бабленика
—П—	Предохранительный клапан
—С—	Счетчик-расходомер
—Ф—	Фильтр
—АК—	Система автоматического разгона и контроля
—НЦ—	Насос центробежный

AWK-067-KP-36/2024-TX					
Обустройство месторождения Биикжал при пробной эксплуатации					
Изм.	Колуч.	Лист	ИФ Док.	Подп.	Дата
Разработал	Кулибаев Д.А.				10.08.2024
Проверил	Пуренов А.Г.				10.08.2024
ТМ	Кулибаев Д.А.				10.08.2024
Технологическая схема Пункта сбора нефти ПСН					Листов
					3
					ТОО "Астана Бест Казахстан" оқпн-пр-кт. г. Ақтобе, 2024ж.

На рисунке 6.3.2 Представлена технологическая схема ПСН на месторождения Биикжал.

6.4. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Согласно статье 147 Кодекса «О недрах и недропользовании», Недропользователь должен разработать Программу развития переработки попутного газа (Программу утилизации газа или ПУГ).

Действующей программой развития является «Программы развития переработки сырого газа месторождения Биикжал на 2022-2024 г.» (протокол РГ за №3 от 01 июля 2022 года).

Так как действующая программа переработки утверждалась на момент действия Проекта пробной эксплуатации (протокол ЦКРиР МЭ РК 27/2 от 19 мая 2022 года), весь объем запланированного к добыче газа был направлен на сжигание.

По результатам утверждения рекомендуемого варианта разработки, Недропользователю необходимо будет составить новую программу переработки сырого газа.

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Согласно рекомендуемого варианта разработки, выделенные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с поддержанием пластовой энергии, с организацией закачки воды в продуктивные горизонты, путем сочетания площадного внутриконтурного и приконтурного заводнения.

Ожидается проявление упруговодонапорного режима работы залежей. При этом организация закачки воды предусматривается для случая, если предполагаемый режим работы залежей не подтвердится, что позволит без ущерба для разработки месторождения своевременно перейти на режим заводнения и поддержания пластового давления.

Согласно действующему на территории Республики Казахстан СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов», вода для системы ППД должна соответствовать основным техническим требованиям, а именно:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

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 натрия 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 коррозионно-активной. 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 прокаливании 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.

7 ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении Биикжал и их назначения. Бурение проектных скважин планируются на меловые, юрские горизонты. Во время бурения скважин посредством испытания пласта и геофизическими методами были получены данные по пластовым давлениям. Мезокайнозойские отложения характеризуется нормальными градиентами порового давления, несколько возрастающими до 0,104 кгс/см². На соответствующих разрезах в скважине для опоры башмака обсадной колонны можно ожидать следующие градиенты давления:

- 1,00 кгс/см² на 10 м у башмака первой обсадной колонны.
- 1,02 кгс/см² на 10 м у башмака технической колонны.
- 1,04 кгс/см² на 10 м у башмака эксплуатационной обсадной колонны.

Глубина спуска обсадных колонн определяется геологическими условиями, в которых бурится скважина. Фактическая глубина башмака обсадной колонны различна для разных скважин - она зависит от залегания продуктивного пласта. Однако для большинства скважин глубина будет определяться одним и тем же фактором - свойствами встретившегося разреза. Конструкция скважин проектируется в соответствии с действующими инструктивно-методическими документами, и предусматривает:

1. Направление Ø324 мм, спускается на глубину 50м и цементируется до устья.

2. Кондуктор Ø245 мм, спускается на глубину 350м, это колонна служат для перекрытие возможных водосодержащих отложений, отложения склонны к осыпям, обвалом и прихватом, создает надежную устья скважины перед вскрытием нефтегазопроявляющих горизонтов, установки противовыбросового оборудования. Точная глубина определяется при бурении и соответствует глубине появления чистой глинистой породы, способной "держат" башмак колонны. Цементируется до устья.

3. Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм спускается до проектной глубины и цементируется до устья.

**Таблица 7.1.1 - Конструкции скважины вертикальный скважины
глубиной 1100м**

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
Направление	393,7	323,9	50	устье
Кондуктор	295,3	244,5	350	устье
Эксплуатационная	215,9	168,3	1100	устье

В данной работе предлагается бурения 2-х горизонтальных скважин (№№33, 36) для уточнения технологических показателей разработки месторождения. Ниже на рисунках 7.1.1-7.1.2 приводятся представлены конструкция и профили горизонтальных скважин, предусмотренных в рамках настоящего отчета.

Таблица 7.1.2. – Проектные конструкции горизонтальных скважин №№33, 36

№ скв	Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м (по вертикали/по стволу)	Высота подъема цемента, м
		Долота	Колонны		
№33	Направление	393,7	323,9	50	До устья
	Кондуктор	295,3	244,5	350	До устья
	Экс. колонна	215,9	168,3	920/1250**	До устья
№36	Направление	393,7	323,9	50	До устья
	Кондуктор	295,3	244,5	350	До устья
	Экс. колонна	215,9	168,3	950/1150**	До устья

Примечание: *- глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от глубины залегания целевого продуктивного горизонта

**-вариант, при бурении НН стволом;

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 1100 м и желательно применение мобильных буровых установок повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении более полно отвечает буровая установка типа ZJ-20. На данной буровой установке возможно размещение комплекса очистных сооружений для трехступенчатой 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 1-2м³.

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.

Направление – бурение вести с бентонитовым раствором.

Кондуктор - бурение под колонну, для недопущения осложнений и перекрытия зон поглощений, водопроявлений и газопроявлений техногенного характера следует производить заранее приготовленным полимерным раствором (40 м³), 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 ведением дополнительных полимерных реагентов для усиления ингибирующих свойств.

В качестве ингибирующей добавки в буровой раствор, с использованием которого бурился предыдущий интервал, вводится 3-4 % KCl (хлористого калия) и высокомолекулярный полимер (типа SeurveyD). Перед вводом KCl в буровой раствор предварительно обработать реагентом стабилизатором по водоотдаче и вязкости Оснопак, НО и Оснопак ВО. Для регулирования щелочности бурового раствора использовать Кальцинированная сода (Na_2CO_3) (или NaOH). 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.

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявления, 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.

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, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины.

3. Наличие на буровых постоянных запасов бурового раствора в объеме соответствующей объему очередной обсадной колонны.

В случае необходимости отбора керна в отдельно взятых скважинах, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» или аналогичных.

7.2 Требования 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 кольматации 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 Шлюмберже PowerJet 4^{1/2}"НМХ, с плотностью зарядов 16 отв. на м², прошедшие опробацию 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 спуско-подъемных 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.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» 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.

Но для участков с карбонатными отложениями, рекомендуется при вторичном вскрытии продуктивного пласта, произвести соляно-кислотную обработку под давлением, как наиболее перспективный и рациональный метод очистки призабойной зоны скважин.

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 лубрикатом.

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 И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

В таблице 8.1 представлено обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ как в целом по месторождению Биикжал.

Таблица 8. 1-Месторождение Биикжал. Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по рекомендуемому варианту разработки 3

	Показатели	Годы																					
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	15,0	15,1	16,8	19,6	25,1	29,4	33,0	33,4	34,5	31,9	27,5	26,8	25,9	25,3	24,3	23,4	22,5	21,8	21,3	20,7	20,1	19,4
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	15,0	15,1	14,0	17,0	22,5	26,8	30,4	30,8	34,5	31,9	27,5	26,8	25,9	25,3	24,3	23,4	22,5	21,8	21,3	20,7	20,1	19,4
3	из новых скважин, тыс.т.	0,0	0,0	2,8	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	0,00	0,00	0	0										
4	механизированным способом, тыс.т.	15,0	15,1	16,8	19,6	25,1	29,4	33,0	33,4	34,5	31,9	27,5	26,8	25,9	25,3	24,3	23,4	22,5	21,8	21,3	20,7	20,1	19,4
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	1	2	2	2	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	1	2	2	2	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	8	7	7	7	7	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	186	186	186	186	186	186	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	0	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	0	0,0	1,0	2,0	2,0	2,0	1,0	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
13	В т.ч. добывающие скв.	0	0	1	2	2	2	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	347	347	694	694	694	347	694	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

1 6	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	2,6	4,9	4,9	4,9	2,4	4,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1 7	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	14,4	15,0	15,1	14,0	17,0	22,5	26,8	30,4	30,8	34,5	31,9	27,5	26,8	25,9	25,3	24,3	23,4	22,5	21,8	21,3	20,7	20,1
1 8	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	14,4	15,0	15,1	16,6	21,8	27,4	31,7	32,8	35,6	34,5	31,9	27,5	26,8	25,9	25,3	24,3	23,4	22,5	21,8	21,3	20,7	20,1
1 9	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	15,0	15,1	14,0	17,0	22,5	26,8	30,4	30,8	34,5	31,9	27,5	26,8	25,9	25,3	24,3	23,4	22,5	21,8	21,3	20,7	20,1	19,4
2 0	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	0,5	0,1	-1,1	0,4	0,7	-0,6	-1,3	-2,1	-1,2	-2,6	-4,4	-0,7	-0,9	-0,7	-1,0	-0,8	-0,9	-0,8	-0,5	-0,6	-0,7	-0,7
2 1	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	3,7	0,9	-7,2	2,2	3,3	-2,1	-4,0	-6,2	-3,3	-7,4	-13,8	-2,7	-3,2	-2,5	-3,9	-3,4	-3,8	-3,4	-2,2	-2,7	-3,2	-3,3
2 2	Мощность новых скважин, тыс.т.	0	0,0	2,7	5,1	5,1	5,1	3	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 3	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
2 4	В т.ч. под закачку	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 5	фонд добывающих скважин на конец года, шт.	10	10	11	13	16	18	19	21	21	21	17	17										
2 6	В т.ч. нагнетательных в отработке	1	1	1	1	1	2	3	3	3	3	2	2										
2 7	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	10	10	11	13	16	18	19	21	21	21	17	17	17	17	17	17	17	16	16	16	16	16

28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд механизированных скважин, шт.	10	10	11	13	16	18	19	21	21	21	17	17	17	17	17	17	17	16	16	16	16	16
30	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	6,6	6,7	7,0	8,2	9,4	10,7	10,4	10,0	10,0	9,9	10,2	10,1	10,1	10,0	9,9	9,9	9,9	9,9	9,8	9,8	9,7	9,7
31	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	6,6	6,7	7,0	8,2	9,4	10,7	10,4	10,0	10,0	9,9	10,2	10,1	10,1	10,0	9,9	9,9	9,9	9,9	9,8	9,8	9,7	9,7
32	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	10	10	10	10	10	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	34,6	35,0	44,8	51,1	52,0	53,5	50,6	51,9	52,4	55,7	54,1	55,1	56,4	57,2	58,6	60,0	61,3	60,4	61,0	61,8	62,8	63,8
34	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	34,6	35,0	44,8	51,1	52,0	53,5	50,6	51,9	52,4	55,7	54,1	55,1	56,4	57,2	58,6	60,0	61,3	60,4	61,0	61,8	62,8	63,8
35	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	0,0	0,0	35,0	35,0	36	37	37	37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,3	4,4	3,9	4,0	4,5	5,0	5,1	4,8	4,7	4,4	4,7	4,5	4,4	4,3	4,1	4,0	3,8	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5
37	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	4,3	4,4	3,9	4,0	4,5	5,0	5,1	4,8	4,7	4,4	4,7	4,5	4,4	4,3	4,1	4,0	3,8	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5
38	Добыча жидкости всего, тыс.т.	22,9	23,2	30,5	40,1	52,4	63,3	66,8	69,4	72,5	72,0	59,9	59,6	59,4	59,0	58,6	58,5	58,3	54,9	54,6	54,3	54,0	53,6
39	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	22,9	23,2	28,7	36,6	48,9	59,8	65,0	65,5	72,5	72,0	59,9	59,6	59,4	59,0	58,6	58,5	58,3	54,9	54,6	54,3	54,0	53,6
40	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	1,8	3,5	3,5	3,5	1,9	3,8	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
41	мех. способом, тыс.т.	22,9	23,2	30,5	40,1	52,4	63,3	66,8	69,4	72,5	72,0	59,9	59,6	59,4	59,0	58,6	58,5	58,3	54,9	54,6	54,3	54,0	53,6

4 2	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	194,1	217,3	247,8	287,9	340,3	403,6	470,4	539,8	612,3	684,2	744,2	803,8	863,2	922,2	980,8	1039,4	1097,7	1152,6	1207,2	1261,5	1315,5	1369,1
4 3	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	172,0	187,1	203,9	223,5	248,7	278,1	311,1	344,5	379,0	410,9	438,4	465,1	491,0	516,3	540,6	564,0	586,5	608,3	629,6	650,3	670,4	689,8
4 4	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,067	0,072	0,079	0,087	0,096	0,108	0,120	0,133	0,147	0,159	0,170	0,180	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
4 5	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	17,3	18,8	20,5	22,4	25,0	27,9	31,2	34,6	38,1	41,3	44,0	46,7	49,3	51,8	54,3	56,6	58,9	61,1	63,2	65,3	67,3	69,3
4 6	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,5	1,5	1,7	2,0	2,5	3,0	3,3	3,4	3,5	3,2	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,4	2,3	2,2	2,1	2,1	2,0	1,9
4 7	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	1,8	1,8	2,1	2,5	3,3	3,9	4,6	4,9	5,3	5,2	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,1	5,2	5,3	5,5	5,7	5,8	6,0
4 8	Закачка рабочего агента	4,9	10,6	10,7	10,8	11,0	17,0	19,7	22,2	25,1	25,3	14,0	14,1	14,2	14,3	14,4	14,5	14,6	14,7	14,8	14,9	15,0	15,1
4 9	Закачка рабочего агента с начала разработки	13,3	23,9	34,6	45,4	56,4	73,3	93,1	115,3	140,5	165,8	179,8	193,8	208,0	222,3	236,7	251,1	265,7	280,4	295,2	310,1	325,1	340,2
5 0	Компенсация отборов жидкости закачкой %:																						
5 1	текущая	18	39	30	23	18	23	25	27	30	30	20	20	20,4	20,7	21,0	21,1	21,4	22,9	23,2	23,5	23,8	24,1
5 2	Добыча нефтяного газа, млн.м3	0,50	0,50	0,52	0,56	0,66	0,73	0,81	0,79	0,79	0,70	0,54	0,53	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
5 3	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн. м3	5,3	5,8	6,3	6,8	7,5	8,2	9,0	9,8	10,6	11,3	11,9	12,4	12,9	13,4	13,9	14,3	14,8	15,2	15,6	16,0	16,4	16,8

	Показатели	Годы																
		2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062
1	2	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	18,5	18,0	17,3	16,6	15,9	15,1	14,0	13,2	12,6	12,2	11,5	10,8	10,5	9,6	8,3	7,9	7,8
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	18,5	18,0	17,3	16,6	15,9	15,1	14,0	13,2	12,6	12,2	11,5	10,8	10,5	9,6	8,3	7,9	7,8
3	из новых скважин, тыс.т.																	
4	механизированным способом, тыс.т.	18,5	18,0	17,3	16,6	15,9	15,1	14,0	13,2	12,6	12,2	11,5	10,8	10,5	9,6	8,3	7,9	7,8
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	В т.ч. добывающие скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	19,4	18,5	18,0	17,3	16,6	15,9	15,1	14,0	13,2	12,6	12,2	11,5	10,8	10,5	9,6	8,3	7,9
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	19,4	18,5	18,0	17,3	16,6	15,9	15,1	14,0	13,2	12,6	12,2	11,5	10,8	10,5	9,6	8,3	7,9
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	18,5	18,0	17,3	16,6	15,9	15,1	14,0	13,2	12,6	12,2	11,5	10,8	10,5	9,6	8,3	7,9	7,8
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	-0,9	-0,5	-0,7	-0,7	-0,7	-0,8	-1,2	-0,8	-0,5	-0,5	-0,6	-0,7	-0,4	-0,9	-1,2	-0,5	-0,1
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-4,5	-2,7	-4,2	-4,0	-4,3	-4,9	-7,7	-5,7	-3,9	-3,8	-5,1	-6,0	-3,7	-8,3	-13,0	-5,5	-1,0
22	Мощность новых скважин, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	1	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2	3	0	0	0	0
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	фонд добывающих скважин на конец года, шт.	16	16	16	16	16	16	16	16	9	9	9	9	9	9	9	6	6
26	В т.ч. нагнетательных в отработке	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	16	16	16	16	16	16	16	16	9	9	9	9	9	9	9	6	6
28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд механизированных скважин, шт.	16	16	16	16	16	16	16	16	9	9	9	9	9	9	9	6	6
30	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	9,6	9,6	9,5	9,4	9,4	9,3	9,3	9,2	16,3	16,2	16,0	15,9	15,8	15,7	5,0	6,3	6,2

31	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	9,6	9,6	9,5	9,4	9,4	9,3	9,3	9,2	16,3	16,2	16,0	15,9	15,8	15,7	5,0	6,3	6,2
32	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	65,3	66,0	67,2	68,3	69,5	70,8	72,8	74,2	75,1	75,9	77,0	78,2	78,9	80,5	46,4	39,4	39,9
34	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	65,3	66,0	67,2	68,3	69,5	70,8	72,8	74,2	75,1	75,9	77,0	78,2	78,9	80,5	46,4	39,4	39,9
35	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,3	3,2	3,1	3,0	2,9	2,7	2,5	2,4	4,1	3,9	3,7	3,5	3,3	3,1	2,7	3,8	3,8
37	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	3,3	3,2	3,1	3,0	2,9	2,7	2,5	2,4	4,1	3,9	3,7	3,5	3,3	3,1	2,7	3,8	3,8
38	Добыча жидкости всего, тыс.т.	53,3	53,0	52,7	52,3	52,0	51,7	51,4	51,1	50,7	50,4	50,1	49,8	49,4	49,1	15,6	13,0	13,0
39	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	53,3	53,0	52,7	52,3	52,0	51,7	51,4	51,1	50,7	50,4	50,1	49,8	49,4	49,1	15,6	13,0	13,0
40	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	мех. способом, тыс.т.	53,3	53,0	52,7	52,3	52,0	51,7	51,4	51,1	50,7	50,4	50,1	49,8	49,4	49,1	15,6	13,0	13,0
42	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	1422,4	1475,4	1528,1	1580,4	1632,4	1684,1	1735,5	1786,6	1837,3	1887,7	1937,8	1987,5	2037,0	2086,1	2101,7	2114,7	2127,7
43	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	708,3	726,3	743,6	760,2	776,1	791,2	805,2	818,3	831,0	843,1	854,7	865,5	876,0	885,5	893,9	901,8	909,6
44	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
45	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	71,1	72,9	74,7	76,3	77,9	79,5	80,9	82,2	83,4	84,7	85,8	86,9	88,0	88,9	89,8	90,6	91,3
46	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	0,8	0,8	0,8
47	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	6,1	6,3	6,4	6,6	6,7	6,9	6,8	6,9	7,1	7,4	7,6	7,7	8,0	8,0	7,6	7,7	8,3
48	Закачка рабочего агента	15,2	15,3	15,4	15,5	15,6	15,7	15,8	16,0	16,1	16,2	16,3	16,4	16,5	16,6	16,7	16,8	16,9
49	Закачка рабочего агента с начала разработки	355,4	370,8	386,2	401,7	417,4	433,1	449,0	464,9	481,0	497,1	513,4	529,8	546,3	562,9	579,6	596,4	613,3
50	Компенсация отборов жидкости закачкой %:																	
51	текущая	24,4	24,7	25,0	25,4	25,7	26,0	26,4	26,7	27,1	27,4	27,8	28,1	28,5	28,9	91,6	110,3	111,2
52	Добыча нефтяного газа,млн.м3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
53	Добыча нефтяного газа с начала разработки,млн.м3	17,1	17,5	17,8	18,1	18,4	18,7	19,0	19,2	19,4	19,7	19,9	20,1	20,3	20,5	20,6	20,7	20,9

	Показатели	Годы																
--	------------	------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

		2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076
1	2	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	7,8	7,7	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,4	6,0	5,6	5,2	4,8	4,5	3,1
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	7,8	7,7	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,4	6,0	5,6	5,2	4,8	4,5	3,1
3	из новых скважин, тыс.т.														
4	механизированным способом, тыс.т.	7,8	7,7	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,4	6,0	5,6	5,2	4,8	4,5	3,1
5	Ввод новых добывающих скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средняя глубина новой скв., м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	В т.ч. добывающие скв.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	7,8	7,8	7,7	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,4	6,0	5,6	5,2	4,8	4,5
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	7,8	7,8	7,7	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,4	6,0	5,6	5,2	4,8	4,5
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	7,8	7,7	7,4	7,2	7,0	6,9	6,7	6,4	6,0	5,6	5,2	4,8	4,5	3,1
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	-0,1	-0,1	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-1,4
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-0,7	-0,9	-3,5	-2,8	-2,8	-1,4	-3,7	-4,4	-5,4	-6,8	-7,0	-7,7	-7,0	-31,4
22	Мощность новых скважин, тыс.т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	3	0	3	4	0	0	0	0	0	0	0
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	фонд добывающих скважин на конец года, шт.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
26	В т.ч. нагнетательных в отработке	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд механизированных скважин, шт.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
30	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
31	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
32	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	40,2	40,6	42,6	44,1	45,5	46,2	48,1	50,2	52,8	56,0	59,0	62,0	64,6	75,7
34	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	40,2	40,6	42,6	44,1	45,5	46,2	48,1	50,2	52,8	56,0	59,0	62,0	64,6	75,7
35	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	3,7	3,7	3,6	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	1,5

37	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	3,7	3,7	3,6	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	1,5
38	Добыча жидкости всего, тыс.т.	13,0	12,9	12,9	12,9	12,9	12,8	12,8	12,8	12,8	12,7	12,7	12,7	12,6	12,6
39	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	13,0	12,9	12,9	12,9	12,9	12,8	12,8	12,8	12,8	12,7	12,7	12,7	12,6	12,6
40	из новых, тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	мех. способом, тыс.т.	13,0	12,9	12,9	12,9	12,9	12,8	12,8	12,8	12,8	12,7	12,7	12,7	12,6	12,6
42	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	2140,7	2153,6	2166,5	2179,4	2192,3	2205,1	2217,9	2230,7	2243,4	2256,1	2268,8	2281,5	2294,2	2306,8
43	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	917,3	925,0	932,4	939,6	946,6	953,5	960,2	966,6	972,6	978,2	983,4	988,2	992,7	995,7
44	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
45	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	92,1	92,9	93,6	94,4	95,1	95,8	96,4	97,1	97,7	98,2	98,8	99,2	99,7	100,0
46	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3
47	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	9,0	9,8	10,5	11,4	12,5	14,1	15,7	17,9	20,6	24,1	29,6	38,8	58,9	98,5
48	Закачка рабочего агента	17,0	17,1	17,2	17,3	17,4	17,6	17,7	17,8	17,9	18,0	18,1	18,2	18,3	18,4
49	Закачка рабочего агента с начала разработки	630,3	647,5	664,7	682,0	699,5	717,0	734,7	752,5	770,4	788,3	806,4	824,6	842,9	861,4
50	Компенсация отборов жидкости закачкой %:														
51	текущая	112,2	113,1	114,1	115,0	116,0	116,9	117,9	118,9	119,8	120,8	121,8	122,8	123,8	124,8
52	Добыча нефтяного газа,млн.м3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
53	Добыча нефтяного газа с начала разработки,млн.м3	21,0	21,2	21,3	21,4	21,5	21,7	21,8	21,9	22,0	22,1	22,2	22,3	22,4	22,4

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Эффективность контроля за процессом пробной эксплуатации 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 данном проекте предусмотрен комплекс необходимого объема исследовательских работ.

Получение такой информации обеспечивается качественным выполнением комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических методов исследований пластов и скважин в сочетании с промысловыми данными и результатами лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

В таблице 9.1.1 представлен рекомендуемый комплекс исследовательских работ на месторождении Биикжал.

9.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

В процессе бурения эксплуатационных скважин промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться по двум направлениям:

1. В открытом стволе после окончания проводки скважины;
2. 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, выделения эффективных газо-, нефте- и водонасыщенных толщин и определения характера их насыщения, оценки фильтрационно-емкостных свойств, наиболее рационально выполнение следующего комплекса промыслово-геофизических исследований в открытом стволе.

Общие исследования по всему стволу в масштабе глубин 1:500: запись кажущегося сопротивления КС; боковой каротаж (БК); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность (ГК); нейтронный каротаж (НК).

Детальные исследования в интервалах продуктивных отложений в масштабе глубин 1:200, включают в себя: запись кажущегося сопротивления (КС); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность (ГК); нейтронный каротаж (НК); индукционный каротаж (ИК); боковой каротаж (БК); микробоковой каротаж (МБК); акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК); плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П).

Для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве необходимо выполнить инклинометрию.

Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке

качества цементирования обсадных колонн – акустической цементометрии (АКЦ).

Исследования в эксплуатационной скважине

В период промышленной разработки месторождения 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 контакта; контроль технического состояния обсадных колонн и качеством 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 призабойной зоны, 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 (ЛМ); 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 (ГГК) – 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...» (..) 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 скважин, изменений состава добываемого флюида.

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 цементажа 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, интервалов затрубной циркуляции проводятся повторные исследования АКЦ, исследования толщиномером-дефектомером (СГДТ), а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн – 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 водонефтяной контакт, 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.

9.2. Комплекс физико-химических исследований нефти, газа и воды

Цель исследований нефти, нефтяного газа и пластовой воды состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, которые в пределах продуктивных горизонтов месторождений, как правило, непостоянны.

Игнорирование неоднородности свойств нефти по площади залежи и отсутствие контроля за изменением физико-химических свойств в процессе эксплуатации месторождения могут привести к серьезным ошибкам при прогнозировании параметров разработки месторождения.

В связи с обширной областью применения результатов исследования нефти, нефтяного газа и пластовой воды, требующихся для проектирования разработки месторождения, при проектировании промышленного оборудования, а также при решении многих других задач нефтедобычи, нефтесбора и нефтетранспорта необходим большой комплекс исследований, в который входят:

- физические параметры нефти в условиях пласта, включающие в себя давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадка нефти, температуру насыщения нефти парафином;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти; содержание неуглеводородных (азота, углекислого газа, сероводорода, гелия) и углеводородных (метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов и высших) компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от

давления и температуры;

- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;
- физико-химическая характеристика дегазированной нефти, в которую входят следующие параметры – плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования в соответствии с действующими в отрасли стандартами.

Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируется в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Главным условием отбора качественных глубинных проб является наличие однофазного притока пластовых флюидов на забой скважины, что возможно при превышении забойного давления над давлением насыщения. Отбор качественных проб пластовой нефти в условиях предельной или близкой к предельной насыщенности нефти газом имеет ряд особенностей и трудностей.

Для отбора качественных глубинных проб необходимо правильно подготовить скважину, главным условием, которого является работа скважины только на минимальном режиме.

Подготовка скважины для отбора глубинных проб выполняется в следующем порядке:

- оборудование устья скважины лубрикаторной площадкой;
- предварительная отработка скважины в течение трех суток на минимальном режиме;
- остановка скважины на восстановление пластового давления;
- замер пластового давления и пластовой температуры;
- пуск скважины на минимальном режиме;
- отбор не менее трех проб пластовой нефти.

Порядок выполнения экспериментов на установке высокого давления в зависимости от комплексов исследований (обязательный, расширенный или плотный) и методики расчетов определены ОСТ 39-112-80. По результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти строятся графические зависимости газосодержания, плотности пластовой нефти и объемного коэффициента от давления.

По месторождению Биикжал, для получения исчерпывающей информации рекомендуется продолжить отбор и изучение глубинных проб.

По отобраным пробам выполнить полный комплекс исследований, в который входят следующие характеристики: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость, молекулярная масса, структурно-механические свойства, коэффициенты сжимаемости и термического расширения пластовой нефти, компонентный состав газа,

пластовой и дегазированной нефти. Кроме того, должно быть выполнено дифференциальное разгазирование с определением вышеперечисленных характеристик в зависимости от давления и температуры.

Учитывая вышеизложенное, во всех рекомендованных к вводу в эксплуатацию из бурения проектных скважинах, при получении притока нефти, необходимо произвести отбор и анализ не менее 3-х проб нефти в пластовых и поверхностных условиях, по каждому продуктивному горизонту. По скважинам, вводимым из временной консервации как возвратные, так и основные эксплуатационные объекты, рекомендуется провести разовые отборы и исследования глубинных и поверхностных проб нефти.

Периодичность отбора и исследования глубинных и поверхностных проб нефти: по новым скважинам вводимых в эксплуатацию из бурения – разовые; по переходящим скважинам – не менее одного раза в два года.

Контроль за свойствами и составом пластовой воды необходимо вести по следующим основополагающим показателям:

- физико-химическая характеристика воды, в которую входят физические параметры – плотность, вязкость, температура, водородный показатель (рН) и химические параметры – 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+\text{+K}^+$), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;
- микробиологический анализ – определение количества сульфатовосстанавливающих бактерий (СВВ) в попутно-добываемой воде обводняющихся скважин.

Данные исследования по пластовым водам включают отбор проб и определение физико-химического и микробиологического состава вод с периодичностью 1 раз в год при наличии воды в добывающих скважинах.

9.3. Комплекс гидродинамических исследований скважин и пластов

Рекомендуется предусматривать надежный контроль за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик пластовой системы в течение всего времени реализации проектного документа. В связи с этим приводится минимально необходимый объем исследовательских работ:

1. Изучение режима работы продуктивной толщи по данным длительной эксплуатации скважин.

Важнейшим критерием рациональности разработки залежи является расход естественной пластовой энергии на единицу добычи нефти, который контролируется следующими характеристиками: снижение пластового давления на единицу добычи нефти; изменение профиля притока нефти.

В соответствии с этим необходимо организовать контроль за изменением забойного давления, пластового давления, температуры при длительной работе скважин на постоянном режиме; на каждом установившемся режиме проводить исследование притока дебитометром.

2. Изучение дебитной характеристики скважин. Определить характер

устойчивости дебитов скважин при различных режимах работы. Контроль за выносом механических примесей для оценки устойчивости коллекторов. Для оценки текущей продуктивности скважин в конце каждого периода длительной эксплуатации на одном режиме проводится гидродинамическое исследование скважин методом установившихся отборов (прослеживание уровня). Таким образом, будет возможность сравнения длительных и кратковременных режимных характеристик продуктивной толщи.

Исследования методом установившихся отборов/уровней (МУО/МУУ).

При исследовании работы скважин на трех режимах необходимо замерить ее дебиты и забойное давление (динамический уровень), а также измерить пластовое давление в остановленной скважине.

Исследования МУО/МУУ в период промышленной эксплуатации должны проводиться как разовые по всем новым скважинам перед вводом в эксплуатацию, а также по переходящим скважинам – при изменении режима работы (перед и после проведения ГТМ и оптимизации режима работы скважины). Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор, и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность и содержание механических примесей. На основании данных исследования строятся индикаторная диаграмма (зависимость дебит – депрессия на забое).

Метод установившихся отборов/уровней (МУО/МУУ) позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины, а также оценить значение комплексного параметра – гидропроводности пласта.

Исследования методом восстановления давления/уровня (КВД/КВУ).

Метод восстановления давления/уровня (КВД/КВУ) также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств в районе этих скважин.

В процессе исследования методом восстановления давления/уровня регистрируется забойное давление (динамический уровень) добывающей скважины при ее эксплуатации на установившемся режиме (с постоянным дебитом жидкости) и изменение забойного давления (статического уровня) после остановки скважины. До остановки скважины на исследовании КВД/КВУ необходимым условием является работа скважины в течение продолжительного времени на установившемся режиме. Наиболее точные результаты исследования обеспечивает непосредственная регистрация давлений на забоях скважин при помощи глубинных манометров. При исследовании добывающих скважин, имеющих избыточное буферное и затрубное давление, одновременно с регистрацией КВД/КВУ на забое регистрируется изменение буферного и затрубного давления. Эта информация используется при обработке КВД/КВУ, 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 (КВД/КВУ) в период промышленной эксплуатации должны проводиться в виде разовых

исследований по всем новым скважинам, по переходящим скважинам – при изменении режима работы (перед и после проведения ГТМ и оптимизации режима работы скважины).

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.

В процессе промышленной добычи рекомендуется замерять пластовые и забойные давления (статические и динамические уровни жидкости в скважинах), периодичность замера пластового давления (статического уровня) два раза в год, забойного давления (динамического уровня) – раз в квартал. Замеры давлений (уровней) должны производиться в каждой действующей скважине.

Согласно «Единых правил...» (..), в обязательный комплекс промысловых измерений входят: замеры промыслового газового фактора и определение обводненности продукции скважин.

Разработку III и IV эксплуатационных объектов месторождения Биикжал планируется вести с поддержанием пластового давления, нагнетанием попутно-добываемой воды. Тестовые замеры газового фактора должны производиться с периодичностью 1 раз в год при пластовом и забойном давлении больше давления насыщения и 1 раз в квартал – при давлении ниже давления насыщения нефти газом.

Замеры обводненности скважин осуществляются с периодичностью, зависящей от состояния их обводнения:

- ✓ по безводным скважинам – ежемесячно;
- ✓ по обводнившимся скважинам – 1 раз в 7 дней.

Замеры дебита скважины по нефти, жидкости, устьевого, трубного и затрубного давлений рекомендуется производить ежедневно.

Согласно рекомендациям, п. 105 «Единых правил...» (..), для обоснования эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом необходимо обязательно провести дополнительные специальные режимные исследования скважин, по определению степени уменьшения коэффициента продуктивности от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом. При этом, исследования рекомендуется провести с отработкой на каждом диаметре штуцера (не менее трех режимов) не менее 30-45 суток, при этом: на первом режиме забойное давление должно быть выше давления насыщения нефти газом, а при последующих – ниже.

После уточнения основных свойств нефти в пластовых условиях, а также проведения специальных режимных исследований, на скважинах рекомендуется установить и придерживаться оптимальных режимов работы.

В обязательный комплекс исследований также рекомендуется включить исследование скважин по определению приемистости пластов-коллекторов, не менее чем на 3-х режимах, по результатам чего принять

оптимальный режим для пробной закачки воды. Продолжительность исследования – не менее 10 суток. Рекомендуется придерживаться к качеству закачиваемой воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007.

Таблица 9.1.1-Рекомендуемый комплекс исследовательских работ

№№ п/п	Виды исследований	Периодичность
1. Геофизические исследования		
1.1	Общие геофизические исследования (М 1:500) методами ПС (SP), КС, БК (DLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), инклинометрия (ORIT)	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах
1.2	Детальные геофизические исследования в продуктивной части разреза (М 1:200) методами ПС (SP), КС, индукционный широкополосный многозондовый каротаж ВИКИЗ (HDIL/AIT), БК (DLL), МБК (MLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), АК (DT), литоплотностной каротаж ГГКП (ZDL)	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах
1.3	Определение положения флюидных контактов и коллекторских свойств пластов-коллекторов RCI / MDT	По мере необходимости
1.4	Геофизические исследования в колонне: - уточнение выбора объекта и привязка к разрезу методами ЛМ (CCL), ГК (GR), ИНК (PNL), ТМ (TEMP); - контроль притока методами ЛМ (CCL), ИНК (PNL), ГК (GR), ТМ (TEMP), расходомерия, влагометрия, барометрия, резистивиметрия	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах. В процессе эксплуатации – по мере необходимости
1.5	Определение технического состояния обсадных колонн и цементного камня методами ЛМ (CCL), АКЦ (CBL)	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах. В процессе эксплуатации – по мере необходимости
2. Отбор и исследование проб нефти, газа и воды		
2.1	Отбор и исследование глубинных проб нефти и растворенного газа	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в два года
2.2	Отбор и исследование поверхностных проб нефти и газа	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в год
2.3	Отбор и исследование проб пластовой воды	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в год
2.4	Определение источников обводненности	Во всех действующих скважинах – разовые исследования

Продолжение таблицы 9.1.1

№№ п/п	Виды исследований	Периодичность
3. Гидродинамические и промысловые исследования		
3.1	Замер дебитов нефти, жидкости, буферного и затрубного давления	Ежедневно по всем скважинам
3.2	Определение обводненности добываемой продукции	По скважинам с высокой обводненностью – раз в неделю, по остальным – не менее одного раза в месяц
3.3	Определение газового фактора	При $P_{пл}$ и $P_{заб} > P_{нас}$ – раз в год и при $P_{пл}$ и $P_{заб} < P_{нас}$ – ежемесячно
3.4	Определение пластового давления (статического уровня) и температуры	По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в полугодие
3.5	Определение забойного давления (динамического уровня)	По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в квартал
3.6	Исследования МУО (не менее 3-х режимов)	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – перед и после проведения ГТМ и оптимизации режимов работы скважин
3.7	Исследования методом КВД/КВУ	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – перед и после проведения ГТМ и оптимизации режимов работы скважин
3.8	Специальные режимные исследования по определению изменения коэффициента продуктивности от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, согласно рекомендациям «Единые правила...»	На каждом эксплуатационном объекте по одной добывающей скважине, не менее чем на 3-х режимах, с продолжительностью не менее 30-45 суток
3.9	Исследование скважин и пластов-коллекторов на приемистость продуктивных пластов-коллекторов	Исследования рекомендуется провести в существующих скважинах, не менее чем на 3-х режимах, с продолжительностью исследования – не менее 10 суток.

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Биикжал расположено в юго-восточном окончании Северо-Каспийского поднятия в пределах пределах крупного тектонического элемента фундамента - Астраханско-Актюбинской системы поднятий Прикаспийской впадины

На месторождении Биикжал пробуренный фонд по состоянию изученности на 01.07.2024 г. составил 29 скважин (скв. СГ-2, Г-1, Г-3, Г-5, FX-1, 2, 2Р, 3, 4, 6, 7, 12, 13, 17, 24, 25, BS-1, BS-3, BS-4, BS-5, BS-6, BS-7, BS-8, BS-9, BS-10, BS-11, BS-13, 5НН, 26, 27), из них 3 поисковые скважины (скв. СГ-2, Г-1, Г-3), 14 разведочные скважины (скв. FX-1, 2, 2Р, 3, 4, 5-НН, 6, 7, 17, 12, 13, 24, 25, BS-10), 10 структурные (скв. BS-1, BS-3, BS-4, BS-5, BS-6, BS-7, BS-8, BS-9, BS-11, BS-13) и 2 опережающе-добывающие скважины (скв. 26, 27).

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях по месторождению изучены по результатам лабораторных исследований 27 проб из 14 скважин.

Всего свойства нефти в пластовых условиях по месторождению изучены по результатам лабораторных исследований 14 проб из 10 скважин.

Пластовые воды продуктивных горизонтов нижнемеловых, среднеюрских, триасовых отложений изучены по 10 пробам из 8 скважин.

Всего на месторождении опробовано 17 объектов в 15 скважинах, из них притоки безводной нефти получены из 7 объектов, нефть с водой – из 8 объектов и притоки воды – из 2 объектов.

Керн отобран в 19 скважинах (FX-1, 2Р, 4, 5НН, 7, 12, 17, 24, 25, BS-4, BS-13, 26, 27). Общая проходка керна составляет 345,5м, вынос керна 241,42или 69,9 % от проходки.

Утвержденные запасы нефти и растворенного газа по месторождению составляют (протокол ГКЗ РК №2684-24-У от 22июля 2024г):

Всего по месторождению:

нефти

С₁ - геологические – 2582 тыс. т, извлекаемые – 996 тыс. т.

С₂ - геологические – 827 тыс. т, извлекаемые – 240,4 тыс. т.

растворенного газа

С₁ – геологические – 67,4 млн. м³, извлекаемые – 30,4 млн. м³.

С₂ – геологические – 22,3 млн. м³, извлекаемые – 8,8 млн. м³.

Соотношение геологических запасов нефти категориям С₁ к С₂ составляет 76% и 24%.

При дальнейшей работе на месторождении недропользователю рекомендуется:

- продолжить отбор проб нефти в поверхностных и пластовых условиях для уточнения подсчетных параметров;

- по намеченным к бурению новым скважинам отобрать керн для проведения стандартных и специальных исследований;

- доизучить залежи продуктивных горизонтов, оцененные по категории

С₂, с целью перевода запасов нефти в промышленную категорию С₁.

- продолжить гидродинамические исследования в скважинах;
- при следующем пересчете запасов нефти и растворенного газа построить геологическую 3Д модель и произвести на ней гидродинамические расчеты для обоснования КИН;
- отобрать пробы пластовой воды в меловых, юрских, триасовых горизонтах для более точного определения сопротивления по горизонтам;
- рассмотреть возможность повторного проведения ГРП на триасовых горизонтах с использованием технологии химического закрепления проппанта со смоляным покрытием.

12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

13 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ 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.

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;
- отчислений в ликвидационный фонд в размере 1% от суммы эксплуатационных затрат;
- ликвидационных отчислений в размере 10 % от суммы всех капитальных затрат на разработку месторождения,

начисляемых равными долями в течение рентабельного периода;

- ежегодных отчислений исходя из количества ликвидируемых скважин и рыночной стоимости ликвидации скважин, начисляемых также равными долями.

Таким образом, ликвидация последствий разработки месторождения необходима для обеспечения безопасности нарушенных земель и охраны природной среды после завершения разработки месторождения.

13.2 Основные условия проведения расчетов

По настоящему отчету контрактный период разработки месторождения охватывает промежуток с 2024-го по 2076год. Всего за проектный период прогнозный объем добычи нефти составляет 838,9 тыс. тонн нефти.

В целях накопления достаточных средств для ликвидации последствий недропользования 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

Таким образом затраты на ликвидацию скважин, платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов составят – 139504,8тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимостиликвидация скважин на месторождения приведена в таблице 13.4.1. Подробные сметные расчеты представлены в Приложении №5.

Таблица 13.4.1 - Сводный сметный расчет стоимостиликвидация скважин

Сметный расчет стоимости строительства в сумме		139504,8	тыс.тенге	
СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА				
Ликвидация скважин на месторождения				
(наименование стройки)				
№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость скважины, тыс. тенге	количество скважин	Всего, тыс. Тенге
1	Ликвидация скважин	5812,7	24	139504,8
	Всего по сводному сметному расчету			139504,8

13.4. 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 – 36172,8тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимостиликвидация скважин на месторождения приведена в таблице 13.4.1. Подробные сметные расчеты представлены в Приложении №6.

Таблица 13.4.1 - Сводный сметный расчет стоимости рекультивация земли

Сметный расчет стоимости строительства в сумме		36172,8	тыс.тенге
СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ			

СТРОИТЕЛЬСТВА				
Ликвидация скважин на месторождения				
(наименование стройки)				
№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость скважины, тыс. тенге	1 количество скважин	Всего, тыс. Тенге
1	рекультивация землиодной скважины	1507,2	24	36172,8
	Всего по сводному сметному расчету			36172,8

13.5. 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 ликвидация обустройства месторождении приведена в таблице 13.5.1

Таблица 13.5.1. Сводный сметный расчет стоимости ликвидация обустройства на месторождении

Сметный расчет стоимости строительства в сумме 41479,7 тыс.тнг.
6

СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

"Ликвидация месторождения "
(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

13.6 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 с учетом ликвидации скважин и всей наземной инфраструктуры составила:

- **258,73091**тенге/тонна УВС

Предварительный расчет отчислений в ликвидационный фонд по рекомендуемому варианту приведен в таблице 13.6.1.

Таблица 13.6.1 - Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Наименование	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тыс. тнг.	139504,8
Рекультивация земли	тыс. тнг.	36064,8
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тыс. тнг.	41479,76
Итого	тыс. тнг.	217049,36
Отчисления подлежащие выплате	тыс. тнг.	217049,36
Проектная накопленная добыча нефти за расчетный период	тыс. тн	838,9
Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тнг/тн	258,73091

В таблице 13.6.2 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании»

Таблица 13.6.2- Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд по годам.

Годы	Годовая добыча УВС, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений, тнг,тонн	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
2024	15	258,731	3880,963643
2025	15,1	258,731	3906,836733
2026	16,8	258,731	4346,67928
2027	19,6	258,731	5071,125826
2028	25,1	258,731	6494,145828
2029	29,4	258,731	7606,688739
2030	33	258,731	8538,120014
2031	33,4	258,731	8641,612377
2032	34,5	258,731	8926,216378
2033	31,9	258,731	8253,516013
2034	27,5	258,731	7115,100011
2035	26,8	258,731	6933,988375
2036	25,9	258,731	6701,130556
2037	25,3	258,731	6545,89201
2038	24,3	258,731	6287,161101
2039	23,4	258,731	6054,303282
2040	22,5	258,731	5821,445464
2041	21,8	258,731	5640,333827
2042	21,3	258,731	5510,968372
2043	20,7	258,731	5355,729827
2044	20,1	258,731	5200,491281
2045	19,4	258,731	5019,379644
2046	18,5	258,731	4786,521826
2047	18	258,731	4657,156371
2048	17,3	258,731	4476,044734
2049	16,6	258,731	4294,933098
2050	15,9	258,731	4113,821461
2051	15,1	258,731	3906,836733
2052	14	258,731	3622,232733
2053	13,2	258,731	3415,248005
2054	12,6	258,731	3260,00946
2055	12,2	258,731	3156,517096
2056	11,5	258,731	2975,405459
2057	10,8	258,731	2794,293823
2058	10,5	258,731	2716,67455
2059	9,6	258,731	2483,816731

2060	8,3	258,731	2147,466549
2061	7,9	258,731	2043,974185
2062	7,8	258,731	2018,101094
2063	7,8	258,731	2018,101094
2064	7,7	258,731	1992,228003
2065	7,4	258,731	1914,60873
2066	7,2	258,731	1862,862548
2067	7	258,731	1811,116367
2068	6,9	258,731	1785,243276
2069	6,7	258,731	1733,497094
2070	6,4	258,731	1655,877821
2071	6	258,731	1552,385457
2072	5,6	258,731	1448,893093
2073	5,2	258,731	1345,400729
2074	4,8	258,731	1241,908366
2075	4,5	258,731	1164,289093
2076	3,1	258,731	802,0658195
Итого	838,9		217049,36

По данным таблицы 13.6.2. видно, что на основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда на контрактной территории на период добычи 2024-2076 годов составит 217049,36тыс. 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 4.1- Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	15,1	5,1	12,2	172,2	58,4	0,067	20,0	20,0	191,2	191,2	24,3	0,584	5,34	20,9	4,9	13,3
2025	14,7	5,0	12,0	186,8	63,3	0,072	20,6	20,6	211,8	211,8	28,7	0,567	5,91	23,4	5,6	18,9
2026	12,9	4,4	12,0	199,8	67,7	0,077	19,5	19,5	231,3	231,3	33,7	0,499	6,41	25,9	5,9	24,8
2027	12,4	4,2	13,0	212,2	71,9	0,082	19,8	19,8	251,1	251,1	37,5	0,478	6,88	27,3	6,3	31,2
2028	13,0	4,4	15,7	225,2	76,3	0,087	21,5	21,5	272,7	272,7	39,5	0,490	7,37	37,8	9,5	40,7
2029	12,2	4,1	17,5	237,4	80,5	0,092	21,4	21,4	294,0	294,0	43,0	0,457	7,83	38,5	9,6	50,3
2030	11,0	3,7	19,1	248,4	84,2	0,096	21,1	21,1	315,1	315,1	47,7	0,413	8,24	39,4	9,7	60,0
2031	10,0	3,4	21,5	258,4	87,6	0,100	21,0	21,0	336,1	336,1	52,2	0,375	8,62	40,0	9,8	69,8
2032	9,0	3,0	24,5	267,4	90,6	0,104	20,7	20,7	356,8	356,8	56,8	0,335	8,95	40,9	9,9	79,7
2033	7,3	2,5	26,5	274,7	93,1	0,106	20,5	20,5	377,3	377,3	64,4	0,272	9,23	41,7	10,0	89,8
2034	5,6	1,9	27,5	280,3	95,0	0,109	20,3	20,3	397,7	397,7	72,6	0,205	9,43	42,5	10,1	99,9
2035	4,4	1,5	30,2	284,7	96,5	0,110	20,1	20,1	417,8	417,8	77,9	0,162	9,59	43,4	10,2	110,1
2036	3,3	1,1	31,9	288,0	97,6	0,112	11,3	11,3	429,1	429,1	71,1	0,119	9,71	0,0	0,0	110,1
2037	2,7	0,9	38,6	290,7	98,5	0,113	9,6	9,6	438,7	438,7	71,7	0,097	9,81	0,0	0,0	110,1
2038	2,2	0,8	51,5	292,9	99,3	0,113	9,5	9,5	448,2	448,2	76,6	0,080	9,89	0,0	0,0	110,1
2039	1,8	0,6	85,8	294,7	99,9	0,114	9,4	9,4	457,6	457,6	80,9	0,065	9,95	0,0	0,0	110,1
2040	0,3	0,1	100,0	295,0	100,0	0,114	3,4	3,4	460,9	460,9	91,3	0,009	9,96	0,0	0,0	110,1

Таблица 4.2- Характеристика основных показателей разработки по месторождению в целом. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет- ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		ед.	т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	1	1	0	0	10	10	1	4,4	5,8	168,3	14,1
2025	0	0	0	0	0	0	0	10	10	1	4,2	5,9	163,4	16,2
2026	0	0	0	0	0	0	0	10	10	1	3,7	5,6	143,9	17,1
2027	0	0	0	0	0	0	0	10	10	1	3,6	5,7	137,7	18,3
2028	0	0	0	0	0	0	0	11	11	1	3,4	5,6	128,6	27,5
2029	0	0	0	0	0	0	0	11	11	1	3,2	5,6	119,9	27,7
2030	0	0	0	0	0	0	0	11	11	1	2,9	5,5	108,2	28,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	11	11	1	2,6	5,5	98,4	28,3
2032	0	0	0	0	0	0	0	11	11	1	2,3	5,4	87,9	28,6
2033	0	0	0	0	0	0	0	11	11	1	1,9	5,4	71,3	28,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	11	11	1	1,5	5,3	53,6	29,2
2035	0	0	0	0	0	0	0	11	11	1	1,2	5,3	42,5	29,4
2036	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	1,2	4,1	42,8	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	1,6	5,5	56,2	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	1,3	5,5	46,3	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	1,0	5,4	37,4	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0,4	4,9	13,7	0,0

Таблица 4.3- Характеристика основного фонда скважин по объекту I. Вариант 1

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%				%	тыс.т	%	д.ед.		тыс.т	тыс.т			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	5,9	8,4	10,2	18,3	25,9	0,030	7,8	7,8	24,2	24,2	24,3	0,22	0,436	0,0	0,0	0,0
2025	5,6	8,0	10,8	23,9	33,9	0,040	7,7	7,7	31,9	31,9	27,1	0,21	0,647	0,0	0,0	0,0
2026	5,3	7,5	11,4	29,2	41,4	0,049	7,6	7,6	39,5	39,5	30,1	0,20	0,847	0,0	0,0	0,0
2027	5,0	7,1	12,2	34,2	48,6	0,057	7,5	7,5	47,0	47,0	32,9	0,19	1,036	0,0	0,0	0,0
2028	4,7	6,7	13,0	38,9	55,2	0,065	7,4	7,4	54,4	54,4	36,0	0,18	1,214	0,0	0,0	0,0
2029	4,4	6,2	13,9	43,3	61,5	0,072	7,2	7,2	61,6	61,6	39,2	0,17	1,379	0,0	0,0	0,0
2030	4,1	5,8	15,1	47,4	67,3	0,079	7,1	7,1	68,7	68,7	42,5	0,15	1,534	0,0	0,0	0,0
2031	3,8	5,4	16,4	51,2	72,6	0,085	7,0	7,0	75,7	75,7	45,9	0,14	1,676	0,0	0,0	0,0
2032	3,5	4,9	18,1	54,7	77,6	0,091	6,9	6,9	82,6	82,6	49,4	0,13	1,807	0,0	0,0	0,0
2033	3,2	4,5	20,1	57,8	82,1	0,096	6,8	6,8	89,3	89,3	53,0	0,12	1,927	0,0	0,0	0,0
2034	2,9	4,1	22,7	60,7	86,2	0,101	6,6	6,6	95,9	95,9	56,8	0,11	2,035	0,0	0,0	0,0
2035	2,6	3,6	26,3	63,3	89,8	0,105	6,5	6,5	102,4	102,4	60,7	0,10	2,132	0,0	0,0	0,0
2036	2,3	3,2	31,4	65,5	93,0	0,109	6,4	6,4	108,8	108,8	64,7	0,09	2,217	0,0	0,0	0,0
2037	1,9	2,8	39,5	67,5	95,8	0,112	6,3	6,3	115,1	115,1	68,9	0,07	2,290	0,0	0,0	0,0
2038	1,6	2,3	55,1	69,1	98,1	0,115	6,2	6,2	121,3	121,3	73,3	0,06	2,352	0,0	0,0	0,0
2039	1,3	1,9	100,0	70,4	100,0	0,117	6,0	6,0	127,3	127,3	77,8	0,05	2,403	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.4- Характеристика основных показателей разработкипо объекту I. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	5,7	7,5	214,9	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	5,4	7,4	203,6	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	5,1	7,3	192,3	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	4,8	7,2	181,7	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	4,5	7,1	170,4	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	4,2	7,0	159,3	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3,9	6,8	148,2	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3,6	6,7	137,2	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3,3	6,6	126,1	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3,1	6,5	115,0	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,8	6,4	103,9	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,5	6,3	92,8	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,2	6,1	81,7	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,9	6,0	70,6	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,6	5,9	59,6	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,3	5,8	48,5	0,0

Таблица 4.5- Характеристика основного фонда скважин по объекту II. Вариант 1

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2028	1,5	12,4	12,4	1,5	12,4	0,020	2,1	2,1	2,1	2,1	31,9	0,04	0,044	0,0	0,0	0,0
2029	1,4	12,2	13,9	2,9	24,6	0,040	2,2	2,2	4,4	4,4	35,9	0,04	0,086	0,0	0,0	0,0
2030	1,4	11,6	15,4	4,2	36,2	0,059	2,2	2,2	6,6	6,6	38,4	0,04	0,127	0,0	0,0	0,0
2031	1,2	10,6	16,7	5,5	46,9	0,076	2,4	2,4	9,0	9,0	48,0	0,04	0,165	0,0	0,0	0,0
2032	1,1	9,6	18,1	6,6	56,5	0,092	2,4	2,4	11,4	11,4	53,8	0,03	0,198	0,0	0,0	0,0
2033	1,1	9,1	20,9	7,7	65,6	0,107	2,5	2,5	13,9	13,9	57,5	0,03	0,230	0,0	0,0	0,0
2034	1,0	8,5	24,7	8,7	74,1	0,120	2,6	2,6	16,5	16,5	61,4	0,03	0,260	0,0	0,0	0,0
2035	0,8	7,1	27,4	9,5	81,2	0,132	2,7	2,7	19,1	19,1	68,6	0,02	0,285	0,0	0,0	0,0
2036	0,6	5,5	29,4	10,2	86,7	0,141	2,7	2,7	21,9	21,9	76,2	0,02	0,304	0,0	0,0	0,0
2037	0,6	4,9	36,7	10,7	91,6	0,149	2,8	2,8	24,7	24,7	79,6	0,02	0,321	0,0	0,0	0,0
2038	0,4	3,6	43,3	11,2	95,2	0,155	2,9	2,9	27,6	27,6	85,2	0,01	0,334	0,0	0,0	0,0
2039	0,3	2,9	60,9	11,5	98,1	0,160	3,0	3,0	30,5	30,5	88,5	0,01	0,344	0,0	0,0	0,0
2040	0,2	1,9	100,0	11,7	100,0	0,163	3,0	3,0	33,5	33,5	92,8	0,01	0,351	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.6- Характеристика основных показателей разработки по объекту II. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения,			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнетных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2028	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	4,2	6,2	125,8	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	4,1	6,4	123,4	0
2030	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,9	6,4	117,4	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,6	6,9	107,7	0
2032	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,2	7,0	97,1	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,1	7,2	91,9	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2,9	7,4	86,0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2,4	7,7	71,9	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,9	7,9	56,0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,7	8,1	49,4	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,2	8,3	36,9	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,98	8,5	29,4	0

2040	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,63	8,7	18,9	0
------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	------	-----	------	---

Таблица 4.7- Характеристика основного фонда скважин по объекту III. Вариант 1

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	7,0	3,8	13,7	138,9	76,0	0,370	9,2	9,2	149,2	149,2	24,2	0,274	4,678	45,1	4,9	13,3
2025	6,9	3,8	15,9	145,8	79,8	0,389	9,8	9,8	159,0	159,0	29,2	0,273	4,951	48,8	5,6	18,9
2026	5,7	3,1	15,5	151,6	83,0	0,404	9,0	9,0	168,0	168,0	36,7	0,225	5,175	55,8	5,9	24,8
2027	5,6	3,1	18,1	157,2	86,1	0,419	9,5	9,5	177,5	177,5	40,9	0,221	5,396	56,7	6,3	31,1
2028	5,3	2,9	20,8	162,5	89,0	0,433	9,3	9,3	186,8	186,8	43,0	0,208	5,605	87,3	9,5	40,6
2029	4,9	2,7	24,2	167,4	91,6	0,446	9,2	9,2	196,1	196,1	46,9	0,192	5,797	89,1	9,6	50,2
2030	4,3	2,3	27,9	171,6	94,0	0,458	9,1	9,1	205,2	205,2	53,2	0,168	5,964	90,9	9,7	59,9
2031	3,8	2,1	34,9	175,5	96,1	0,468	9,0	9,0	214,2	214,2	57,4	0,151	6,116	92,8	9,8	69,7
2032	3,4	1,8	47,0	178,9	97,9	0,477	8,9	8,9	223,1	223,1	62,3	0,132	6,248	94,6	9,9	79,6
2033	2,2	1,2	59,2	181,1	99,2	0,483	8,9	8,9	232,0	232,0	74,6	0,088	6,336	96,6	10,0	89,6
2034	1,0	0,6	66,4	182,1	99,7	0,486	8,8	8,8	240,8	240,8	88,2	0,040	6,377	98,5	10,1	99,7
2035	0,5	0,3	100,0	182,7	100,0	0,487	8,7	8,7	249,4	249,4	94,0	0,020	6,397	100,6	10,2	109,9

Таблица 4.8- Характеристика основных показателей разработки по объекту III. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнетных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	1	1	0	0	3	3	1	6,7	8,8	263,3	14,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	6,7	9,4	262,1	16,1
2026	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	5,5	8,7	216,2	17,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	5,4	9,1	212,2	18,2
2028	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	5,1	8,9	200,4	27,4
2029	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	4,7	8,9	184,7	27,7
2030	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	4,1	8,8	161,1	28,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	3,7	8,7	145,4	28,3

2032	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	3,2	8,6	127,3	28,6
2033	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	2,2	8,5	84,9	28,8
2034	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1,0	8,4	38,9	29,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	0,5	8,3	19,7	29,4

Таблица 4.9- Характеристика основного фонда скважин по объекту IV. Вариант 1

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%				%	тыс.т	%	д.ед.		тыс.т	тыс.т			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	1,6	7,2	13,8	11,9	55,0	0,010	2,1	2,1	14,1	14,1	25,2	0,061	0,169	0,0	0,0	0,0
2025	1,5	6,8	15,2	13,4	61,8	0,011	2,1	2,1	16,2	16,2	30,5	0,058	0,227	0,0	0,0	0,0
2026	1,4	6,3	16,4	14,8	68,1	0,012	2,0	2,0	18,2	18,2	31,9	0,053	0,280	0,0	0,0	0,0
2027	1,2	5,7	17,7	16,0	73,7	0,013	2,0	2,0	20,2	20,2	37,7	0,048	0,328	0,0	0,0	0,0
2028	1,1	5,0	19,1	17,1	78,8	0,014	1,9	1,9	22,2	22,2	43,7	0,043	0,371	0,0	0,0	0,0
2029	1,0	4,6	21,9	18,1	83,4	0,015	1,9	1,9	24,1	24,1	47,2	0,039	0,410	0,0	0,0	0,0
2030	0,9	4,0	24,2	19,0	87,4	0,015	1,9	1,9	25,9	25,9	53,5	0,034	0,444	0,0	0,0	0,0
2031	0,8	3,5	27,6	19,7	90,9	0,016	1,9	1,9	27,8	27,8	59,2	0,029	0,474	0,0	0,0	0,0
2032	0,6	2,9	32,1	20,4	93,8	0,016	1,8	1,8	29,6	29,6	65,1	0,025	0,498	0,0	0,0	0,0
2033	0,5	2,4	38,4	20,9	96,2	0,017	1,8	1,8	31,4	31,4	71,2	0,020	0,519	0,0	0,0	0,0
2034	0,4	1,8	47,8	21,3	98,0	0,017	1,8	1,8	33,2	33,2	77,5	0,015	0,534	0,0	0,0	0,0
2035	0,3	1,3	63,9	21,6	99,3	0,017	1,7	1,7	34,9	34,9	84,1	0,011	0,545	0,0	0,0	0,0
2036	0,2	0,7	100,0	21,7	100,0	0,018	1,7	1,7	36,6	36,6	90,8	0,006	0,551	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.10- Характеристика основных показателей разработки по объекту IV. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнетных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,5	2,0	58,9	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,4	2,1	55,8	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,3	1,9	51,1	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,2	1,9	46,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,1	1,9	41,0	0,0

2029	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,0	1,8	37,8	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,8	1,8	32,8	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,7	1,8	28,3	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,6	1,7	23,8	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,5	1,7	19,3	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,4	1,7	14,8	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,3	1,7	10,3	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,2	1,6	5,9	0,0

Таблица 4.11- Характеристика основного фонда скважин по объекту V. Вариант 1

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	0,7	7,8	10,9	3,1	36,2	0,010	0,9	0,9	3,7	3,7	23,4	0,025	0,057	0,0	0,0	0,0
2025	0,6	7,5	11,8	3,7	43,8	0,012	0,9	0,9	4,6	4,6	31,6	0,024	0,081	0,0	0,0	0,0
2026	0,6	6,6	11,7	4,3	50,3	0,014	0,9	0,9	5,5	5,5	37,9	0,021	0,102	0,0	0,0	0,0
2027	0,5	6,2	12,5	4,8	56,5	0,016	0,9	0,9	6,4	6,4	40,2	0,020	0,122	0,0	0,0	0,0
2028	0,5	5,7	13,2	5,3	62,3	0,018	0,8	0,8	7,2	7,2	40,5	0,018	0,141	0,0	0,0	0,0
2029	0,5	5,4	14,2	5,7	67,6	0,019	0,8	0,8	8,0	8,0	42,4	0,017	0,158	0,0	0,0	0,0
2030	0,4	5,0	15,3	6,1	72,6	0,021	0,8	0,8	8,7	8,7	44,0	0,016	0,174	0,0	0,0	0,0
2031	0,4	4,6	16,6	6,5	77,2	0,022	0,7	0,7	9,4	9,4	45,8	0,015	0,188	0,0	0,0	0,0
2032	0,4	4,2	18,2	6,9	81,3	0,023	0,7	0,7	10,1	10,1	47,8	0,013	0,202	0,0	0,0	0,0
2033	0,3	3,7	20,1	7,2	85,1	0,024	0,6	0,6	10,7	10,7	50,1	0,012	0,214	0,0	0,0	0,0
2034	0,3	3,3	22,4	7,5	88,4	0,025	0,6	0,6	11,3	11,3	52,6	0,011	0,224	0,0	0,0	0,0
2035	0,2	2,9	25,4	7,7	91,4	0,026	0,6	0,6	11,9	11,9	55,5	0,009	0,234	0,0	0,0	0,0
2036	0,2	2,5	29,4	7,9	93,9	0,027	0,5	0,5	12,4	12,4	58,9	0,008	0,242	0,0	0,0	0,0
2037	0,2	2,1	34,9	8,1	96,0	0,027	0,5	0,5	12,9	12,9	62,7	0,007	0,249	0,0	0,0	0,0
2038	0,1	1,7	43,5	8,3	97,8	0,028	0,4	0,4	13,4	13,4	67,2	0,006	0,254	0,0	0,0	0,0
2039	0,1	1,3	59,0	8,4	99,1	0,028	0,4	0,4	13,8	13,8	72,5	0,004	0,259	0,0	0,0	0,0
2040	0,1	0,9	100,0	8,5	100,0	0,028	0,4	0,4	14,1	14,1	79,0	0,003	0,262	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.12- Характеристика основных показателей разработкипо объекту V. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,9	2,5	72,0	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,8	2,7	69,5	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,6	2,6	60,6	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,5	2,5	57,6	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,4	2,4	53,2	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,3	2,3	49,6	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,2	2,2	45,9	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,1	2,1	42,2	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,0	1,9	38,4	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,9	1,8	34,7	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,8	1,7	31,0	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,7	1,6	27,2	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,6	1,5	23,5	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,5	1,4	19,7	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,4	1,3	16,0	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,3	1,2	12,2	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,2	1,1	8,5	0,0

Таблица 4.13- Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%				%	тыс.т	%	д.ед.		тыс.т	тыс.т			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	15,1	4,3	8,5	172,2	49,3	0,067	20,0	20,0	191,2	191,2	24,3	0,584	5,34	20,9	4,9	13,3
2025	17,6	5,0	9,9	189,8	54,3	0,074	24,9	24,9	216,1	216,1	29,1	0,677	6,02	19,3	5,6	18,9
2026	19,2	5,5	12,1	209,0	59,8	0,081	29,8	29,8	245,9	245,9	35,5	0,741	6,76	17,0	5,9	24,8
2027	19,8	5,7	14,1	228,8	65,5	0,089	33,9	33,9	279,8	279,8	41,7	0,763	7,52	16,1	6,4	31,2
2028	20,6	5,9	17,1	249,4	71,4	0,097	36,6	36,6	316,3	316,3	43,6	0,782	8,30	22,4	9,6	40,8
2029	18,4	5,3	18,4	267,8	76,6	0,104	35,7	35,7	352,0	352,0	48,4	0,698	9,00	23,2	9,7	50,5
2030	16,5	4,7	20,3	284,3	81,4	0,110	35,2	35,2	387,2	387,2	53,0	0,627	9,63	23,7	9,8	60,2
2031	15,1	4,3	23,1	299,4	85,7	0,116	34,1	34,1	421,3	421,3	55,9	0,571	10,20	24,7	9,9	70,1
2032	13,4	3,8	26,7	312,7	89,5	0,121	33,3	33,3	454,6	454,6	59,9	0,506	10,71	25,6	9,9	80,0
2033	11,1	3,2	30,3	323,8	92,7	0,125	32,4	32,4	487,0	487,0	65,7	0,419	11,12	26,5	10,0	90,1
2034	8,4	2,4	32,9	332,3	95,1	0,129	31,5	31,5	518,5	518,5	73,3	0,315	11,44	27,4	10,1	100,2
2035	6,4	1,8	37,0	338,6	96,9	0,131	30,7	30,7	549,2	549,2	79,3	0,236	11,68	28,5	10,2	110,4
2036	4,3	1,2	39,3	342,9	98,1	0,133	21,3	21,3	570,5	570,5	80,0	0,157	11,83	0,0	0,0	110,4
2037	2,6	0,7	39,6	345,5	98,9	0,134	12,9	12,9	583,4	583,4	79,9	0,094	11,93	0,0	0,0	110,4
2038	2,1	0,6	52,2	347,5	99,5	0,135	9,2	9,2	592,6	592,6	77,5	0,075	12,00	0,0	0,0	110,4
2039	1,7	0,5	88,5	349,2	99,9	0,135	8,8	8,8	601,5	601,5	81,0	0,061	12,06	0,0	0,0	110,4
2040	0,2	0,1	100,0	349,4	100,0	0,135	3,0	3,0	604,5	604,5	92,8	0,007	12,07	0,0	0,0	110,4

Таблица 4.14- Характеристика основных показателей разработки по месторождению в целом. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		ед.	т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	1	1	0	0	10	10	1	4,4	5,8	168,3	14,1
2025	1	1	0	0	0	0	0	11	11	1	4,8	6,8	185,6	16,2
2026	2	2	0	0	0	0	0	13	13	1	5,0	7,8	193,4	17,1
2027	2	2	0	0	0	0	0	15	15	1	4,7	8,1	182,7	18,4
2028	0	0	0	0	0	0	0	16	16	1	4,2	7,5	161,1	27,6
2029	0	0	0	0	0	0	0	16	16	1	3,8	7,3	143,7	27,9
2030	0	0	0	0	0	0	0	16	16	1	3,4	7,2	129,2	28,2
2031	0	0	0	0	0	0	0	16	16	1	3,1	7,0	117,5	28,4
2032	0	0	0	0	0	0	0	16	16	1	2,8	6,9	104,2	28,7
2033	0	0	0	0	0	0	0	16	16	1	2,3	6,7	86,3	28,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	16	16	1	1,7	6,5	64,9	29,2
2035	0	0	0	0	0	0	0	16	16	1	1,3	6,3	48,7	29,5
2036	0	0	0	0	0	0	0	13	13	0	1,1	5,6	41,1	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	1,3	6,2	45,1	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	1,5	6,6	53,9	1,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	1,2	6,4	43,7	2,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,6	8,7	18,9	3,0

Таблица 4.15- Характеристика основного фонда скважин по объекту I. Вариант 2

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%				%	тыс.т	%	д.ед.		тыс.т	тыс.т			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	5,9	7,6	9,1	18,3	23,5	0,030	7,8	7,8	24,2	24,2	24,3	0,22	0,436	0,0	0,0	0,0
2025	8,6	11,0	14,4	26,8	34,5	0,045	12,0	12,0	36,2	36,2	28,7	0,32	0,758	0,0	0,0	0,0
2026	7,8	10,1	15,4	34,6	44,6	0,058	12,2	12,2	48,4	48,4	35,9	0,30	1,053	0,0	0,0	0,0
2027	6,0	7,8	14,0	40,7	52,3	0,068	11,0	11,0	59,4	59,4	45,2	0,23	1,281	0,0	0,0	0,0
2028	5,5	7,1	14,9	46,2	59,4	0,077	10,7	10,7	70,1	70,1	48,4	0,21	1,489	0,0	0,0	0,0
2029	4,4	5,7	14,0	50,6	65,1	0,084	10,4	10,4	80,5	80,5	57,2	0,17	1,656	0,0	0,0	0,0
2030	4,1	5,3	15,1	54,7	70,4	0,091	10,2	10,2	90,7	90,7	60,1	0,15	1,810	0,0	0,0	0,0
2031	3,8	4,9	16,4	58,5	75,2	0,098	9,5	9,5	100,3	100,3	60,3	0,14	1,953	0,0	0,0	0,0
2032	3,5	4,5	18,1	62,0	79,7	0,103	9,1	9,1	109,3	109,3	61,7	0,13	2,084	0,0	0,0	0,0
2033	3,2	4,1	20,1	65,2	83,8	0,109	8,6	8,6	117,9	117,9	63,2	0,12	2,203	0,0	0,0	0,0
2034	2,9	3,7	22,7	68,0	87,5	0,113	8,2	8,2	126,1	126,1	64,9	0,11	2,311	0,0	0,0	0,0
2035	2,6	3,3	26,3	70,6	90,8	0,118	7,7	7,7	133,8	133,8	66,8	0,10	2,408	0,0	0,0	0,0
2036	2,3	2,9	31,4	72,8	93,7	0,121	7,3	7,3	141,1	141,1	68,9	0,09	2,493	0,0	0,0	0,0
2037	1,9	2,5	39,5	74,8	96,2	0,125	6,8	6,8	147,9	147,9	71,3	0,07	2,566	0,0	0,0	0,0
2038	1,6	2,1	55,1	76,4	98,3	0,127	6,3	6,3	154,2	154,2	74,1	0,06	2,628	0,0	0,0	0,0
2039	1,3	1,7	100,0	77,8	100,0	0,130	5,9	5,9	160,1	160,1	77,3	0,05	2,679	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.16- Характеристика основных показателей разработки по объекту I. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнетных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	5,7	7,5	214,9	0,0
2025	1	1	0	0	0	0	0	4	4	0	7,0	9,8	263,9	0,0
2026	1	1	0	0	0	0	0	5	5	0	6,4	10,0	241,3	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	5,8	10,6	218,7	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	5,3	10,3	199,8	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	4,3	10,0	160,6	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	3,9	9,8	148,2	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	3,6	9,2	137,2	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	3,3	8,7	126,1	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	3,1	8,3	115,0	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	2,8	7,8	103,9	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	2,5	7,4	92,8	0,0

2036	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	2,2	7,0	81,7	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	1,9	6,5	70,6	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	1,6	6,1	59,6	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	1,3	5,7	48,5	0,0

Таблица 4.17- Характеристика основного фонда скважин по объекту II. Вариант 2

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2028	1,5	12,4	12,4	1,5	12,4	0,020	2,1	2,1	2,1	2,1	31,9	0,04	0,044	0,0	0,0	0,0
2029	1,4	12,2	13,9	2,9	24,6	0,040	2,2	2,2	4,4	4,4	35,9	0,04	0,086	0,0	0,0	0,0
2030	1,4	11,6	15,4	4,2	36,2	0,059	2,2	2,2	6,6	6,6	38,4	0,04	0,127	0,0	0,0	0,0
2031	1,2	10,6	16,7	5,5	46,9	0,076	2,4	2,4	9,0	9,0	48,0	0,04	0,165	0,0	0,0	0,0
2032	1,1	9,6	18,1	6,6	56,5	0,092	2,4	2,4	11,4	11,4	53,8	0,03	0,198	0,0	0,0	0,0
2033	1,1	9,1	20,9	7,7	65,6	0,107	2,5	2,5	13,9	13,9	57,5	0,03	0,230	0,0	0,0	0,0
2034	1,0	8,5	24,7	8,7	74,1	0,120	2,6	2,6	16,5	16,5	61,4	0,03	0,260	0,0	0,0	0,0
2035	0,8	7,1	27,4	9,5	81,2	0,132	2,7	2,7	19,1	19,1	68,6	0,02	0,285	0,0	0,0	0,0
2036	0,6	5,5	29,4	10,2	86,7	0,141	2,7	2,7	21,9	21,9	76,2	0,02	0,304	0,0	0,0	0,0
2037	0,6	4,9	36,7	10,7	91,6	0,149	2,8	2,8	24,7	24,7	79,6	0,02	0,321	0,0	0,0	0,0
2038	0,4	3,6	43,3	11,2	95,2	0,155	2,9	2,9	27,6	27,6	85,2	0,01	0,334	0,0	0,0	0,0
2039	0,3	2,9	60,9	11,5	98,1	0,160	3,0	3,0	30,5	30,5	88,5	0,01	0,344	0,0	0,0	0,0
2040	0,2	1,9	100,0	11,7	100,0	0,163	3,0	3,0	33,5	33,5	92,8	0,01	0,351	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.18- Характеристика основных показателей разработки по объекту II. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения,			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнетных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		ед.	т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2028	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	4,2	6,2	125,8	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	4,1	6,4	123,4	0
2030	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,9	6,4	117,4	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,6	6,9	107,7	0
2032	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,2	7,0	97,1	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,1	7,2	91,9	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2,9	7,4	86,0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2,4	7,7	71,9	0

2036	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,9	7,9	56,0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,7	8,1	49,4	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,2	8,3	36,9	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,98	8,5	29,4	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,63	8,7	18,9	0

Таблица 4.19- Характеристика основного фонда скважин по объекту III. Вариант 2

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	7,0	3,8	13,7	138,9	76,0	0,370	9,2	9,2	149,2	149,2	24,2	0,274	4,678	45,1	4,9	13,3
2025	6,9	3,8	15,9	145,8	79,8	0,389	9,8	9,8	159,0	159,0	29,2	0,273	4,951	48,8	5,6	18,9
2026	5,7	3,1	15,5	151,6	83,0	0,404	9,0	9,0	168,0	168,0	36,7	0,225	5,175	55,8	5,9	24,8
2027	5,6	3,1	18,1	157,2	86,1	0,419	9,5	9,5	177,5	177,5	40,9	0,221	5,396	56,7	6,3	31,1
2028	5,3	2,9	20,8	162,5	89,0	0,433	9,3	9,3	186,8	186,8	43,0	0,208	5,605	87,3	9,5	40,6
2029	4,9	2,7	24,2	167,4	91,6	0,446	9,2	9,2	196,1	196,1	46,9	0,192	5,797	89,1	9,6	50,2
2030	4,3	2,3	27,9	171,6	94,0	0,458	9,1	9,1	205,2	205,2	53,2	0,168	5,964	90,9	9,7	59,9
2031	3,8	2,1	34,9	175,5	96,1	0,468	9,0	9,0	214,2	214,2	57,4	0,151	6,116	92,8	9,8	69,7
2032	3,4	1,8	47,0	178,9	97,9	0,477	8,9	8,9	223,1	223,1	62,3	0,132	6,248	94,6	9,9	79,6
2033	2,2	1,2	59,2	181,1	99,2	0,483	8,9	8,9	232,0	232,0	74,6	0,088	6,336	96,6	10,0	89,6
2034	1,0	0,6	66,4	182,1	99,7	0,486	8,8	8,8	240,8	240,8	88,2	0,040	6,377	98,5	10,1	99,7
2035	0,5	0,3	100,0	182,7	100,0	0,487	8,7	8,7	249,4	249,4	94,0	0,020	6,397	100,6	10,2	109,9

Таблица 4.20- Характеристика основных показателей разработки по объекту III. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнетных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	1	1	0	0	3	3	1	6,7	8,8	263,3	14,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	6,7	9,4	262,1	16,1
2026	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	5,5	8,7	216,2	17,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	5,4	9,1	212,2	18,2

2028	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	5,1	8,9	200,4	27,4
2029	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	4,7	8,9	184,7	27,7
2030	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	4,1	8,8	161,1	28,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	3,7	8,7	145,4	28,3
2032	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	3,2	8,6	127,3	28,6
2033	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	2,2	8,5	84,9	28,8
2034	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1,0	8,4	38,9	29,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	0,5	8,3	19,7	29,4

Таблица 4.21- Характеристика основного фонда скважин по объекту IV. Вариант 2

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	1,6	2,6	3,1	11,9	19,7	0,010	2,1	2,1	14,1	14,1	25,2	0,061	0,169	0,0	0,0	0,0
2025	1,5	2,5	3,1	13,4	22,2	0,011	2,1	2,1	16,2	16,2	30,5	0,058	0,227	0,0	0,0	0,0
2026	5,1	8,5	10,9	18,6	30,7	0,015	7,7	7,7	23,9	23,9	33,3	0,200	0,428	0,0	0,0	0,0
2027	6,4	10,6	15,4	25,0	41,3	0,020	10,3	10,3	34,2	34,2	37,5	0,251	0,679	0,0	0,0	0,0
2028	6,2	10,3	17,6	31,2	51,7	0,025	10,1	10,1	44,4	44,4	38,3	0,243	0,922	0,0	0,0	0,0
2029	5,8	9,5	19,7	37,0	61,2	0,030	9,7	9,7	54,1	54,1	40,6	0,224	1,146	0,0	0,0	0,0
2030	5,2	8,5	22,0	42,2	69,7	0,034	9,5	9,5	63,6	63,6	45,7	0,201	1,348	0,0	0,0	0,0
2031	4,8	7,9	26,0	46,9	77,6	0,038	9,2	9,2	72,8	72,8	48,3	0,186	1,534	0,0	0,0	0,0
2032	4,2	6,9	30,9	51,1	84,5	0,041	8,9	8,9	81,7	81,7	53,3	0,163	1,697	0,0	0,0	0,0
2033	3,6	6,0	38,9	54,7	90,5	0,044	8,7	8,7	90,4	90,4	58,0	0,142	1,839	0,0	0,0	0,0
2034	2,8	4,6	48,5	57,5	95,1	0,047	8,4	8,4	98,8	98,8	66,9	0,108	1,947	0,0	0,0	0,0
2035	1,9	3,2	64,7	59,4	98,3	0,048	8,1	8,1	106,9	106,9	76,5	0,074	2,021	0,0	0,0	0,0
2036	1,0	1,7	100,0	60,5	100,0	0,049	7,8	7,8	114,7	114,7	86,7	0,041	2,062	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.22- Характеристика основных показателей разработки по объекту IV. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,5	2,0	58,9	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,4	2,1	55,8	0,0

2026	1	1	0	0	0	0	0	4	4	0	4,2	6,3	163,8	0,0
2027	1	1	0	0	0	0	0	5	5	0	4,1	6,6	159,9	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	3,6	5,8	140,4	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	3,3	5,6	129,5	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	3,0	5,5	116,2	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	2,8	5,3	107,3	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	2,4	5,2	94,0	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	2,1	5,0	81,9	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	1,6	4,8	62,4	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	1,1	4,7	42,9	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	0,6	4,5	23,4	0,0

Таблица 4.23- Характеристика основного фонда скважин по объекту V. Вариант 2

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
		тыс.т	%													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	0,7	3,9	4,6	3,1	18,2	0,010	0,9	0,9	3,7	3,7	23,4	0,025	0,057	0,0	0,0	0,0
2025	0,6	3,8	4,6	3,7	22,0	0,012	0,9	0,9	4,6	4,6	31,6	0,024	0,081	0,0	0,0	0,0
2026	0,6	3,3	4,2	4,3	25,3	0,014	0,9	0,9	5,5	5,5	37,9	0,021	0,102	0,0	0,0	0,0
2027	1,7	10,1	13,5	6,0	35,4	0,020	3,1	3,1	8,6	8,6	45,4	0,064	0,166	0,0	0,0	0,0
2028	2,1	12,4	19,1	8,0	47,7	0,027	4,3	4,3	12,9	12,9	51,6	0,079	0,245	0,0	0,0	0,0
2029	1,9	11,2	21,4	9,9	58,9	0,033	4,2	4,2	17,1	17,1	54,9	0,071	0,316	0,0	0,0	0,0
2030	1,7	9,9	24,0	11,6	68,8	0,039	4,1	4,1	21,1	21,1	59,3	0,063	0,379	0,0	0,0	0,0
2031	1,4	8,4	26,8	13,0	77,1	0,043	4,0	4,0	25,1	25,1	64,6	0,053	0,433	0,0	0,0	0,0
2032	1,2	7,1	31,2	14,2	84,3	0,047	3,9	3,9	29,0	29,0	69,0	0,045	0,478	0,0	0,0	0,0
2033	1,0	5,8	36,9	15,2	90,1	0,051	3,8	3,8	32,8	32,8	74,1	0,037	0,515	0,0	0,0	0,0
2034	0,8	4,5	45,0	15,9	94,5	0,053	3,7	3,7	36,4	36,4	79,4	0,029	0,544	0,0	0,0	0,0
2035	0,5	3,1	57,6	16,4	97,7	0,055	3,6	3,6	40,0	40,0	85,1	0,020	0,564	0,0	0,0	0,0
2036	0,3	1,8	78,6	16,7	99,5	0,056	3,5	3,5	43,4	43,4	91,1	0,012	0,576	0,0	0,0	0,0
2037	0,1	0,5	100,0	16,8	100,0	0,056	3,3	3,3	46,8	46,8	97,5	0,003	0,579	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.24- Характеристика основных показателей разработкипо объекту V. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,9	2,5	72,0	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,8	2,7	69,5	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,6	2,6	60,6	0,0
2027	1	1	0	0	0	0	0	2	2	0	3,2	5,9	121,3	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	3,0	6,2	113,7	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	2,7	6,0	102,7	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	2,4	5,9	91,0	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	2,0	5,7	76,9	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	1,7	5,6	65,6	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	1,4	5,4	53,4	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	1,1	5,3	41,2	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0,8	5,1	29,0	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0,4	5,0	16,8	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0,1	4,8	4,5	0,0

Таблица 4.25 Капитальные вложения Вариант 1

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость	2024-2040	2024-2033	в том числе по годам																
				единицы	млн.тенге	млн.тенге	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
I	Строительство скважин (подземное строительство)																						
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	скв.	0	550,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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 добывающих горизонтальных скважин	скв.	0	750,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Бурение нагнетательных скважин	скв.	0	550,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Выбытие добывающих и нагнетательных скважин	скв.	10	10,00	100,0	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0	30,0	0,0	0,0	30,0
	Итого строительство скважин				100,0	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0	30,0	0,0	0,0	30,0
II	Надземное строительство																						
	Обустройство промысла																						
1	Обустройство добывающих скважин	скв.	0	9,2	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	0	36,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	36,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Нефтяной коллектор	км	3	36,0	108,0	108,0	0,0	108,0	0,0	0,0	0,0	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	Пункт сбора и подготовки нефти	шт	1	200,0	200,0	200,0	150,0	30,0	20,0	0,0	0,0	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	ГЗУ	шт	1	50,0	50,0	50,0	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	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	ППД	шт	1	19,0	19,0	19,0	13,0	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
8	Автомобильные дороги	км	0,5	20,0	10,0	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	ЛЭП	км	5	6,0	30,0	30,0	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Прочие расходы	%	5,00		20,9	20,9	10,2	9,7	1,0	0,0	0,0	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				437,9	437,9	213,2	203,7	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
	Всего капитальных вложений				537,9	447,9	223,2	203,7	21,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0	30,0	0,0	0,0	30,0
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				727,6	467,6	223,2	220,0	24,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	75,5	81,6	0,0	0,0	102,8
	Коэффициент инфляции						1,00	1,08	1,17	1,26	1,36	1,47	1,59	1,71	1,85	2,00	2,16	2,33	2,52	2,72	2,94	3,17	3,43

Таблица 4.26 Расчет дохода от реализации продукции Вариант 1

Годы	Добыча нефти	Товарная нефть	Продажа нефти на внутренний рынок			Доход, всего с учетом инфляции
			Цена	Количество	Доход от реализации	
	тыс. т.	тыс. т.	тыс.тенге/т	тыс. т	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7
2024	15,1	15,1	123,00	15,10	1 857,11	1 857,11
2025	14,7	14,6	123,00	14,65	1 801,94	1 946,10
2026	12,9	12,9	123,00	12,92	1 588,95	1 853,35
2027	12,4	12,4	123,00	12,36	1 520,42	1 915,29
2028	13,0	13,0	123,00	13,02	1 601,00	2 178,14
2029	12,2	12,2	123,00	12,15	1 494,80	2 196,35
2030	11,0	11,0	123,00	10,99	1 351,33	2 144,39
2031	10,0	10,0	123,00	10,00	1 230,03	2 108,06
2032	9,0	8,9	123,00	8,94	1 099,71	2 035,49
2033	7,3	7,3	123,00	7,30	898,09	1 795,30
2034	5,6	5,6	123,00	5,56	683,84	1 476,35
2035	4,4	4,4	123,00	4,43	544,79	1 270,25
2036	3,3	3,3	123,00	3,27	401,95	1 012,19
2037	2,7	2,7	123,00	2,70	331,69	902,08
2038	2,2	2,2	123,00	2,21	272,07	799,12
2039	1,8	1,8	123,00	1,79	219,69	696,88
2040	0,3	0,3	123,00	0,30	36,37	124,61
2024-2033	117,7	117,4		117,4	14 443,4	20 029,6
2024-2040	137,9	137,7		137,7	16 933,8	26 311,1

Таблица 4.27 Эксплуатационные затраты Вариант 1

Год	Производственные расходы																				Расходы периода															Затраты на реализацию нефти						Общие затраты, всего	Общие затраты, всего с учетом инфляции		
	Производственные расходы										Налоги и отчисления										Налоги и отчисления					Обязательства по контракту					Эксплуатационные затраты, всего	Эксплуатационные затраты, всего с учетом инфляции	Затраты на транспорт	Прочие затраты	Затраты на реализацию, всего	Затраты на реализацию с учетом инфляции, всего									
	Ремонт скважин	Материальные затраты	ФОТ персонала	Страхование	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Арендные затраты	Затраты производственного характера	Экологические расходы	Производственные расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	Амортизация	Прочие расходы	НДПИ на добычу нефти	НДПИ на добычу газа	Налог на имущество	Фонд ОС/МС	Социальные отчисления	Социальный налог	Производственные затраты, ВСЕ ГО с учетом инфляции	Себестоимость нефти	ФОТ ЛУП	Общедминистративные расходы	Услуги производственного характера	Страхование	Арендные затраты	Прочие расходы	Социальный налог	Социальные отчисления	Фонд ОС/МС	Прочие налоги	Ликвидационный фонд							Затраты на НИ ОКР	Отчисления на развитие соц. сферы	Затраты на обучение специалистов	Расходы периода	Расходы периода с учетом инфляции			Эксплуатационные затраты, всего	Эксплуатационные затраты, 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	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	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге
2020	20,7	29,6	137,0	2,6	85,7	60,0	62,3	24,4	21,6	76,4	108,0	18,9	2,4	10,5	3,7	4,3	11,7	679,7	679,7	44,9	78,0	137,0	26,7	0,8	19,1	50,3	6,7	2,5	2,1	0,18	19,9	0,0	0,0	0,0	343,2	343,2	1022,9	1022,9	281,8	5,6	287,5	287,5	1310,4	1310,4	
2020	20,7	28,7	137,0	2,6	83,2	58,2	60,5	23,6	21,6	98,5	104,8	19,2	2,4	12,4	3,7	6,2	13,6	696,8	752,6	51,3	78,0	137,0	25,9	0,8	18,5	48,8	7,7	3,5	2,1	0,20	19,3	6,1	6,1	6,1	360,2	389,0	1057,0	1141,6	273,5	5,5	278,9	301,2	1336,0	1442,8	
2020	20,7	25,3	137,0	2,6	73,4	51,3	53,3	20,8	21,6	89,4	92,4	17,6	2,2	11,2	3,7	6,2	13,6	642,3	749,2	57,9	78,0	137,0	22,8	0,8	16,3	43,0	7,7	3,5	2,1	0,20	17,0	6,1	6,1	6,1	347,0	404,7	989,3	1153,9	241,1	4,8	246,0	286,9	1235,3	1440,8	
2020	20,7	24,3	137,0	2,6	70,2	49,1	51,0	19,9	21,6	85,5	88,4	17,1	2,1	9,9	3,7	6,2	13,6	622,9	784,7	63,4	78,0	137,0	21,9	0,8	15,6	41,2	7,7	3,5	2,1	0,20	16,3	5,6	5,6	5,6	341,2	429,8	964,1	1214,5	230,7	4,6	235,4	296,5	1199,5	1511,0	
2020	22,6	25,5	137,0	2,6	73,9	51,7	53,7	21,0	21,6	90,1	93,1	17,8	2,2	8,6	3,7	6,2	13,6	644,8	877,2	67,3	78,0	137,0	23,0	0,8	16,5	43,4	7,7	3,5	2,1	0,20	17,1	5,5	5,5	5,5	345,8	470,4	990,5	1347,6	243,0	4,9	247,8	337,2	1238,4	1684,8	
2020	22,6	23,8	137,0	2,6	69,0	48,3	50,2	19,6	21,6	84,1	86,9	17,0	2,1	7,2	3,7	6,2	13,6	615,4	904,2	74,3	78,0	137,0	21,5	0,8	15,4	40,5	7,7	3,5	2,1	0,20	16,0	5,7	5,7	5,7	339,8	499,2	955,1	1403,4	226,9	4,5	231,4	340,0	1186,5	1743,4	
2020	22,6	21,6	137,0	2,6	62,4	43,7	45,4	17,7	21,6	76,0	78,6	15,9	1,9	6,0	3,7	6,2	13,6	576,2	914,4	83,1	78,0	137,0	19,4	0,8	13,9	36,6	7,7	3,5	2,1	0,20	14,5	5,4	5,4	5,4	330,0	523,7	906,3	1438,1	205,1	4,1	209,2	331,9	1115,4	1770,1	
2020	22,6	19,6	137,0	2,6	56,8	39,7	41,3	16,1	21,6	69,2	71,5	14,9	1,8	4,8	3,7	6,2	13,6	543,0	930,7	92,9	78,0	137,0	17,7	0,8	12,7	33,3	7,7	3,5	2,1	0,20	13,2	5,1	5,1	5,1	321,4	550,9	864,5	1481,5	186,7	3,7	190,4	326,3	1054,9	1807,9	
2020	22,6	17,5	137,0	2,6	50,8	35,5	36,9	14,4	21,6	61,9	64,0	13,9	1,7	3,8	3,7	6,2	13,6	507,6	939,5	104,9	78,0	137,0	15,8	0,8	11,3	29,8	7,7	3,5	2,1	0,20	11,8	4,8	4,8	4,8	312,4	578,2	820,0	1517,9	166,9	3,3	170,2	315,1	990,2	1832,8	
2020	22,6	14,3	137,0	2,6	41,5	29,0	30,1	11,8	21,6	50,5	52,2	12,4	1,5	2,9	3,7	6,2	13,6	453,3	906,3	123,9	78,0	137,0	12,9	0,8	9,2	24,3	7,7	3,5	2,1	0,20	9,6	4,5	4,5	4,5	298,9	597,4	752,2	1503,7	136,3	2,7	139,0	277,9	891,3	1781,7	
2020	22,6	10,9	137,0	2,6	31,6	22,1	23,0	9,0	21,6	38,5	39,8	10,8	1,3	2,1	3,7	6,2	13,6	396,0	855,0	153,5	78,0	137,0	9,8	0,8	7,0	18,5	7,7	3,5	2,1	0,20	0,0	4,0	4,0	4,0	276,7	597,4	672,7	1452,8	103,8	2,1	105,9	228,5	778,6	1680,9	
2020	22,6	8,7	137,0	2,6	25,2	17,6	18,3	7,1	21,6	30,6	31,7	9,7	1,2	1,5	3,7	6,2	13,6	358,7	836,4	188,5	78,0	137,0	7,8	0,8	5,6	14,8	7,7	3,5	2,1	0,20	0,0	3,5	3,5	3,5	267,9	624,7	626,7	1461,1	82,7	1,7	84,3	196,6	711,0	1657,8	
2020	15,1	6,4	109,6	2,0	18,6	13,0	13,5	5,3	17,3	32,2	23,4	7,7	0,9	1,5	3,0	4,9	10,8	285,1	717,9	219,2	62,4	109,6	5,8	0,6	4,1	10,9	6,2	2,8	1,7	0,16	0,0	3,1	3,1	3,1	213,7	538,0	498,7	1255,9	61,0	1,2	62,2	156,7	561,0	1412,6	
2020	9,4	5,3	109,6	2,0	15,3	10,7	11,1	4,4	17,3	38,1	19,3	7,3	0,9	1,5	3,0	4,9	10,8	270,9	736,7	272,6	62,4	109,6	4,8	0,6	3,4	9,0	6,2	2,8	1,7	0,16	0,0	2,8	2,8	2,8	209,4	568,4	479,9	1305,1	50,3	1,0	51,3	139,6	531,2	1444,7	
2020	9,4	4,3	109,6	2,0	12,6	8,8	9,1	3,6	17,3	31,3	15,8	6,7	0,8	0,9	3,0	4,9	10,8	251,0	737,1	332,6	62,4	109,6	3,9	0,6	2,8	7,4	6,2	2,8	1,7	0,16	0,0	2,7	2,7	2,7	205,5	603,7	456,5	1340,8	41,3	0,8	42,1	123,7	498,6	1464,5	
2020	9,4	3,5	109,6	2,0	10,1	7,1	7,4	2,9	17,3	25,2	12,8	6,2	0,7	0,4	3,0	4,9	10,8	233,6	740,6	413,8	62,4	109,6	3,2	0,6	2,3	6,0	6,2	2,8	1,7	0,16	0,0	2,2	2,2	2,2	201,4	638,8	434,9	1379,4	33,3	0,7	34,0	107,9	468,9	1487,3	
2020	3,8	0,6	109,6	2,0	1,7	1,2	1,2	0,5	17,3	34,2	2,1	5,2	0,5	0,5	3,0	4,9	10,8	199,1	682,1	2302,2	62,4	109,6	0,5	0,6	0,4	1,0	6,2	2,8	1,7	0,16	0,0	2,0	2,0	2,0	191,4	655,8	390,5	1337,9	5,5	0,1	5,6	19,3	396,2	1357,2	
2024 - 2033	218,6	230,4	1369,6	25,6	666,8	466,6	484,8	189,4	216,0	781,6	839,9	164,7	20,4	77,1	37,0	59,8	133,7	5982,1	8438,4	71,7	780,0	1370,0	207,7	8,0	148,5	391,3	76,2	34,0	21,1	1,9	154,6	48,9	48,9	48,9	339,9	786,7	9322,0	13225,1	2192,0	43,8	2235,8	3100,5	11557,8	16325,6	
2024 - 2040	311,0	270,2	191,4	41,0	781,8	547,1	568,3	222,1	345,6	1011,8	984,8	218,2	26,6	85,6	59,2	96,8	215,1	7976,4	13744,3	99,6	1248,0	2192,0	243,5	12,8	174,2	458,7	122,5	55,1	33,7	3,1	154,6	69,1	69,1	69,1	490,5	901,5	12881,9	22757,8	2569,9	51,4	2621,3	4072,9	15503,2	26830,6	

Таблица 4.28 Суммарные выплаты Государству в виде налогов Вариант 1

Годы	НДПИ на добычу нефти	НДПИ на добычу газа	Корпоративный подоходный налог	Налог на имущество	Социальный налог	Социальные отчисления	Фонд ОСМС	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	18,9	2,4	124,6	10,5	18,4	6,8	5,8	0,0	0,18	187,4	187,4
2025	19,2	2,4	121,9	12,4	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	192,8	198,5
2026	17,6	2,2	103,4	11,2	21,3	9,7	5,8	4,9	0,20	176,2	187,6
2027	17,1	2,1	102,4	9,9	21,3	9,7	5,8	5,9	0,20	174,4	191,5
2028	17,8	2,2	123,2	8,6	21,3	9,7	5,8	12,6	0,20	201,3	224,9
2029	17,0	2,1	115,3	7,2	21,3	9,7	5,8	5,6	0,20	184,1	213,8
2030	15,9	1,9	99,0	6,0	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	159,7	195,4
2031	14,9	1,8	83,8	4,8	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	142,3	184,1
2032	13,9	1,7	63,4	3,8	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	119,8	167,8
2033	12,4	1,5	22,9	2,9	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	76,6	130,3
2034	10,8	1,3	0	2,1	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	51,1	110,3
2035	9,7	1,2	0	1,5	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	49,3	115,0
2036	7,7	0,9	0	1,5	17,0	7,7	4,6	0,0	0,16	39,7	99,9
2037	7,3	0,9	0	1,5	17,0	7,7	4,6	0,0	0,16	39,2	106,5
2038	6,7	0,8	0	0,9	17,0	7,7	4,6	0,0	0,16	38,0	111,6
2039	6,2	0,7	0	0,4	17,0	7,7	4,6	0,0	0,16	37,0	117,2
2040	5,2	0,5	0	0,5	17,0	7,7	4,6	0,0	0,16	35,8	122,8
2024-2033	164,7	20,4	959,9	77,1	209,9	93,8	58,0	29,0	1,9	1 614,8	1 881,3
2024-2040	218,2	26,6	959,9	85,6	337,6	151,9	92,9	29,0	3,1	1 904,9	2 664,7

Таблица 4.29 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
	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	1857,1	223,2	1310,4	76,4	546,7	623,1	124,6	0,0	422,1	275,4	275,4
2025	1946,1	220,0	1442,8	106,4	503,3	609,7	121,9	0,0	381,3	267,7	543,1
2026	1853,4	24,5	1440,8	104,3	412,5	516,8	103,4	4,9	304,3	384,1	927,2
2027	1915,3	0,0	1511,0	107,7	404,3	512,1	102,4	5,9	296,0	403,8	1330,9
2028	2178,1	0,0	1684,8	122,5	493,4	615,9	123,2	12,6	357,6	480,1	1811,0
2029	2196,3	0,0	1743,4	123,6	452,9	576,5	115,3	5,6	332,0	455,6	2266,6
2030	2144,4	0,0	1770,1	120,6	374,3	495,0	99,0	0,0	275,3	396,0	2662,6
2031	2108,1	0,0	1807,9	118,6	300,2	418,8	83,8	0,0	216,4	335,0	2997,6
2032	2035,5	0,0	1832,8	114,5	202,7	317,2	63,4	0,0	139,2	253,8	3251,4
2033	1795,3	0,0	1781,7	101,0	13,6	114,6	22,9	0,0	-9,3	91,7	3343,1
2034	1476,4	0,0	1680,9	83,1	-204,5	-121,5	0	0,0	-204,5	-121,5	3221,6
2035	1270,3	0,0	1657,8	71,5	-387,5	-316,1	0	0,0	-387,5	-316,1	2905,5
2036	1012,2	75,5	1412,6	81,0	-400,4	-319,4	0	0,0	-400,4	-395,0	2510,6
2037	902,1	81,6	1444,7	103,7	-542,7	-439,0	0	0,0	-542,7	-520,6	1990,0
2038	799,1	0,0	1464,5	91,8	-665,4	-573,5	0	0,0	-665,4	-573,5	1416,5
2039	696,9	0,0	1487,3	80,1	-790,4	-710,3	0	0,0	-790,4	-710,3	706,1
2040	124,6	102,8	1357,2	117,1	-1232,6	-1115,5	0	0,0	-1232,6	-1218,3	-512,2
2024-2033	20 029,6	467,6	16 325,6	1 095,7	3 704,0	4 799,6	959,9	29,0	2 715,0	3 343,1	3 343,1
2024-2040	26 311,1	727,6	26 830,6	1 723,9	-519,6	4 799,6	959,9	29,0	-1 508,5	-512,2	-512,2

Таблица 4.30 - Расчет интегральных показателей Вариант 1

Годы	Дисконтированный доход от реализации	Дисконтированные капитальные вложения	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	Дисконтированный поток наличности (дисконт 10%)	Накопленный дисконтированный поток наличности	Индекс доходности (PI)	Внутренняя норма рентабельности IRR	Срок окупаемости проекта
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	ед.	%	лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2024	1857,1	223,2	275,4	275,4	275,4	275,4	8,3	0,0	0,0
2025	1769,2	200,0	267,7	543,1	243,4	518,8	8,8	0,0	0,0
2026	1531,7	20,2	384,1	927,2	317,4	836,2	75,7	0,0	0,0
2027	1439,0	0,0	403,8	1330,9	303,4	1139,5	0,0	5,3	0,0
2028	1487,7	0,0	480,1	1811,0	327,9	1467,4	0,0	13,7	0,0
2029	1363,8	0,0	455,6	2266,6	282,9	1750,3	0,0	18,2	0,0
2030	1210,5	0,0	396,0	2662,6	223,5	1973,8	0,0	20,6	0,0
2031	1081,8	0,0	335,0	2997,6	171,9	2145,8	0,0	22,0	0,0
2032	949,6	0,0	253,8	3251,4	118,4	2264,1	0,0	22,6	0,0
2033	761,4	0,0	91,7	3343,1	38,9	2303,0	0,0	22,8	0,0
2034	569,2	0,0	-121,5	3221,6	-46,8	2256,2	0,0	22,6	0,0
2035	445,2	0,0	-316,1	2905,5	-110,8	2145,4	0,0	22,3	0,0
2036	322,5	24,1	-395,0	2510,6	-125,8	2019,6	0,0	22,0	0,0
2037	261,3	23,6	-520,6	1990,0	-150,8	1868,8	0,0	21,6	0,0
2038	210,4	0,0	-573,5	1416,5	-151,0	1717,8	0,0	21,3	0,0
2039	166,8	0,0	-710,3	706,1	-170,0	1547,7	0,0	21,0	0,0
2040	27,1	22,4	-1218,3	-512,2	-265,1	1282,6	0,0	0,0	0,0
2024-2033	13451,6	443,4	3343,1	3343,1	2303,0	2303,0	92,8	22,8	0,0
2024-2040	15454,2	513,5	-512,2	-512,2	1282,6	1282,6	30,1	0,0	0,0

Таблица 4.31 Капитальные вложения Вариант 2

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость	2024-2040	2024-2034	в том числе по годам																
				единицы	млн.тенге	млн.тенге	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
I	Строительство скважин (подземное строительство)																						
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	скв.	5	550,0	2750,0	2750,0	0,0	550,0	1 100,0	1 100,0	0,0	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 добывающих горизонтальных скважин	скв.	0	750,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Бурение нагнетательных скважин	скв.	0	550,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Выбытие добывающих и нагнетательных скважин	скв.	16	10,00	160,0	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0	50,0	20,0	0,0	50,0
	Итого строительство скважин				2910,0	2760,0	10,0	550,0	1100,0	1100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0	50,0	20,0	0,0	50,0
II	Надземное строительство																						
	<u>Обустройство промысла</u>																						
1	Обустройство добывающих скважин	скв.	5	9,2	46,0	46,0	0	9,2	18,4	18,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	3,85	36,0	138,6	138,6	0,0	27,7	55,4	55,4	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
3	Нагнетательные линии	км	0	36,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	Нефтяной коллектор	км	3	36,0	108,0	108,0	0,0	108,0	0,0	0,0	0,0	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	Пункт сбора и подготовки нефти	шт	1	200,0	200,0	200,0	150,0	30,0	20,0	0,0	0,0	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	ГЗУ	шт	1	50,0	50,0	50,0	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	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	ППД	шт	1	19,0	19,0	19,0	13,0	3,0	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
8	Автомобильные дороги	км	2,5	20,0	50,0	50,0	10,0	16,0	24,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	ЛЭП	км	7,5	6,0	45,0	45,0	30,0	6,0	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
10	Прочие расходы	%	5,00		30,5	30,5	10,2	12,0	5,6	2,8	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
	Итого надземное строительство				687,1	687,1	213,2	262,0	135,4	76,6	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
	Всего капитальных вложений				3597,1	3447,1	223,2	812,0	1235,4	1176,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0	50,0	20,0	0,0	50,0
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				4464,8	4023,2	223,2	876,9	1441,0	1482,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	75,5	136,0	58,7	0,0	171,3
	Коэффициент инфляции						1,00	1,08	1,17	1,26	1,36	1,47	1,59	1,71	1,85	2,00	2,16	2,33	2,52	2,72	2,94	3,17	3,43

Таблица 4.32 Расчет дохода от реализации продукции Вариант 2

Годы	Добыча нефти	Товарная нефть	Продажа нефти на внутренний рынок			Доход, всего с учетом инфляции
			Цена	Количество	Доход от реализации	
	тыс. т.	тыс. т.	тыс.тенге/т	тыс. т	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	4	5	6	7
2024	15,1	15,1	123,00	15,10	1 857,11	1 857,11
2025	17,6	17,6	123,00	17,59	2 163,07	2 336,12
2026	19,2	19,2	123,00	19,20	2 361,46	2 754,41
2027	19,8	19,7	123,00	19,74	2 427,99	3 058,57
2028	20,6	20,6	123,00	20,56	2 528,36	3 439,80
2029	18,4	18,3	123,00	18,35	2 256,79	3 315,97
2030	16,5	16,5	123,00	16,51	2 031,03	3 222,99
2031	15,1	15,0	123,00	15,03	1 848,17	3 167,44
2032	13,4	13,3	123,00	13,32	1 638,84	3 033,37
2033	11,1	11,1	123,00	11,08	1 362,72	2 724,08
2034	8,4	8,4	123,00	8,40	1 033,52	2 231,29
2035	6,4	6,3	123,00	6,34	779,53	1 817,59
2036	4,3	4,2	123,00	4,24	521,76	1 313,88
2037	2,6	2,6	123,00	2,60	319,75	869,59
2038	2,1	2,1	123,00	2,07	254,11	746,38
2039	1,7	1,7	123,00	1,67	205,93	653,24
2040	0,2	0,2	123,00	0,22	26,82	91,87
2024-2034	175,2	174,9		174,9	21 509,1	31 141,1
2024-2040	192,4	192,0		192,0	23 617,0	36 633,7

Таблица 4.34 Суммарные выплаты Государству в виде налогов Вариант 2

Годы	НДПИ на добычу нефти	НДПИ на добычу газа	Корпоративный подоходный налог	Налог на имущество	Социальный налог	Социальные отчисления	Фонд ОСМС	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	18,2	2,3	125,6	10,5	18,4	6,8	5,8	0,0	0,18	187,7	187,7
2025	22,8	2,9	165,3	21,8	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	249,7	256,4
2026	28,9	3,6	194,5	38,2	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	302,2	320,1
2027	34,7	4,4	208,3	51,2	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	335,5	368,6
2028	35,9	4,4	240,5	44,0	21,3	9,7	5,8	76,0	0,20	437,8	481,6
2029	32,7	4,0	225,6	36,5	21,3	9,7	5,8	62,9	0,20	398,6	450,4
2030	30,0	3,7	205,8	29,8	21,3	9,7	5,8	43,9	0,20	350,1	409,1
2031	27,8	3,4	189,3	23,8	21,3	9,7	5,8	29,3	0,20	310,6	376,2
2032	25,3	3,1	162,9	18,3	21,3	9,7	5,8	9,7	0,20	256,3	327,5
2033	22,0	2,7	115,7	13,4	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	190,8	265,8
2034	18,1	2,2	46,8	9,3	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	113,4	190,6
2035	15,1	1,8	0	6,3	21,3	9,7	5,8	0,0	0,20	60,1	140,2
2036	11,2	1,3	0	4,4	17,0	7,7	4,6	0,0	0,16	46,5	117,0
2037	8,9	1,0	0	3,4	17,0	7,7	4,6	0,0	0,16	43,0	116,9
2038	8,2	1,0	0	2,4	17,0	7,7	4,6	0,0	0,16	41,1	120,7
2039	7,4	0,9	0	1,1	17,0	7,7	4,6	0,0	0,16	39,0	123,7
2040	5,8	0,6	0	0,9	17,0	7,7	4,6	0,0	0,16	36,9	126,3
2024-2034	296,6	36,8	1 880,2	296,7	231,2	103,5	63,8	221,8	2,1	3 132,7	3 633,9
2024-2040	353,3	43,4	1 880,2	315,1	337,6	151,9	92,9	221,8	3,1	3 399,3	4 378,7

Таблица 4.35 Расчет чистой прибыли и потока денежной наличности Вариант 2

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
	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	1857,1	223,2	1284,0	54,8	573,1	627,9	125,6	0,0	447,5	279,2	279,2
2025	2336,1	876,9	1665,8	156,1	670,3	826,4	165,3	0,0	505,0	-215,8	63,4
2026	2754,4	1441,0	2139,8	357,7	614,6	972,4	194,5	0,0	420,2	-663,1	-599,7
2027	3058,6	1482,2	2623,2	606,0	435,4	1041,4	208,3	0,0	227,1	-649,0	-1248,8
2028	3439,8	0,0	2919,0	681,6	520,8	1202,4	240,5	76,0	204,3	885,9	-362,9
2029	3316,0	0,0	2845,0	657,0	471,0	1128,0	225,6	62,9	182,5	839,5	476,6
2030	3223,0	0,0	2832,8	638,6	390,2	1028,8	205,8	43,9	140,5	779,1	1255,8
2031	3167,4	0,0	2848,4	627,6	319,0	946,6	189,3	29,3	100,4	728,0	1983,7
2032	3033,4	0,0	2819,7	601,0	213,6	814,7	162,9	9,7	41,0	642,0	2625,7
2033	2724,1	0,0	2685,3	539,7	38,8	578,5	115,7	0,0	-76,9	462,8	3088,6
2034	2231,3	0,0	2439,6	442,1	-208,3	233,8	46,8	0,0	-255,1	187,0	3275,6
2035	1817,6	0,0	2232,6	360,1	-415,0	-54,9	0	0,0	-415,0	-54,9	3220,7
2036	1313,9	75,5	1798,3	290,0	-484,4	-194,4	0	0,0	-484,4	-269,9	2950,8
2037	869,6	136,0	1608,8	245,8	-739,2	-493,4	0	0,0	-739,2	-629,3	2321,5
2038	746,4	58,7	1614,2	241,7	-867,9	-626,2	0	0,0	-867,9	-684,9	1636,5
2039	653,2	0,0	1620,1	211,5	-966,9	-755,4	0	0,0	-966,9	-755,4	881,2
2040	91,9	171,3	1429,1	201,0	-1337,2	-1136,2	0	0,0	-1337,2	-1307,5	-426,3
2024-2034	31 141,1	4 023,2	27 102,6	5 362,3	4 038,5	9 400,8	1 880,2	221,8	1 936,5	3 275,6	3 275,6
2024-2040	36 633,7	4 464,8	37 405,8	6 912,5	-772,1	9 400,8	1 880,2	221,8	-2 874,0	-426,3	-426,3

Таблица 4.36 Расчет интегральных показателей Вариант 2

Годы	Дисконтированный доход от реализации	Дисконтированные капитальные вложения	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	Дисконтированный поток наличности (дисконт 10%)	Накопленный дисконтированный поток наличности	Индекс доходности (PI)	Внутренняя норма рентабельности IRR	Срок окупаемости проекта
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	ед.	%	лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2024	1857,1	223,2	279,2	279,2	279,2	279,2	8,3	0,0	0,0
2025	2123,7	797,2	-215,8	63,4	-196,2	83,0	2,7	0,0	0,0
2026	2276,4	1190,9	-663,1	-599,7	-548,0	-465,0	1,9	0,0	1,0
2027	2298,0	1113,6	-649,0	-1248,8	-487,6	-952,7	2,1	0,0	1,0
2028	2349,4	0,0	885,9	-362,9	605,1	-347,6	0,0	0,0	1,0
2029	2059,0	0,0	839,5	476,6	521,3	173,7	0,0	0,0	0,0
2030	1819,3	0,0	779,1	1255,8	439,8	613,5	0,0	0,0	0,0
2031	1625,4	0,0	728,0	1983,7	373,6	987,0	0,0	4,0	0,0
2032	1415,1	0,0	642,0	2625,7	299,5	1286,6	0,0	7,1	0,0
2033	1155,3	0,0	462,8	3088,6	196,3	1482,8	0,0	8,6	0,0
2034	860,3	0,0	187,0	3275,6	72,1	1554,9	0,0	9,1	0,0
2035	637,1	0,0	-54,9	3220,7	-19,2	1535,7	0,0	8,9	0,0
2036	418,6	24,1	-269,9	2950,8	-86,0	1449,7	0,0	8,5	0,0
2037	251,9	39,4	-629,3	2321,5	-182,3	1267,4	0,0	7,4	0,0
2038	196,5	15,5	-684,9	1636,5	-180,4	1087,0	0,0	6,2	0,0
2039	156,4	0,0	-755,4	881,2	-180,8	906,2	0,0	4,5	0,0
2040	20,0	37,3	-1307,5	-426,3	-284,5	621,7	0,0	0,0	0,0
2024-2034	19838,9	3324,8	3275,6	3275,6	1554,9	1554,9	6,0	9,1	3,0
2024-2040	21519,4	3441,0	-426,3	-426,3	621,7	621,7	6,3	0,0	3,0