

**ТОО «Туран-Барлау»
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»**

«УТВЕРЖДАЮ»:
Директор ТОО «ТУРАН-БАРЛАУ»
_____ А. А. Альпаев
« _____ » _____ 2023 г.

**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАЙКЫЗ
(по состоянию на 01.01.2023 г.)**

Директор
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»



Майлыбаев Р.М.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**ТОО «СМАРТ Инжиниринг»****Государственная лицензия №0000280 от 28 июля 2011 года**

Начальник отдела разработки, к.т.н

 Сериков Н.Ж.

Ведущий инженер разработчик

 Есен А.

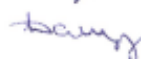
Начальник отдела геологии, к.г.-м. н

 Нурсултанова С.Г.

Инженер геолог

 Ерболат А.Б.

Начальник отдела экологии, к.т.н

 Демеуова А.А.

(гос.лиц. №01873Р от 13.08.08г.)

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	Ошибка! Закладка не определена.
ВВЕДЕНИЕ	Ошибка! Закладка не определена.
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	17
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	19
2.1. Характеристика геологического строения.....	19
2.1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика	19
2.1.2. Тектоника	27
2.1.3. Нефтегазоносность	35
2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	40
2.3. Свойства и состав нефти, газа и воды.....	44
2.3.1. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	44
2.3.2. Состав и свойства нефти в пластовых условиях	48
2.3.3. Состав и свойства растворенного в нефти газа	50
2.3.4. Состав и свойства свободного газа	52
2.3.5. Товарная характеристика нефти	53
2.3.6. Состав и свойства пластовых вод	54
2.3.6.1. Возможность использования пластовых вод	56
2.4. Физико-гидродинамические характеристики	58
2.4.1. Результаты лабораторных исследований	59
2.5. Запасы нефти и газа	65
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	70
3.1. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	70
3.2. Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	80
3.2.1. Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателейразработки.....	80
3.2.2. Анализ выработки запасов нефти из пластов.....	81
3.2.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки.....	81
3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	81
3.3.1. Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки.....	81
3.3.2. Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки.....	84
3.4. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки.....	85
3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки.....	85
3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.....	87
3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....	90
3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки.....	92
3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	94
3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей.....	97
4.ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	100
4.1 Технологические показатели вариантов разработки	100

4.2 Экономические показатели вариантов разработки	105
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	109
5.ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ.....	110
6.ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	112
6.1. Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования.....	112
6.2.Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	122
6.3.Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	129
6.4.Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....	132
6.4.1. Нормирование качества воды для ППД.	132
6.4.2. Рекомендации по подготовке пластовых сточных вод..	133
6.5. Программа утилизации газа.....	134
7.ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	137
7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	137
7.1.1. Требования к технологии и качеству цементирования скважин.	139
7.1.2. Требования к производству буровых работ.	140
7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.....	142
7.2.1. Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии	142
7.2.2.Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии	143
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	146
9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	151
9.1 Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин	151
9.1.1. Исследования скважин в открытом стволе	151
9.1.2. Исследования скважин в эксплуатационной колонне	152
9.2 Комплекс физико-химических исследований нефти.....	155
9.3 Комплекс гидродинамических исследований	157
9.3.1. Комплекс гидродинамических исследований скважин и пластов	157
10.ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	160
11.МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	161
12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	164
13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	165
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	168
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	170
ЗАКЛЮЧЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ.....	272
ПРОТОКОЛ НТС.....	273
ПРОТОКОЛ СТС	275
ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ.....	273
СПРАВКА О РАССЫЛКЕ ОТЧЕТА.....	275

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1	1.1	Обзорная карта района работ	18
2	2.1.1	Тектоническая схема Арыскупского прогиба	28
3	2.1.2	Структурная карта по ОГ Рз (кровля палеозойских отложений).	30
4	2.1.3	Структурная карта по ОГ IV'2 (кровля отложений среднедошанской подскиты)	31
5	2.1.4	Структурная карта по ОГ IV (кровля карагансайской свиты средней юры J2k _г)	32
6	2.1.5	Структурная карта по ОГ IIIк (кровля кумкольской свиты верхней юры J3k _м).	33
7	2.1.6	Структурная карта по ОГ III (кровля акшабулакской свиты верхней юры J3a _к)	34
8	2.4.1.	Сопоставление зерновой плотности от пористости.	60
9	2.4.2	Сопоставления плотности породы от открытой пористости:	61
10	2.4.3	Зависимость К _{пр} от К _{во}	62
11	2.4.4	Сопоставление К _{пр} от К _п для отложений J3k _{м2} (а), J2k _г (б) и J1-2d (в)	63
12	2.4.5	Сопоставление К _п от К _{гл}	64
13	2.4.6	Сопоставление К _{пр} от К _{гл}	64
14	2.4.7	Сопоставление К _{пр} от К _{гл} +К _{карб}	64
15	2.4.8	Зависимость Р _п =f(К _п) для юрских отложений	65
16	3.1.1	Индикаторная диаграмма по скважине М-4. Интервал опробования – 1703,0-1710,0 м	74
17	3.1.2	Индикаторная диаграмма по скважине ЮМ-1. Интервал опробования – 2073,2-2075,8 м	75
18	3.3.1	Гистограммы распределения коэффициента проницаемости (по данным исследования керна) по глубинам продуктивных горизонтов: Ю-IV-1-1 (слева) Ю-IV-1-2 (справа)	83
19	3.3.2	Гистограммы распределения коэффициента проницаемости (по данным исследования керна) по глубинам продуктивных горизонтов: Ю-IV-1-3 (слева) Ю-IV-2-1 (справа)	84
20	3.3.3	Гистограммы распределения коэффициента проницаемости (по данным исследования керна) по глубине продуктивного горизонта Ю-IV-2-2	84
21	3.3.4	Гистограммы распределения коэффициента песчаности по глубинам продуктивных горизонтов: Ю-IV-1-1 (слева) Ю-IV-2-2 (справа)	84
22	6.1.1	Устьевая арматура УЭЦН	116
23	6.1.2	Винтовой насос с приводом на устье скважины	119

№№ п/п	№№ рис	Наименование	Стр.
1	2	3	4
24	6.3.1	Принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости по скважинам на период промышленной разработки месторождения Майкыз.	136

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№	№№ табл	Наименование приложения	Стр.
1	2	3	4
1	2.1.1	Отбивки подошвы стратиграфических горизонтов	26
2	2.1.2	Подробная характеристика залежей по горизонтам и блокам	37
3	2.2.1	Сведения по отбору керна в разрезе скважин	40
4	2.2.2	Содержание литологических разностей	41
5	2.2.3	Освещенность отбором керна стратиграфических подразделений	41
6	2.2.4	Характеристика толщин пластов	43
7	2.2.5	Коэффициенты песчанистости и расчлененности горизонтов	44
8	2.3.1.1	Физико-химическая характеристика нефти в поверхностных условиях	47
9	2.3.2.1	Свойства нефти в пластовых условиях	49
10	2.3.3.1	Компонентный состав растворенного в нефти газа	51
11	2.3.4.1	Компонентный состав свободного газа	52
12	2.3.4.2	Характеристика свободного газа месторождения Майбулак Северный	53
13	2.3.6.1	Химический состав и физические свойства пластовых вод.	57
14	2.4.1.1	Виды исследований, проведенных на керне	60
15	2.5.1	Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по состоянию изученности на 01.02.2023 г.	67
16	2.5.2	Подсчет запасов свободного газа и газа газовой шапки по состоянию изученности на 01.02.2023 г.	69
17	3.1.1	Распределение объектов опробования по продуктивным горизонтам	75
18	3.1.2	Распределение объектов опробования по дебитам нефти	75
19	3.1.3	Результаты опробования скважин	76
20	3.1.4	Результаты гидродинамических исследований МУО	78
21	3.1.5	Результаты гидродинамических исследований скважин методом регистрации КВД	78
22	3.1.6	Результаты исследования скважин и пластов	79
23	3.2.1.1	Состояние фонда скважин	80
24	3.2.1.2	Техническое состояние пробуренных скважин месторождения Майкыз	80
25	3.4.1.1	Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	74

№№	№№ табл	Наименование приложения	Стр.
1	2	3	4
26	3.4.2.1	Начальные дебиты нефти из консервации и проектных скважин по горизонтам	88
27	3.4.2.2	Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для I-Объекта	89
28	3.4.2.3.	Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для II-Объекта	89
29	3.4.2.4	Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для III-Объекта	90
30	3.4.5.1	Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой по скважине №2 месторождения Майкыз	96
31	3.5.1	Нормативы капитальных вложений.	98
32	3.5.2	Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат и данные по реализации продукции	98
33	3.5.3	Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением	99
34	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3	101
35	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3	101
36	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 3	102
37	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 3	102
38	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 3	102
39	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 3	103
40	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту. Вариант 3	103
41	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту. Вариант 3	104
42	4.2.1	Капитальные вложения в целом по месторождению Вариант 3	106
43	4.2.2	Доход от реализации в целом по месторождению. Вариант 3	106
44	4.2.3	Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению. Вариант 3	107
45	4.2.4	Поток денежной наличности в целом по месторождению. Вариант 3	108
46	4.3.1	Рентабельные коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы нефти по вариантам и эксплуатационным объектам месторождения Майкыз	109
47	5.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки	111
48	6.1.1	Компоновка колонны насосно-компрессорных труб.	114
49	6.1.2	Требуемая мощность для работы ПШГНУ.	99

№№	№№ табл	Наименование приложения	Стр.
1	2	3	4
50	6.5.1	Технические параметры Устьевого нагревателя «УН-0,2»	134
52	6.5.2	Баланс сырого газа месторождения Майкыз, с 2024-2026 гг.	135
53	7.1.1	Техническое состояние пробуренных скважин месторождения Майкыз	137
54	7.1.2	Рекомендуемая конструкция проектной добывающей скважины	139
55	8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению в целом. Вариант 3	147
56	8.2	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. Вариант 3	148
57	8.3	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. Вариант 3	149
58	8.4	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по III объекту. Вариант 3	150
59	9.1	Рекомендуемый комплекс исследований по месторождению Майкыз	153

СПИСОК ТАБЛИЧНО-ИЛЛЮСТРАЦИОННЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1	171
2	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1	171
3	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 1	172
4	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 1	172
5	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 1	172
6	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 1	173
7	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту. Вариант 1	173
8	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту. Вариант 1	174
9	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2	174
10	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2	175
11	4.1.11	Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 2	175
12	4.1.12	Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 2	175
13	4.1.13	Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 2	176
14	4.1.14	Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 2	176
15	4.1.15	Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту. Вариант 2	176
16	4.1.16	Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту. Вариант 2	177
17	4.2.1	Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 1)	177
18	4.2.2	Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 1)	177
19	4.2.3	Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению (вариант 1)	179
20	4.2.4	Поток денежной наличности в целом по месторождению (вариант 1)	181

1	2	3	4
21	4.2.6	Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 2)	182
22	4.2.7	Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению (вариант 2)	183
23	4.2.8	Поток денежной наличности в целом по месторождению (вариант 2)	184

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	№№ приложения	Количество листов	Масштаб	Степень секретности
1	2	3	4	5	6
1	Подсчетный план продуктивного горизонта Ю-IV-1-1 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных газонасыщенных толщин в) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1	1	1:10 000	н/с
2	Подсчетный план продуктивного горизонта Ю-IV-2-2 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	2	1	1:10 000	н/с
3	Геолого-литологический профиль по линии I-I/	3	1	гор.1:10000 верт.1:1000	н/с
4	Геолого-литологический профиль по линии II-II/	4	1	гор.1:10000 верт.1:1000	н/с
5	Геолого-литологический профиль по линии III-III/	5	1	гор.1:10000 верт.1:1000	н/с
6	Геолого-геофизический профиль по линии I-I/	6	1	гор.1:10000 верт.1:2000	н/с
7	Геолого-геофизический профиль по линии II-II/	7		гор.1:10000 верт.1:2000	н/с
8	Геолого-геофизический профиль по линии III-III/	8		гор.1:10000 верт.1:2000	н/с
9	Схема обоснования ВНК и ГНК	9	1	1:1000	н/с
10	Карты проектных и пробуренных скважин	10	1	1:10 000	н/с

Всего: 10 гр. пр. на 10 л., все н/с.

РЕФЕРАТ

Проект содержит ? страниц, из них ? таблиц, ? рисунков, ? табличных приложений и ? графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ГОРИЗОНТ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, БАЛАНСОВЫЕ ЗАПАСЫ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, ДОБЫВАЮЩАЯ И НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ, ДЕБИТ, ОБВОДНЕННОСТЬ, НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЕ, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДОБЫЧА ЖИДКОСТИ, ДОБЫЧА ГАЗА, ЗАКАЧКА, РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖИ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ, ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ, СЕБЕСТОИМОСТЬ ТОННЫ НЕФТИ, НОРМАТИВЫ, КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, БУРЕНИЕ.

Объект исследования – система разработки месторождения Майкыз.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и уровней добычи нефти на месторождении Майкыз.

В проекте приведены сведения о геолого-физической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, а также текущее состояние эксплуатации.

Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведка месторождения.

Область применения – месторождение Майкыз компании ТОО «Туран-Барлау».

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий проект на тему «Проект разработки месторождения Майкыз по состоянию на 01.01.2023 г.» выполнен ТОО «Смарт Инжиниринг» по договору № г. с ТОО «Туран-Барлау», согласно Технического задания недропользователя, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 24 мая 2018 г. [7], «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан №239 от 15 июня 2018 г.) [6] и «Методические указания по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан №329 от 24 августа 2018 г.) [8].

Недропользователем контрактной территории, на которой расположено месторождение Майкыз, является ТОО «Туран-Барлау», согласно Контракта на разведку УВС №892 от 21 февраля 2002 года в пределах блоков участка 1: XXIX-39-С (частично), XXIX-40-А (частично), В (частично), D (частично), Е (частично); участка 2: XXX-39-В (частично), С (частично). В последующем Контракт был дополнен Дополнениями №№1-17, последним Дополнением №17 период разведки продлен до 06 декабря 2022 года, Государственный регистрационный № 4985-УВС от 25 ноября 2021 года.

Проект составлен с целью обоснования рациональной системы разработки месторождения Майкыз и его доразведки.

ТОО «Туран-Барлау» проводит геологоразведочные работы на Контрактной территории с 2002 года, согласно "Проекту геологоразведочных работ на контрактной территории ТОО "Туран-Барлау" (Протокол ТУ "Южказнедра" № 42/02от09.04.2002г.).

За период с 2002 г. по 2004 г. проведена переобработка и пере интерпретация сейсмопрофилей прошлых лет в объеме 552 пог.км.

В 2004-2008 гг составлены Дополнения 1, 2. к «Проекту ГРП...» (Протокол ТУ Южказнедра №199/04 от 16.09.2004 г и №81/07 от 05.02.2007 г), согласно Дополнениям на участке 1 пробурены скважины: Табакбулак - 4, 5, 6, ЮжнаяБлиновская-1, не имеющие отношения к структуре Майкыз.

В 2008 году составлено Дополнение 3 к «Проекту ГРП ...» (Протокол ТУ «Южказнедра» №454/08 от 25.12.2008г), согласно дополнению пробурены скважины Майкыз 3 и 4, Табакбулак -7.

В 2010 году составлен и утвержден «Проект доразведки на период продления Контракта №892 от 21.02.2002 г до 21.02.2012 г ТОО «Туран-Барлау»» (Протокол МТД «Южказнедра» №205/10 от 10.06.2010 г.). Согласно проекту, проведены полевая

сейсморазведка 3Д на участке 1, обработка и интерпретация 3Д и переинтерпретация 2Д, пробурена скважина Майкыз-1, проведены испытания в скважинах М-3 и М-4.

Месторождение Майкыз открыто в 2010 г, когда при испытании в скважине М-3 из отложений карагансайской свиты средней юры (интервал перфорации 1588-1591,5 м) получен приток нефти.

В 2011 году компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Майкыз в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.03.2011 г.» (Протокол №1092-11-П от 25 августа 2011 года).

В 2012 году разработан «Проект оценочных работ месторождения Майкыз и контрактной территории ТОО «ТУРАН-БАРЛАУ» на период продления 21.02.2012 – 21.08.2013г.» (протокол Комитета геологии и недропользования за № 378 от 18.04.2012г), согласно проекту, пробурены скважины М-2 и М-5.

В 2013 году на участке 2 ТОО «Тат Арка» проведены сейсмические работы 3Д в объеме **293,7** км² полнократной съемки. Для детализации геологического строения и поисков перспективных структур на УВС.

В 2014 году ТОО «НПЦ Туран Гео» составило «Дополнение к проекту оценочных работ месторождения Майкыз и контрактной территории ТОО «Туран-Барлау» на период продления 21.02.2014 – 21.02.2016г.» (письмо утверждение Комитета геологии и недропользования за № 22-04/170-И от 15.04.2014 года).

В 2014 году ТОО «PGD Services» занималось обработкой и интерпретацией сейсмоданных 3Д.

В 2015 году было разработано и утверждено «Дополнение 2 к проекту оценочных работ месторождения Майкыз и контрактной территории ТОО «Туран-Барлау» на период продления 2016-2019гг. (письмо утверждение Комитета геологии и недропользования МИР РК за № 27-5-519-и от 15.03.2016 года).

В 2018 году ТОО «НПЦ Туран Гео» составлен и утвержден «Проект разведочных работ (оценочный этап) на Участке 1 контрактной территории ТОО «Туран-Барлау» на период продления 21.02.2019-21.02.2022 гг.», утвержденный ЦКРР РК Протокол № 6/27 от 21 декабря 2018 г. На основании этого проекта были пробурены скважины Восточный Майкыз-1 и Южный Майкыз-1.

В этом же году на участке 1 проведены сейсмоисследования 3Д в объеме 155км² полевые работы проводила ТОО «Тат Арка», обработкой и интерпретацией занималась ТОО «PGD Services».

В 2021 г по данным бурения 4-х скважин (М-2, М-5, ЮМ-1 и ВМ-1) компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Майкыз по состоянию на 01.03.21 г. (Протокол ГКЗ РК №2356-21-П от 27.10.21 г.).

В этом же году 2021 г. компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Майкыз». Проект рассмотрен и утвержден ЦКРР РК Протокол №30/5 от 18.08.22 г., и является действующим проектным документом.

Так же в 2021 г. компанией ТОО «Сейсмические Геофизические услуги» составлен «Отчет по обработке и комплексной интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д по участку №1 (участок северный), который рассмотрен в МД «Южказнедра» (Протокол №860 от 12 августа 2021 г.).

В 2023 г. компанией ТОО «СМАРТ Инжиниринг» составлен «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Майкыз». Проект рассмотрен и утвержден ГКЗ РК Протокол №2564-23-У от 19.06.2023г.

Месторождение по состоянию на 01.01.2023 г находится в консервации, в связи с разработкой программы утилизации газа.

Настоящая работа «Проект разработки месторождения Майкыз» по состоянию на 01.01.2023 г. выполнен на основе утвержденных запасов нефти и газа, в соответствии с требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [8] и «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года №239) [11].

Авторы отчета выражают благодарность ТОО «Туран Барлау» за сотрудничество при выполнении настоящей работы.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение Майкыз расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Географически Контрактная территория расположена в южной части Тургайской низменности.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожная станция Жусалы (160 км) и областной центр Кызылорда (150 км).

На северо-западе от территории ТОО "Туран Барлау" расположена контрактная территория АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз", эксплуатирующего группу месторождений Кумколь, связанная с г. Кызылорда асфальтированной дорогой. Межпромысловая дорожная сеть представлена гравийно-песчаными дорогами и бездорожьем.

В 190 км к востоку от площади работ проходит нефтепровод Омск - Павлодар – Шымкент, а в 50 км на запад находится действующий газопровод Акшабулак-Кызылорда.

Южно-Торгайскую группу месторождений с железнодорожными нефтеналивными терминалами, находящимися на станции Жусалы, соединяет нефтепровод Кызылкия - Арыскуп – Майбулак протяженностью 177 км.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Атасу - Алашанькоу с пунктом приёма и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

В физико-географическом отношении район работ представляет собой слабо всхолмленную суглинистую равнину с редкими массивами бугристых песков.

Абсолютные отметки рельефа составляют 78-141 м над уровнем моря.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л.

Климат района резко-континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом +35°C, минимальная зимой -35°C. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает 150 мм.

Для района характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны.

Непосредственно в районе работ отсутствуют населенные пункты и сельскохозяйственные угодья. В летний период он используется в качестве пастбищ для

отгонного животноводства. В этих целях Кызылординской гидрогеологической экспедицией пробурены артезианские скважины.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.

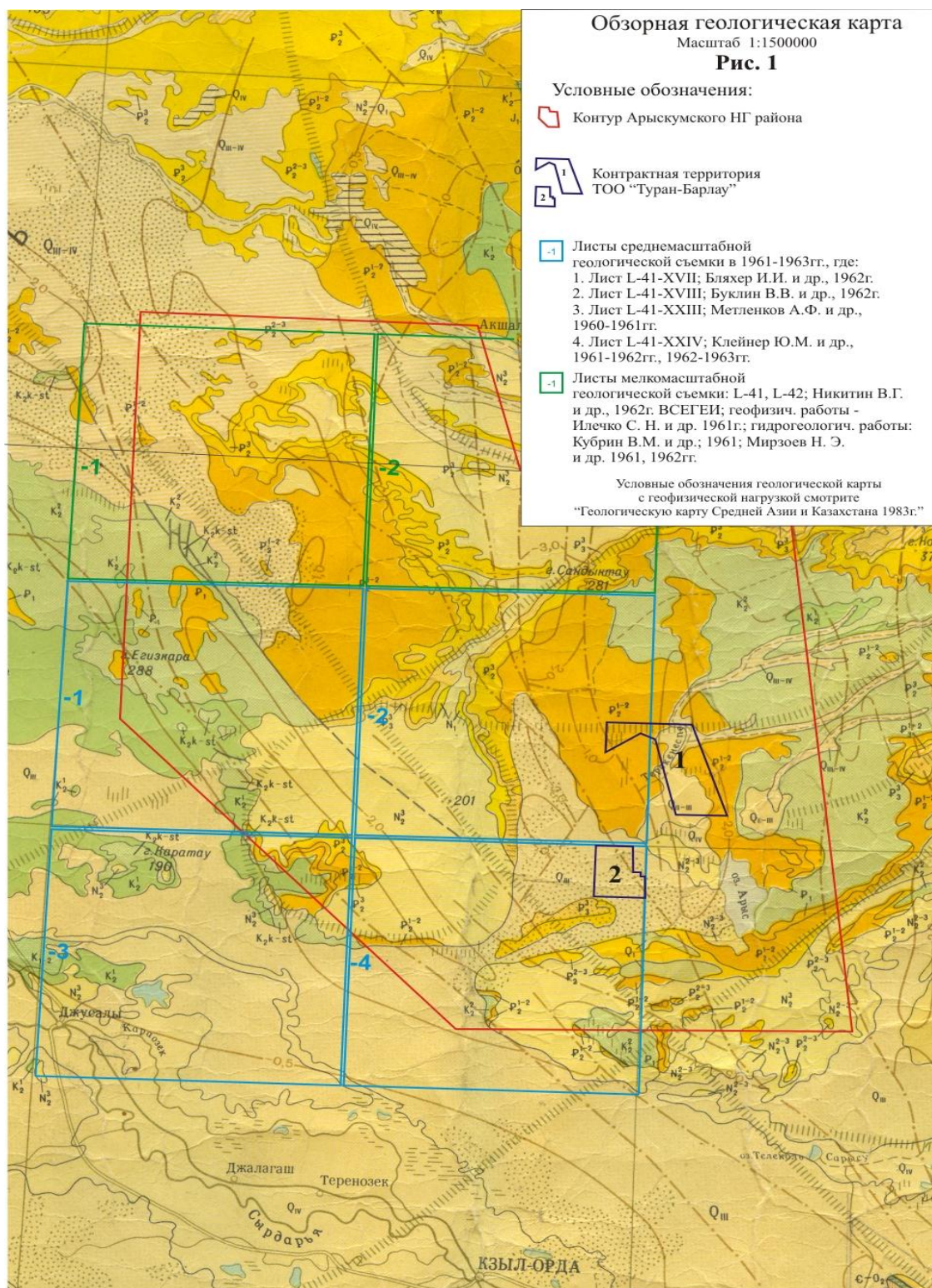


Рис. 1.1. Обзорная карта района работ

2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Характеристика геологического строения

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

Месторождение Майкыз расположено в восточной части Арыскупского прогиба в периклинальной южной части Табакбулакской горст-антиклинальной зоны и входит в район Кумкольской группы месторождений. Поэтому геолого-структурное строение месторождения идентично со строением главного и крупного месторождения Арыскупского прогиба – месторождения Кумколь. В геологическом строении всего Арыскупского прогиба и месторождения Майкыз участвуют отложения протерозойской, палеозойской групп, юрской, меловой, палеогеновой, неоген-четвертичных систем.

Характеристика разреза осадочных отложений месторождения приводится на основании комплекса ГИС, проведенного в пробуренных скважинах, описания и лабораторных исследований кернового материала.

Нерасчлененные протерозой + палеозойские отложения (PR+PZ)

Описываемые отложения вскрыты скважинами М-1 и М-2 в призабойных частях разреза и представлены в основном метаморфическими породами и частично в различной степени метаморфизованными терригенно-карбонатными образованиями.

По материалам ГИС разрез представлен чередованием терригенных и карбонатных (гамма-активность 4-5 мкр/час) пород, характерных для нижнего палеозоя.

Вышеописанные отложения на месторождении слагают приподнятые участки докембрийской дневной поверхности, выделяемые в виде островков и останцов, которые отделены друг от друга межгорными долинами и котловинами.

Вскрытая толщина отложений составляет 101 м (скв. М-2).

Мезозойская группа (MZ)

Юрская система (J)

Юрская система представлена в Арыскупском прогибе всеми тремя отделами и расчленена по литологическому составу на 6 свит (снизу вверх): сазымбайскую и айбалинскую в нижнем отделе, дощанскую и карагансайскую в среднем отделе, кумкольскую и акшабулакскую в верхнем отделе. Непосредственно в изученной скважинами части Контрактной территории, юрская система сложена тремя отделами: частично нижним, средним и верхним, но к западу и востоку в глубоких частях выделяется полный разрез.

В разрезе юры можно выделить три ритмотолщи, каждая из них состоит из двух ритмосвит. В каждой ритмотолще нижняя ритмосвита сложена более грубообломочными,

а верхняя ритмосвита – более тонкообломочными отложениями, ритмично чередующимися в разрезе. Ритмичное чередование наблюдается внутри каждой ритмосвиты и четко видно в разрезе верхней ритмосвиты.

Отложения юрской системы в рельефе занимают палеокотловины, палеовпадины и палеодолины доюрской земной поверхности. В связи с этим, снос обломочного материала обычно происходит с местных поднятий. Поэтому состав грубообломочных пород отложений нижних ритмосвит юры в большинстве случаев близок с составом нижележащих протерозой-палеозойских образований. На исследованном участке в разрезе дощанской свиты, залегающей на домезозойском фундаменте, грубообломочная часть представлена из обломков низко гаммаактивных (ГА – 4-5 мкр/час) пород.

Общая вскрытая толщина юрских отложений изменяется от 759 м (скв. М-4) до 1925 м скв (ЮМ-1).

Нижний отдел (J_1)

Айбалинская свита (J_{1ab})

Отложения айбалинской свиты на месторождении не вскрыты.

Нижний - средний отделы (J_{1-2})

Дощанская свита (J_{1-2d})

Отложения дощанской свиты вскрыты всеми скважинами. В разрезе свиты выделяются пласты толщиной до 25 - 33 м грубообломочных пород: конгломератов, гравелитов и песчаников с низкой гамма активностью – 4-5 мкр/час. Возможно, обломки этих пород представлены однородными карбонатными породами домезозойского фундамента. Грубообломочные породы чередуются с прослоями аргиллитов и алевролитов (толщиной 3 и 17 м).

Общая вскрытая толщина свиты изменяется от 134 м (скв. М-4) до 822 м (скв. ЮМ-1).

К пластам грубообломочных пород свиты приурочены продуктивные горизонты Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3 и Ю-IV-2-4.

Отложения свиты залегают с угловым несогласием непосредственно на протерозой + палеозойских образованиях.

Средний отдел (J_2)

Карагансайская свита (J_2kr)

Отложения карагансайской свиты во впадинах согласно залегают на породах дощанской свиты, а в краевых частях - непосредственно на породах домезозойского фундамента. Они вскрыты всеми скважинами и представлены темно-серыми, черными аргиллитами, углями с тонкими прослоями алевролитов и песчаников. Толщины прослоев

изменяются от нескольких см до 2-3м. К ним приурочены продуктивные горизонты Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2 и Ю-IV-1-3.

На описываемой части месторождения отложения свиты выделяются относительно более высокими электрическими сопротивлениями (6-10 оМм), чем верхнеюрские аргиллиты, алевролиты (2,5-5). Толщина свиты на изученной части изменяется от 119 м (скв. М-2) до 230 м (скв. ВМ-1), но во впадинах значительно увеличивается.

Верхний отдел (J_3)

Кумкольская свита (J_3km)

Отложения кумкольской свиты вскрыты во всех семи скважинах. На Кумкольском месторождении отложения свиты расчленены на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. На исследованном месторождении она представлена только двумя верхними подсвитами.

Среднекумкольская подсвита (J_3km_2) разделена на две пачки: нижнюю и верхнюю. Нижняя пачка сложена более грубообломочными, а верхняя - тонкообломочными породами. Они совместно образуют один полный ритмический цикл – ритмоподсвиту, но в поднятых участках нижняя пачка часто размыта и отсутствует.

Нижняя пачка ($J_3km_2^1$) сложена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, с явным преобладанием песчаников.

Толщина пачки изменяется от 107 м (скв. М-5) до 329 м (скв. ЮМ-1).

Верхняя пачка ($J_3km_2^2$) представлена аргиллитами с редкими прослоями алевролитов и песчаников. Прослой тяготеют к нижней части.

Толщина пачки изменяется от 94 м (скв. М-2) до 167 м (скв. ЮМ-1).

Верхнекумкольская подсвита (J_3km_3) сложена чередованием аргиллитов, глинистых алевролитов (толщиной от 0,5-1 до 5-6м) с песчаниками, глинистыми песчаниками (толщиной от 2-3 до 5-10 м). В разрезе преобладают песчаные породы.

Песчаники зеленые, зеленовато-серые, серые до темно-серых, от тонкозернистых до грубозернистых, местами гравелитистых, массивные и неясно слоистые. Состав кварц – полевошпат - слюдистый в глинисто-карбонатном цементе с включениями обломков обугленной флоры плохой сохранности и местами обломков кварца, кремня и полевошпатовых пород.

Аргиллиты зеленые, зеленовато-серые, темно-серые, черные, массивные с включениями обугленных остатков растений, конкрециями кварц - карбонатного состава. Алевролиты серые, темно-серые, черные с включениями обугленных остатков и отпечатков растений плохой сохранности с конкрециями и вкраплениями пирита.

Физические свойства пород: УЭС в глинах от 1 до 2 Омм, в песчаниках от 3-4 до 8 Омм; гамма активность соответственно от 10 до 22 мкр/ч и от 6-8 до 10-14 мкр/ч.

Толщина кумкольской свиты варьирует от 94 м (скв. М-5) до 160 м (скв М-2).

Акшабулакская свита (J_{3ak})

Отложения акшабулакской свиты вскрыты во всех скважинах и сложены глинами, аргиллитами с единичными маломощными прослоями песчаников, алевролитов. В верхней и средней частях глины пестроцветные, темно-коричневые, кирпично-красные с прослоями серых и палевых разностей и зеленовато-серых песчаников. В нижней части разреза глины и аргиллиты серые, зеленовато-серые и темно-серые.

Толщина свиты изменяется от 128 м (скв. М-3) до 176 м (скв. М-5). Физические свойства пород: УЭС в пределах 2 – 3 Омм, редко до 4-6 Омм; ГА – 8 – 13, редко доходит до 20-23 мкр/ч.

Меловая система (К)

Меловые отложения на исследованной территории широко распространены и вскрыты всеми скважинами, а в юго-западной части арыкумского прогиба обнажаются на поверхности. меловая система представлена отложениями обеих отделов. нижний отдел расчленяется по литологическому составу на три свиты: даульскую, карачетаускую и кызылкинскую. верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турон -сенона. ниже приводится описание нижней части нижнего мела, с которым связана нефтегазоносность арыкумского прогиба.

Нижний отдел (K_1)

Неокомский надъярус (K_{1nc})

В разрезе неокома выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнедаульская подсвита (K_{1nc1}^I) расчленена на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

Арыкумский горизонт (K_{1nc1ar}) является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа. В Арыкумском прогибе горизонт расчленяется на три пачки: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя базальная пачка арыкумского горизонта на месторождении Майкыз вскрыта во всех скважинах и представлена песчаниками, гравелитами, конгломератами слабосцементированными с маломощными (0,5–1,5м) прослоями глинистых алевролитов и глин. Базальная пачка четко выделяется и ее толщина изменяется от 29 м (скв. ВМ-1) до 40 м (скв. ЮМ-1).

В Арыкумском прогибе базальная пачка является одним из продуктивных горизонтов (М-II), а также маркирующим горизонтом. К верхней части приурочен продуктивный горизонт М-I.

Верхняя часть нижедаульской подсвиты сложена коричневыми глинами с прослоями песчаников, алевролитов. Они являются региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыкумского горизонта. Толщина ее доходит до 170 м.

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc_2}) в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней, преимущественно, глинами. Толщина её 86 м (скв. ВМ-1) до 123 (скв. М-4).

Возраст даульской свиты установлен на основании обнаруженных единичных пресноводных остракод, типичных для отложений готерив- баррема, в связи с чем устанавливается неокомским.

Апт – альбский ярусы ($K_1 a-al_2$).

Карачетауская свита ($K_1 a-al_2$).

Отложения карачетауской свиты залегают с размывом на даульской и представлены в нижней части сероцветными слабосцементированными песчаниками с прослоями гравелитов и в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина свиты 253-350 метров.

Возраст свиты по спорово–пыльцевому комплексу устанавливается апт–среднеальбским.

Нерасчлененный нижний и верхний отделы меловой системы (K_{1-2})

Альб – сеноманский ярусы ($K_{1-2} al_3-s$).

Кызылкинская свита ($K_{1-2} kk$).

Отложения кызылкинской свиты залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестроцветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты 87–186 м.

По спорово–пыльцевому комплексу возраст устанавливается поздне- альб – сеноманский.

Верхний отдел (K_2)

Туронский ярус ($K_2 t$)

Балапанская свита ($K_2 bl$)

Отложения турона выделены в балапанскую свиту. Она залегает трансгрессивно на кызылкинской свите и сложена зеленовато–серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков растений и зерен

глауконита. Толщина её 82-150 м. Возраст установлен по спорам и пыльце как раннетуронский.

Нерасчлененный верхний турон-нижний сенон ($K_2t_2-sn_1$)

Отложения этой толщи залегают с размывом на породах балапанской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестроцветных песков и глин. Толщина 123-236 м.

Возраст толщи обоснован комплексами спор и пыльцы.

Верхнесенонский надъярус (K_2sn_2)

В пределах Арыкумского прогиба отложения верхнего сенона в большинстве случаев отсутствуют за счет размыва в предпалеогеновое время. Толща сложена серыми глинами в основании и белыми песками с прослоями известняков в верхней части разреза. Толщина достигает 43 м.

Возраст толщи устанавливается на основании морской фауны, микрофауны и спорово – пыльцевых комплексов, как кампан -маастрихтский.

Кайнозойская группа (KZ)

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген–четвертичной систем.

Палеогеновая система (P)

Отложения палеогена обнажаются в центральных частях Арыкумского прогиба и вскрыты скважинами. Палеоген представлен двумя отделами: палеоценом и эоценом, но при разведочных работах обычно выделяют нерасчлененную палеогеновую систему. В связи с этим, при описании этой системы использованы литературные данные (4).

Палеоцен (P_1)

Отложения палеоцена залегают с размывом на различных горизонтах верхнего мела и представлены кварц – глауконитовыми песками и песчаниками с желваками фосфоритов, часто группирующимися в виде пластов и линз. Толщина от 0,5 до 12м. Из этих отложений определены типичные для палеоцена устрицы, фораминиферы.

Эоцен (P_2)

Эоцен представлен полным разрезом и расчленяется на нижний, средний и верхний эоцен.

Отложения нижнего эоцена (P_2^1) залегают с размывом и фосфоритовой галькой в основании на отложениях палеоцена и представлены зеленовато-серыми до черных глинами, с прослоями песчаников и алевролитов с галькой фосфоритов, а также включениями обугленных растительных остатков. Толщина достигает 66 м. Возраст (ранний эоцен) установлен на основании фораминифер и спорово –пыльцевых

комплексов. На геологической карте Средней Азии и Казахстана выделяются нерасчлененные ниже – средне - эоценовые отложения, представленные мергелями и глинистыми известняками с прослоями горючих сланцев. Толщина не превышает 35-40 м, в толще нижнего эоцена – всего около 2 м.

Средний эоцен (P_2^2) представлен серыми, желтыми, коричневыми мергелями, известняками и карбонатными глинами, с тонкими прослоями песчаников и алевролитов, залегающими несогласно на отложениях палеоцена и сенона. Толщина 35-55м. Возраст на основании обильных комплексов фораминифер, зубов акул и скатов, остракод, радиолярий и спорово - пыльцевых комплексов устанавливается как средне - эоценовый.

Верхний эоцен (P_2^3) залегает согласно на отложениях среднего эоцена и представлен серыми и зелеными монтмориллонитовыми, бентонитовыми, тонкослоистыми глинами с включениями марказита, глауконита, зубов и чешуй рыб. Толщина достигает 245 м.

Нерасчлененные неоген – четвертичные отложения (N–Q)

К неоген - четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыкумского прогиба. Толщина от 0 до 20 м.

В южной, северной и западной частях АП на картах поверхности выделяются верхне - плиоценовые (N^2_2) отложения, представленные галечниками, гравийниками, гравийными песками, супесями и суглинками. Толщина 5-20 м.

Таблица 2.1.1 - Отбивки подошвы стратиграфических горизонтов

Система	Отдел	Ярус	Свита	Подсвита	Индекс	№№скважин	М-1	М-2	М-3	М-4	М-5	ЮМ-1	ВМ-1
						Альтитуда (ротора), м	87,10	88,00	84,40	89,20	85,60	83,10	88,10
						Забой, м	2090	2051	1838	1784	1998	2826	2300
Палеоген-четвертич.					P-Q	Отметки по каротажу, м	нет каротажа	нет каротажа	нет каротажа	нет каротажа	нет каротажа	нет каротажа	нет каротажа
						Абсолютные отметки, м							
						Толщина, м							
Меловая	Верхний	Турон-сенонский	Балапанская		K ₂ t ₂ -sn ₂	Отметки по каротажу, м							
						Абсолютные отметки, м							
						Толщина, м							
	Нижний+верхний	Альб-сеноманский	Кызылкиинская		K ₁₋₂ al ₃ -s	Отметки по каротажу, м							
						Абсолютные отметки, м							
						Толщина, м							
	Нижний	Апт-альбский	Карачетауская		K ₁ a-al ₂	Отметки по каротажу, м	864,0		876,0	864,0			844,0
						Абсолютные отметки, м	-776,9		-791,6	-774,8			-755,9
						Толщина, м	864		876	864			844
		Неокомский	Нижедаульская	Верхнедаульская	K ₁ nc ₂	Отметки по каротажу, м	951,0	976,0	991,0	987,0	976,0	946,0	930,0
						Абсолютные отметки, м	-863,9	-888,0	-906,6	-897,8	-890,4	-862,9	-841,9
						Толщина, м	87	976	115	123	976	946	86
				Арыкумская	K ₁ nc ₁ ar	Отметки по каротажу, м	985,0	1013,0	1021,0	1024,0	1008,0	986,0	959,0
						Абсолютные отметки, м	-897,9	-925,0	-936,6	-934,8	-922,4	-902,9	-870,9
						Толщина, м	34	37	30	37	32	40	29
Юрская	Верхний		Акшабулакская		J ₃ ak	Отметки по каротажу, м	1116,0	1142,0	1149,0	1165,0	1184,0	1124,0	1121,0
						Абсолютные отметки, м	-1028,9	-1054,0	-1064,6	-1075,8	-1098,4	-1040,9	-1032,9
						Толщина, м	131	129	128	141	176	138	162
		Кумкольская		Верхнекумкольская	J ₃ km ₃	Отметки по каротажу, м	1274,0	1302,0	1289,0	1276,0	1278,0	1280,0	1254,0
						Абсолютные отметки, м	-1186,9	-1214,0	-1204,6	-1186,8	-1192,4	-1196,9	-1165,9
						Толщина, м	158	160	140	111	94	156	133
				Среднекумкольская	J ₃ km ₂ ²	Отметки по каротажу, м	1372,0	1396,0	1386,0	1400,0	1413,0	1447,0	1411,0
						Абсолютные отметки, м	-1284,9	-1308,0	-1301,6	-1310,8	-1327,4	-1363,9	-1322,9
						Толщина, м	98	94	97	124	135	167	157
					J ₃ km ₂ ¹	Отметки по каротажу, м	1594,0	1582,0	1552	1530,0	1520,0	1776,0	1677,0
						Абсолютные отметки, м	-1506,9	-1494,0	-1467,6	-1440,8	-1434,4	-1692,9	-1588,9
						Толщина, м	222	186	166	130	107	329	266
	Средний		Карагансайская		J ₂ kr	Отметки по каротажу, м	1716,9	1701,0	1680,0	1650,0	1637,0	2004,0	1906,9
						Абсолютные отметки, м	-1629,8	-1613,0	-1595,6	-1560,8	-1551,4	-1920,9	-1818,8
						Толщина, м	123	119	128	120	117	228	230
			Дощанская		J ₁₋₂ ds	Отметки по каротажу, м	2090,0	1950	1838,0	1784,0	1998,0	2826,0	2300,0
						Абсолютные отметки, м	-2002,9	-1862,0	-1753,6	-1694,8	-1912,4	-2742,9	-2211,9
						Толщина, м	373	249	158	134	361	822	393
протерозой+палеозоская					PR+PZ	Отметки по каротажу, м		2051					
						Абсолютные отметки, м		-1963,0					
						Толщина, м		101					

2.1.2 Тектоника

Месторождение Майкыз расположено на юго-восточной части Арыкумского прогиба, в пределах западного крыла Бозингенской грабен-синклинали. Месторождение находится на площади сочленения глубинных разломов (Сырыланского и Табакбулакского), в результате нижняя часть разреза юры и фундамент осложнены многочисленными разломами меридионального простирания, входящими в зону перечисленных разломов.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения двух структурных этажей: домезозойского складчатого и платформенного.

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют породы палеозоя и протерозоя, которые на месторождении вскрыты пятью скважинами. В данном разделе приводим краткую характеристику этого этажа по данным сейсморазведки и данным полученным на соседних месторождениях, так как стратиграфия и структурное строение домезозойского фундамента в Арыкумском прогибе относительно слабо изучены.

В составе платформенного чехла четко выделяются два структурных подэтажа: рифтогенный и собственно платформенный.

Домезозойский структурный этаж.

В Арыкумском прогибе главным структурным фактором нефтегазонакопления является тектоническое и геоморфологическое строение домезозойского структурного этажа. К сожалению, фундамент плохо откартирован сейсморазведкой ЗД, поэтому трудно дать характеристику тектонического строения и характера палеорельефа.

В целом, на площади выделяются одна крупная региональная структура – Бозингенская грабен-синклиналь (рис. 2.1.1). Несмотря на отсутствие сведений о строении фундамента, можно предположить, что структуры, наблюдаемые в платформенном чехле, повторяют унаследованный доюрский палеорельеф.

Платформенный структурный этаж

Рифтогенный структурный подэтаж. В строении подэтажа участвуют юрские отложения, нижняя и средняя части их на месторождении подвергались значительной деформации и разделены на многочисленные тектонические блоки.

В целом площадь месторождения занимает западное крыло Бозингенской грабен-синклинали (впадины), осложненное разломами субмеридионального простирания.

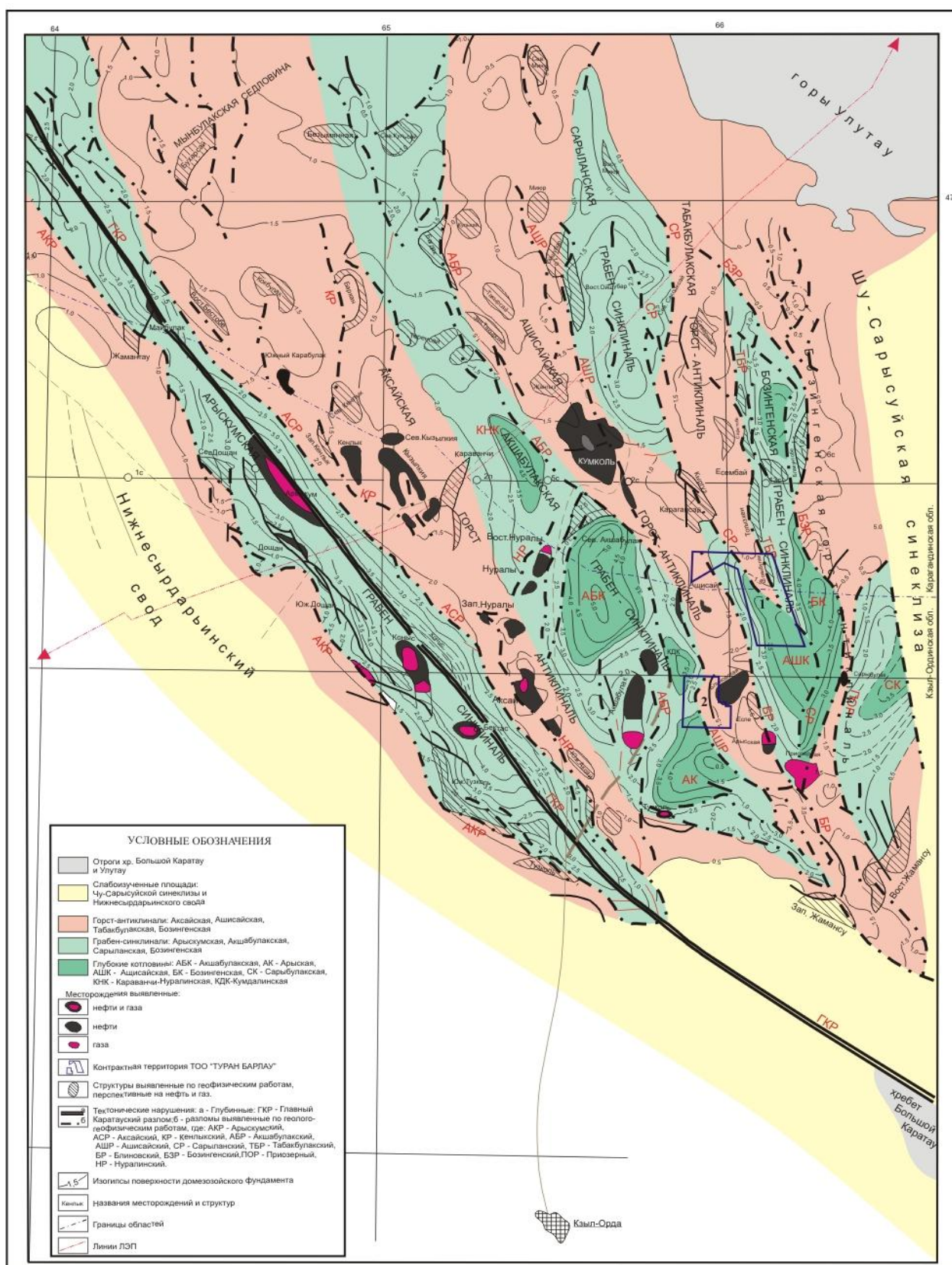


Рис. 2.1.1. Тектоническая схема Арыкумского прогиба

Рифтогенный подэтаж в Арыкумском прогибе представлен тремя крупными седиментационными циклами, соответствующими трем ритмотолщам: триас-нижнеюрской, среднеюрской и верхнеюрской. В каждой ритмотолще выделяются две

ритмосвиты (снизу вверх): сазымбайская и айболинская в первой триас-нижнеюрской ритмотолще; дощанская и карагансайская - в среднеюрской ритмотолще; кумкольская и акшабулакская - в верхнеюрской ритмотолще. В каждой ритмотолще цикл начинается с накопления относительно более грубообломочных пород (нижние ритмосвиты), соответствующих тектонической активизации площади, и заканчивается периодом тектонической стабилизации региона и отложением тонкообломочных пород (верхние ритмосвиты).

На месторождении Майкыз и в целом центральной части Бозингенской грабен-синклинали строение рифтогенного подэтажа значительно отличается от остальной части Арыкумского прогиба. Здесь между вышеописанным рифтогенным подэтажом и протерозой-палеозойским структурным этажом картируется толща от 500 до 2000-3000м, представленная осадочными породами, аналогичными по составу нижней юре. Отложения ритмогенного подэтажа залегают на эти автохтонные нижнеюрские отложения с угловым несогласием, что позволяет предположить здесь наличие или неизвестных нам отложений триас-юры - или наличие пермских квазиплатформенных отложений. Эта толща скважинами полностью не пересечена и не изучена. Для пересечения полной мощности автохтонной нижнеюрской толщи потребуются бурения скважины глубиной 6-6,5 км.

К нижним ритмосвитам приурочено до 80% пластов-коллекторов юрского разреза, с которыми связаны основные продуктивные горизонты. Отложения верхних ритмосвит, представленные преимущественно глинистыми породами, играют роль зональных покрышек – флюидоупоров. В целом, в триас-юрской седиментации преобладают озерные осадки замкнутых мелких бассейнов с общим тектоническим развитием. Широкое распространение также получили русловые осадки в период накопления нижних ритмосвит, при общем явном преобладании озерных и пойменных пелитовых отложений.

В бортовых зонах грабен-синклиналей отмечаются частые замещения озерных и озерно-пойменных отложений телами русловых и прибрежных песчаных, редко и более грубообломочными осадками, сносившимися с приподнятых выступов протерозой-палеозойского фундамента. На месторождении Караколь основными продуктивными являются тела русловых и прибрежных песчаных отложений.

Платформенный структурный подэтаж. На рифтогенном структурном подэтаже с несогласием залегают отложения платформенного подэтажа, сложенные терригенными образованиями меловой, палеогеновой, неоген – четвертичной систем. Отложения этого структурного подэтажа откартированы, практически, на всей площади Арыкумского прогиба и залегают со стратиграфическим несогласием на юрских, палеозой – протерозойских образованиях. Они менее дислоцированы, осложнены разломами

сбросово-взбросового типа, в большей части территории повторяют выделенные тектонические структуры, описанные в предыдущем разделе. Толщина структурного подэтажа колеблется от 600 до 1200 метров.

По поверхности **палеозойских отложений ОГ-PZ**, в пределах исследуемой территории, структурное построение представляется как моноклираль с погружением на юго-восток. Западная часть структуры от восточного разделяется тектоническим нарушением северо-западного направления. Амплитуда смещения по разломам составляет 300-1400 м. Выявлены структуры примыкания к тектоническим нарушениям, с разными амплитудами от 20 до 300 м. Восточная часть структуры является приподнятым относительно западного. Западная часть погружается на юге до отметок -4400 м, на севере до -1000 м, восточная часть на юге погружается до -4200 м, на севере поднимается до -700 м. (рис.2.1.2)

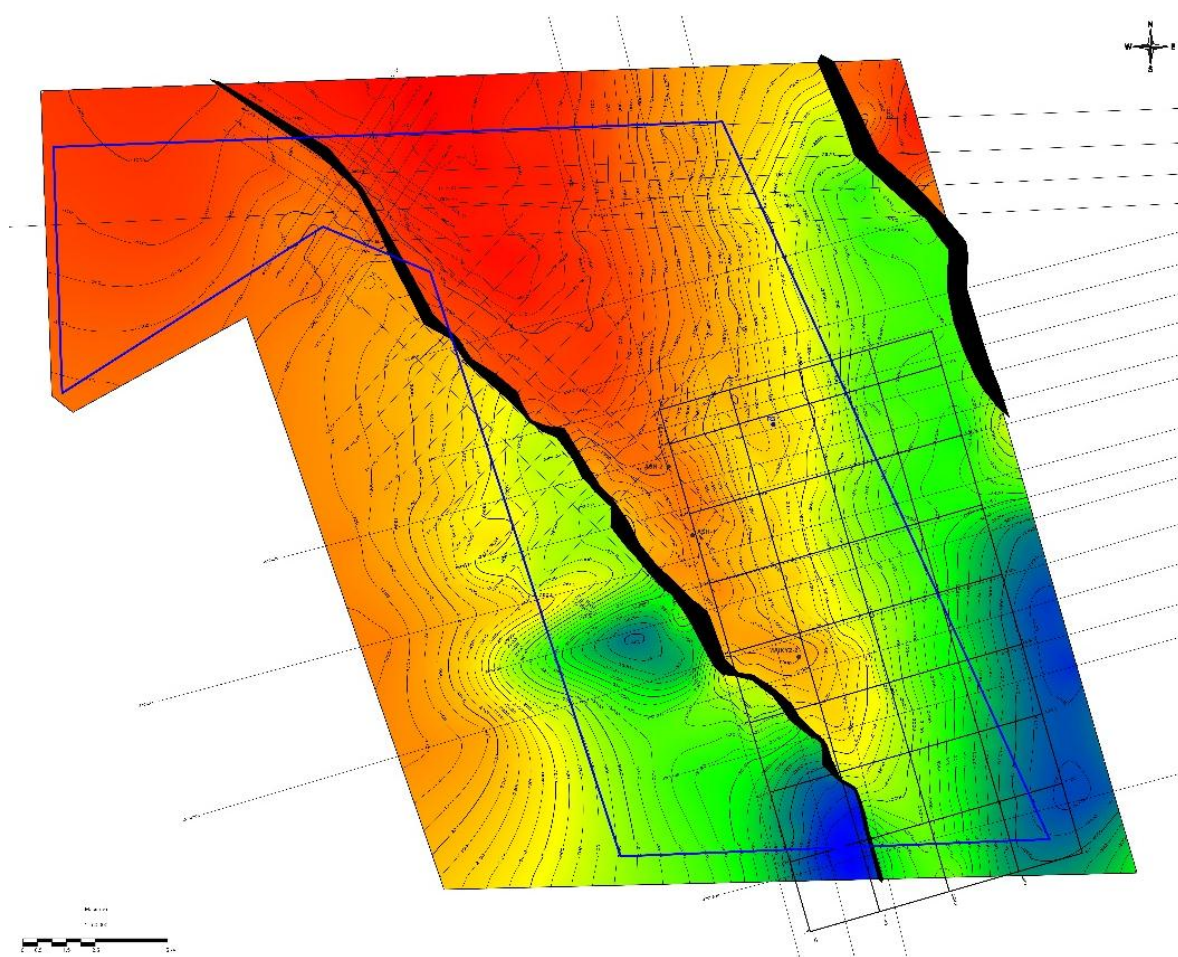


Рис. 2.1.2. Структурная карта по ОГ Pz (кровля палеозойских отложений).

Отражающий горизонт IV'2 (кровля отложений среднедошанской подсвиты). ОГ IV'2 примыкает к ОГ IV', образуя три независимых участка. ОГ IV'2 на восточном участке характеризуется, как моноклираль с погружением на юго-восток. Восточная часть структуры разбит многочисленными тектоническими нарушениями субмеридионального и северо-восточного направления. В северо-восточной части участка отмечаются структуры примыкания к тектоническим нарушениям, с амплитудами от 20 м.

Восточная часть структуры приподнята относительно северо-западного и юго-западного. Северо-западная часть погружается от отметок на севере -1575 м до отметок на юге -2200 м, юго-западная часть погружается от -2100 м на севере до отметок на юге -2900 м, восточная часть на юге погружается до -3000 м, на севере поднимается до -1325 м.

В районе скважин Майкыз-1, 2, 3, 4, 5 прослеживается серия нарушений северо-восточного направления. Амплитуда смещения по разломам составляет 20-30 м. (Рис.2.1.3, граф. прил. 1 Папка I).

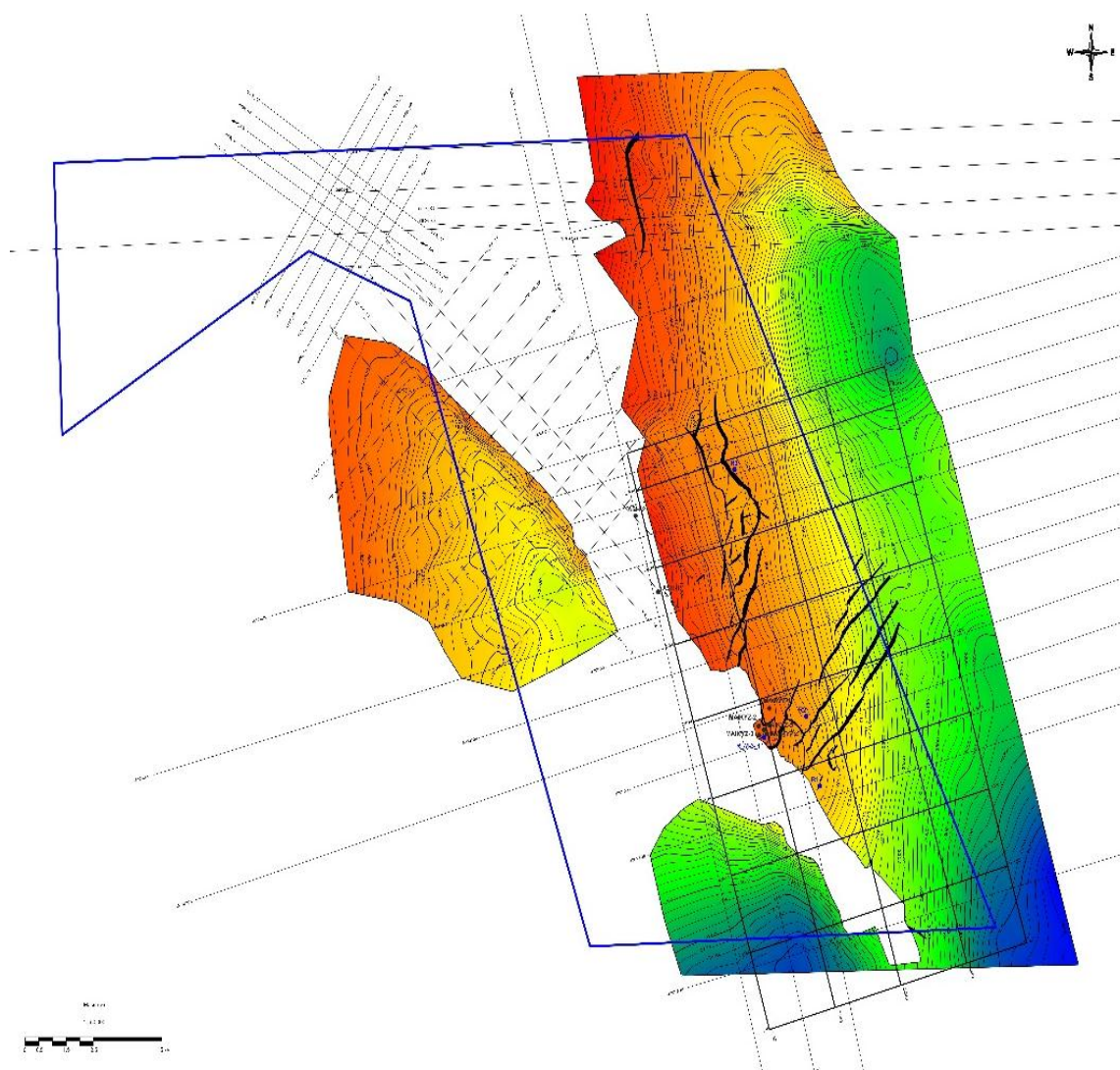


Рис. 2.1.3 Структурная карта по ОГ IV'2 (кровля отложений среднедошанской подсвиты)

Отражающий горизонт IV (кровля карагансайской свиты средней юры J₂kr)
(рис. 2.1.4 и граф. приложение 2 Папка I).

Поверхность ОГ IV характеризуется, как моноклираль с погружением на юго-восток, разделенная на восточный и западный блоки серией разломов северо-западного направления. Западный блок опущен относительно восточного на 400 м в северной части участка работ и на 40 м в южной.

Восточный блок разбит многочисленными тектоническими нарушениями субмеридионального направления. Отмечаются структуры примыкания к тектоническим нарушениям, с разными амплитудами от 20 до 200 м.

Западный блок погружается на юге до отметок -2620 м, на севере до -1160 м, восточный блок на юге погружается до -2320 м, на севере поднимается до -920 м. В северной части участка съёмки имеется зона отсутствия горизонта.

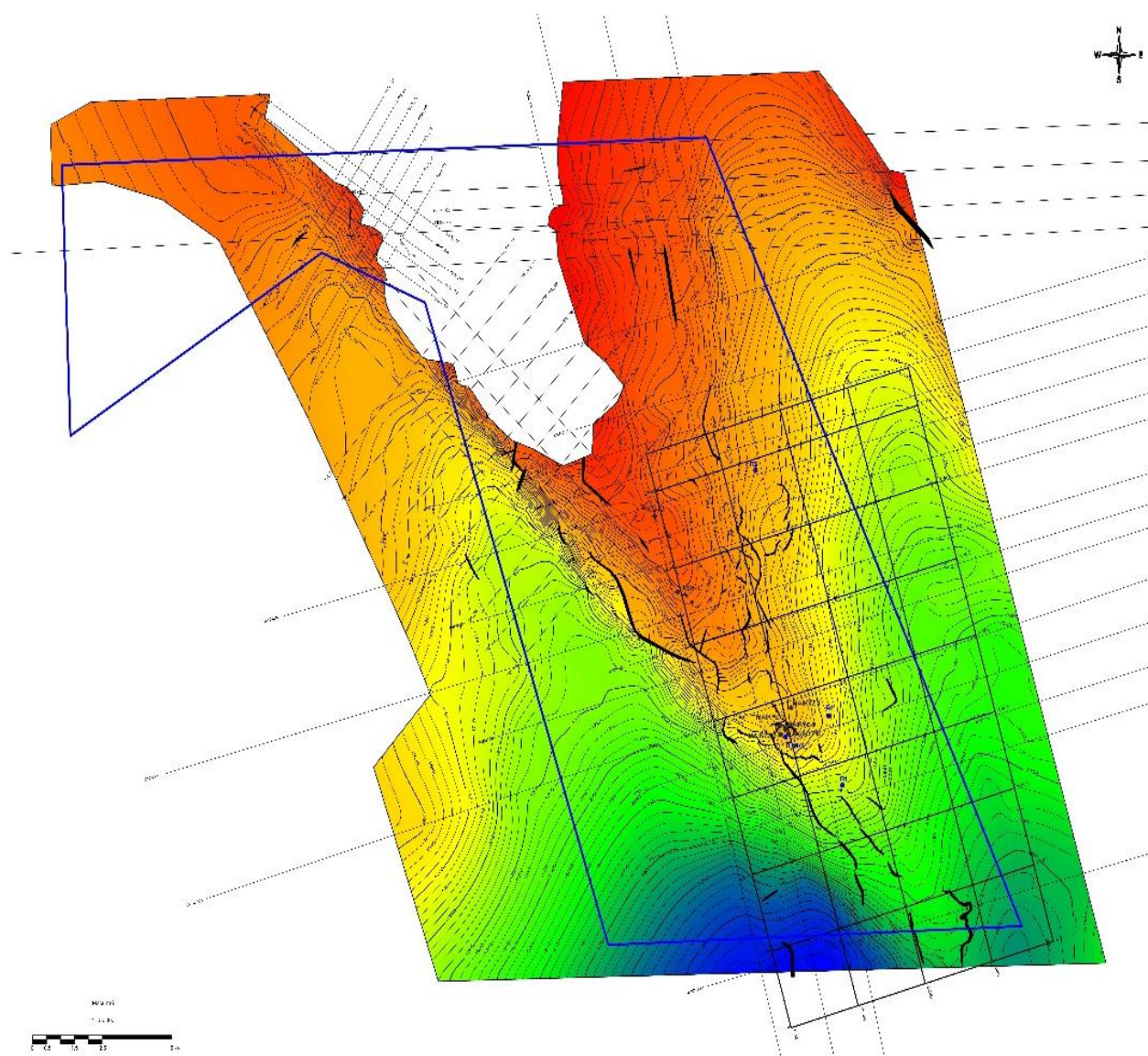


Рис. 2.1.4 Структурная карта по ОГ IV (кровля карагансайской свиты средней юры J₂kr)

Отражающий горизонт ПІк (кровля кумкольской свиты верхней юры J₃km)
(рис. 2.1.5).

Поверхность ОГ ПІк разделяется серией тектонических нарушений северо-западного направления на два блока.

В западном блоке отмечены две впадины. Севернее впадин отрисована локальная стратиграфически экранированная структура с амплитудой 80 м, с минимальной отметкой в своде -1520 м и предельно замкнутой изогипсой -1460 м. Западный блок погружается на юге до отметок -1660 м, на севере до -1000 м.

Восточный блок приподнят относительно западного. В северной части имеется зона отсутствия горизонта. В юго-восточной части ОГ ПІк погружается до -1320 м, на севере поднимается до -660 м.

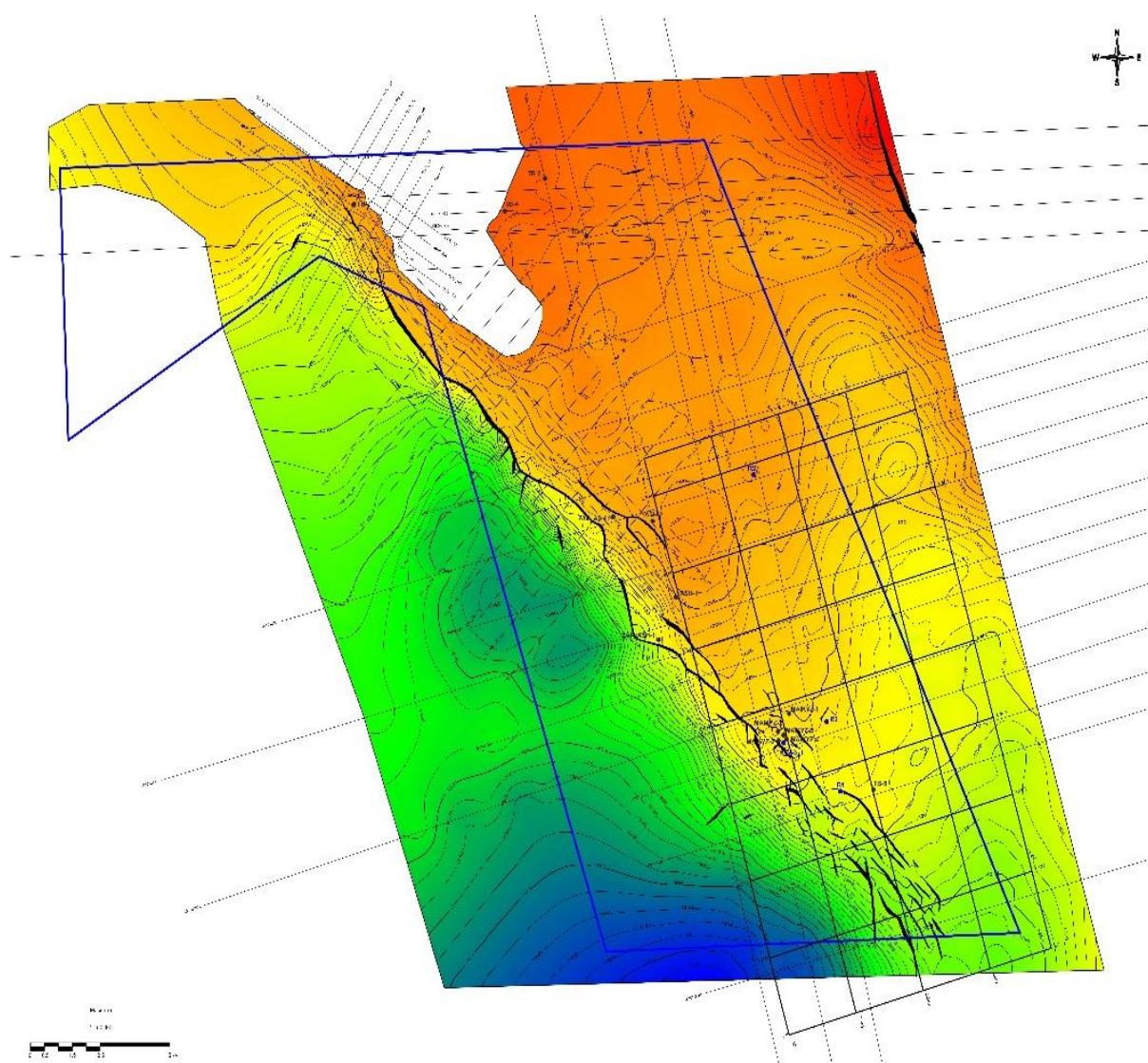


Рис. 2.1.5 Структурная карта по ОГ ПІк (кровля кумкольской свиты верхней юры J₃km).

Отражающий горизонт III (кровля акшабулакской свиты верхней юры J_{3ak})
(рис. 2.1.6).

Западная часть структуры от восточного разделяется тектоническим нарушением. Тектонические нарушения в центральной части карты северо-западного направления, на юге субмеридионального направления. Амплитуда смещения по разломам составляет 40-60 м. В северной части имеется зона отсутствия горизонта. Минимальные отметки по ОГ III в пределах площади съёмки зафиксированы на уровне -580-600 м. Западная часть погружается до отметок -1280 м, восточная часть приподнято до -580 м.

В центральной части съёмки выделяется серия нарушений преимущественно северо-западного направления. Амплитуда смещения по разломам достигает 30-60 м. С юго-запада определяются структуры примыкания к разломам различной амплитуды (40-60 м).

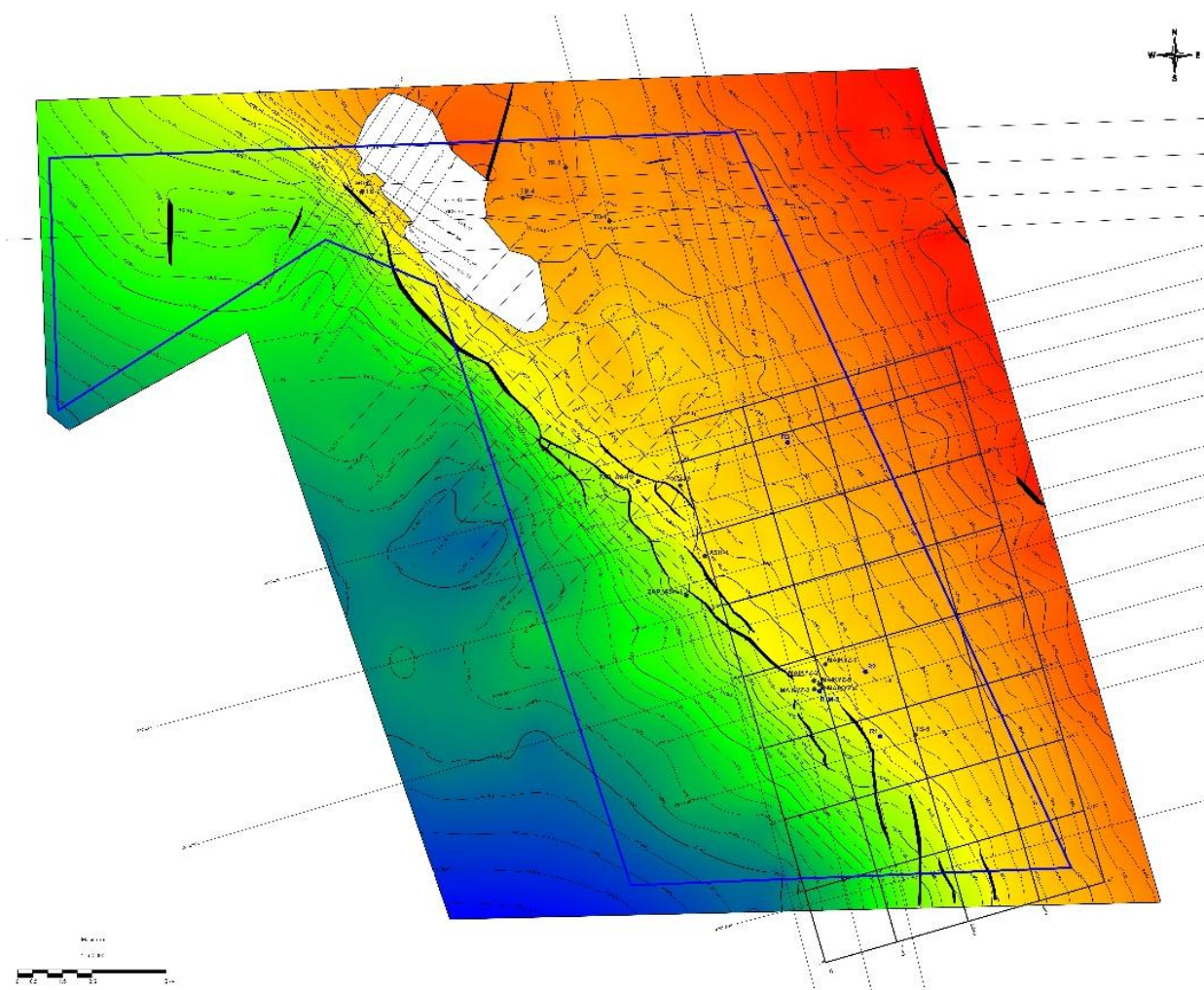


Рис. 2.1.6 Структурная карта по ОГ III (кровля акшабулакской свиты верхней юры J_{3ak})

2.1.3 Нефтегазоносность

Месторождение Майкыз расположено в пределах восточной приграничной части Арыскупского прогиба, Южно-Торгайской впадины, которая является частью Южно-Торгайского нефтегазоносного района, входящего в Арало-Торгайскую нефтегазоносную провинцию.

Промышленные скопления нефти и газа в Южно-Торгайской нефтегазоносной области в настоящее время доказаны во всех образованиях палеозойской и мезозойской групп.

В Южно-Торгайской впадине к настоящему времени выявлено более 50 месторождений нефти и газа. Среди них - Кумколь, Майбулак, Кумколь Южный, Коныс, Арыскуп, Кызылкия, Кенлык, Нуралы, Карабулак, Жинишкекуп и др.

Залежи нефти и газа открыты в верхнеюрских, среднеюрских, нижненеокомских и верхненеокомских отложениях. Кроме того, установлена нефтегазоносность выветрелой части фундамента на структурах Кенлык, Караванчи, Кызылкия, Акшабулак, Карабулак, Юго-Западный Карабулак и др.

Первооткрывательницей месторождения Майкыз является скважина М-3, где из отложений карагансайской свиты средней юры (интервал перфорации 1588-1591,5 м) получен приток нефти.

Впервые оперативная оценка запасов приведена в 2011 г. Компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Майкыз в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.03.2011 г.» (Протокол №1092-11-П от 25 августа 2011 года). Были подсчитаны запасы по горизонтам М-I, М-II, Ю-II, Ю-IV-1, Ю-IV-2, Ю-IV-3. Запасы углеводородов по месторождению Майкыз составили: по категории С1-55 тыс.т геологических и 22 тыс.т извлекаемых, по категории С2 -415 тыс.т геологических и 103 тыс.т извлекаемых.

После ОПЗ-2011 года в процессе доизучения месторождения Майкыз был опробован продуктивный горизонт арыскупских отложений в скважине М-5 интервал 977-981 м, который дал отрицательный результат о наличии УВС продуктивных горизонтом М-I и М-II. В связи с этим в 2021 г составлен второй «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Майкыз по состоянию на 01.03.21 г. (Протокол ГКЗ РК №2356-21-П от 27.10.21 г.), где подсчитаны запасы карагансайских и дощанских отложений, а также в отчете название продуктивных горизонтов подсчитанные в ОПЗ-2011 года приведены в соответствие общепринятым продуктивным горизонтам принятых по Южно-Торгайскому бассейну Ю-IV-1 на Ю-IV-1-1 и Ю-V-2 на Ю-IV-2-2. Запасы углеводородов по

месторождению Майкыз составили: по категории С1-296 тыс.т геологических и 108 тыс.т извлекаемых, по категории С2 -471 тыс.т геологических и 118 тыс.т извлекаемых. Так же впервые были подсчитаны запасы свободного газа в количестве по категории С2 – 147 млн.мЗ.

На дату составления Подсчета запасов в период с 2021 по 2022 гг на месторождении дополнительных работ по бурению и испытанию не проводилось.

Составлен и утвержден «Отчет переобработка и комплексная интерпретация сейсмических данных 3Д и 2Д по участку 31 (участок Северный). В результате которой перестроены структурные карты по отражающим горизонтам и уточнена геологическая модель месторождения Майкыз. Структурные карты по ОГ IV и IV² были приняты за основу при построении подсчетных планов в данном отчете.

На основании переинтерпретации сейсмических исследований 3Д и 2Д, комплексов ГИС, данных корреляции разрезов по скважинам в разрезе месторождения Майкыз выделены два продуктивных горизонта в карагансайской свите средней юры (Ю-IV-1-1) и дощанской свите нижней-средней юры (Ю-IV-2-2).

Ранее выделенный продуктивный горизонт Ю-IV-1-3 как газоносный по данным ГИС в скважинах М-1 и М-2, при подсчете запасов были отнесены к водоносному горизонту по результатам опробования в скважине М-2. При опробовании интервала 1678,8-1684,7 м получен приток пластовой воды.

В результате обработки представленных недропользователем материалов геологических (стратиграфии, литологии), геофизических (сейсморазведки 3Д, переинтерпретации ГИС), опробовательских работ на месторождении Майкыз установлено многопластовое строение залежей нефти.

Залежи нефти выявлены в отложениях карагансайской свиты средней юры (Ю-IV-1-1) и дощанской свиты нижней-средней юры (Ю-IV-2-2).

Подробная характеристика залежей приведена в Таблице 2.1.2.

Ниже приводится характеристика и геолого-промысловая модель залежей.

Таблица 2.1.2 - Подробная характеристика залежей по горизонтам и блокам

Продуктивный горизонт	Блок	Тип залежи	Абсолютная отметка начального положения ВНК, м	Абсолютная отметка начального положения ГНК, м	Размеры залежи		Высота нефтяной залежи	Высота газовой залежи	Площадь залежи, тыс.м2	Предел изменения общих толщин, м	Предел изменения эфф. газонасыщенных толщин, м	Предел изменения эфф. нефтенасыщенных толщин, м	Ср. взв. эффект. Нефтенасыщенная, толщина, м	Ср. взв. эффект. газонасыщенная, толщина, м	Коэффициенты, д.ед			Кол-во скважин в пределах залежи	Кол-во опроб. скв
					длина, м	ширина, м									пористости нефти / газа	газонасыщенности	нефтенасыщенности		
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Ю-IV-1-1	I	Пластовая сводовая, литологический экранированная	-1522,5	-1468,3	660	550	54,2	20,3	245,9	16-22	7,2	1,4-4,6	2,4	2,9	0,17 / 0,20	0,55	0,52	3	3
	II		-	-1608,8	1400	800	-	3,8	713,6	32	4,1	-	-	1,8	0,33	0,69	-	1	-
	IV	Пластово сводовая тектонический и литологический экранировнная	-1737,5	-	1350	850	6,5	-	1104	35	-	5,9	2,7	-	0,27	-	0,80	1	1
Ю-IV-2-2	I	пластовые сводовые тектонически и литологически экранированные	-1621,2	-	490	410	27,5	-	223	9-48,5	-	6,4-8,8	5,1	-	0,22	-	0,70	2	2
	IV		-1995,9	-	780	470	4,9	-	466	27	-	3,7	2,8	-	0,16	-	0,73	1	1

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-1.

По горизонту выделено три залежи:

- в I блоке нефтяная залежь с газовой шапкой;
- в блоке II газовая залежь;
- в блоке IV нефтяная залежь.

В блоке I выделена нефтяная залежь с газовой шапкой, вскрытая скважинами М-2, М-3 и М-5.

По данным ГИС нефтенасыщенные коллектора установлены в двух пробуренных скважинах (М-2 и М-3), в одной скважине М-5 коллектора газонасыщенные, в двух скважинах М-1 и М-4 литолого-фациально замещены.

Залежь приурочена к поднятию осложненная малоамплитудными тектоническими нарушениями f1, f2, f3, f4. С северо-востока и юго востока залежь ограничена зоной глинизации.

Продуктивность залежи доказана опробованием в скважинах М-2, М-3 и М-5. В скважине М-2 опробован один объект в интервале 1606,4-1611,1 м, получен фонтанный приток нефти дебитом 115,7 м³/сут при 9 мм штуцере.

В скважине М-3 с интервала 1588.0 -1591.5 м (II об.) получен пульсирующий фонтан газа с нефтью. Извлечено нефти объемом 7 м³.

В скважине М-5 с интервалов перфорации 1538,0-1542,0, 1545,0-1546,0, 1552,0-1554,0 м был получен фонтан газа с водой.

Абсолютная минимальная отметка газа в своде минус 1448 м на контуре газоносности минус 1468,3 м, на контуре нефтеносности минус 1522,5 м. Высота газовой залежи 20,3 м, нефтяной залежи 54,2 м.

Газонефтяной контакт принят условно на отметке минус **1468,3 м**, что соответствует нижней отметке газа в скважине М-5. Водонефтяной контакт принят условно на отметке минус **1522,5 м**, что соответствует нижней отметке нефти в скважине М-2.

Залежь по типу резервуара пластово-сводовая, литологический экранированная. Площадь газоносности по блоку 37,8 тыс.м², нефтеносности составляет 234 тыс.м².

Блок II. Газовая залежь в районе скважины ВМ-1 экранирована с северо-запада, юга зоной глинизацией, а с востока контурными водами.

Газовая залежь выделена по ГИС. Абсолютная минимальная отметка газа в своде минус 1605м (скв. ВМ-1) на контуре газоносности минус 1608,8 м, высота газовой залежи 3,8 м. ГВК принято условно на отметке минус **1608,8 м**, что соответствует нижней отметке в скважине ВМ-1.

Площадь продуктивности 713,6 тыс.м².

Блок IV. Нефтяная залежь в районе скважины ЮМ-1 экранирована с севера, запада и востока тектоническими нарушениями F1, F2, а с юга контурными водами.

Залежь доказана опробованием в скважине ЮМ-1, с интервала 1815-1819 м при свабировании получен фонтан нефти дебитом 18,68 м³/сут.

Абсолютная минимальная отметка нефти в своде минус 1731м (скв. ЮМ-1) на контуре нефтеносности минус 1737,5 м, высота нефтяной залежи 6,5 м. ВНК принято условно на отметке минус **1737,5 м**.

Площадь продуктивности 1104 тыс.м².

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2. Выделены два нефтяных залежей в блоках I и IV.

В блоке I. Полусводовая нефтяная залежь вскрыта в скважинах М-4 и М-5. По ГИС коллектора в скважинах М-4 и М-5 нефтенасыщенные в скважинах М-1, М-2 и М-3 водонасыщены.

Залежь с севера экранируется тектоническим нарушением f1, в остальной части контурными водами..

Продуктивность залежи доказана опробованием. В скважине М-4 из интервала 1703,0-1710,0 м (I об.) был получен фонтанный приток нефти с газом дебитом на 5 мм штуцере 60 м³/сут и 11 тыс. м³/сут соответственно. В интервале 1692,0-1696,0 м (II об.) был получен фонтанный приток нефти с газом дебитом нефти на 4 мм штуцере 45-47 м³/сут. В скважине Майкыз-5 в интервале 1678,5-1684,5 м (-1592,9-1598,9 м) был получен фонтанный приток нефти, газа и воды. Дебит нефти на 8 мм штуцере составил 18-19 м³/сут, дебит газа – 24 тыс м³/сут.

Абсолютная минимальная отметка нефти в своде минус 1593,7м (скв. М-5) на контуре нефтеносности минус 1621,2 м, высота нефтяной залежи 27,5 м. Водонефтяной контакт принят условно на отметке минус **1621,2 м**, что соответствует нижней отметке нефти в скважине М-4.

Площадь продуктивности 223 тыс.м².

Блок IV. Полусводовая нефтяная залежь в районе скважин ЮМ-1 экранируется с севера тектоническими нарушениями f9, с юго-запада размывом, а с востока и юга контурными водами.

Продуктивность залежи доказана опробованием в интервале 2073,2-2075,8 м, получен фонтанный приток нефти дебитом 11,52 м³/сут на 3 мм штуцере.

Абсолютная минимальная отметка нефти в своде минус 1991м (скв. ЮМ-1) на контуре нефтеносности минус 1995,9 м, высота нефтяной залежи 4,9 м. ВНК принято на отметке минус **1995,9 м**.

Площадь продуктивности 466 тыс.м².

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности.

По состоянию изученности на 01.01.2023г, из 7-ми пробуренных на месторождении скважин, керн был отобран в 3-х поисково-разведочных скважинах: М-2, М-4 и ЮМ-1. После ОПЗ-2021г новый отбор керна не производился.

Общая проходка с отбором керна по всему разрезу составила – 90,7м, вынос керна – 76,3м, или 84,1% от проходки. Всего проанализировано 134 образца керна, из них 65 образцов признано кондиционными (образцы с проницаемостью и пористостью выше граничных значений).

Из продуктивных горизонтов отобрано 96 образцов, из них 49 кондиционных. Сведения по отбору керна в скважинах приведены в таблице 2.2.1

Таблица 2.2.1-Сведения по отбору керна в разрезе скважин

Возраст	Горизонт	Интервал отбора керна, м		Интервал отбора с привязкой по ГИС, м		Проходка, м	Вынос керна		К-во отобранных обр.	
		кровля	подошва	кровля	подошва		м	%	всего	конд.
Скважина М-2										
J3km2	вне гор.	1564.0	1581.0	1561.5	1578.5	17.0	15.0	88.2	27	11
J2kr	Ю-IV-1-2	1628.0	1637.0	1625.5	1634.5	9.0	8.8	97.8	18	16
J2kr	Ю-IV-1-3	1669.0	1680.0	1674.0	1685.0	11.0	11.0	100.0	17	8
J1-2d	Ю-IV-2-1	1708.0	1724.0	1701.0	1717.0	16.0	13.8	86.3	14	4
J1-2d	Ю-IV-2-2	1733.0	1742.0	1742.0	1751.0	9.0	9.0	100.0	9	8
всего по скв.:						62.0	57.6	92.9	85	47
Скважина М-4										
J3km2	вне гор.	1437.7	1438.5	1438.6	1439.4	0.8	0.8	100.0	2	2
J3km2	вне гор.	1443.6	1446.6	1445.0	1448.0	3.0	3.0	100.0	9	3
J2kr	Ю-IV-1-3	1601.0	1606.3	1602.6	1607.9	5.3	5.3	100.0	15	8
J1-2d	Ю-IV-2-2	1693.7	1695.3	1693.4	1695.0	1.6	1.6	100.0	5	
всего по скв.:						10.7	10.7	100.0	31	13
Скважина ЮМ-1										
J2kr	Ю-IV-1-1	1814.0	1823.0	1810.5	1819.5	9.0	3.0	33.3	7	
J1-2d	Ю-IV-2-2	2071.6	2080.6	2072.6	2081.6	9.0	5.0	55.6	11	5
всего по скв.:						18.0	8.0	44.4	18	5
Всего:						90.7	76.3	84.1	134	65

Отбор керна осуществлялся керноприёмным снарядом «Недра». Интервал долбления варьирует от 1,6 до 17,0 м. Диапазон выноса керна при этом составил от 33,3 до 100%.

Представление о соотношении литологических разностей в отобранном керне по продуктивным комплексам дает таблица 2.2.2, где показан вынос песчано-алевролитовых

и гравийно-конгломератовых пород, являющимися породами-коллекторами и глинисто-аргиллитовых пород.

Таблица 2.2.2 - Содержание литологических разностей

Возраст	Вынос керна, м	Песчаники, алевролиты, конгломераты, гравий		Аргиллит, глина	
	м	м	%	м	%
J3km	20.8	19.85	95.4	0.95	4.6
J2kr	28.1	16.05	57.1	12.05	42.9
J1-2d	31.4	26.6	84.7	4.8	15.3
Итого:	80.3	62.5	77.8	17.8	22.2

Проходка с отбором керна выполнена по отложениям верхней (*J₃-кумкольская свита*), средней (*J₂-карагансайская свита*) и нижней (*J₁-дощанская свита*) юры. Освещенность отбором керна стратиграфических единиц приведена в таблице 2.2.3, где показана освещенность выносом и анализами керна вскрытой толщины.

Общая проходка с отбором керна по всему разрезу составила – 90.7 м. Вынос керна в целом 76.3м, в том числе: по верхнеюрским (*среднекумкольская свита-J₃km₂*) – 18.8 м, по отложениям карагансайской свиты – 28.1м, по отложениям дощанской свиты – 29.4м.

Таблица 2.2.3- Освещенность отбором керна стратиграфических подразделений

Система	Отдел	Свита	Вскрытая толщина	Проходка	Вынос керна	Освещенность выносом керна	К-во обр.		Освещенность анализами керна, ан/м	
			м	м	м	%				
Юрская-Ј	Верхний- <i>J₃</i>	Кумкольская- <i>J₃km₂</i>	1180	20.8	18.8	1.6	38	16	0.03	0.01
	Средний- <i>J₂</i>	Карагансайская- <i>J₂kr</i>	1580	34.3	28.1	1.8	57	32	0.04	0.02
	Нижний- <i>J₁</i>	Дощанская- <i>J₁-2d</i>	1702	35.6	29.4	1.7	39	17	0.02	0.01
Всего:			4462	90.7	76.3	1.7	134	65	0.03	0.01

В скважинах М-1, М-3 и М-4 был отобран шлам.

Исследования керна по скважинам №№ М-2, М-4 и ЮМ-1 выполнены в петрофизической лаборатории ТОО «Мунайгазгеолсервис» (г. Шымкент).

Комплекс стандартных исследований включал в себя определение пористости, абсолютной проницаемости, карбонатности, объемной и минералогической плотности, гранулометрического состава, остаточной водонасыщенности методом центрифугирования.

Интервалы отбора керна представлены в соответствии с привязкой керна к кривым ГИС.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-1.

Общая толщина пласта по I блоку колеблется от 16 до 22 м при среднем значении 19,1 м, эффективная газонасыщенная толщина 7,2 м, эффективная нефтенасыщенная - 3 м. Количество выделенных пластов- 1-5. Коэффициент песчаности по блоку 0,212 д.ед. По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости газа 0,20 д.ед., нефти - 0,17 д.ед., коэффициент газонасыщенности 0,55 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,52 д.ед.

Блок II. Эффективная газонасыщенная толщина – 4,1 м, пористость - 0,33 д.ед., коэффициент газонасыщенности - 0,69 д.ед. По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости газа 0,33 д.ед., коэффициент газонасыщенности 0,69 д.ед.

Блок IV. Эффективная нефтенасыщенная толщина – 5,9 м, пористость - 0,27 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,80 д.ед. По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости нефти -0,27 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,80 д.ед.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2.

В блоке I. Общая толщина пласта по блоку колеблется от 9 до 48,5 м при среднем значении 26,8 м, эффективная нефтенасыщенная – 7,6 м. Количество выделенных пластов- 2-5. Коэффициент песчаности по блоку 0,653 д.ед. По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости 0,22 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,70 д.ед.

Блок IV. Эффективная нефтенасыщенная толщина – 3,7 м, пористость - 0,16 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,73 д.ед. По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости 0,16 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,73 д.ед.

Характеристика толщин пластов приведена в таблице 2.2.4.

Коэффициенты песчаности и расчлененности горизонтов приведены в таблице 2.2.5.

Таблица 2.2.4 – Характеристика толщин пластов

толщина	Наименование	Ю -IV -1 -1			В целом по горизонту	Ю -IV -2 -2			В целом по горизонту				
		I	II	IV		I	II	IV					
Общая	Средняя, м	19,1		32,0	35,0	23,2		26,8		37,0	27,0	28,3	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,588		-	-	0,298		3,148		-	-	2,675	
	Интервал изменения, м	16,0	22,0	32,0	35,0	16	35	9,0	48,5	37,0	27,0	9	49
Эффективная	Средняя, м	4,40		4,10	5,9	4,6		17,30		17,1	16,9	17,2	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,539		-	-	0,419		2,951		-	-	2,500	
	Интервал изменения, м	1,4	7,2	4,1	5,9	1,4	7,2	6,4	40,0	17,1	16,9	6	40
Газонасыщенная	Средняя, м	7,20		4,10	-	5,65		-		-	-	-	
	Коэффициент вариации, д.ед.	-		-	-	0,274		-		-	-	-	
	Интервал изменения, м	7,2		4,1	-	4,1	7,2	-		-	-	-	
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,00		-	5,9	4,0		7,60		-	3,7	6,3	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,533		-	-	0,477		0,435		-	-	0,830	
	Интервал изменения, м	1,4	4,6	-	5,9	1,4	5,9	6,4	8,8	-	3,7	3,7	8,8
Водонасыщенная	Средняя, м	-		-	-	-		23,77		17,1	13,2	20,32	
	Коэффициент вариации, д.ед.	-		-	-	-		2,475		-	-	2,291	
	Интервал изменения, м	-		-	-	-		11,1	40,0	17,1	13,2	11	40

Таблице 2.2.5 - Коэффициенты песчанистости и расчлененности горизонтов

Горизонт	Блок	Кол-во скв.	Коэффициент песчанистости, д.ед.			Коэффициент расчлененности				
			среднее значение	интервал изменения		коэффициент вариации	среднее значение	интервал изменения		коэффициент вариации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ю-IV-1-1	I	5	0,212	0,064	0,353	0,257	2,7	1	5	1,041
	III	1	0,128	0,128		-	1	1		-
	IV	1	0,169	0,169		-	2	2		-
Итого по Ю-IV-1-1		7	0,186	0,064	0,353	0,226	2,2	1	5	3,765
Ю-IV-2-2	I	5	0,653	0,457	0,825	16,361	3,2	2	5	0,652
	III	1	0,462	0,462		-	3	3		-
	IV	1	0,626	0,626		-	6	6		-
Итого по Ю-IV-2-2		7	0,622	0,457	0,825	0,183	3,6	2	6	0,741

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

Исследования физико-химических характеристик глубинных и поверхностных проб нефти, анализы газа, растворенного в нефти, проводились в физико-химической лаборатории ТОО «Мунайгазгеолсервис».

Поверхностные пробы нефти отбирались во время исследований по общепринятой методике после сепаратора в 1-1,5л герметичные емкости в количестве 3-5 литров.

Лабораторные исследования проб пластовой нефти проводились на стационарной установке типа АСМ, позволяющей получать значения характеристик нефти с точностью, достаточной для инженерных расчетов, которые производятся при оценке запасов углеводородов и разработке месторождения. На установке АСМ с отобранными глубинными пробами нефти был проведен соответствующий комплекс исследований, в который входило определение давления насыщения, содержание растворенного газа, объемного коэффициента, плотности и коэффициента сжимаемости. Определение динамической вязкости нефти в пластовых условиях было выполнено с помощью вискозиметра типа ВВДА-1 с катящимся шаром

2.3.1 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти изучались по десяти пробам из скважин М-2, М-3, М-4, М-5 и ЮМ-1 по продуктивным горизонтам Ю-IV-1-1 и Ю-IV-2-2.

Горизонт Ю-IV-1-1 изучался по четырем пробам из трёх скважин М-2 (2 пр.), М-3 и ЮМ-1 в блоках I и IV.

Блок I охарактеризован тремя пробам из скважин М-2 и М-3.

Плотность нефти по блоку изменяется от 0,772 до 0,812 г/см³, в среднем составляет 0,812 г/см³, относится к особо легким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 3,9% масс, асфальтены 0,14% масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым (0,26% масс), парафина к малопарафинистым (1,19% масс). Температура застывания нефти до плюс 8,5оС, вспышки до минус 3оС, начала кипения 70оС. Кинематическая вязкость при 20оС - 7,139 мм²/сек, нефть относится к повышено вязким. Содержание бензиновых фракции при 200 оС – 30%, керосиновых фракций, выкипающих до 300оС - 55%.

Блок IV охарактеризован одной пробой из скважины ЮМ-1.

Плотность нефти составляет 0,811 г/см³, относится к особо легким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 3,0% масс, асфальтены 0,14% масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым (0,26% масс), парафина к парафинистым (4,3% масс). Температура застывания нефти до плюс 10оС, вспышки до минус 2оС, начала кипения 65оС. Кинематическая вязкость при 20оС – 8,273 мм²/сек, нефть относится к повышено вязким. Содержание бензиновых фракции при 200 оС – 24%, керосиновых фракций, выкипающих до 300оС - 50%.

По горизонту **Ю-IV-1-1** плотность нефти характеризуется как особо легкая (0,798 г/см³), парафинистая (2,36%), малосернистая (0,23%), малосмолистая (3,4%), повышено вязкая (6,034мм²/с).

Горизонт Ю-IV-2-2 охарактеризован шестью пробам из трёх скважин М-4 (4 пр.), М-5 (1 пр.) и ЮМ-1 (1пр.) в блоках I и IV.

Блок I охарактеризован пятью пробам из скважин М-4 и М-5.

Плотность нефти по блоку изменяется от 0,806 до 0,818 г/см³, в среднем составляет 0,810 г/см³, относится к особо легким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 3,9% масс, асфальтены 0,14% масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым (0,24% масс), парафина к парафинистым (3,0% масс). Температура застывания нефти до плюс 10оС, вспышки до плюс 8оС, начала кипения 62оС. Кинематическая вязкость при 20оС – 8,746 мм²/сек, нефть относится к повышено вязким. Содержание бензиновых фракции при 200 оС – 27%, керосиновых фракций, выкипающих до 300оС - 52%.

Блок IV охарактеризован одной пробой из скважины ЮМ-1.

Плотность нефти составляет 0,814 г/см³, относится к особо легким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 3,4% масс, асфальтены 0,14% масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым (0,26% масс), парафина к парафинистым (4,2% масс). Температура застывания нефти до плюс 9оС, вспышки до минус 10оС, начала кипения 45оС. Кинематическая вязкость при 20оС – 17,926 мм²/сек, нефть относится к повышено вязким. Содержание бензиновых фракции при 200 оС – 28%, керосиновых фракций, выкипающих до 300оС - 58%.

По горизонту **Ю-IV-2-2** плотность нефти характеризуется как особо легкая (0,812 г/см³), парафинистая (3,6%), малосернистая (0,25%), малосмолистая (3,6%), повышено вязкая (13,336мм²/с).

Результаты лабораторных исследований по скважинам и горизонтам приведены в таблице 2.3.1.1

Таблица 2.3.1.1 – Физико-химическая характеристика нефти в поверхностных условиях

№ п/п	№№ скв.	Блок	Дата отбора	Интервал перфорации,м	Плотность,г/см³	Кинематическая вязкость, мм²/с				Температура, °С		Парафин, %	Групповой углеводородный состав, % масс					Молекулярный вес	Фракционный состав по Энглеру, % масс							на конец испыт.	Организация, проводившая исследования
						20°	30°	40°	50°	вспышки	застывания		серы	воды	смолы	асфальтены	механических примесей		НК ⁰	100°	150°	200°	250°	300°	КК ⁰		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Горизонт Ю-IV-1-1																											
1	М-3	I	05.04.2010г	1588-1591,5	0,772	2,691	2,173	1,712	1,444	<-25	-25	1,6	0,18	отс.	3,2	0,12	0,04	135,31	80	6	27	41	54	67	370	94	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
2	М-2	I	18.06.2014г	1606,4-1611,1	0,811	6,973	3,774	3,101	2,605	-3	8	1,29	0,26	26	3,6	0,14	0,07	167,89	70	5	18	29	40	55	370	92	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
3	М-2	I	09.07.2014г	1606,4-1611,1	0,812	7,304	3,802	3,194	2,609	-3	9	1,09	0,25	30	4,1	0,14	0,07	168,88	70	4	19	31	42	54	372	91	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
Сред. знач по скв.					0,812	7,139	3,788	3,148	2,607	-3,0	8,5	1,19	0,26	28	3,9	0,14	0,07	168,39	70	5	19	30	41	55	371	92	-
4	ЮМ-1	IV	16.04.2021	1815-1819	0,811	8,273	4,585	3,143	2,509	-2	10	4,3	0,26	0,3	3	0,14	отс.	169,88	65	3	12	24	35	50	380	94	ТОО "МГГС"
Сред. по гор. Ю-IV-1-1					0,798	6,034	3,515	2,668	2,187	-2,5	-2,2	2,36	0,23	14,2	3,4	0,13	0,06	157,86	72	5	19	32	43	57	374	93	
Горизонт Ю-IV-2-2																											
5	М-4	I	02.07.2014г	1692-1696	0,818	11,156	5,112	4,005	3,331	7	10	2,02	0,26	10	5,6	0,15	0,005	175,03	75	3	13	28	39	58	370	88	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
6	М-4	I	17.05.2010г	1703-1710	0,806	-	-	-	-	12	10	2,8	0,22	отс.	3,2	0,13	0,02	159,36	55	5	17	27	38	51	332	84	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
7	М-4	I	23.05.2010г	1703-1710	0,806	6,837	4,346	3,243	2,59	13	9	2,5	0,21	отс.	3,6	0,11	0,02	159,36	55	5	16	28	39	50	330	82	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
8	М-4	I	14.10.2010г	1703-1710	0,810	13,48	6,366	3,681	3,494	-8	12	16,4*	0,23	отс.	3,8	0,14	0,06	166,91	60	8	20	31	40	53	360	90	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
9	М-5	I	20.11.2018г	1678,5-1684,5	0,810	8,245	4,573	3,175	2,499	-1	10	4,7	0,27	0,5	3,1	0,15	отс.	167,96	64	4	12	23	36	49	378	95	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
Сред. знач по I бл.					0,810	8,746	4,677	3,474	2,807	8	10	3,0	0,24	5,3	3,9	0,14	0,02	165,43	62	4	15	27	38	52	353	87	-
10	ЮМ-1	IV	14.12.2020г	2073,2-2075,8	0,814	17,926	4,97	3,278	2,595	-10	9	4,2	0,26	отс.	3,4	0,14	отс.	178,24	45	6	15	28	39	58	378	96	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
Сред. по гор. Ю-IV-2-2					0,812	13,336	4,824	3,376	2,701	-1	9	3,6	0,25	5,3	3,6	0,14	0,02	171,83	54	5	15	27	39	55	365	92	-

Примечание: * - отбракованные пробы

2.3.2 Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Свойства глубинных проб нефти изучены по 15 пробам отобранных из трех скважин (М-2, М-4 и ЮМ-1) из горизонтов Ю-IV-1-1 и Ю-IV-2-2.

Результаты исследования глубинных проб нефти приведены в таблице 2.3.2.1.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-1. Свойства нефти изучены по шести пробам из скважин М-2 (инт.1606,4-1611,1 м) блок I и ЮМ-1 (инт.1815-1819 м) блок II.

Блок I охарактеризована тремя пробами из скважины М-2, из них две пробы оказались не представительными, в связи с низким газосодержанием (2,81-3,18 м3/т).

Плотность нефти в пластовых условиях равна 0,670 г/см³., динамическая вязкость – 0,65 мПа·с, усадка составляет 24,89 %, газосодержание – 135,29 м3/т. Объемный коэффициент – 1,333 (пересчетный коэффициент 0,750). Пластовое давление и температура составляют 15,27 МПа и 65,3оС соответственно.

Блок II в районе скважины ЮМ-1 изучена по трем пробам со следующими средними значениями: плотность нефти в пластовых условиях - 0,713 г/см³, объемный коэффициент – 1,597 (пересчетный коэффициент 0,626), газосодержание – 152,63 м3/т, усадка – 35,49 %, динамическая вязкость – 0,69мПа·с, Пластовое давление и температура составляют 16,7 МПа и 72оС.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2. Свойства нефти изучены по девяти пробам из скважин М-4 (инт.1692-1696 м и 1703-1710м) блок I и ЮМ-1 (инт.2073,2-2075,8 м) блок II.

Блок I охарактеризована шестью пробами из скважины М-4 со следующими средними значениями: плотность нефти в пластовых условиях - 0,613 г/см³, объемный коэффициент – 1,552 (пересчетный коэффициент 0,644), газосодержание – 213,31 м3/т, усадка – 35,02 %, динамическая вязкость – 0,54мПа·с, Пластовое давление и температура составляют 16,13 МПа и 66,25оС.

Блок II в районе скважины ЮМ-1 изучена по трем пробам со следующими средними значениями: плотность нефти в пластовых условиях - 0,747 г/см³, объемный коэффициент – 1,668 (пересчетный коэффициент 0,599), газосодержание – 151,60 м3/т, усадка – 44,49 %, динамическая вязкость – 0,67мПа·с, Пластовое давление и температура составляют 17,96 МПа и 77,3оС.

Таблица 2.3.2.1 – Свойства нефти в пластовых условиях

№№ п/п	№№ скв	Блок	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Глубина отбора, м	Пластовая температура, °С	Давление, МПа		Газосодержание		Объемный коэффициент	Усадка, %	Плотность нефти, г/см³		Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Коэффициент растворимости газа,м³/м³ МПа	Организация, проводившая исследования
							насыщения	пластовое	м³/т	м³/м³			при пластовом давлении	сепарированной нефти (при 20°С)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Горизонт Ю-IV-1-1																	
1	М-2	I	1606,4-1611,1	18.06.2014г	1582	65,3	13,85	15,27	135,29	109,72	1,333	24,89	0,6700	0,811	0,65	7,922	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
							12,4		2,81*	3,03*	1,023	2,25*	1,056*		1,015*	0,244*	
							12,55		3,18*	3,43*	1,055	5,21*	1,024*		1,015*	0,273*	
Сред. знач по I бл.						65,3	13,85	15,27	135,29	109,72	1,333	24,89	0,670	0,811	0,65	7,922	-
2	ЮМ-1	IV	1815-1819	25.04.2021г	1816	72	12,4	16,7	150,29	121,89	1,634	33,67	0,715	-	0,69	0,170	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
							12,2		155,33	125,97	1,675	35,55	0,711		0,68	0,255	
							12,6		152,26	123,48	1,482	37,26	0,714		0,69	0,184	
Сред. знач по IV бл.						72	12,4	16,7	152,63	123,78	1,597	35,49	0,713	-	0,69	0,203	-
Сред. по гор. Ю-IV-1-1						68,7	13,1	16,0	143,96	116,75	1,465	30,19	0,692	0,811	0,668	4,063	-
Горизонт Ю-IV-2-2																	
3	М-4	I	1692-1696	02.07.2014г	1660	67,7	10,15	14,59	164,69	134,72	1,415	29,33	0,649	0,818	0,65	13,273	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
							10,7		208,19	170,3	1,485	32,66	0,637		0,54	15,916	
							10,45		190,86	156,12	1,456	31,32	0,642		0,58	14,940	
4	М-4	I	1703-1710	17.05.2010г	1680	66,8	13,8	17,66	246,39	198,53	1,776	43,69	0,566	0,806	0,47	14,39	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
							13,6		238,82	192,49	1,734	42,33	0,576		0,47	14,15	
							13,2		230,93	186,13	1,445	30,8	0,611		0,5	14,1	
Сред. знач по I бл.						67,3	12,0	16,13	213,31	173,05	1,552	35,02	0,613	0,812	0,54	14,46	-
5	ЮМ-1	IV	2073,2-2075,8	04.12.2020г	2000	77,26	13,4	17,96	151,28	123,14	1,640	45,53	0,750	-	0,67	0,017	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
							13,25		153,26	124,75	1,674	43,75	0,745		0,66	0,016	
							13,3		150,27	122,32	1,692	44,19	0,747		0,68	0,017	
Сред. знач по IV бл.						77,26	13,3	17,96	151,6	123,4	1,669	44,49	0,747	-	0,67	0,017	-
Сред. по гор. Ю-IV-2-2						72,3	12,7	17,0	182,5	148,2	1,610	39,76	0,680	0,8	0,60	7,239	-

Примечание: * - отбракованные пробы

2.3.3 Состав и свойства растворенного в нефти газа

На момент составления данного отчета, по месторождению проведен анализ газа, растворенного в нефти по 9 ти пробам из 4-х скважин УМ-3, М-4, М-5 и ЮМ-1К.

Состав и свойства попутного газа изучены по устьевым пробам скважин М-3, М-4 и ЮМ-1, по скважине М-4 было проведено исследование газа, выделившегося из пластовых глубинных проб, замеренные параметры последних были отображены в данном отчете.

Пробы отобраны из продуктивных горизонтов Ю-IV-1-1 и Ю-IV-2-2. Основными компонентами изученных образцов газа являются метан, этан, пропан и бутаны.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-1.

Блок I компонентный состав газа изучен по трем пробам из 2-х скважин М-2 и М-3. Содержание компонентов по блоку в среднем составляют (в %): метана – 43,9, этана – 12,4, пропана – 25,5, бутанов – 8,6, пентанов – 3,7. Сероводород отсутствует. Содержание азота составляет 6,8 %, углекислого газа – 1,00, кислорода – 1,9. Плотность газа составляет 1,115 кг/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования в скважинах М-2 и М-3 метан-пропанового состава.

Блок II залежь в районе скважины ЮМ-1, компонентный состав газа изучен по одной пробе из интервала 1815-1819м, содержание метана составляет 76,8 %, этана – 11,38 %, пропана – 3,87 %, бутанов – 3,3 %, пентанов – 1,3 %, углекислого газа – 0,1 %, азота – 1,8 %, кислород – 0,8 %. Плотность газа составляет 0,796 кг/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования в районе скважины ЮМ-1 метан-этанового состава.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2. Растворенный газ изучен по пяти пробам из блоков I и II в скважинах М-4 (3 пр.) и М-5 (1 пр.), ЮМ-1 (1пр.)

Блок I содержание компонентов в среднем составляют (в %): метана – 60,7, этана – 15,4, пропана – 9,0, бутанов – 5,5, пентанов – 2,4. Сероводород отсутствует. Содержание азота составляет 4,3 %, углекислого газа – 1,1, кислорода – 1,5. Плотность газа составляет 0,922 кг/м³.

Блок II компонентный состав газа изучен по одной пробе. Содержание метана составляет 79,6 %, этана – 10,8 %, пропана – 2,9 %, бутанов – 0,8 %, пентанов – 3,0%. Сероводород отсутствует. Содержание азота составляет 2,0%, углекислого газа – 0,1, кислорода – 0,4. Плотность газа составляет 0,828 кг/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ продуктивного горизонта Ю-IV-2-2 метан-этанового состава.

Результаты анализов газа, растворенного в нефти, приведены в таблице 2.3.3.1.

Таблица 2.3.3.1 – Компонентный состав растворенного в нефти газа

№№ п/п	№№ скв	Блок	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Теплота сгорания, ккал/м³		Содержание компонентов, % объем																Относительная плотность по воздуху	Молекулярная масса, г/моль	Организация, проводившая исследования
					низшая	высшая	метан	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан	нео пентан	гексаны	гептаны	октан	нонан	сероводород	кислород	углекислый газ	азот			
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Горизонт Ю-IV-1-1																									
1	М-3	I	1588-1591,5	05.04.2010г	12476,0	13610,7	45,3	16	24,1	2,0	3,0	0,7	1,2	-	-	-	-	-	отс.	1,6	1,3	6,8	1,05	-	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
2	М-2	I	1606,4-1611,1	18.06.2014г	12276,5	13388,9	43,1	16,9	20,6	5,1	5,3	1,5	1,7	-	0,2	-	-	-	отс.	2,2	0,5	3,1	1,1	-	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
3	М-2	I	1606,4-1611,1	09.07.2014г	12651,7	13792,1	44,6	7,9	30,3	3,3	3,5	2,1	2,1	-	0,2	-	-	-	отс.	1,6	1,5	2,9	1,13	-	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
Сред. знач по II бл.					12464,1	13590,5	43,9	12,4	25,5	4,2	4,4	1,8	1,9	-	0,2	-	-	-	-	1,9	1,00	3,0	1,115	-	-
4	ЮМ-1	IV	1815 - 1819	16.04.21	9654,74	10611,8	76,8	11,38	3,87	1,6	1,7	0,5	0,8	-	0,7	-	-	-	-	0,8	0,1	1,8	0,796	-	-
Сред. по гор. Ю-IV-1-1					11531,6	12604,3	55,3	13,3	17,8	2,6	3,0	1,0	1,3	-	0,5	-	-	-	-	1,4	0,8	3,9	0,987	-	-
Горизонт Ю-IV-2-2																									
5	М-4	I	1703-1710	17.05.2010г	10746,4	11763,1	58,5	17,1	10,2	1,3	3,1	0,8	1,12	-	следы	-	-	-	отс.	2,1	2,0	3,9	0,895	-	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
6	М-4	I	1703-1710	23.05.2010г	9937,3	10878,6	53,7	17,5	9,1	2,5	2,4	1,0	2,2	-	-	-	-	-	отс.	2,1	1,1	8,5	1,01	-	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
7	М-4	I	1692-1696	02.07.2014г	11056,7	12087,8	53,9	15,4	12,9	4,9	4,4	1,8	1,4		0,4				отс.	1,1	0,6	3,2	0,997		ТОО "Мунайгазгеолсервис"
8	М-5	I	1678,5-1684,5	20.11.2018г	9649,7	10599,7	76,8	11,4	3,9	1,6	1,7	0,5	0,8	-	0,7	-	-	-	отс.	0,8	0,5	1,6	0,786	-	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
Сред. знач по II бл.					10347,5	11332,3	60,7	15,4	9,0	2,6	2,9	1,0	1,4	-	0,6	-	-	-	-	1,5	1,1	4,3	0,922	-	-
9	ЮМ-1	IV	2073,2-2075,8	25.11.2020г	9222,3	10149,5	79,6	10,8	2,9	0,4	0,4	0,9	2,1	-	0,5	-	-	-	отс.	0,4	0,1	2,0	0,734	-	ТОО "Мунайгазгеолсервис"
Сред. по гор. Ю-IV-2-2					9784,9	10740,9	70,2	13,1	6,0	1,5	1,7	1,0	1,7	-	0,5	-	-	-	-	1,0	0,6	3,2	0,828	-	-

2.3.4. Состав и свойства свободного газа

На месторождении Майкыз в горизонте Ю-IV выделены газовая шапка в блоке I (скв. М-5) и газовая залежь в блоке II (скв. ВМ-1).

Состав и свойства свободного газа горизонта Ю-IV-1-1 изучены по одной пробе из скважины М-5. Исследования проведены компанией ТОО «Мунай Консалтинг» (г. Шымкент), пробы отобраны с устья.

Компонентный состав свободного газа месторождения Майкыз из продуктивного горизонта: Ю-IV-1-1 изучен одной устьевой пробой в скважине М-5 из интервала 1538-1542, 1545-1546, 1552-1554 м.

Содержания компонентов составляют: метана – 81,145%, этана – 6,715%, пропана – 3,613 %, бутанов – 2,375 %, пентанов – 1,389%, азота – 1,551%. Теплота сгорания, ккал/м³: высшая 9976,7886, низшая 9063,9571. Плотность газа по отношению к воздуху составляет – 0,658 кг/м³.

Компонентный состав газа приведены в таблице 2.3.4.1

Таблица 2.3.4.1 - Компонентный состав свободного газа

№ скв	М-5
Интервал перфорации, м	1538-1542, 1545-1546, 1552-1554
Горизонт Ю-IV-1-1	
Дата отбора	02.09.2019 г
Теплота сгорания, ккал/м ³	
низшая	9063,95
высшая	9976,79
Содержание компонентов, % объем	
метан	81,145
этан	6,715
пропан	3,613
изо-бутан	1,0
н-бутан	1,4
изо-пентан	0,575
н-пентан	0,814
нео пентан	0,814
сероводород	отс.
кислород	1,162
углекислый газ	1,005
азот	1,551
Относительная плотность по воздуху	0,658
Молекулярная масса, г/моль	-
Организация, проводившая исследования	ТОО "МунайКонсалтинг"

По месторождению Майкыз в результате лабораторных исследований не определены пластовое давление, пластовая температура и коэффициент сжимаемости, в связи с этим подсчетные параметры при подсчете запасов газа параметры приняты по аналогии с месторождением Майбулак Северный.

Характеристика свободного газа месторождения Майбулак Северный приведены в таблице 2.3.4.2.

Таблица 2.3.4.2 - Характеристика свободного газа месторождения Майбулак Северный

Горизонт Ю-V-2	
№ скв	КМ-14
Интервал опробования, м	2024-2080
Давление пластовое / критическое	20 / 4,53
Температура пластовая / критическая	75 / 224
Приведен. Давление	4,44
Приведен. Температура	1,55
Коэфф. Сжимаемости, д.ед	0,806
Поправки на откл. От закона бойля-Мариотта	1,241
На температуру	0,842
Плотность относительная, кг/м ³	0,647
Содержание, % мол.	
Метан	75,77
Этан	8,09
Пропан	5,97
Бутаны	3,76
Пентаны	1,51
Гексан	0,31
Углекислый газ	1,42
Азот	3,17

2.3.5. Товарная характеристика нефти

Товарные свойства нефти, отобранной в скважине М-4 из интервала 1703-1710м (продуктивный горизонт Ю-IV-2-2), изучены в физико-химической лаборатории ТОО «Мунайгазгеолсервис».

Нефть темно-коричневого цвета, застывает при температуре +12°C. По товарным свойствам нефть относится к высококачественной, легкой, плотность – 0,806 г/см³, малосернистой, содержание серы – 0,21%, малосмолистой – смол 3,8%, асфальтенов 0,14%, высокопарафинистая – содержание парафина 8,16%.

Общее содержание светлых фракций в нефти до 90% от объема, из них 31% от объема выкипает до 200°C, а 71% от объема выкипает до 350°C. Нефть маловязкая. При t=20°C $\nu=13,48$ мм²/с, при t=30°C $\nu=6,366$ мм²/с, при t=40°C $\nu=3,681$ мм²/с, при t=50°C $\nu=3,494$ мм²/с. Температуры: застывания нефти - +12°C, вспышки - (-8)°C. Кислотное число-0,002 мл КОН (гидроокись калия) на 100мл топлива. Молярная масса - 166,91.

Результаты исследований товарно-технологических свойств нефти.

Бензины. Бензиновые фракции прямой перегонки до 180°C обычно имеют низкое октановое число, поэтому они могут служить сырьем для каталитического риформинга, для получения высокооктановых бензинов, как автомобильных, так и авиационных. Товарный бензин получают в результате алкимирования, соблюдая пропорцию фракционного состава. Отсутствие агрессивных соединений (серы, водорастворимых кислот и щелочей), малое содержание кислотности (до 0,003 мг КОН/л), выдержка на медную пластинку - эти фракции, можно отнести к высококачественному бензину-сырцу.

Керосиновые дистилляты. Фракции реактивного топлива после гидроочистки могут служить сырьем для получения из них топлива для реактивных двигателей марки (ТС, Т-1 или Т-2) или же сырьем для каталитического крекинга для получения товарных автомобильных бензинов. Без гидроочистки фракции могут служить как керосин осветительный, соответствующий маркам КО-22 и КО-30.

Дизельные дистилляты. Фракции дизтоплива по многим параметрам близки к дизтопливу марки "Л", за исключением цетанового числа, повышенные значения которых можно объяснить присутствием некоторой части легких фракций, в частности керосиновых дистиллятов.

Мазут. Характеристики остатков нефти различной глубины отборов по своим параметрам не соответствует флотскому мазуту марки Ф-5, в частности температурой застывания, высокое значение которой обуславливается большим содержанием парафина. Обычно для получения товарного мазута любой марки остатки депарафинируют и добавляются присадки с некоторым количеством легких фракций. В данном случае остатки различной глубины отборов могут служить сырьем для получения товарного мазута (котельное топливо), где небольшая зольность является хорошим показателем.

Особенностью нефти является то, что из её остатков с различной глубины отбора можно получить от 40 до 43 % сырья для получения базовых масел.

Из-за хорошей коксуемости остатков с различной глубины отборов можно получить кокс от 4 до 8 % от массы остатка.

2.3.6. Состав и свойства пластовых вод

На месторождении Майкыз пластовые воды изучены по 6-ти пробам отобранных в 4-х скважинах (М-2, М-3, М-4, М-5) из горизонтов Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3 и Ю-IV-2-2. Из них три пробы воды, отобранные во время проведения ГДИС из скважин М-2 и М-4 признаны некондиционными из-за высокой минерализации (120,9-123,5 г/л).

Пробы воды были проанализированы в лаборатории ТО «Мунайгазгеолсервис».

Пластовые воды юрских отложений карагансайской свиты исследованы по 3 кондиционным пробам, отобранных из 3-х скважин (М-2, М-3, М-5) из водоносных горизонтов Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3.

Значение минерализации по отобранным пробам изменяется от 88,75 г/л до 89,01 г/л. В среднем по среднеюрским отложениям значение минерализации составляет 88,9 г/л.

Плотность пластовой воды по среднеюрским отложениям изменяется от 1,059 до 1,081 г/см³, в среднем 1,061 г/см³.

Пластовые воды сопредельных месторождений и месторождения Майкыз по классификации В.А. Сулина определяются как соленые и рассолы хлоридно-кальциевого типа хлоридной группы натриевой подгруппы.

На месторождении Сарыбулак, расположенном недалеко к востоку от месторождения Майкыз, в скважине ЮБ-3 опробован и исследован водоносный горизонт отложений средней юры в интервале 1542-1548 м. Химический анализ показал содержание (в г/л): хлоридов – 55,78; гидрокарбонатов – 0,436; сульфатов – 0,017; кальция – 2,336; натрия + калия – 27,35 г/л. Общая минерализация равна 89,262 г/л. Вода жесткая, слабокислая, с удельным весом 1,069 г/см³, хлоридно - кальциевого типа.

В воде обнаружены микрокомпоненты в незначительных количествах (мг/л): иодиды – 2,1, бораты – 128,21 и бромиды – 0,75.

Величина минерализации в палеозойских отложениях (с учетом других месторождений) меняется: от 40 до 74 г/л, в юрских горизонтах - от 46 до 86,4 г/л, в неокомских горизонтах - от 32 до 51 г/л. Водородный показатель меняется в юрских горизонтах от 6,6 до 7,12; в неокомских горизонтах от 6,8 до 7,6 – воды слабокислые до щелочных.

Содержание сульфатов в водах невысокое и колеблется от 208 до 941 мг/л. Воды очень жесткие, горячие 62-67°С. Плотность пластовой воды в юрских горизонтах 1,053 г/см³.

Микрокомпоненты в водах присутствуют в незначительных количествах. В неокомских водоносных горизонтах содержание катионов в мг/л меняется в пределах: лития – 2,24÷3,16; рубидия – 0,02÷0,05; цезия - <0,005÷0,05; стронция – 6,26; урана – 0,01; радия – 2,36·10⁻¹¹; кремния – 204,3÷216,7.

Анализ данных по гидродинамике свидетельствует о хороших фильтрационных свойствах коллекторов. Совокупность данных по гидрогеологии района месторождения позволяет предположить упруго-водонапорный режим работы залежей.

Воды альб - сеноманских и турон - сенонских водоносных горизонтов хорошо изучены на Кумкольском месторождении (12-13).

Альб - сеноманские пластовые воды хлор - магниевого и хлор -кальциевого типа с минерализацией от 1,18 до 5,2 г/л, содержат гидрокарбонаты 150-259 мг/л, сульфаты от 310 до 970 мг/л, хлориды от 144 до 4960 мг/л. Воды кислые, по жесткости гораздо мягче, почти близкие с питьевой водой, в отдельных пробах отмечается барий от 0,3 до 1,5 мг/л.

Из перечисленных пластовых вод наименьшую минерализацию имеют сенонские – до 1-1,5 г/л и туронские – от 1 до 2,2 г/л воды.

Сведения о физических свойствах воды и химическом составе приведены в таблице 2.3.6.1.

2.3.6.1 Возможность использования пластовых вод

Пластовые воды для получения микроэлементов в промышленных целях непригодны.

Воды, извлекаемые попутно с нефтью, можно использовать в качестве заводнения продуктивных пластов для поддержания пластового давления.

Воды верхних водоносных горизонтов (альб-сеноманские и турон-сенонские) могут быть использованы для организации орошаемого земледелия, водоснабжения и обводнения пастбищных территорий, а также для технических целей и бытовых нужд. В качестве питьевой воды и для заводнения они не пригодны.

Для питьевого водоснабжения рекомендуется использовать воды неоген-четвертичных и турон-сенонских водоносных комплексов.

2.4 Физико-гидродинамическая характеристика

Керн исследовался в лаборатории ТОО «Мунайгазгеолсервис» (г.Шымкент). Исследования проводились при атмосферных условиях в следующей последовательности: изготовление образцов, отмывка от нефти в аппаратах Сокслета спиртово-бензольной смесью, сушка, после чего проводились следующие определения:

- газопроницаемости, мД
- пористости (открытая/полная), д.ед.;
- плотности объемной/минералогической, г/см³;
- гранулометрического состава, д.ед;
- карбонатности, д.ед.;
- определение удельного веса, г/см³;
- замер удельного электрического сопротивления, Омм;
- определение остаточной водонасыщенности, д.ед.

Подготовка образцов к исследованиям осуществлялась в соответствии с существующими ГОСТ и инструкциями. В соответствии с ними все образцы отмывались от природных солей, находящихся в остаточной воде. При наличии в образцах керна углеводородов они экстрагировались в аппаратах Сокслета. Сушка проводилась при температуре 105° С.

Пористость определялась стандартным методом жидкостного насыщения, путем вакуумирования образцов в эксикаторах, входящих в аппаратуру АКМ. В качестве насыщающей жидкости использовался очищенный от поверхностно-активных веществ керосин.

Определение абсолютной газопроницаемости выполнялась методом нестационарной фильтрации по общепринятой методике ВНИГНИ, с использованием двухтрубного пьезометра и кернодержателя с гидрообжимом.

Карбонатность определялась стандартным объемным методом в серийном аппарате АК-4 из комплекта АКМ с использованием навески образцов 0,5-2,0 г и 10 % раствора соляной кислоты. Кроме того, общее количество растворимых в соляной кислоте компонентов определялось по потере веса образцов при их подготовке к гранулометрическому анализу.

Объемная плотность образцов определялась методом парафинирования, путем гидростатического взвешивания и по результатам взвешивания при определении пористости.

Минералогическая плотность определялась пикнометрическим методом, путем вакуумирования и гидростатического взвешивания, в качестве рабочей жидкости использовался керосин.

Гранулометрический состав определялся гравико-ситовым методом. Содержание фракции менее 0,01 мм определялось путем отмучивания в батарейных стаканах.

Определение удельного электрического сопротивления при 100% водонасыщенности определялось при обычных условиях на аппарате В-7-10 по двухэлектродной схеме, в качестве насыщающей жидкости использовалась модель пластовой воды. Замеры проводились при различной степени насыщенности образцов для определения параметра пористости (Рп).

Остаточная водонасыщенность (Кво) определялась методом центрифугирования. Метод центрифугирования заключается в помещении насыщенного образца породы в поле с ускорением, в ϵ раз превосходящее ускорение свободного падения, под воздействием которого происходит его гравитационное обезвоживание. Значение ϵ рассчитывается по следующей формуле:

$$\epsilon = \omega^2 r_{\text{вр}} / g,$$

Где $r_{\text{вр}}$ – радиус вращения образца,

ω – угловая скорость,

g – ускорение свободного падения ($9,81 \text{ м}^2/\text{с}^2$).

Исходя из расчета угловой скорости $\omega = 2 \pi n / 60$, ϵ будет равно:

$$\epsilon = 1,11 \cdot 10^5 \text{ гвр } n^2,$$

где n – число оборотов центрифуги.

Способ центрифугирования определения остаточной воды достаточно быстр и точен. Так для образцов песчаных пород создается давление вытеснения до 3 кгс/см^2 , что обеспечивает удаление из них в основном только свободной воды и получение остаточной водонасыщенности, близкой к определяемой капиллярметрическим методом. Образцы породы (стандартные цилиндры), высушенные до постоянной массы взвешивают на аналитических весах (M_1). Затем их насыщают раствором, моделирующим пластовую воду, повторно взвешивают на воздухе (M_2) и измеряют их сопротивление. По полученным данным определяют полную водонасыщенность образцов $K_{\text{в}100\%} = M_2 - M_1$.

2.4.1. Результаты лабораторных исследований

В таблице 2.4.1.1 представлены виды исследований, проведенных в лаборатории и количество определений.

Таблица.2.4.1.1-Виды исследований, проведенных на керне

Виды исследований	Возраст/горизонт						Всего
	<i>J3km</i>	<i>J2kr</i>			<i>J1-2d</i>		
	<i>вне гор.</i>	<i>Ю-IV- 1-1</i>	<i>Ю-IV- 1-2</i>	<i>Ю-IV- 1-3</i>	<i>Ю-IV- 2-1</i>	<i>Ю-IV- 2-2</i>	
Пористость открытая/полная, обр.	38/38	7/7	18/18	32/32	14/14	25/25	134/134
Плотность объемная/минералогическ ая, обр.	38/38	7/7	18/18	32/32	14/14	25/25	134/134
Карбонатность/объемным методом, обр.	38/38	2/-	18/18	32/32	14/14	14/14	118/116
Проницаемость, обр.	37	7	18	32	4	25	123
Кво, обр.	37	-	18	32	4	17	108
Гранулометрический состав, обр.	37	2	18	32	14	19	122
Параметр пористости-Рп	37	7	18	32	4	25	123

Зерновая плотность –пористость

В данной работе были построены сопоставления зерновой и объемной плотности от пористости. Отобранные на анализ образцы керна представлены терригенными породами (алевролитами, алевритистыми песчаниками, песчаниками и гравелитистыми конгломератами). Образцы, представленные аргиллитами, не учитывались, согласно литологическому описанию образцов.

Сопоставление плотности зерен от открытой пористости представлены по стратиграфическим подразделениям, в виде графика рис.2.4.1(а) и гистограммы (б), где N-накопленная частота случаев.

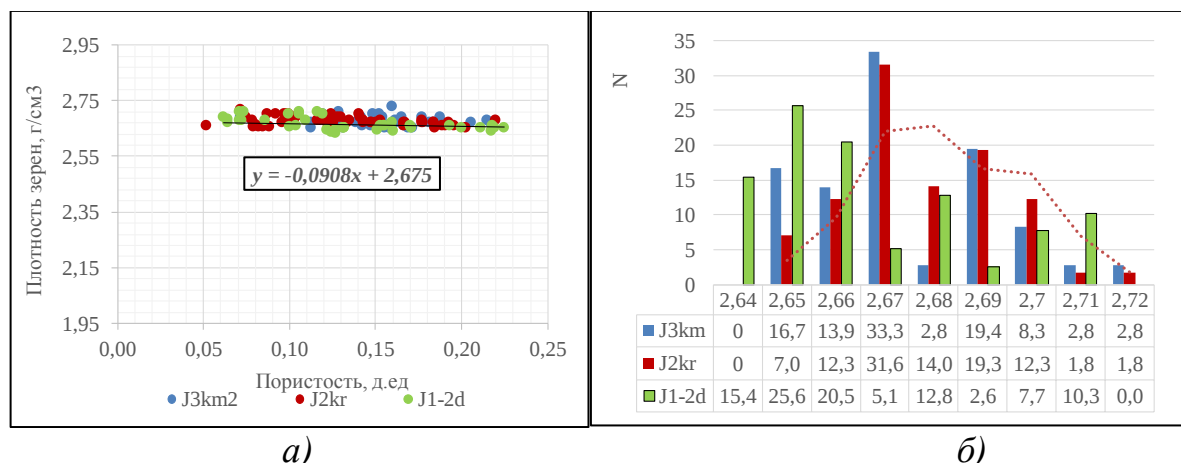


Рис. 2.4.1-Сопоставление зерновой плотности от пористости.

При сопоставлении зерновой плотности от пористости (рис.2.4.1 а, б, в), видно, что для основной массы образцов минеральные плотности зерен варьируются в диапазоне от 2,64 до 2,72г/см³, в среднем составляя 2,675г/см³.

Объемная плотность– пористость

При интерпретации данных плотностного каротажа используется значение объёмной плотности пород, определённые на образцах керна при стандартных исследованиях, а именно, на графике сопоставления плотности пород с пористостью, в качестве плотности «скелета» принимается значение, соответствующее «нулевой пористости».

На рис.2.4.2 представлено сопоставление плотности породы от пористости для стратиграфических подразделений.

Уравнение связи имеет следующий вид:

$$\delta n = -2,72Kn + 2,68 \quad R^2 = 0,95 \quad (2.4.1)$$

Как видно из представленного графика, при «нулевой пористости» плотность «скелета» будет равна 2,68 г/см³, что и было принято в качестве рекомендуемой величины при интерпретации ГИС.

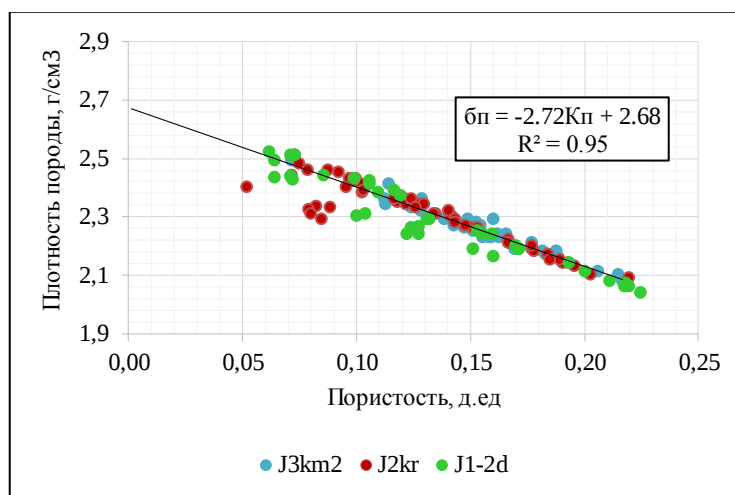


Рис. 2.4.2-Сопоставления плотности породы от открытой пористости:

Обоснование граничных значений фильтрационных свойств коллекторов

Разделение пород вскрытого разреза скважин на «коллекторы» и «неколлекторы» проводится по граничным значениям их физических свойств: пористости, проницаемости, глинистости.

Граничное значение проницаемости, равное $1 \cdot 10^{-3}$ мкм², принято по общепринятой классификации Теодоровича Г.И. для терригенных отложений при нормальной вязкости нефти. Для подтверждения данной величины был построен график зависимости Кпр от Кво, представленный на рис.2.4.3. Остаточная водонасыщенность определена методом центрифугирования на 101 образце из скв. № М-2, М-4 и ЮМ-1 (отложения J3km, J2kr, J1-2d).

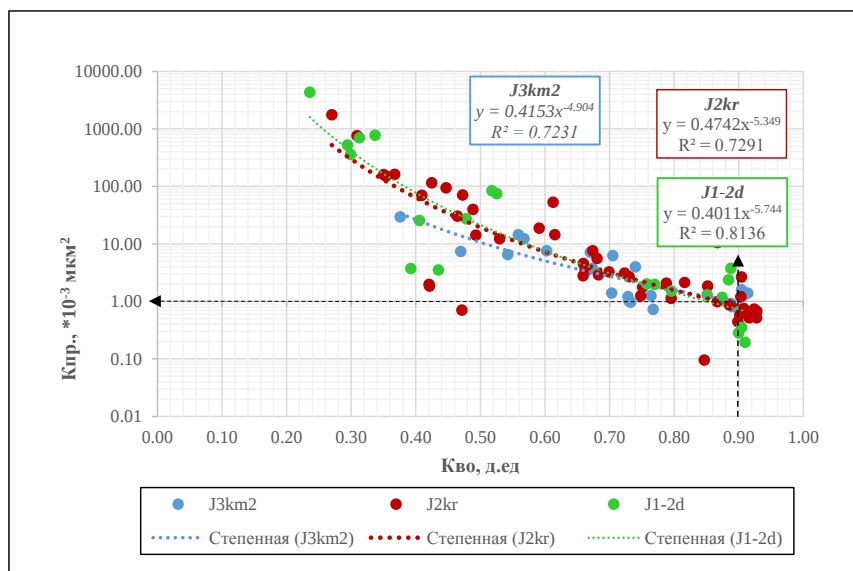


Рис.2.4.3-Зависимость Кпр от Кво

Как видно из рис.2.4.3, остаточная водонасыщенность-Кво образцов составляет в основном 0,9 д.ед, что соответствует граничному значению проницаемости равному $1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

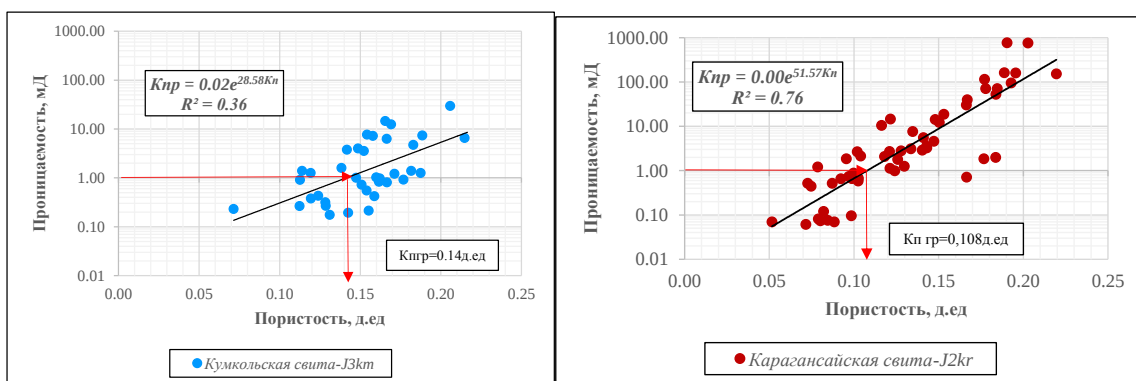
Зависимости описываются следующими уравнениями:

$$\text{-для } J_{3km2}: \quad K_{пр} = 0.4153 K_{во}^{-4.904} \quad R = 0.7231 \quad (2.4.2)$$

$$\text{-для } J_{2kr}: \quad K_{пр} = 0.4742 K_{во}^{-5.349} \quad R = 0.7291 \quad (2.4.3)$$

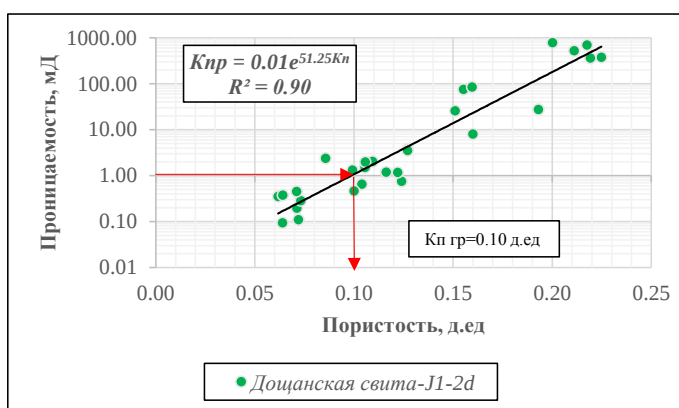
$$\text{-для } J_{1-2d}: \quad K_{пр} = 0.4011 K_{во}^{-5.744} \quad R = 0.8136 \quad (2.4.4)$$

Для обоснования граничного значения пористости построены зависимости $K_{пр} = f(K_{п})$, представленные на рис.2.4.4 для кумкольской (а), карагансайской (б) и дощанской (в) свит юрских отложений.



а)

б)



в)

Рис.2.4.4-Сопоставление $K_{пр}$ от K_n для отложений J_3km_2 (а), J_2kr (б) и J_{1-2d} (в)

Графики сопоставления описываются следующими экспоненциальными уравнениями:

$$\text{для } J_3km_2: K_{пр} = 0.02e^{28.58K_n} \quad R^2 = 0.36 \quad (2.4.5)$$

$$\text{для } J_2kr: K_{пр} = 0.00e^{51.57K_n} \quad R^2 = 0.66 \quad (2.4.6)$$

$$\text{для: } K_{пр} = 0.01e^{51.25K_n} \quad R^2 = 0.90 \quad (2.4.7)$$

Для кумкольских отложений (J_3km_2) связь получилась слабая ($R^2=0.36$) из-за частого переслаивания **песчаников** средне-мелкозернистых алевроитистых и алевролитов мелкозернистых, песчанистых. При принятой граничной величине $K_{пр}=1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, граничное значение K_n гр. можно принять равным **0, 14 д.ед.**

Для карагансайских отложений средней юры (J_2kr) связь довольно тесная, $R=0.66$, при $K_{пр}=1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, граничное значение K_n гр. получилось равным **0, 108 д.ед.**

Для дошанской свиты нижней юры (J_{1-2d}) при $K_{пр}=1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, граничное значение K_n гр. = **0, 10 д.ед.**

Влияние глинистости и цемента на фильтрационно-емкостные свойства

Объемная глинистость рассчитывалась по формуле

$$K_{гг} = C_{гг} \cdot (1 - K_n) \quad (2.4.8)$$

Влияние $K_{гг}$ на пористость пород по всем имеющимся образцам представлено на рис.2.4.5, откуда видно, что объемная глинистость определяющего числа образцов песчаников и алевролитов изменяется в основном до 30% и более в единичных случаях.

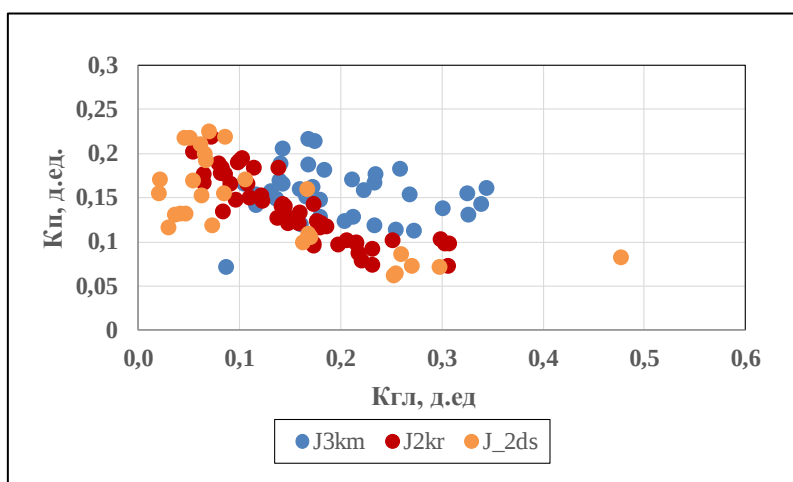


Рис. 2.4.5-Сопоставление Кп от Кгл

Как видно из графика на рис.2.4.5, корреляционной связи между объемной глинистостью и пористостью проследить не удалось.

На рисунке 2.4.6 и 2.4.7 представлены графики сопоставления проницаемости от Кгл и содержания Кгл+Ккарб, где связь более тесная.

При принятой величине $K_{пр.гр.}=1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ для терригенных пород, содержании цемента более 30% порода становится не коллектором, что и было принято в качестве граничной величины по глинистости.

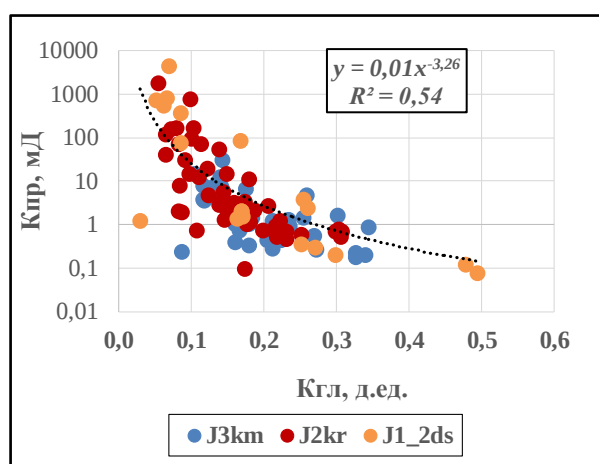


Рис. 2.4.6- Сопоставление Кпр от Кгл

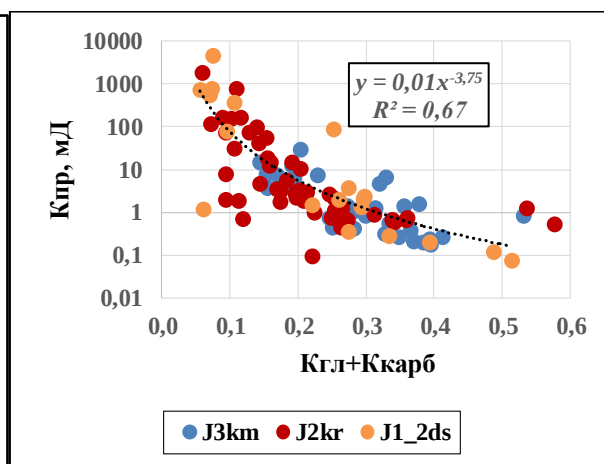


Рис.2.4.7- Сопоставление Кпр от Кгл+Ккарб

По принятым граничным значениям проницаемости, пористости и глинистости было выполнено разделение образцов на представляющие собой коллекторы и не коллекторы, при этом граничное значение проницаемости принято единым, равным $K_{пр} \text{ гр}=1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ для всех отложений.

Граничное значение пористости для кумкольских отложений верхней юры принято равным $K_n \text{ гр}=0,14 \text{ д.ед.}$, для крагансайской свиты средней юры $K_n \text{ гр}=0,108 \text{ д.ед.}$ и для дощанской свиты нижней юры $K_n \text{ гр}=0,10 \text{ д.ед.}$

Граничное значение глинистости принято равным $K_{гл} \text{ } \partial. \text{ед.} = 0,30$.

Граничное значение $K_{нг}$ по данным керна не установлено из-за отсутствия специальных исследований.

Петрофизические зависимости

Специальные исследования по определению электрических свойств образцов при 100% и переменной водонасыщенности (P_n), проведены по скважинам М-2, М-4 и ЮМ-1, всего исследовано 123 образца, из них по J_3km_2 – 37 образцов, по J_2kr – 57 образцов, по J_{1-2d} – 29 образцов. На рис.2.4.8 представлены полученные зависимости $P_n = f(K_p)$.

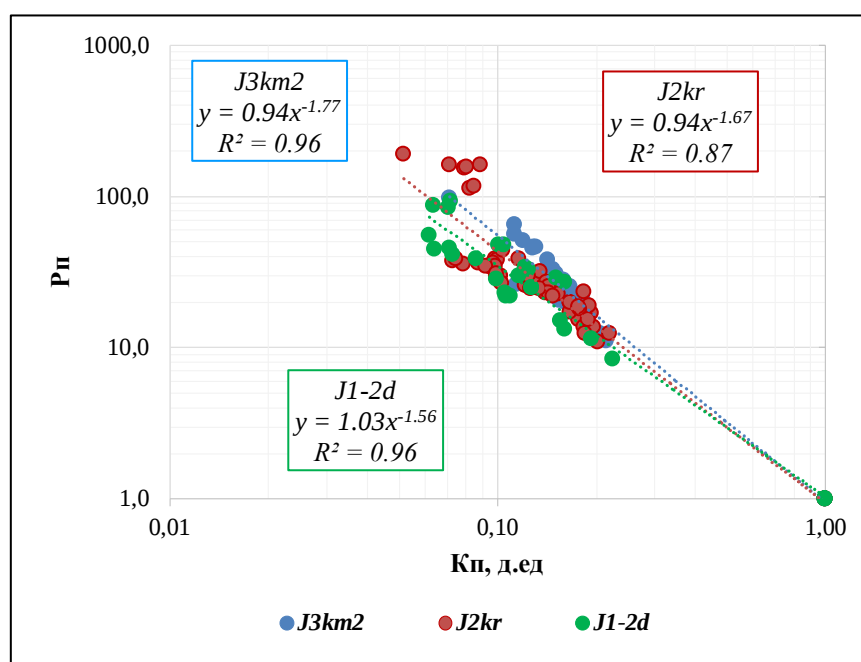


Рис.2.4.8- Зависимость $P_n = f(K_p)$ для юрских отложений

Полученные уравнение описываются следующим образом:

- кумкольская свита (J_3km): $P_n = 0.94 K_n^{-1.77}$; $R = 0.96$ (2.4.9)
- карагансайская свита (J_2kr): $P_n = 0.94 K_n^{-1.67}$; $R = 0.87$ (2.4.10)
- дощанская свита (J_{1-2d}): $P_n = 1.0 K_n^{-1.56}$; $R = 0.96$ (2.4.11)

Данных для построения связи $P_n = f(K_v)$ не представлено.

2.5 Запасы нефти и газа

В 2023 году при составлении отчета «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Майкыз по состоянию изученности на 01.02.2023 г» подсчитаны геологические и извлекаемые запасы нефти и газа (Протокол ГКЗ 2564-23-У от 19 июня 2023 г).

Подсчитанные запасы нефти и газа в целом по месторождению составили:

газа:

- начальные геологические по категориям: $C_1 - 2,3 \text{ млн.м}^3$; $C_2 - 53,6 \text{ млн.м}^3$;
- начальные извлекаемые по категориям: $C_1 - 2,1 \text{ млн.м}^3$; $C_2 - 48,2 \text{ млн.м}^3$;

Нефти:

- начальные геологические по категориям: $C_1 - 245 \text{ тыс.т}$, $C_2 - 226 \text{ тыс.т}$, $C_1 + C_2 - 471 \text{ тыс.т}$;
- начальные извлекаемые по категориям: $C_1 - 98 \text{ тыс.т}$, $C_2 - 66 \text{ тыс.т}$, $C_1 + C_2 - 164 \text{ тыс.т}$;

Растворенный газ:

- геологические по категориям: $C_1 - 42,4 \text{ млн.м}^3$, $C_2 - 34,5 \text{ млн.м}^3$, $C_1 + C_2 - 76,9 \text{ млн.м}^3$;
- извлекаемые по категориям: $C_1 - 17 \text{ млн.м}^3$, $C_2 - 10,1 \text{ млн.м}^3$, $C_1 + C_2 - 27,1 \text{ млн.м}^3$;

Соотношение запасов по нефти категорий C_1 и C_2 составляет: геологических 52% и 48%, извлекаемых 60% и 40%.

Результаты подсчета геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного в нефти газа приведены в таблице 2.5.1, запасы свободного газа - в таблице 2.5.2

Таблица 2.5.1 - Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по состоянию изученности на 01.02.2023 г.

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь продукт-и, тыс.м ²	Ср.вз. эфф. неф толщ,м	Объем продуктив. пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Геол. запасы раств. газа, млн.м ³	Извлеч. запасы раств. газа,млн.м ³
							пористости	нефтенасышти	пересчет ный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю -IV -1-1	I	ЧН	C ₁	142	2.7	387	0.17	0.52	0.750	0.812	21	0.412	9	135.29	2.8	1.2
		ГН		26	2.3	59	0.17	0.52	0.750	0.812	3	0.412	1	135.29	0.4	0.1
		ВН		65	1.9	121	0.17	0.52	0.750	0.812	7	0.412	3	135.29	0.9	0.4
	Итого по I бл		C ₁	234	2.4	568					31		13		4.2	1.8
	IV	ЧН	C ₁	153	4.2	634	0.27	0.80	0.626	0.811	70	0.391	27	152.63	10.7	4.1
		ВН		20	2.7	54	0.27	0.80	0.626	0.811	6	0.391	2	152.63	0.9	0.3
		ЧН	C ₂	912	1.9	1765	0.27	0.80	0.626	0.811	194	0.293	57	152.63	29.6	8.7
		ВН		19	1.9	37	0.27	0.80	0.626	0.811	4	0.293	1	152.63	0.6	0.2
	Итого по IV бл		C ₁	173	4.0	687					76		29		11.6	4.4
			C ₂	932	1.9	1802					198		58		30.2	8.9
Итого по горизонту Ю -IV -1-1			C ₁	406	3.1	1255					107		42		15.8	6.2
			C ₂	932	1.9	1802					198		58		30.2	8.9
			C ₁ +C ₂	1338	2.3	3057					305		100		46.0	15.0
Ю -IV -2-2	I	ЧН	C ₁	68	6.9	469	0.22	0.70	0.644	0.810	38	0.409	16	213.31	8.1	3.4
		ВН		155	4.4	674	0.22	0.70	0.644	0.810	54	0.409	22	213.31	11.5	4.7
	Итого по I бл		C ₁	223	5.1	1143					92		38		19.6	8.1

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Ю -IV -2-2	IV	ВН	C ₁	297	2.8	816	0.16	0.73	0.599	0.814	46	0.391	18	151.6	7.0	2.7	
			C ₂	169	2.9	486	0.16	0.73	0.599	0.814	28	0.293	8	151.6	4.2	1.2	
	Итого по IV бл		C ₁	297	2.8	816					46		18		7.0	2.7	
			C ₂	169	2.9	486						28		8		4.2	1.2
Итого по горизонту Ю -IV -2-2			C ₁	520	3.8	1959					138		56		26.6	10.8	
			C ₂	169	2.9	486						28		8		4.2	1.2
			C ₁ +C ₂	689	3.5	2445						166		64		30.8	12.0
Всего по месторождению			C ₁	926	3.5	3215					245	0.400	98		42.4	17.0	
			C ₂	1101	2.1	2288						226		66		34.5	10.1
			C ₁ +C ₂	2027	2.7	5503						471		164		76.9	27.1

Таблица 2.5.2 - Подсчет запасов свободного газа и газа газовой шапки по состоянию изученности на 01.02.2023 г.

Блок	Зона	Категория	Площадь газоносности, тыс м ²	Средневзвеш. эффект. газонасыщ. толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс м ³	Коэфф-ты		Пластовое давление, мПа.		Поправка за температуру	Поправка на откл. от закона Бойля-Мариотта	Коэфф. перевода технич. атм. в физич. кг/см ²	Начальные геологич запасы пластового газа, млн.м ³	Коэффициент газоотдачи, д.ед.	Начальн. извлеч. запасы газа, млн. м ³
						открытой пористости, д.ед.	газонасыщенности, д.ед.	начальное	конечное						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт Ю -IV - 1-1															
газовая шапка															
I	ЧГ	C ₁	11.9	3.5	42.0	0.20	0.55	19.2	0.1	0.842	1.241	9.7	0.9	0.900	0.8
	ГН		25.9	2.6	67.8	0.20	0.55	19.2	0.1	0.842	1.241	9.7	1.4	0.900	1.3
итого по бл. I		C₁	37.8	2.9	109.8								2.3		2.1
свободный газ															
II	ЧГ	C ₂	661.7	1.7	1141.1	0.33	0.69	19.2	0.1	0.842	1.241	9.7	50.3	0.900	45.3
	ГВ		52.0	1.4	74.0	0.33	0.69	19.2	0.1	0.842	1.241	9.7	3.3	0.900	2.9
итого по бл. II		C₂	713.6	1.7	1215.1								53.6		48.2
Всего по горизонту Ю -IV -1-1		C ₁	37.8	2.9	109.8								2.3		2.1
		C ₂	713.6	1.7	1215.1								53.6		48.2
		C ₁ +C ₂	751.4	1.8	1325.0								55.9		50.3

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

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

Опробование скважин в эксплуатационных колоннах на месторождении проводилось по общепринятой методике: вскрытие, вызов притока, проведение комплекса исследовательских работ, задавка и изоляционные работы. Объектами опробования являлись практически все пласты, имеющие благоприятную геолого-геофизическую характеристику.

Вскрытие продуктивных горизонтов проводились в скважинах, заполненных рассолом плотностью $1.12 - 1.15 \text{ г/см}^3$ с теми же параметрами, с которыми вскрывался продуктивный горизонт при бурении, с обязательной привязкой по ГК и ЛМ. При этом использовались заряды 32 гр. и 39 гр. DP2St HMX с плотностью зарядов 13-17 отв./м, 32 гр. DP St RDX, 32гр. 3406 PJ HMX, 4505 PJ HMX, 4505 HJ RDX и ЗПК-89-АТ-М-03 с плотностью зарядов 16-17 отв./м. Точность интервала перфорации контролировалась записью термометрии и локатором муфт. Перед опробованием скважины проводилась запись АКЦ для контроля за качеством цементажки эксплуатационных колонн. После окончания опробования объекты изолировались установкой цементных мостов или взрыв-пакеров, герметичность которых определялась опрессовкой на 10-12 МПа или снижением уровня с последующим прослеживанием через 2 часа в течении суток.

Глубины всех методов ГИС приведены к глубинам в открытом стволе скважины с использованием кривой ГК. Качество материалов удовлетворительное и соответствует допускам технических инструкций к скважинным приборам.

В процессе опробования применялись насосно-компрессорные трубы диаметром 73мм (НКТ), отечественного и зарубежного производства, спускаемые на 5-20 м выше кровли вскрытого интервала. Вызов притока осуществлялся путем снижения забойного давления с целью создания депрессии на пласт, заменой глинистого раствора на нефть.

В зависимости от полученного притока пластового флюида проводился соответствующий комплекс исследований. При получении фонтанирующего притока нефти исследовательские работы начинали с замера начального пластового давления, пластовой температуры глубинными манометрами. В период замера рост давления регистрировался показаниями устьевых манометров через 3-10 минут в начале и 30-60 минут в конце. Давление считалось восстановленным, когда показания повторялись три раза в пределах погрешности манометров. После восстановления давления производился

замер градиента давления по стволу через каждые 50м с выдержкой в каждой точке по одному часу.

Ниже приведены результаты опробования.

Поисковая скважина М-2.

Продуктивный горизонт **Ю-IV-1-1**

В скважине М-2 в интервале 1606,4-1611,4 м на устье получен фонтанный приток нефти. При испытании на 9мм штуцере получен приток нефти дебитом 115,66 м³/сут и газа 7,75 тыс.м³/сут.

Горизонт **Ю-IV-1-3**

В скважине М-2 в интервале 1678,8-1684,7 м был получен слабый приток газа с водой. Объект водоносный

Поисковая скважина М-3.

Продуктивный горизонт **Ю-IV-1-1**

В скважине М-3 в интервале 1588-1591,5 м был получен фонтан газа и пульсирующая нефть. За два дня всего было получено 7м³ нефти. Объект нефтегазоносный.

Горизонт **Ю-IV-1-2** испытан в одном объекте в скважине М-3, в результате испытания в интервале 1595,5-1603,0 м всего получено 67,5 м³ пластовая вода. Объект водоносный.

Горизонт **Ю-IV-1-3**

В скважине М-3 в интервале перфорации 1680,5-1683,5 м был получен приток пластовой воды, плотностью 1,04 г/см³. Объект водоносный.

Поисковая скважина М-4.

Продуктивный горизонт **Ю-IV-2-2**

В скважине М-4 опробовано 2 объекта. В интервале 1703,0-1710,0 м был получен фонтанный приток нефти с газом дебитом на 9 мм штуцере 180 м³/сут и 24 тыс. м³/сут соответственно. Объект нефтегазоносный.

Гидродинамические исследования не проводились, в связи с тем, что скважина была введена в консервацию до получения разрешения на сжигание газа.

Поисковая скважина М-5.

Продуктивный горизонт **Ю-IV-1-1**

В скважине М-5 в интервалах перфорации 1538,0-1542,0, 1545,0-1546,0, 1552,0-1554,0 м (-1452,4-1456,4, -1459,4-1460,4, -1466,4-1468,4 м) был получен фонтан газа с водой. Объект газоносный.

Горизонт **Ю-IV-1-3**

В скважине М-5 с интервала 1621-1624 м получен приток пластовой воды. Объект водоносный.

Горизонт **Ю-IV-2-1** испытан в скважине М-5 в интервале 1638,0-1641,0 м была получена пластовая вода без признаков УВС, плотностью $1,10 \text{ г/см}^3$. Объект водоносный.

В скважине М-5 в интервале перфорации 1678,5-1684,5 м был получен фонтанный приток нефти, газа и воды. За весь период испытания получено 64,184 м³ нефти. Объект нефтегазоносный.

Гидродинамические исследования не проводились, в связи с тем, что в скважине был вскрыт ВНК. За весь период опробования было извлечено 64,2 м³ нефти.

Поисковая скважина ЮМ-1.

Продуктивный горизонт **Ю-IV-1-1**

В скважине ЮМ-1 в интервале перфорации 1815-1819 м при свабировании был получен фонтан нефти 18,68 м³. За период опробования добыто нефти 141,44 м³ и газа 12,54 тыс м³.

Продуктивный горизонт **Ю-IV-2-2**

В скважине ЮМ-1 в интервале перфорации 2073,2-2075,8 м был получен фонтанный приток нефти. Дебит нефти на 5 мм штуцере составил $17,4 \text{ м}^3/\text{сут}$. Объект нефтеносный.

Так же вне продуктивных горизонтов были испытаны 7 объектов в трех скважинах (М-2, М-5, ЮМ-1). Из них в отложениях арыскупского горизонта нижнего неокома нижнего мела (**К_{1nc1ar}**) опробован один объект в скважине М-5 в интервале перфорации 977,0-981,0 м. В результате опробования было получено 40,19 м³ пластовой воды без признаков УВС, плотностью $1,04 \text{ г/см}^3$. Объект водоносный.

В кумкольской свиты верхней юры (**Ј_{3km}**) опробован один объект в скважине М-5 в интервалах перфорации 1348,0-1350,0; 1358,0-1360,0 м. В результате опробования было получено 77,28 м³ пластовой воды без признаков УВС, плотностью $1,08 \text{ г/см}^3$. Объект водоносный

В дощанской свите нижней-средней юры (**Ј_{1-2d}**) ниже продуктивных горизонтов опробована пятью объектами в трех скважинах (М-2, М-5 и ЮМ-1). В скважине М-2 испытано 2 объекта. В интервале перфорации 1944,0-1948,5 м получен приток воды. В результате опробования было получено 38 м³ жидкости без признаков УВС, плотностью $1,08 \text{ г/см}^3$. Объект водоносный. В интервале перфорации 1916,6-1921,6 м получен приток воды. В результате опробования было получено 89,05 м³ жидкости без признаков УВС, плотностью $1,09 \text{ г/см}^3$. Объект водоносный. В скважине М-5 испытано 2 объекта. В интервале перфорации 1935,0-1937,0 м получен приток воды. В результате опробования было получено 36,717 м³ жидкости без признаков УВС, плотностью $1,08 \text{ г/см}^3$. Объект

водоносный. В интервале перфорации 1879,0-1884,5 м получен приток воды. В результате опробования было получено 90,7 м³ жидкости без признаков УВС, плотностью 1,07 г/см³. Объект водоносный. В скважине ЮМ-1 в интервале перфорации 2692,0-2698,0 м притока не получено. Объект сухой.

По состоянию на 01.01.2023г. на месторождении всего проведено 2 гидродинамических исследования МУО с регистрацией КВД.

Ниже приведены результаты гидродинамических исследований.

Продуктивный горизонт **Ю-IV-2-2**

Поисковая скважина М-4.

В период с «17» мая по «24» мая 2010 г. в интервале перфорации 1703,0-1710,0 м (горизонт Ю-IV-2-2) проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методом установившихся отборов (МУО). Режимные исследования МУО проведены с последовательной сменой штуцеров диаметра 3 мм, 5 мм, 7 мм и 9 мм. Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 1689 м. Манометр был спущен на глубину 1706 м. Так, пластовое давление составило 17,7 МПа, температура – 67,0 оС, при изменении забойного давления от 15,5 МПа (9 мм) до 17,7 МПа (3 мм), дебит скважины по нефти изменялся от 2,5 м³/сут (3 мм) до 180,0 м³/сут (9 мм). Коэффициент продуктивности изменялся от 63,2 м³/[сут*МПа] до 80,7 м³/[сут*МПа], составляя в среднем 73,8 м³/[сут*МПа].

«12» ноября 2010 г. в интервале перфорации 1703,0-1710,0 м (горизонт Ю-IV-2-2) проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) с регистрацией КВД. Пластовое давление, приведенное на уровень УВНК горизонта Ю-IV-2-2 (-1621,2 м) составило 17,8 МПа. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 0,217 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 309,4 мД; коэффициент продуктивности – 5,9 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил «плюс» 4,82.

Поисковая скважина ЮМ-1.

В период с «28» октября по «14» ноября 2020 г. в интервале перфорации 2073,2-2075,8 м (горизонт Ю-IV-2-2) проведены гидродинамические исследования (ГДИ) методами установившихся отборов (МУО) и не установившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД). Режимные исследования МУО проведены с последовательной сменой штуцеров диаметра 3 мм, 4 мм и 5 мм. Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 2048 м. Манометр был спущен на глубину 2074 м. Так, пластовое давление составило 21,7 МПа, температура – 79,4 °С, при изменении забойного давления от 7,9 МПа (5 мм) до 13,2 МПа

(3 мм), дебит скважины по нефти изменялся от 11,0 м³/сут (3 мм) до 17,4 м³/сут (5 мм). Коэффициент продуктивности изменялся от 1,15 м³/[сут*МПа] до 1,31 м³/[сут*МПа], составляя в среднем 1,24 м³/[сут*МПа].

При работе на 3 мм диаметре штуцера «11» ноября 2020 г. скважина была остановлена для восстановления давления и регистрации КВД. Пластовое давление, приведенное на уровень ВНК горизонта Ю-IV-2-2 (-1995,9 м) составило 21,8 МПа. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 3,99 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 7,3 мД; пьезопроводность – 1,96 см²/с. Скин-фактор составил «минус» 2,44.

В таблицах 3.1.1 и 3.1.2 представлены распределение объектов опробования по продуктивных горизонтам и по дебитам.

В таблице 3.1.3 представлена результаты опробования скважин.

По результатам режимных исследований построены индикаторные диаграммы (рисунки 3.1.1 и 3.1.2), которые характеризуются прямолинейными зависимостями.

В таблицах 3.1.4 и 3.1.5 представлены результаты гидродинамических исследований скважины (ГДИС) соответственно методами не установившихся (КВД) и установившихся отборов (МУО), в таблице 3.1.6 – обобщенные результаты ГДИС по горизонту Ю-IV-2-2.

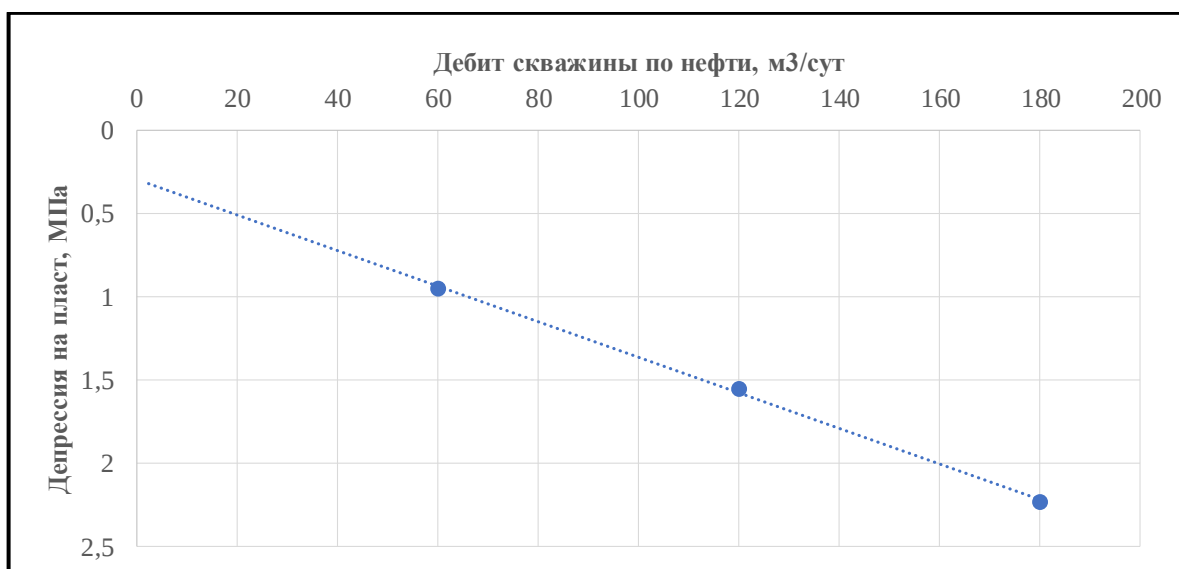


Рисунок 3.1.1. Индикаторная диаграмма по скважине М-4. Интервал опробования – 1703,0-1710,0 м

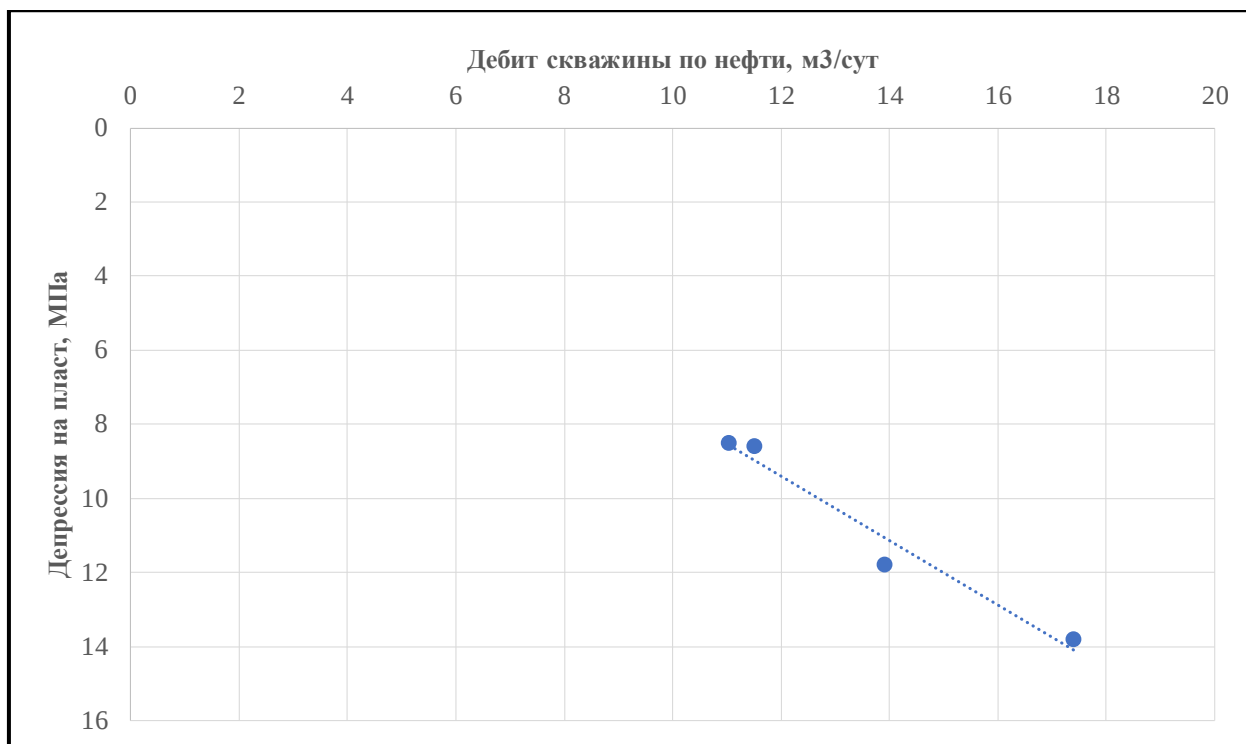


Рисунок 3.1.2. Индикаторная диаграмма по скважине ЮМ-1. Интервал опробования – 2073,2-2075,8 м

Таблица 3.1.1 -Распределение объектов опробования по продуктивным горизонтам

Горизонт	блок	Кол-во объектов	№№ скважин	Результаты испытания				
				газ	Газ+нефть	Нефть	вода	Притока нет
Ю-IV-1-1	I	3	3 (М-2, М-3, М-5)	1	1	1	-	-
	IV	1	1 (ЮМ-1)	-	1	-	-	-
Ю-IV-1-2	I	1	1 (М-3)	-	-	-	1	-
Ю-IV-1-3	I	3	3 (М-2, М-3, М-5)	-	-	-	3	-
Ю-IV-2-1	I	1	1(М-5)	-	-	-	1	-
Ю-IV-2-2	I	3	2 (М-4, М-5)	-	2	1	-	-
	IV	1	1 (ЮМ-1)	-	-	1	-	-
Вне гор.	K1nc2	1	1 (М-5)	-	-	-	1	-
	J3km2	1	1 (М-5)	-	-	-	1	-
	J1-2ds	5	3 (М-2, М-5, ЮМ-1)	-	-	-	4	1
Всего:		20	5	1	4	3	11	1

Таблица 3.1.2 - Распределение объектов опробования по дебитам нефти

Пределы изменения дебитов, м³/сут	<1	1-5	5-10	10-15	> 15	Всего объектов
Ю-IV-1-1	-	-	1	-	2	3
Ю-IV-2-2	-	-	-	-	4	4
Всего:	-	-	1	-	6	7

Таблица 3.1.3 – Результаты опробования скважин

Скважина	Блок	Дата опробования начало окончание	Интервал испытания карот. отм. абс. отм.,м		Искусственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, мм * м	Способ вскрытия горизонта, кол-во отв. на 1м	Способ вызова притока	Диаметр штуцера, мм	Полученный продукт	Давление, МПа				Дебит			Тпл, °С	Газовый фактор, м³/м³	Кпр., м3/сут*Мпа
											пластовое	забойное	затрубное	трубное	нефти, м³/сут	газа тыс. м³/сут	воды м³/сут			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Горизонт Ю-IV-1-1																				
М-2	I	07.06.2014г 04.08.2014г	1606,4 -1518,4	1611,1 -1523,1	1693,5	73*1590	"Омега" 45.05, 17 отв/м. (всего 80отв.)		9	на устье фонтанный приток нефти	16,1	11,1	7	6,3	115,66	7,75			67,05	64,3
									3			15,2	6,2	3,7	17,61	2,46			139,7	
									5			12,4	5,3	4	47,8	5,7			119,24	
									7			11,2	5,6	2,7	71,8	6,39			88,99	
									5			12,5	6,2	2,5	38,01	4,28			112,6	
									3			16,1	7,1	6	6,7	1,75			243	
М-3	I	09.02.2010г 26.02.2010г.	1588,0 -1503,6	1591,5 -1507,1	1617,5	73*1584,7	32 гр.DP2St RDX 17 отв/м. (всего 59отв.) реперфорация 32 гр.DP2St RDX 17 отв/м. (всего 24отв.)	переход с рассола на тех.воду, свабирование	7	на устье фонтан газа и пульсирующая нефть			0,5	0,2	Всего получено 7 м³ нефти за 2 дня					
М-5	I	30.08.2019г 12.09.2019г.	1538 -1452,4	1542 -1456,4			ЗПК-89-АГ-М- 03 17 отв/м (всего 119 отв.)	переход с рассола на тех.воду, свбирование	3	на устье фонтан газа и вода			5,0	4,6	Всего отобрано 86.4 м³ жидкости, плотностью 1.09 г/см³ с газом.					
			5										2,0	2,1						
ЮМ-1	IV	10.02.2021г 25.02.2021г	1815 -1731,9	1819 -1735,9	1895,6	73*1798,5	4505 PJHMX и 4505 HJ RDX 16 отв/м (всего 64 отв.)	переход с рассола на нефть, свабирование	сваб	фонтани-рование	-	-	-		18,68					
				За период опробования добыто нефти 141,4 м3, добыто газа 12544,9 м3.																
Горизонт Ю-IV-1-2																				
М-3	I	04.03.2010г 11.03.2010г.	1595,5 -1511,1	1603 -1518,6						получена вода плотностью 1.07г/см³					всего получено 67,5 м³ пластовойводы					
Горизонт Ю-IV-1-3																				
М-2	I	17.08.2013г. 26.08.2013г.	1678.8 -1590,8	1684.7 -1596,7	1850	73*1665	«Омега» 45.05, 17 отв/м (всего 100 отв.)	переход с рассола на тех.воду, свбирование		на устье объект водонасыщенный слабо растворенным газом					Всего извлечено 193 м³ жидкости					

Продолжение таблицы 3.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
M-2	J1-2ds	<u>12.06.2013г.</u> 28.06.2013г.	<u>1944,0</u> -1856	<u>1948,5</u> -1860,5	2026	73*1933	ЗПК-89-АГ-М-03 17 отв/м (всего 76 отв.)	переход с рассола на тех.воду, свбирование		на устье притока нет					Всего извлечено 38 м ³ жидкости, без признаков УВС, плотностью 1.08 г/см ³ .					
M-5	K1nc2	<u>30.09.2019г.</u> 04.10.2019г.	<u>977</u> -891,4	<u>981</u> -895,4			ЗПК-89-АГ-М-03 17 отв/м (всего 68 отв.)	переход с рассола на тех.воду, свбирование		получена вода плотностью 1.04 г/см ³					За время опробования извлечено 40,19 м ³ жидкости, без признаков УВС, плотностью 1.04 г/см ³ .					
M-5	J3km2	<u>17.09.2019г.</u> 28.09.2019г.	<u>1348</u> -1262,4	<u>1350</u> -1264,4			ЗПК-89-АГ-М-03 17 отв/м (всего 68 отв.)	переход с рассола на тех.воду, свбирование		получена вода плотностью 1.08 г/см ³					За время опробования извлечено 77,28 м ³ жидкости, без признаков УВС, плотностью 1.08 г/см ³ .					
			1358 -1272,4	1360 -1274,4																
M-5	J1-2ds	<u>01.11.2018г.</u> 08.11.2018г.	<u>1879</u> -1793,4	<u>1884,5</u> -1798,9	1920 (ВП)	73*1856,4	ЗПК-89-АГ-М-03 17 отв/м (всего 93 отв.)	переход с рассола на тех.воду, свбирование, компрессирование		получена вода плотностью 1.07 г/см ³					За время опробования извлечено 90,7 м ³ воды, без признаков УВС, плотностью 1.07 г/см ³ .					
M-5	J1-2ds	<u>24.10.2018г.</u> 31.10.2018г.	<u>1935</u>	<u>1937</u>	1983,8	73*1925,6	ЗПК-89-АГ-М-03 17 отв/м (всего 34 отв.)	переход с рассола на тех.воду, свбирование, компрессирование		на устье притока нет					За время опробования извлечено 36,717 м ³ жидкости, без признаков УВС, плотностью 1.08 г/см ³ .					
			-1849,4	-1851,4																
ЮМ-1	J1-2ds	<u>20.10.2020г.</u> 23.10.2020г.	<u>2692,0</u> -2608,9	<u>2698,0</u> -2614,9	2747	73*2672	4505 PJ HMX и 4505 HJ RD 17 отв/м (всего 102 отв.)	переход с рассола на тех.воду, свбирование		сухой	-	-	-	-	объект сухой					

Таблица 3.1.4. Результаты гидродинамических исследований МУО

Сква-жина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Искус-ственный забой, м	Глубина спуска НКТ, м	Диаметр штуцера, мм	Давление, МПа		Депрессия, МПа	Дебит, м³/сут			Коэффициент продуктивности, м³/[сут*МПа]	Темпе-ратура, °С	Примечание
							Р _{пл}	Р _з		нефти	воды	газа			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
М-4	Ю-IV-2-2	1703,0-1710,0	17.05.2010-25.05.2010	1769,0	73 / 1689,0	3	17,7	17,7	-	2,48	-	1400	-	67,0	
						5		16,75	0,95	60	-	11000	63,2		
						7		16,15	1,55	120	-	15000	77,4		
						9		15,47	2,23	180	-	24000	80,7		
ЮМ-1	Ю-IV-2-2	2073,2-2075,8	28.10.2020-14.11.2020	2118,0	73 / 2048,0	3	21,7	13,23	8,5	11,04	-	-	1,27	79,38	
						5		7,91	13,8	17,4	-	-	1,23		
						4		9,9	11,8	13,92	-	-	1,15		
						3		13,11	8,6	11,52	-	-	1,31		

Таблица 3.1.5. Результаты гидродинамических исследований скважин методом регистрации КВД

Сква-жина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Искус-ственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, м	Глубина установки манометра, м	Пластовое		Гидро-провод-ность, мкм²*см / [мПа*с]	Про-ницае-мость, мкм²	Пьезо-провод-ность, см²/с	Скин-фактор	Радиус информа-тивности иссле-дования, м
							давле-ние, МПа	темпе-ратура, °С					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
М-4	Ю-IV-2-2	1703,0-1710,0	12.11.2010	1769,0	73 / 1689,0	1706,0	17,7	67,0	0,216	0,31	-	4,82	-
ЮМ-1	Ю-IV-2-2	2073,2-2075,8	11.11.2020	2118,0	73 / 2048,0	2074,0	21,7	79,4	3,99	7,31	1,96	2,44	-

Таблица 3.1.6. Результаты исследования скважин и пластов

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скв.	иссл.		
Горизонт Ю-IV-2-2				
Начальное пластовое давление, МПа	2	2	17.7-21.7	19.7
Начальная пластовая температура, °C	2	2	67.0-79.4	73.2
Дебит нефти, м³/сут	2	8	2.5-180.0	52
Обводненность (весовая), %	-	-	-	-
Газовый фактор, м³/т	1	4	125.0-564.5	251.5
Коэффициент удельной продуктивности, м³/[сут*МПа]/м	2	7	1.15-80.7	32.3
Коэффициент удельной приемистости, (м³/[сут*МПа])/м	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм²*см/[МПа*с]	2	2	0.216-3.99	2.103
Приведенный радиус, м	-	-	-	-
Пьезопроводность, см²/с	1	1	-	1.96
Проницаемость, мкм²	2	2	0.31-7.31	3.81

3.2. Анализ текущего состояния разработки и эффективность применяемой технологии разработки

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

На территории месторождения Майкыз, в пределах участка №1 Контрактной территории пробурено всего 7 поисковых скважин (М-1, М-2, М-3, М-4, М-5, ЮМ-1 и ВМ-1)

По состоянию на 01.01.2023 г. месторождения Майкыз находится в консервации, техническое состояние которых представлено в таблице 3.2.1.2.

Таблица 3.2.1.1. Состояние фонда скважин

Характеристика фонда скважин	Кол-во скважин	№№ скважин
Всего пробурено	7	М-1, М-2, М-3, М-4, М-5, ЮМ-1 и ВМ-1
Фонд добывающих	-	-
Фонд нагнетательных	-	-
В освоении	-	-
В консервации	6	М-2, М-3, М-4, М-5, ЮМ-1 и ВМ-1
В ликвидации	1	М-1

Таблица 3.2.1.2. Техническое состояние пробуренных скважин месторождения Майкыз

Скважина	Категория	Сроки бурения		Глубина, м		Горизонт	
		начало	конец	проект	факт	проект	факт
М-1	Поисковая	21.12.2010	31.01.2011	2100	2090	PR	J ₁
М-2	Поисковая	09.07.2012	04.10.2012	2010	2051	PR	PR
М-3	Поисковая	29.10.2009	15.12.2009	2100	1838	PR	PR
М-4	Поисковая	03.03.2010	09.04.2010	2100	1784	PR	J ₁
М-5	Поисковая	-	-	2100	1998,3	J ₁	J ₁
ЮМ-1	Поисковая	25.07.2020	10.09.2020	2600	2826	J ₁	J ₁
ВМ-1	Поисковая	03.11.2020	18.12.2020	2300	2300	J ₁	J ₁

Продолжение таблицы 3.2.1.2

Конструкция скважины					
направление/кондуктор			техническая колонна		
диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м
324	66,0	до устья	245	850,0	до устья
324	67,5	до устья	245	662,0	до устья
324	70,0	до устья	245	850,0	до устья
324	71,0	до устья	245	850,0	до устья
324	45,7	до устья	245	411,96	до устья
324	36,0	до устья	245	746,0	до устья
324	54,4	до устья	245	709,0	до устья

Продолжение таблицы 3.2.1.2

Конструкция скважины			Состояние
Эксплуатационная колонна			
диаметр, мм	Глубина, м	ВПЦ, м	
168	Установлены цементные мосты в интервалах 800-850 м и 5-55 м		Ликвидирована
168	2047,0	до устья	В консервации
168	1763,6	32 м от устья	В консервации
168	1780,0	415 от устья	В консервации
146	1998,3	до устья	В консервации
168	2824,0	до устья	В опробовании
168	-	-	В консервации

Анализ результатов пробной эксплуатации

В 2011 году на месторождении Майкыз выполнен и утвержден «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа» (Протокол №1092-11-П от 25 августа 2011 года).

После составления и утверждения Оперативного подсчета запасов нефти, т.е. на дату составления данного отчета (01.09.2022 г.), на месторождении Майкыз пробуренных скважин не было.

Действующим проектным документом месторождения Майкыз является «Проект пробной эксплуатации», утвержденный в 2022 году (Протокол ЦКРР №30/5 от 22 августа 2022 года) с утверждением проектных показателей с 18 августа 2022 года по 6 декабря 2022 года, при условии проведения операций по недропользованию после получения в установленном законодательством порядке экологического разрешения к настоящему Проекту.

В рамках «Проекта пробной эксплуатации ...» бурение и ввод в пробную эксплуатацию одной проектной опережающей добывающей скважины ЮМ-2 и ввод в пробную эксплуатацию трех ранее пробуренных скважин ЮМ-1, М-4 и М-5, также представлены: программа работ и уровни добычи на период с «01» февраля по «06» декабря 2022 г.

Пробную эксплуатацию планировалась провести тремя нефтяными залежами. Пробную эксплуатацию залежи в районе скважины ЮМ-1 продуктивного горизонта Ю-IV-1-1 планировалась провести вводом в эксплуатацию проектной опережающей добывающей скважины ЮМ-2 из бурения, а две нефтяные залежи продуктивного горизонта Ю-IV-2-2: первую существующими скважинами М-4 и М-5; вторую – скважиной ЮМ-1. Таким образом, в целом по месторождению Майкыз планировалась отобрать 1,3 тыс.т. нефти. Фактически месторождение в пробную эксплуатацию не вступала и на дату составления отчета находится в консервации.

3.2.2. Анализ выработки запасов нефти из пластов

3.2.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

В основу расчетных геолого-физических моделей продуктивных объектов, принятых для расчета прогнозных технологических показателей разработки легли материалы, полученные по месторождению Майкыз 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, каждый 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_n^2) неоднородностями, которые в последствии, с учетом выбранной системы размещения добывающих и нагнетательных скважин преобразуются в общую расчетную неоднородность (V_p^2).

Коэффициент зональной неоднородности (V_z^2) определен по коэффициентам проницаемости по керну. Для начала был определен коэффициент проницаемости для каждого обособленного пласта-коллектора в каждой скважине, а затем определялся средневзвешенный коэффициент проницаемости для каждой скважины по залежи, составляющий объект разработки. Результаты определения коэффициентов зональной неоднородности по залежам представлены в таблице 2.3.1. Как видно из таблицы, коэффициенты зональной неоднородности изменяются в широком диапазоне – от 0,15 д.ед. до 3,7 д.ед.

Коэффициент послойной неоднородности (V_n^2) определен также, как и зональной, по коэффициентам проницаемости по керну. Для начала были определены коэффициенты проницаемости для каждого пласта-коллектора в скважинах, а затем выполнено распределение по глубинам залегания, на основании чего определены послойные неоднородности. На рисунках 3.3.1-3.3.3 представлены гистограммы, характеризующие послойную неоднородность залежей, а результаты определения представлены в таблице 3.3.1. Как видно из таблицы, послойная неоднородность залежей варьирует в широком диапазоне – от 0,243 д.ед. до 1,861 д.ед.

Прерывистость пластов-коллекторов в пределах продуктивных частей характеризуют построенные геолого-статистические разрезы (ГСР). ГСР характеризует расчлененность по разрезу и распространение коллекторов по латерали. Для построения ГСР использовалась база данных по результатам интерпретации материалов

геофизических исследований скважин (РИГИС). При построении ГСР, выбор общего количества слоев по вертикали каждой рассматриваемой модели объекта исходил из общей толщины продуктивного объекта и минимальной общей толщины отдельно взятого пласта-коллектора.

Итак, каждая залежь рассматриваемых объектов разработки была разбита по вертикали таким образом, чтобы каждый слой имел толщину не более 0,2 м. Результаты построения ГСР по залежам, составляющие эксплуатационные объекты, представлены на рисунке 3.3.4.

Площадь продуктивной части каждой залежи занятая неколлектором определялась с использованием ГСР, путем осреднения величины доли неколлектора каждого обособленного слоя (W_i) в пределах каждой рассматриваемой залежи (таблица 3.3.1).

Для определения параметра d – линейного размера зоны (шага хаотической изменчивости коллекторских свойств пластов-коллекторов) требуется достаточно много пар значений (пар соседних скважин), расстояние между которыми различное. Исходя из небольшого количества скважин на месторождении Майкыз, параметр принят равным $d = 0,35$ км. Отметим, что данный параметр по многим крупным месторождениям, где пробурено большое количество скважин, изменяется в пределах 0,35-0,40 км и несильно влияет на коэффициент охвата сеткой скважин.

Таблица 3.3.1-Результаты определения зональной и послойной неоднородностей, а также доля неколлектора

Горизонт	Блок	Объект	Неоднородности, д.ед.		Доля неколлектора, д.ед.
			зональная	послойная	
Ю-IV-1-1	I	I	0,15	0,243	0,318
Ю-IV-2-2	I	II	2,5	1,578	0,445
Ю-IV-1-1	IV	III	2,5	1,598	0,373
Ю-IV-2-2	IV		3,7	1,861	0,237

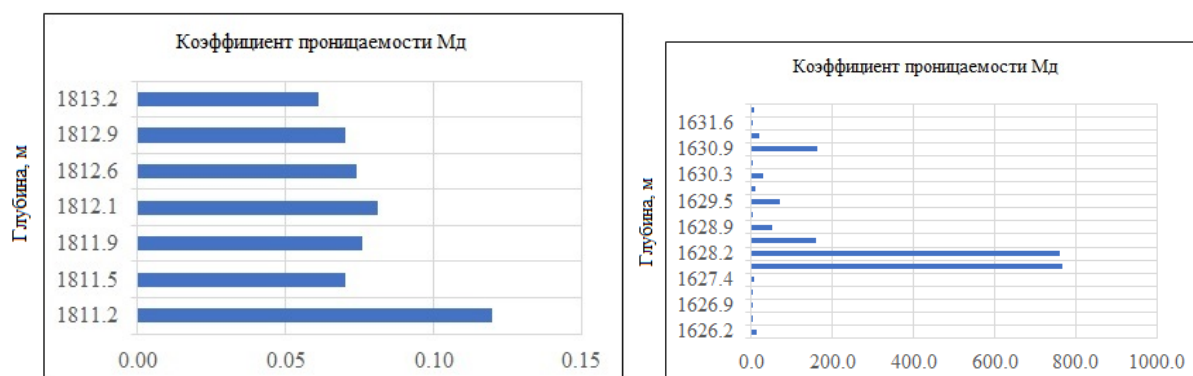


Рисунок 3.3.1 - Гистограммы распределения коэффициента проницаемости (по данным исследования керна) по глубинам продуктивных горизонтов: Ю-IV-1-1 (слева) Ю-IV-1-2 (справа)

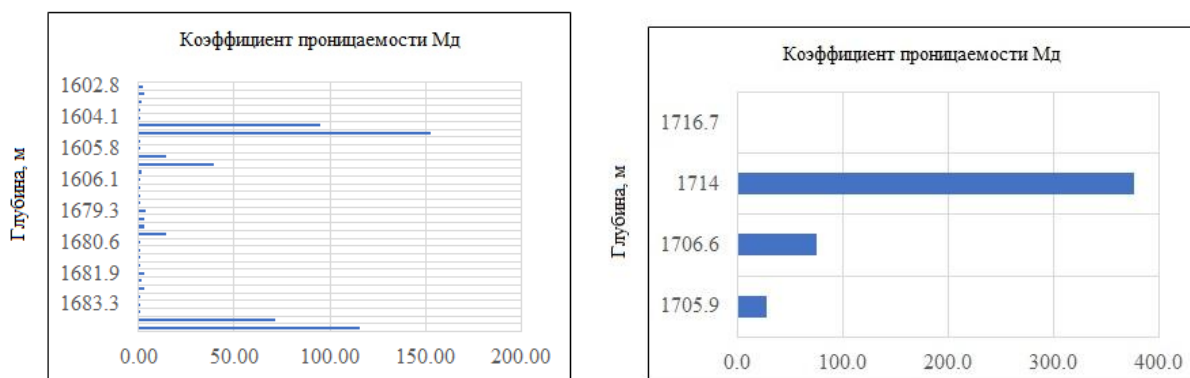


Рисунок 3.3.2 - Гистограммы распределения коэффициента проницаемости (по данным исследования керна) по глубинам продуктивных горизонтов: Ю-IV-1-3 (слева) Ю-IV-2-1 (справа)

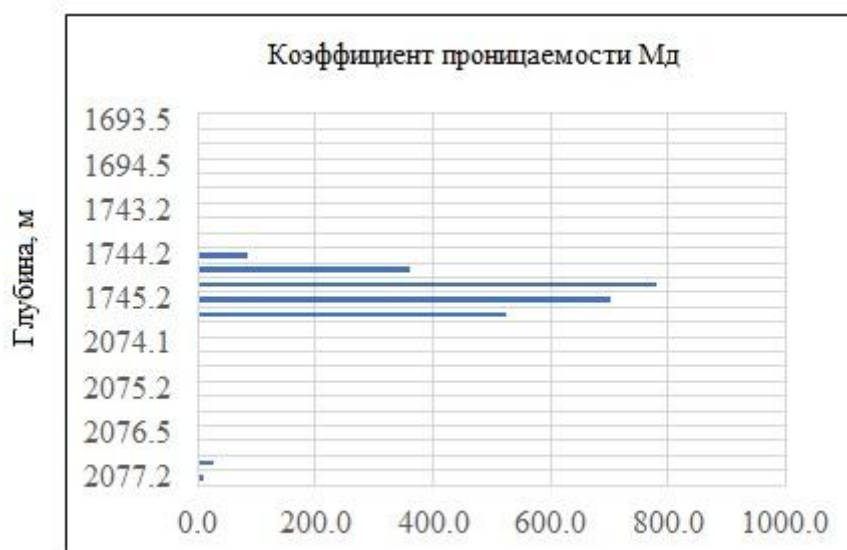


Рисунок 3.3.3-Гистограммы распределения коэффициента проницаемости (по данным исследования керна) по глубине продуктивного горизонта Ю-IV-2-2

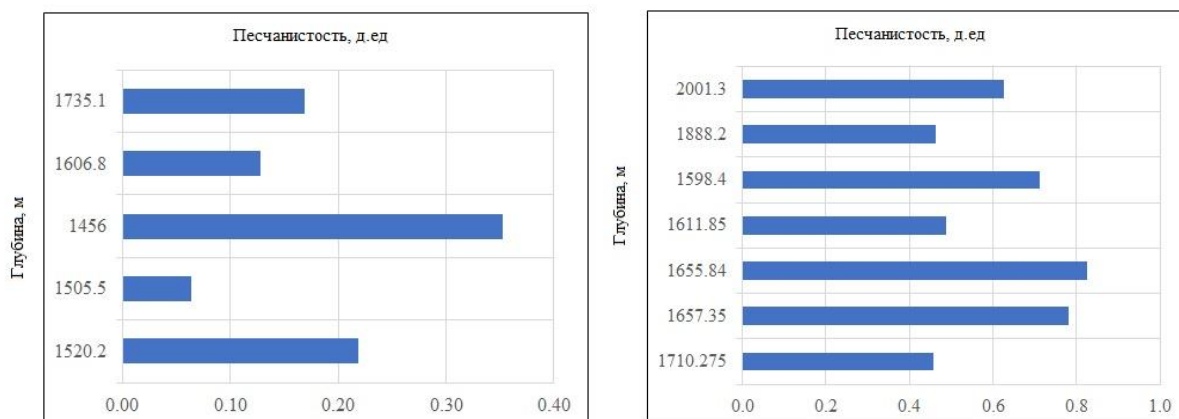


Рисунок 3.3.4- Гистограммы распределения коэффициента песчанности по глубинам продуктивных горизонтов: Ю-IV-1-1 (слева) Ю-IV-2-2 (справа)

3.3.2. Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки

В пределах продуктивного горизонта при проведении прогнозирования дальнейшей

разработки проводилась идентификация параметров модели по фактическим промысловым данным.

Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр Q_0 – введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти, $Q_d^{(t)}$ суммарный отбор нефти за все предыдущие годы, q_0 – амплитудный дебит объекта. Динамика дебита нефти определяется по формуле:

$$q^{(t)} = q_0 \left(1 - \frac{Q_d^{(t)}}{Q_0} \right)$$

Определение дебита жидкости в t -ом году $q_{F2}^{(t)}$, производилось при известных $q_0^{(t)}$, $q_F^{(t)}$, и μ_0 по формуле:

$$q_{F2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0$$

где: $q_F^{(t)}$ связано с весовыми отборами через q_0 , учитывающий различия физических свойств нефти и вытесняющего агента.

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

3.4. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки

Выделение эксплуатационных объектов является составной частью проектирования рациональной разработки месторождения. При этом необходимо, чтобы выделенный объект удовлетворял следующим требованиям:

1. Эксплуатационный объект должен содержать достаточные запасы нефти для рентабельного ее извлечения при самостоятельной сетке скважин;
2. Эксплуатационным объектом может являться один мощный или несколько мелких нефтяных пластов, отделенных на значительной территории от выше и ниже лежащих отложений пачкой непроницаемых пород;
3. Эксплуатационный объект должен обладать надлежащей эффективной толщиной;
4. В один эксплуатационный объект следует объединять пласты, характеризующиеся одним и тем же литологическим составом и примерно одинаковой величиной

пористости и проницаемости;

5. В один объект следует включать пласты, содержащие нефть с близкими физико-химическими свойствами;
6. Нефтяные пласты, объединяемые в один объект, должны характеризоваться близкими значениями пластового давления.

В настоящем отчете подсчитаны начальные запасы нефти и растворенного газа по всему месторождению с привлечением всей геолого-геофизической информации. Все залежи сложены терригенными отложениями и представлены коллекторами порового типа.

На месторождении выявлено два нефтяных горизонта. Ниже приводятся выделенные горизонты: Ю-IV-1-1 и Ю-IV-2-2 в блоках I и IV.

По типу, залежи относятся к пластовым, сводовым, и литолически экранированным.

По коллекторским свойствам и физико-химическим свойствам горизонты относятся к маловязким. Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях по горизонтам изменяются от 0,811 до 0,814 г/см³.

В настоящем отчете, по горизонтам Ю-IV-1-1 и Ю-IV-2-2 в блоке IV учитывая их однотипность свойств пластовых нефтей горизонтов, геометрию залежей и совпадение их структурном плане залежей, эти горизонты объединены в один эксплуатационный объект.

На основе анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов на месторождении выделяются три эксплуатационных объекта:

- **I объект** – Ю-IV-1-1 в блоке I
- **II объект** – Ю-IV-2-2 в блоке I
- **III объект** -Ю-IV-1-1 и Ю-IV-2-2 в блоке IV

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 3.4.1.1.

Таблице 3.4.1.1.. - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры	Продуктивные пласты			
	I объект	II объект	III объект	
	Ю-IV-1-1 в блоке I	Ю-IV-2-2 в блоке I	Ю-IV-1-1 и Ю-IV-2-2 в блоке IV	
			Ю-IV-1-1	Ю-IV-2-2
Абсолютная глубина залегания, м	-1522.5	-1621.2	-1737.5	-1995.9
Глубина залегания, м	1610	1710.4	1820.6	2079
Тип залежи	Пластовая сводовая, литологический экранированная	Пластово сводовая тектонический и литологический экранировнная		
Тип коллектора	терригенный			
Площадь нефтеносности, тыс.м ² (по	234	223	180/783	297/169

Параметры	Продуктивные пласты			
	І объект	ІІ объект	ІІІ объект	
	Ю-IV-1-1 в блоке І	Ю-IV-2-2 в блоке І	Ю-IV-1-1 и Ю-IV-2-2 в блоке IV	
			Ю-IV-1-1	Ю-IV-2-2
категориям C_1/C_2)				
Средняя общая толщина, м	19.1	26.8	35	27
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м (по категориям C_1/C_2)	2.4	5.1	3.8/1.6	2.8/2.9
Средний коэффициент пористости, доли ед.	0.17	0.22	0.27	0.16
Средний коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0.52	0.7	0.8	0.73
Средняя проницаемость по керну, мкм ²	121.8	192	121.8	192
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.212	0.653	0.169	0.626
Коэффициент расчленённости, доли ед.	2.7	3.2	2	6
Пластовая температура, °С	65.3	67.3	72	77.26
Давление насыщения, МПа	13.85	12	12.4	13.3
Газосодержание, м ³ /т	135.29	213.31	152.63	151.6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0.65	0.54	0.69	0.67
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0.67	0.613	0.713	0.747
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1.333	1.552	1.597	1.669
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	0.811	0.812		
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т. по категории C_1/C_2	31	92	106/135	46/28
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т. по категории C_1/C_2	10	34	27/24	45/5
Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0.314	0.378	0.229/0.172	

3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

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

С целью выбора рационального варианта разработки, рекомендуемого к реализации, были рассмотрены различные варианты разработки данного месторождения, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

В отчете исходя из геологических запасов, для каждого рассмотрены следующие варианты разработки:

Для **І объекта**, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти, где пробурено две скважины М-2 и М-3 с расстоянием между скважинами **320** м. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 2 скважин М-2 и М-3 на естественном режиме. Общее количество скважин, составит 2 единицы.

Для **ІІ объекта**, рассмотрены 3 варианта разработки, различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод 2 существующих скважин М-4 и М-5 с расстоянием между скважинами 220 м. Общее количество скважин, составит 2 единицы.

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуриванием одной добывающей скважин М-6 с расстоянием 220 м от скважин М-4 и М-5.

Данный вариант предусматривает ввод 2 существующих скважин М-4 и М-5, а также бурение одной проектной добывающей скважины М-6. Общее количество скважин, составит 3 единицы.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержание пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину М-4, с плотностью сетки аналогично 2 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным завдонением. При этом общее количество скважин, как и в втором варианте, составляет 3 единиц, из них одна скважина М-4 постепенно переводятся под закачку воды.

Для *III объекта*, рассмотрены 2 варианта разработки.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод существующей скважины ЮМ-1. Общее количество скважин, составит одну единицу.

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуриванием скважины ЮМ-2 с расстоянием 300 м от скважины ЮМ-1.

Данный вариант предусматривает ввод одной существующей скважины ЮМ-1, а также бурение одной проектной добывающей скважины. Общее количество скважин, составит 2 единицы.

Для определения проектных дебитов нефти новых скважин использовались результаты опробования и испытания. Начальные дебиты нефти из консервации и проектных скважин по горизонтам представлены в таблице 3.4.2

Таблица 3.4.2.1 - Начальные дебиты нефти из консервации и проектных скважин по горизонтам

Объект	Горизонт	Блок	Давление насыщения, МПа	Дебит нефти, т/сут	
				из конс	проект
I	Ю-IV-1-1	I	13,85	5	-
II	Ю-IV-2-2	I	12	10	15

III	Ю-IV-1-1	IV	12,4	8	9
	Ю-IV-2-2	IV	13,3	10	11

Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки приведены в таблице 3.4.2.2 - 3.4.2.5.

Таблица 3.4.2.2 – Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для I-Объекта

Характеристики	Вариант
	I
Режим разработки	упругий
в том числе:	Истощение
Система заводнения	-
Расстояние между скважинами, м	320
Плотность сетки, га/скв	11,7
Соотношение скважин, доб./наг.	-
Режим работы скважин:добывающих	$R_{заб} \geq R_{нас}$
нагнетательных	-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95
нагнетательных	-
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9
нагнетательных	-
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонагн.)	2/0
Добывающий фонд пробуренный, ед.	2
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-

Таблица 3.4.2.3 – Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для II-Объекта

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	упругий		
в том числе:	Истощение		
Система заводнения	-	-	приконтурная
Расстояние между скважинами, м	220	220	220
Плотность сетки, га/скв	11,15	7,43	7,43
Соотношение скважин, доб./наг.	-	-	2:1
Режим работы скважин:добывающих	$R_{заб} \geq R_{нас}$ с	$R_{заб} \geq R_{нас}$ с	$R_{заб} \geq R_{нас}$
нагнетательных	-	-	$R_{заб} = 0,9 \cdot R_{грп}$
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	-	-	0,95
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонагн.)	2/0	3/0	2/1
Добывающий фонд пробуренный, ед.	2	2	2
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-	1	1
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0	0	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0	0	1
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	-	100

Таблица 3.4.2.4 – Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для III-Объекта

Характеристики	Варианты	
	I	II
Режим разработки	упругий	
в том числе:	Истощение	
Система заводнения	-	-
Расстояние между скважинами, м	-	300
Плотность сетки, га/скв	-	14,85
Соотношение скважин, доб./наг.	-	-
Режим работы скважин:добывающих	$R_{заб} \geq R_{нас}$	$R_{заб} \geq R_{нас}$
нагнетательных	-	-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95
нагнетательных	-	-
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9
нагнетательных	-	-
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонагн.)	1/0	2/0
Добывающий фонд пробуренный, ед.	1	1
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-	1
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0	0
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	-

3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты

В 3 варианте разработки предусматривается организация системы ППД закачкой воды во II эксплуатационном объектах.

Пластовая вода, которая будет добываться вместе с нефтью будет использована для обратной закачки в продуктивные пласты, после предварительной очистки. Дефицит воды планируется покрывать использованием ? вод.

Закачка газа и/или других агентов в продуктивные пласты не рассматриваются, а основной причиной являются: дефицит газа; невозможность использования растворов ПАА и ПАВ из-за практически одинаковой подвижности воды и нефти в пластовых условиях и коллекторских свойств пород; техническая трудность организации закачки.

Необходимо подчеркнуть, что с освоением системы ППД с закачкой воды также существуют множество проблем, основные из которых: дефицит воды; обеспечение приемистости нагнетательных скважин; вопрос об эффективности вытеснения нефти к забоям добывающих скважин из-за наличия разнонаправленных систем трещин в продуктивных отложениях и др. Поэтому недропользователю рекомендуется в процессе подготовительного периода изучить вышеприведенные вопросы.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту (попутно-добываемая вода и другие) для заводнения являются: сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин; предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных

скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями; 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 следующим 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 хлор-иона. Не нормируется.
- Содержание сульфат-иона. Не нормируется.
- Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.
- Показатель стабильности воды. 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.

3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения

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. (12) и выполнены с применением специального программного комплекса для расчета технологических показателей разработки.

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

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

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где

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

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

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

Для расчета амплитудного дебита используют формулу:

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

где

τ – время работы скважин;

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

n – общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

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

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

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

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

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где

$Q_{F_u}^t$ – 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:

$$Q_{F_{и}} = Q_{и} * \frac{F}{K_3}$$

где

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

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

Объем закачки вытесняющего агента:

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

где

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

ε_3 – теряемая доля закачиваемого агента.

3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

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

$$K_{\text{охв.}} = K_1 * K_2$$

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

K_2 – коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед.

Коэффициент охвата сеткой скважин K_1 определяется по известной зависимости:

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

где:

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

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

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

S' – площадь приходящаяся на одну скважину, км².

Коэффициент вытеснения (K_2) нефти водой были определены по лабораторным спец.исследования в скважине 2 и в среднем составил 0,555 д.ед.

В таблице 3.4.5.1 приведены результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой по скважине №2.

Таблица 3.4.5.1. – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой по скважине №2 месторождения Майкыз

№ п/п	№ образца	Глубина Отбора образца, м	Горизонт	Открытая пористость, д.ед	Проницаемость, мД	Остат. водонасыщенность, д.ед.	Объем образца, $V_{обр.}$, см ³	Объем пор, $V_{пор}$, см ³	Объем остат. воды, $V_{о.в.}$, см ³	Объем насыщ. $V_{н.нас.}$, см ³	Объем вытеснен. нефти, $V_{н.}$, см ³	Объем остат. нефти, $V_{н.ост.}$, см ³	Остат. нефть, д.ед.	Коэф. вытесн. нефть водой, д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	62.-3465	1679,95	Ю -IV-1-3	0,1770	115,610	0,4247	24,021	4,2517	1,8057	2,4460	1,2107	1,2353	0,5050	0,495
2	67.-3470	1712,70	Ю -IV-2-1	0,1930	27,312	0,4784	24,021	4,6360	2,2178	2,4182	1,1873	1,2309	0,5090	0,491
3	73.-3476	1720,80	Ю -IV-2-1	0,2248	4376,190	0,2360	24,021	5,3999	1,2744	4,1255	2,8507	1,2748	0,3090	0,691
4	85.-3488	1741,70	Ю -IV-2-2	0,2111	523,417	0,2943	24,021	5,0708	1,4923	3,5785	1,9395	1,6390	0,4580	0,542
													Среднее - 0,555	

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

Экономическая оценка эффективности разработки месторождения 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.

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 данном разделе приводятся основные допущения, принятые в расчетах экономических показателей. Финансирование предполагается за счет средств недропользователя.

Доход по проекту

Источником дохода настоящего проекта является реализация нефти и газа, добываемых на месторождении. 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 85% добываемой нефти реализуется на экспорт и 15% на внутренний рынок.

Проектируемая цена продажи нефти на внутреннем рынке принята в размере 80040 тг/тонна, на внешнем рынке - 245904 тг/тонна. Эскалация цен составила 4%.

Капитальные затраты

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

Таблица 3.5.1 - Нормативы капитальных вложений

Капитальные вложения	Ед.изм.	Значения
Средняя стоимость бурения эксплуатационной скважины	тыс.тг/скв	900800
Перевод на мех.способ	тыс.тг/скв	8758
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг/скв	10948
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг/скв	12558
Обустройство устья добывающей скважины	тыс.тг/скв	14702
Монтаж выкидных линий	тыс.тг/скв	11022
ЛЭП	тыс.тг/скв	2659
Автодороги	тыс.тг/скв	14702
Нагнетательные линии	тыс.тг/скв	11022
Насосная станция	тыс.тг	13872

Эксплуатационные затраты

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство (Таблица 3.5.2);
- нормативы для расчета платежей в бюджет (Таблица 3.5.3).

Нормативы производственных и административных затрат определены на основе анализа данных по бюджету недропользователя за 2023 год.

В расчетах участвуют нормативы:

Условно-постоянные:

- на 1 скважину среднегодового действующего фонда;

Условно-переменные:

- на 1 тонну добываемой нефти;

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии с Кодексом РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет», введенного в действие с 01 января 2009г. Законом РК №100-IV ЗРК от 10.12.2008 г. и всеми изменениями, и дополнениями, вступившими в силу на дату возникновения обязательство по удержанию, начислению и оплате налогов и прочих обязательных платежей в бюджет.

Таблица 3.5.2 - Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат и данные по реализации продукции

Эксплуатационные затраты	Ед. изм	Значения
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тг/т.ж.	184,92
Материалы	тг/т.ж.	299,00
Затраты, зависимые от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг/скв	3956,00
Затраты производственного характера	тг/т.н.	2258,60

Эксплуатационные затраты	Ед. изм	Значения
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тг/т.н.	2617,40
Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	тыс.тг/чел	3036,00
Арендные затраты	тыс.тг/год	2852,00
Прочие затраты	тыс.тг/год	25254,00
Экологические расходы	тг/т.н.	280,60
Затраты на страхование	тыс.тг/чел	556,60
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг/СКВ	1416,80
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	%	1
НИОКР, от затрат на добычу	%	1
Социальное развитие, от инвестиции	%	1
ФОТ АУП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника АУП в месяц	тенге	421666,7
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника ОПП в месяц	тенге	191666,7
Общие и Административные расходы	тыс.тг/чел АУП	4655,2
Страхование АУП	тыс.тг/чел АУП	556,60
Аренда	тыс.тг/год	8280,00
Прочие	тыс.тг/год	19872,00

Таблица 3.5.3 - Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением

№№ п/п	Показатели	Значение
Налоги отчисления		
1	Налог на имущество, %	1,5
2	Корпоративный подоходный налог, %	25
3	Налог на добычу, %	5
4	Социальный налог, %	9,5%
5	ОСМС, %	3%
6	Налог на сверх прибыль, %	согласно НК
7	Рентный налог, %	согласно НК
8	Экспортная пошлина, \$/т, нефти	По шкале ТК
9	Коэффициент инфляции, %	4

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели расчетов динамики добычи нефти по рекомендуемому варианту разработки приведены ниже в таблицах 4.1 – 4.14 по месторождению в целом и эксплуатационным объектам. Показатели по остальным вариантам приведены в табличных приложениях П. 4.1 – 4.8. Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам приведены на графических приложениях.

1 вариант - 0,306 д.ед;

2 вариант - 0,383 д.ед;

3 вариант - 0,400 д.ед.

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

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Ввод из других объектов	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур						всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	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	16	17
2024	0	0	0	5	0	0	5	8,642	0	0	5	0	0	9,6	11,0	0,0
2025	2	2	0	0	0	0	7	12,353	0	0	7	0	0	9,3	10,5	0,0
2026	0	0	0	0	0	1	7	12,353	0	0	6	0	1	9,1	11,1	12,6
2027	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	6	0	1	7,4	10,5	19,7
2028	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	6	0	1	5,9	9,7	26,6
2029	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	6	0	1	4,8	9,0	32,0
2030	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	6	0	1	3,8	8,3	29,0
2031	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	6	0	1	3,1	7,6	26,3
2032	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	6	6	1	2,5	7,0	23,9
2033	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	6	6	1	2,0	6,4	21,8
2034	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	4	4	1	2,1	7,4	19,9
2035	0	0	0	0	0	0	7	12,353	2	0	4	4	1	1,7	6,8	18,2
2036	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	4	4	1	1,4	6,2	16,6
2037	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	4	4	1	1,1	5,7	15,2

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

Годы и пери- оды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасов %	Кoeff. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
		3	4				8	9	10	11		13	14		16	17
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	7,5	7,6	7,6	7,7	7,9	0,032	8,6	0,0	8,9	0,0	13,1	0,0	0,0	0,0	1,3	1,3
2025	7,5	7,6	8,3	15,2	15,5	0,062	8,4	0,0	17,3	0,0	11,3	0,0	0,0	0,0	1,3	2,6
2026	17,7	18,0	21,3	32,9	33,5	0,134	21,5	0,0	38,8	0,0	17,9	4,4	4,4	14,2	3,0	5,6
2027	14,4	14,7	22,0	47,2	48,1	0,193	20,2	0,0	59,0	0,0	28,9	6,8	11,2	24,6	2,5	8,1
2028	11,5	11,7	22,6	58,7	59,9	0,240	18,7	0,0	77,8	0,0	38,7	9,2	20,4	37,2	2,0	10,1
2029	9,2	9,4	23,4	67,9	69,2	0,277	17,3	0,0	95,1	0,0	46,9	11,1	31,5	50,2	1,6	11,7
2030	7,4	7,5	24,5	75,3	76,8	0,307	16,0	0,0	111,1	0,0	53,7	10,1	41,6	50,6	1,3	13,0
2031	6,0	6,1	26,1	81,3	82,9	0,332	14,7	0,0	125,8	0,0	59,5	9,1	50,7	51,2	1,0	14,0
2032	4,8	4,9	28,5	86,1	87,7	0,351	13,5	6,8	139,3	6,8	64,5	8,3	59,0	51,8	0,8	14,9
2033	3,9	3,9	32,1	89,9	91,7	0,367	12,4	6,2	151,7	12,9	68,8	7,6	66,6	52,5	0,7	15,6
2034	2,7	2,8	33,5	92,7	94,5	0,378	9,6	4,8	161,2	17,7	71,4	6,9	73,5	62,7	0,5	16,0
2035	2,2	2,3	40,7	94,9	96,7	0,387	8,7	4,4	170,0	22,1	74,7	6,3	79,8	63,6	0,4	16,4
2036	1,8	1,8	55,3	96,7	98,5	0,395	8,0	4,0	177,9	26,1	77,7	5,8	85,6	64,6	0,3	16,8
2037	1,4	1,5	100,0	98,1	100,0	0,400	7,3	3,6	185,2	29,7	80,2	5,3	90,8	65,7	0,3	17,0

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	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	16
2024	0	0	0	2	0	2	3,2	0	0	2	0	0	5,0	5,6	0,0
2025	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	4,5	5,2	0,0
2026	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	3,8	5,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	3,0	4,8	0,0
2028	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	2,3	4,5	0,0
2029	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	1,9	4,2	0,0
2030	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	1,5	3,9	0,0
2031	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	1,2	3,6	0,0
2032	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	2	0	0,9	3,3	0,0
2033	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	2	0	0,7	3,0	0,0

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и пери- оды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Козфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
		3	4				8	9	10	11		13	14		16	17
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	1,550	12,1	12,1	1,6	12,8	0,053	1,7	0,0	1,8	0,0	10,29	0,0	0,0	0,0	0,215	0,215
2025	1,356	10,6	12,2	3,0	23,4	0,097	1,6	0,0	3,4	0,0	13,88	0,0	0,0	0,0	0,188	0,403
2026	2,428	19,0	24,8	5,4	42,4	0,175	3,2	0,0	6,6	0,0	25,04	0,0	0,0	0,0	0,336	0,739
2027	1,914	15,0	26,0	7,3	57,4	0,237	3,1	0,0	9,7	0,0	37,78	0,0	0,0	0,0	0,265	1,004
2028	1,510	11,8	27,7	8,8	69,2	0,285	2,9	0,0	12,6	0,0	47,8	0,0	0,0	0,0	0,209	1,213
2029	1,2	9,3	30,3	10,0	78,5	0,324	2,7	0,0	15,3	0,0	55,8	0,0	0,0	0,0	0,165	1,378
2030	0,9	7,4	34,4	11,0	85,9	0,354	2,5	0,0	17,8	0,0	62,2	0,0	0,0	0,0	0,130	1,508
2031	0,7	5,8	41,4	11,7	91,7	0,378	2,3	0,0	20,1	0,0	67,6	0,0	0,0	0,0	0,103	1,611
2032	0,6	4,6	55,8	12,3	96,4	0,397	2,1	1,1	22,2	1,1	72,0	0,0	0,0	0,0	0,082	1,693
2033	0,5	3,6	100,0	12,8	100,0		1,9	1,0	24,1	2,0	75,8	0,0	0,0	0,0	0,065	1,758

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Ввод из других объектов	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур						всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	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	16	17
2024	0	0	0	2	0	0	2	3,4	0	0	2	0	0	10,0	12,1	0,0
2025	1	1	0	0	0	0	3	5,1	0	0	3	0	0	9,4	10,8	0,0
2026	0	0	0	0	0	1	3	5,1	0	0	2	0	1	9,4	12,2	12,6
2027	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	2	0	1	8,1	12,1	19,7
2028	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	2	0	1	6,6	11,7	26,6
2029	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	2	0	1	5,4	11,2	32,0
2030	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	2	0	1	4,4	10,7	29,0
2031	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	2	0	1	3,6	10,2	26,3
2032	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	2	2	1	2,9	9,6	23,9
2033	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	2	2	1	2,4	9,1	21,8
2034	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	2	2	1	1,9	8,5	19,9
2035	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	2	2	1	1,6	8,0	18,2
2036	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	2	2	1	1,3	7,5	16,6
2037	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	2	2	1	1,1	7,0	15,2

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и пери- оды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасов %	Коэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	3,140	8,4	8,4	3,2	8,6	0,035	3,8	0,0	3,9	0,0	17,02	0,0	0,0	0,0	0,674	0,674
2025	3,075	8,2	8,9	6,3	16,8	0,068	3,6	0,0	7,4	0,0	13,50	0,0	0,0	0,0	0,660	1,333
2026	6,045	16,1	19,3	12,3	32,8	0,134	7,8	0,0	15,3	0,0	22,81	4,4	4,4	30,0	1,297	2,630
2027	5,212	13,9	20,6	17,6	46,7	0,191	7,8	0,0	23,1	0,0	33,15	6,8	11,2	50,0	1,118	3,748
2028	4,250	11,3	21,2	21,8	58,0	0,237	7,5	0,0	30,6	0,0	43,5	9,2	20,4	75,0	0,912	4,659
2029	3,5	9,2	22,0	25,3	67,2	0,275	7,2	0,0	37,8	0,0	52,0	11,1	31,5	100,0	0,743	5,403
2030	2,8	7,5	22,9	28,1	74,7	0,305	6,9	0,0	44,7	0,0	59,0	10,1	41,6	100,0	0,606	6,009
2031	2,3	6,1	24,3	30,4	80,9	0,330	6,5	0,0	51,3	0,0	64,8	9,1	50,7	100,0	0,494	6,503
2032	1,9	5,0	26,1	32,3	85,9	0,351	6,2	3,1	57,4	3,1	69,6	8,3	59,0	100,0	0,403	6,906
2033	1,5	4,1	28,9	33,8	89,9	0,368	5,8	2,9	63,3	6,0	73,8	7,6	66,6	100,0	0,329	7,235
2034	1,2	3,3	33,1	35,1	93,3	0,381	5,5	2,7	68,8	8,8	77,2	6,9	73,5	100,0	0,268	7,503
2035	1,0	2,7	40,3	36,1	96,0	0,392	5,2	2,6	73,9	11,3	80,2	6,3	79,8	100,0	0,219	7,722
2036	0,8	2,2	55,1	36,9	98,2	0,401	4,8	2,4	78,8	13,8	82,8	5,8	85,6	100,0	0,178	7,900
2037	0,7	1,8	100,0	37,6	100,0	0,409	4,5	2,3	83,3	16,0	85,0	5,3	90,8	100,0	0,145	8,046

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур										нефти	жидкости	
								всего	нагнет.						
										ед.	ед.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2024	0	0	0	1	0	1	2,0	0	0	1	0	0	18,0	19,9	0
2025	1	1	0	0	0	2	4,0	0	0	2	0	0	17,6	19,1	0
2026	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	0	0	14,3	16,2	0
2027	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	0	0	11,3	14,5	0
2028	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	0	0	8,9	12,9	0
2029	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	0	0	7,1	11,5	0
2030	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	0	0	5,6	10,2	0
2031	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	0	0	4,5	9,1	0
2032	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	2	0	3,6	8,1	0
2033	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	2	0	2,9	7,2	0
2034	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	2	0	2,3	6,3	0
2035	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	2	0	1,8	5,6	0
2036	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	2	0	1,5	4,9	0
2037	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	2	0	1,2	4,3	0

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту. Вариант 3

Годы и пери- оды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасов %	Коэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	2,790	5,8	5,8	2,9	6,0	0,024	3,1	0,0	3,2	0,0	9,77	0	0	0	0,423	0,423
2025	3,028	6,3	6,8	5,9	12,4	0,048	3,3	0,0	6,5	0,0	7,77	0	0	0	0,459	0,883
2026	9,188	19,3	22,0	15,1	31,6	0,124	10,4	0,0	16,9	0,0	11,94	0	0	0	1,394	2,276
2027	7,250	15,2	22,2	22,3	46,8	0,183	9,3	0,0	26,3	0,0	22,40	0	0	0	1,100	3,376
2028	5,732	12,0	22,6	28,1	58,8	0,230	8,3	0,0	34,6	0,0	31,2	0	0	0	0,869	4,246
2029	4,540	9,5	23,1	32,6	68,3	0,267	7,4	0,0	42,0	0,0	38,6	0,0	0,0	0	0,689	4,934
2030	3,6	7,6	24,0	36,2	75,9	0,297	6,6	0,0	48,6	0,0	45,0	0,0	0,0	0	0,551	5,485
2031	2,9	6,1	25,3	39,1	82,0	0,321	5,9	0,0	54,4	0,0	50,5	0,0	0,0	0	0,441	5,926
2032	2,3	4,9	27,1	41,5	86,9	0,340	5,2	2,6	59,7	2,6	55,4	0,0	0,0	0	0,353	6,279
2033	1,9	3,9	29,7	43,3	90,8	0,355	4,6	2,3	64,3	4,9	59,6	0,0	0,0	0	0,282	6,561
2034	1,5	3,1	33,9	44,8	93,9	0,367	4,1	2,0	68,3	6,9	63,4	0,0	0,0	0	0,226	6,787
2035	1,2	2,5	41,0	46,0	96,4	0,377	3,6	1,8	71,9	8,7	66,8	0,0	0,0	0	0,181	6,967
2036	1,0	2,0	55,6	47,0	98,4	0,385	3,1	1,6	75,1	10,3	69,8	0,0	0,0	0	0,144	7,111
2037	0,8	1,6	100,0	47,7	100,0	0,391	2,8	1,4	77,8	11,7	72,5	0,0	0,0	0	0,116	7,227

4.2. Экономические показатели 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;
- период окупаемости вложенных средств недропользователя;

В систему оценочных показателей так же включены:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;

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.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.4, по альтернативным вариантам экономические показатели приведены в табличных приложениях 4.2.1-4.2.8.

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения в целом по месторождению Вариант 3

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)														
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг	1 801 600	-	1 801 600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод на мех.способ	тыс.тг	52 550	-	-	-	-	-	-	-	-	52 550	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	10 948	-	-	10 948	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг	62 790	62 790	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	1 927 888	62 790	1 801 600	10 948	-	-	-	-	-	52 550	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	2 020 214	62 790	1 873 664	11 841	-	-	-	-	-	71 919	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО														
Обустройство промысла														
Обустройство устья добывающей скважины	тыс.тг	102 911	73 508	29 403	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Монтаж выкидных линий	тыс.тг	77 151	55 108	22 043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЛЭП	тыс.тг	18 612	13 294	5 318	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Автодороги	тыс.тг	102 911	73 508	29 403	-	-	-	-						
Нагнетательные линии	тыс.тг	11 022	-	-	11 022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВРП	тыс.тг	25 000	-	-	25 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Насосная станция	тыс.тг	13 872	-	-	13 872	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	351 479	215 418	86 167	49 894	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	358 997	215 418	89 614	53 965	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	2 279 367	278 208	1 887 767	60 842	-	-	-	-	-	52 550	-	-	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	2 379 211	278 208	1 963 278	65 806	-	-	-	-	-	71 918,85	-	-	-

Таблица 4.2.2 - Доход от реализации в целом по месторождению. Вариант 3

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Продажа продукции по направлениям																
на экспорт	тыс. тонн	82,996	6,345	6,327	14,981	12,194	9,748	7,802	6,277	5,051	4,066	3,273	2,322	1,874	1,513	1,221
на внутренний рынок	тыс. тонн	14,646	1,120	1,117	2,644	2,152	1,720	1,377	1,108	0,891	0,717	0,578	0,410	0,331	0,267	0,215
Цена реализации продукции																
на экспорт	тг/тонн		245 904	255 740	265 970	276 609	287 673	299 180	311 147	323 593	336 537	349 998	363 998	378 558	393 700	409 448
на внутренний рынок	тг/тонн		80 040	83 242	86 571	90 034	93 635	101 276	105 327	109 540	113 922	118 479	123 218	128 147	133 272	138 603
Производственная прибыль от реализации																
на экспорт	тыс.тг	24 426 475	1 560 331	1 618 174	3 984 622	3 373 095	2 804 232	2 334 262	1 953 109	1 634 542	1 368 223	1 145 530	845 294	709 499	595 574	499 988
на внутренний рынок	тыс.тг	1 428 526	89 625	92 948	228 876	193 750	161 075	139 443	116 674	97 643	81 734	68 431	50 496	42 384	35 578	29 868
Итоговый производственный доход	тыс.тг	25 855 001	1649956	1711122	4213498	3566845	2965307	2473705	2069783	1732186	1449957	1213961	895790	751883	631152	529856

Таблица 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению. Вариант 3

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)																
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	43 364,3	1 591,04	1 617,85	4 300,84	4 204,81	4 055,04	3 893,85	3 739,50	3 579,58	3 417,45	3 255,67	2 616,84	2 487,50	2 362,37	2 241,97
Материалы	тыс.тг	70 116,4	2 572,57	2 615,93	6 954,10	6 798,82	6 556,66	6 296,03	6 046,45	5 787,88	5 525,72	5 264,14	4 231,21	4 022,08	3 819,76	3 625,07
Затраты, зависимые от действующего фонда скважин , условно-постоянного характера	тыс.тг	384 601,8	19 780,00	28 799,68	25 672,86	26 699,77	27 767,76	28 878,47	30 033,61	31 234,96	32 484,35	33 783,73	23 423,39	24 360,32	25 334,73	26 348,12
Затраты производственного характера	тыс.тг	264 475,3	16 894,33	17 520,62	43 143,10	36 521,85	30 362,55	25 273,99	21 147,09	17 697,85	14 814,30	12 403,11	9 152,34	7 682,03	6 448,52	5 413,57
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг	306 489,7	19 578,15	20 303,94	49 996,79	42 323,69	35 185,93	29 289,01	24 506,51	20 509,32	17 167,69	14 373,47	10 606,27	8 902,40	7 472,93	6 273,57
Расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	тыс.тг	333 130,3	15 180,00	15 787,20	22 986,16	23 905,61	24 861,83	25 856,31	26 890,56	27 966,18	29 084,83	30 248,22	22 470,11	23 368,91	24 303,67	20 220,65
Арендные затраты	тыс.тг	52 168,5	2 852,00	2 966,08	3 084,72	3 208,11	3 336,44	3 469,89	3 608,69	3 753,04	3 903,16	4 059,29	4 221,66	4 390,52	4 566,14	4 748,79
Прочие затраты	тыс.тг	461 943,9	25 254,00	26 264,16	27 314,73	28 407,32	29 543,61	30 725,35	31 954,37	33 232,54	34 561,84	35 944,32	37 382,09	38 877,37	40 432,47	42 049,77
Экологические расходы	тыс.тг	32 857,4	2 098,89	2 176,70	5 359,94	4 537,34	3 772,13	3 139,95	2 627,24	2 198,71	1 840,47	1 540,92	1 137,05	954,39	801,14	672,56
Затраты на страхование	тыс.тг	61 073,9	2 783,00	2 894,32	4 214,13	4 382,70	4 558,00	4 740,32	4 929,94	5 127,13	5 332,22	5 545,51	4 119,52	4 284,30	4 455,67	3 707,12
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	25 916,0	1 416,80	1 473,47	1 532,41	1 593,71	1 657,46	1 723,75	1 792,70	1 864,41	1 938,99	2 016,55	2 097,21	2 181,10	2 268,34	2 359,08
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	252 371,4	11 500,00	11 960,00	17 413,76	18 110,31	18 834,72	19 588,11	20 371,64	21 186,50	22 033,96	22 915,32	17 022,81	17 703,72	18 411,87	15 318,68
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	2 288 508,82	121 500,78	134 379,96	211 973,54	200 694,03	190 492,12	182 875,05	177 648,30	174 138,11	172 104,99	171 350,23	138 480,49	139 214,66	140 677,62	132 978,94
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	33 750	1 668	1 711	2 459	2 525	2 594	2 666	2 740	2 818	2 898	2 982	2 192	2 257	2 324	1 915
Налог на имущество	тыс.тг	174 257	1 774	15 797	26 363	22 828	19 404	16 493	14 019	11 916	10 587	9 458	8 039	6 833	5 808	4 937
ОСМС	тыс.тг	6 924	173	239	348	362	565	588	611	636	661	687	511	531	552	460
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 257 037	80 257	83 232	204 953	173 498	144 238	120 199	100 572	84 168	70 454	58 987	43 527	36 535	30 668	25 746
Расходы на НИОКР	тыс.тг	41 522	0	1 829	20 066	2 223	1 991	1 888	1 812	1 759	1 723	2 421	1 693	1 364	1 370	1 384
Итого производственных затрат	тыс.тг	3 801 998	205 372	237 189	466 163	402 131	359 285	324 709	297 403	275 435	258 429	245 886	194 443	186 734	181 401	167 421
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг																
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 492 169	159 196	165 098	406 541	344 148	286 108	238 159	199 271	166 768	139 596	116 875	86 243	72 388	60 765	51 012
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	4 515 868	249 653	258 908	677 386	573 426	476 719	443 510	371 091	343 254	287 327	240 561	185 965	156 090	136 982	114 997
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	3 678 972	233 506	232 849	585 776	504 851	403 567	340 956	288 748	267 210	215 070	173 140	138 871	112 078	100 901	81 449
Итого расходы по реализации	тыс.тг	10 687 010	642 356	656 855	1 669 702	1 422 425	1 166 395	1 022 625	859 109	777 232	641 993	530 576	411 078	340 556	298 648	247 459
Административные расходы	тыс.тг	1 225 946	55 856	58 742	74 238	78 168	82 577	87 014	91 721	96 717	102 021	107 654	93 077	98 098	103 425	96 638
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	366 162	12 650	13 682	20 718	22 409	24 237	26 215	28 354	30 668	33 170	35 877	27 718	29 979	32 426	28 057
ОСМС	тыс.тг	10 227	190	274	414	448	727	786	851	920	995	1 076	832	899	973	842
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	48 665,82	1 834,25	1 957,61	2 925,99	3 124,90	3 338,46	3 567,78	3 814,10	4 078,72	4 363,07	4 668,68	3 569,44	3 821,75	4 093,10	3 507,98
Другие административные расходы	тыс.тг	255 400	11 638	12 104	17 623	18 328	19 061	19 823	20 616	21 441	22 298	23 190	17 227	17 916	18 633	15 503
Страхование АУП	тыс.тг	30 537	1 392	1 447	2 107	2 191	2 279	2 370	2 465	2 564	2 666	2 773	2 060	2 142	2 228	1 854
Аренда	тыс.тг	151 457	8 280	8 611	8 956	9 314	9 686	10 074	10 477	10 896	11 332	11 785	12 256	12 747	13 257	13 787
Прочие	тыс.тг	363 497	19 872	20 667	21 494	22 353	23 247	24 177	25 144	26 150	27 196	28 284	29 415	30 592	31 816	33 088
Контрактные обязательства	тыс.тг	128 793	0	7 655	61 126	7 424	6 011	5 702	5 471	5 312	5 204	7 299	5 124	4 129	4 146	4 189
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	41 522	0,00	1 828,74	20 065,70	2 222,82	1 991,00	1 888,35	1 811,51	1 758,56	1 722,74	2 420,85	1 693,34	1 363,83	1 370,34	1 384,09
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	тыс.тг	41 522	0	1 829	20 066	2 223	1 991	1 888	1 812	1 759	1 723	2 421	1 693	1 364	1 370	1 384
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	45 749	0	3 997	20 995	2 978	2 029	1 925	1 848	1 795	1 759	2 457	1 738	1 402	1 406	1 420
Итого не производственные затраты	тыс.тг	12 041 748	698 211	723 252	1 805 066	1 508 017	1 254 982	1 115 340	956 301	879 261	749 219	645 530	509 280	442 783	406 219	348 286
Итого затраты	тыс.тг	15 843 746	903 583	960 440	2 271 229	1 910 148	1 614 267	1 440 049	1 253 704	1 154 695	1 007 648	891 415	703 723	629 518	587 620	515 707
Доходы (убытки)																
Производственный доход	тыс.тг	25 855 001	1 649 956	1 711 122	4 213 498	3 566 845	2 965 307	2 473 705	2 069 783	1 732 186	1 449 957	1 213 961	895 790	751 883	631 152	529 856
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	15 843 746	903 583	960 440	2 271 229	1 910 148	1 614 267	1 440 049	1 253 704	1 154 695	1 007 648	891 415	703 723	629 518	587 620	515 707
Операционный доход	тыс.тг	10 011 255	746 373	750 682	1 942 269	1 656 697	1 351 040	1 033 656	816 079	577 490	442 309	322 546	192 067	122 365	43 532	14 149
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	2 127 603	14 794	164 883	403 518	328 451	262 557	210 148	169 071	136 052	124 835	100 497	71 305	57 548	46 449	37 495
Балансовая прибыль	тыс.тг	7 883 652	731 580	585 799	1 538 751	1 328 245	1 088 483	823 507	647 008	441 438	317 475	222 049	120 762	64 817	-2 917	-23 346
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	2 076 764	41 731	329 963	290 340	246 789	209 770	178 305	151 559	128 825	120 289	102 246	86 909	73 873	62 792	53 373
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	7 934 491	704 642	420 719	1 651 930	1 409 908	1 141 269	855 351	664 520	448 665	322 020	220 300	105 158	48 493	-19 259	-39 224
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	7 992 974	704 642	420 719	1 651 930	1 409 908	1 141 269	855 351	664 520	448 665	322 020	220 300	105 158	48 493	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 998 244	176 160	105 180	412 982	352 477	285 317	213 838	166 130	112 166	80 505	55 075	26 289	12 123	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	5 619 126	476 477	315 539	1 149 845	978 596	799 555	613 981	485 138	336 499	241 515	165 225	78 868	36 370	-19 259	-39 224

Таблица 4.2.4 – Поток денежной наличности в целом по месторождению. Вариант 3

Составляющие	Ед.из м	Итого за рентабельны й период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	25 855 001	1 649 956	1 711 122	4 213 498	3 566 845	2 965 307	2 473 705	2 069 783	1 732 186	1 449 957	1 213 961	895 790	751 883	631 152	529 856
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	15 843 746	903 583	960 440	2 271 229	1 910 148	1 614 267	1 440 049	1 253 704	1 154 695	1 007 648	891 415	703 723	629 518	587 620	515 707
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	2 379 211	278 208	1 963 278	65 806	0	0	0	0	0	71 919	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 998 244	176 160	105 180	412 982	352 477	285 317	213 838	166 130	112 166	80 505	55 075	26 289	12 123	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	317 121	52 004	0	89 102	78 835	56 397	27 532	13 251	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг	20 538 322	1 409 956	3 028 898	2 839 119	2 341 460	1 955 981	1 681 419	1 433 085	1 266 862	1 160 071	946 490	730 012	641 641	587 620	515 707
Поток денежной наличности	тыс.тг	5 316 679	240 000,30	-1 317 775,62	1 374 378,77	1 225 384,69	1 009 325,58	792 285,86	636 697,60	465 324,09	289 885,58	267 470,81	165 777,43	110 242,26	43 532,36	14 149,21
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	3 247 227	240 000	-1 197 978	1 135 850	920 650	689 383	491 947	359 399	238 785	135 234	113 434	63 914	38 639	13 871	4 099
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг	5 316 679	240 000	-1 077 775	296 603	1 521 988	2 531 314	3 323 600	3 960 297	4 425 621	4 715 507	4 982 978	5 148 755	5 258 997	5 302 530	5 316 679
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	3 247 227	240 000	-957 978	177 873	1 098 522	1 787 905	2 279 852	2 639 252	2 878 037	3 013 270	3 126 704	3 190 618	3 229 258	3 243 128	3 247 227

4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

В таблице 4.3.1 представлено сопоставление рентабельных коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти по рассмотренным вариантам разработки. Как видно из представленной таблицы, наибольшими рентабельными извлекаемыми запасами и коэффициентами извлечения нефти характеризуется вариант разработки 3 как в целом по месторождению, так и по эксплуатационным объектам. По варианту разработки 3 коэффициент извлечения нефти по эксплуатационным объектам изменяется от 0,391 д.ед. до 0,412 д.ед., составляя в целом по месторождению 0,400 д.ед.

Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов (раздел 4.2), **вариант разработки 3** характеризуется наилучшими показателями: наибольшим дисконтированным потоком денежной наличности по сравнению с остальными вариантами; доходы Государства по варианту достигаются максимальной величины; по внутренней норме прибыли является наилучшим.

По вариантам разработки 1 и 2 рентабельные извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения нефти не достигают утвержденные ГКЗ Республики Казахстан величины.

Учитывая вышеизложенное, а также принимая во внимание п. 89 «Единых правил...» (1), для реализации на месторождении Майкыз **рекомендуется вариант разработки 3**, по которому рентабельная нефтеотдача в целом по месторождению составит 40 % и извлекаемые запасы нефти достигнут 98,1 тыс.т.

Таблица 4.3.1. Рентабельные коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы нефти по вариантам и эксплуатационным объектам месторождения Майкыз

Эксплуатационный объект	Утвержденные начальные геологические запасы нефти категории C ₁ , тыс.т	Извлекаемые запасы нефти по вариантам разработки, тыс.т			Коэффициенты извлечения нефти по вариантам разработки, д.ед.		
		1	2	3	1	2	3
I	31	12,8	12,8	12,8	0,412	0,412	0,412
II	92	26,9	34,1	37,6	0,293	0,371	0,409
III	122	35,3	46,9	47,7	0,289	0,384	0,391
В ЦЕЛОМ	245	76,0	93,8	98,1	0,306	0,383	0,400

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Экономический анализ позволяет оценить возможные финансовые и экономические последствия реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов, определить наиболее выгодный вариант для недропользователя и для государства.

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Рентабельный период по вариантам составил:

- 1 вариант – 2024 - 2039гг
- 2 вариант – 2024 - 2036 гг.
- 3 вариант – 2024 - 2037гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период по вариантам составляет:

- 1 вариант – 338,1 млн.тг.
- 2 вариант – 2325,4 млн. тг.
- 3 вариант – 2379,2 млн. тг.

Эксплуатационные затраты по вариантам разработки составили:

- вариант 1 – 12855,2 млн. тг.
- вариант 2 – 14841,9 млн. тг.
- вариант 3 – 15843,7 млн. тг.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за прибыльный период, при ставке дисконта 10 % имеет следующие величины:

- 1 вариант – 3189,4 млн. тг.
- 2 вариант – 3040,8 млн. тг.
- 3 вариант – 3247,2 млн. тг.

Исходя из результатов расчетов вариантов разработки более выгодным является третий вариант, по которому недропользователь и Государство получают большую выгоду.

Таблица 5.1 – Технико-экономические показатели вариантов разработки

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
Рентабельный период	период	2024 - 2039	2024 - 2036	2024 - 2037
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	13	21	22
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	9,6	17,3	17,7
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	0,0	0,0	11,1
Темп отбора при проектном уровне	%	14,2	19,4	18,0
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч.:	ед.	5	7	7
добывающих	ед.	5	7	6
нагнетательных	ед.	0	0	1
Ввод новых скважин из бурения	ед.	0	2	2
Нефтедобывающих	ед.	0	2	2
Накопленные показатели				
добыча нефти	тыс. т	74	92	98
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	74	93	98
добыча жидкости	тыс. т	168	185	185
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	168	185	185
закачка воды	тыс. м3	0	0	91
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	0	0	91
Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,303	0,379	0,400
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	81,39%	80,84%	80,23%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг.	20 142,0	24 227,0	25 855,0
Капитальные затраты	млн. тг.	338,1	2 325,4	2 379,2
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг.	12 855,2	14 841,9	15 843,7
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг.	13 156,3	16 817,2	17 920,5
Полная себестоимость 1 тонны нефти	тг./тонна	218 925,8	219 407,1	225 710,9
Поток денежной наличности	млн. тг.	4 810,0	4 905,2	5 316,7
Поступления Государству	млн. тг.	9 755,5	11 228,6	12 041,1
Чистые дисконтированные поступления, 10%	млн. тг.	3 189,4	3 040,8	3 247,2
Чистые дисконтированные поступления Государства, 10%	млн. тг.	6 131,7	7 602,0	7 998,2

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

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. Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

На дату составления отчета, на территории месторождения Майкыз, в пределах участка №1 Контрактной территории пробурено всего 7 посковых скважин (М-1, М-2, М-3, М-4, М-5, ЮМ-1 и ВМ-1)

По состоянию на 01.01.2023 г. месторождения Майкыз находится в консервации.

Согласно рекомендуемого варианта 3, основные технологические показатели, следующие:

- максимальная добыча нефти составляет 21,5 тыс.т и достигается в 2026 г.;
- бурение добывающих скважин – 2 ед.;
- ввод скважин из консервации – 5 ед.;
- перевод в нагнетательный фонд – 1 ед.

Исходной информацией, для выбора техники и технологии добычи продукции скважин на месторождении, послужили данные, полученные в результате испытания и исследования скважин.

Фонтанный способ эксплуатации

Фонтанирование скважин на месторождении Майкыз, должно быть обусловлено запасом пластовой энергии и достаточно большими давлениями на забое, способными преодолеть гидростатическое давление газожидкостного столба в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на трение, связанное с движением жидкости.

Решая вопрос выбора способа добычи нефти, необходимо отметить, что фонтанный способ является наиболее простым, и зачастую самым бюджетным способом эксплуатации скважин.

Минимальные забойные давления фонтанирования определяются условиями и показателями варианта разработки, технологическими особенностями системы сбора и подготовки добываемых углеводородов.

В целях определения предельных условий фонтанирования по методике И. Т. Мищенко, выполнены расчёты распределения обобщённых гидродинамических градиентов давлений в подъёмных трубах и забойных давлений проектных скважин месторождения Майкыз. Для условия фонтанирования необходимо, чтобы средний объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости (Гэф) был больше или, по крайней мере, равен удельному расходу газа, при работе подъемника на оптимальном режиме $R_{опт}(Гэф \geq R_{опт})$. Учитывая, что $P_{заб} > P_{нас}$ выделение газа начинается не на забое, а в подъемнике при давлении насыщения, на глубине $H_{нас}$, условие фонтанирования следующее:

$$\left[G - \alpha \left(\frac{P_{нас} + P_y}{3} - P_o \right) \right] (1 - n) \geq \frac{2,77 \times 10^{-4} \rho g H^2}{d^{0.5} (P_{нас} - P_y) \lg \frac{P_{нас}}{P_y}} \left(1 - \frac{P_{нас} - P_y}{\rho g H} \right) \quad (1)$$

где, G – газовый фактор, м³/т;

α – коэффициент растворимости, Па⁻¹, (при содержании азота в попутном газе менее 5%, для определения $G_{эф}$ коэффициент растворимости рассчитан по формуле:

$$\alpha = G / (P_{нас} - P_o) * 10^{-6};$$

$P_{нас}$ – давление насыщения, МПа;

P_y – давление на устье, МПа;

P_o – атмосферное давление, МПа;

n – обводненность продукции, %;

ρ – плотность дегазированной нефти, кг/м³;

d – внутренний диаметр НКТ, м;

H – глубина спуска колонны НКТ, м.

Решая уравнение относительно H , определяем глубину ($H_{нас}$), которая по расчету соответствует давлению насыщения. Поскольку фонтанные трубы спущены до интервала перфорации, минимальное давление фонтанирования на забое скважины определяется, как сумма $P_{нас}$ и гидростатического давления столба жидкости от глубины $H_{нас}$ до башмака НБ:

$$P_{заб.мин} = P_{нас} + (H_b - H_{нас}) * \rho_n * g$$

где: ρ_n – плотность насыщенной газом нефти, кг/м³.

Для установления режима работы фонтанных скважин в дальнейшем необходимо проведение более точных расчетов в процессе эксплуатации скважин.

При получении дополнительных данных (из скважинных исследований, анализа PVT и т.д.) будет выполняться дальнейшее моделирование, по результатам которого могут быть обновлены рекомендации в области техники и технологии эксплуатации скважин.

В зависимости от соотношений устьевых и забойных давлений, дебитов, газового фактора и пр. в скважинах будут устанавливаться необходимые технологические режимы путем переключения их на соответствующее давление на устье (с использованием штуцеров различных диаметров).

Устьевое оборудование фонтанных нефтяных скважин выбирается, исходя из условий фонтанирования скважин, глубины залегания пластов, давления насыщения, диаметра НКТ и эксплуатации.

С учетом пластового давления и эксплуатации фонтанные скважины рекомендуется оборудовать колонной головкой ОКК1-21-140×245API, ОКК2-35-168х245 и фонтанной арматурой АФК6-65/35 К1ХЛ, АФК2Э-350х065-К1ХЛ, АФК1-350х065-РЭ по ГОСТ 13846 – 89, что соответствует фактическим условиям эксплуатации фонтанных скважин на месторождении, и рекомендуется для дальнейшего применения на месторождении, запорные устройства (задвижки) с ручным или автоматическим (пневматическим или гидравлическим) способом управления. Ствол фонтанной ёлки должен быть оборудован запорным устройством ручного управления и главным предохранительным клапаном автоматического управления. Боковые отводы арматуры оборудуются запорными устройствами и штуцеродержателями (или регулируемыми дросселями) для частой и быстрой смены штуцера из-за возможного разрушения эрозией. Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанной арматуры, в зимнее время, чтобы избежать затвердевания парафиновых осадков в выкидных линиях.

Внутрискважинное оборудование

Для осуществления проекта, предлагается применяемая на месторождении одноступенчатая компоновка лифтовой колонны диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,5 мм.

В таблице 6.1.1 приведена предлагаемая компоновка лифта для фонтанных скважин указанием толщины стенок НКТ и глубины спуска.

Таблица 6.1.1. Компоновка колонны насосно-компрессорных труб.

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Наружный диаметр лифтовой колонны, мм	Толщина стенки НКТ, мм	Глубина спуска НКТ, мм
177,8; 168,3	73.0	5.5	До интервала

			перфорации
--	--	--	------------

Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны, размер и глубина спуска основаны на том, что она обеспечивает:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине пакера (при необходимости), обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины;
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающих в ходе различных операций, которые могут проводиться в течении всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб (до интервала перфорации) обусловлена тем, что при этом обеспечивается более полный вынос воды с забоя скважин при минимальных скоростях потока (при низких дебитах). Кроме того, при спуске НКТ до перфорации, улучшаются условия фонтанирования, так как газ из пласта поступает непосредственно в подъемник, и скважина работает равномерно без пульсаций.

Механизированный способ эксплуатации

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности.

Электроцентробежные насосные установки

Устье скважин электроцентробежных установок оборудовано станцией управления, изменением скорости вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), трансформатором, прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий.

Внутрискважинное оборудование

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной, секционный, многоступенчатый электроцентробежный насос (ЭЦН);
- газостабилизирующее устройство газосепаратор, диспергатор (или объединенный вариант);
- гидрозащиту предназначенную для предохранения электродвигателя от проникновения в него пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя с затрубным;
- погружной электродвигатель (ПЭД) с погружным датчиком телеметрии;
- обратный и сливной клапаны (на НКТ);

- погружной электро-кабель (трехфазный в оплетке из оцинкованной или коррозионностойкой стали).

Выбранное и установленное механизированное оборудование позволяет обеспечивать:

- надежную и безаварийную работу скважин;
- устанавливать необходимый режим и вести заданный отбор продукции;
- высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;
- возможность осуществления контроля и регулирования процесса разработки и режима работы скважин.

В целом, условия для эксплуатации УЭЦН на месторождении Майкыз являются благоприятными – низкая вязкость флюида, невысокие температуры и концентрация агрессивных компонентов, не большая глубина пластов и оптимальные размеры эксплуатационной колонны. Указанные факторы сказываются на наработке УЭЦН.

Выпускаемые серийно УЭЦН имеют длину от 15,5 до 39,2 м и массу от 626 до 2541 кг, в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

На рисунке 6.1.1 представлена устьевая арматура без внесенных устьевого патрубка с отборником проб, клапана перепускного и трубной подвески.

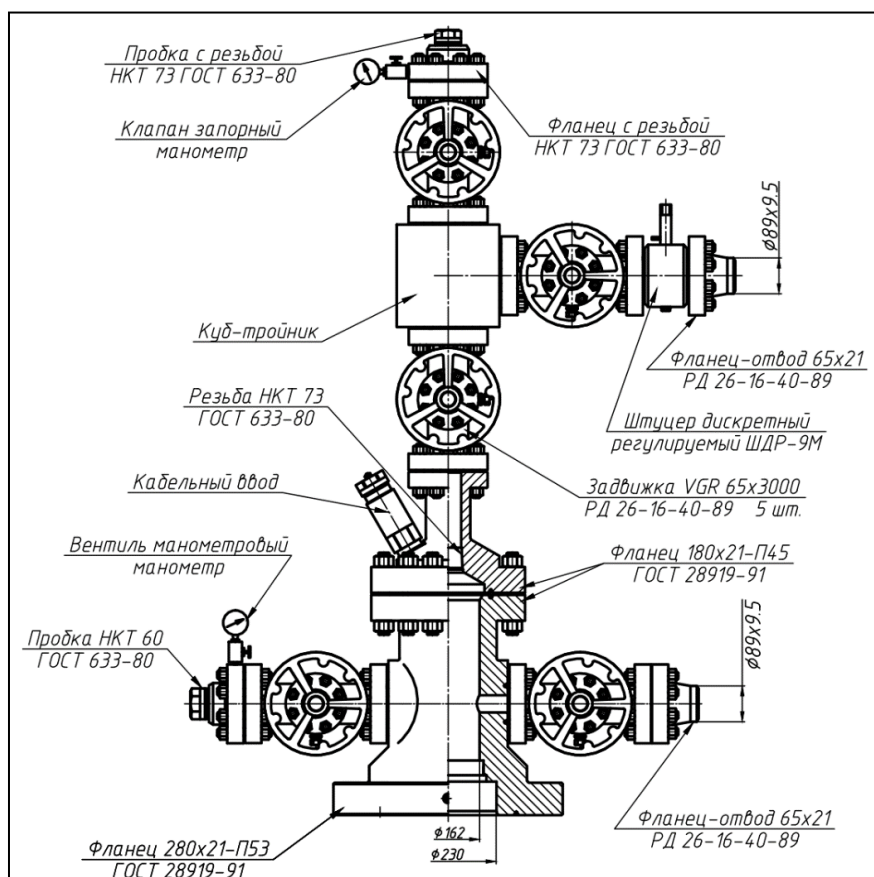


Рисунок 6.1.1. Устьевая арматура УЭЦН

В современных установках может быть включено от 2 до 4 модулей-секций. В корпус секции вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу рабочие колеса и направляющие аппараты. Число ступеней колеблется в пределах 152-393. Входной модуль представляет основание насоса с приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

Плунжерные штанговые глубинные насосные установки (ПШГНУ)

Штанговые глубинные насосы обладают рядом достоинств, в который входят: простота конструкции, возможность откачки жидкости из нефтяных скважин, в случае если иные способы эксплуатации неприемлемы. Подобные насосы способны работать на большой глубине, и обладают простотой процесса регулировки. Также к достоинствам стоит отнести простоту в обслуживании установки.

ПШГНУ бывают с нижним или верхним манжетным креплением и могут быть с механическим креплением в верхней или нижней части.

Установки штанговых глубинных насосов могут производиться в усложненных условиях добычи нефти – в скважинах с наличием мелкодисперсного песка, при наличии парафина в добываемом продукте, при высоком газовом факторе, при откачке различных коррозионных жидкостей.

Характеристики штанговых глубинных насосов

- Обводнённость – до 99%;
- Температура – до 130 °С;
- Работа при содержании механических примесей до 1,3 г/литр;
- Содержание свободного газа на приеме насоса до 20% от объема;
- Минерализация воды – до 10 г/литр;
- Показатели pH – от 4 до 8.

Типы штанговых насосов

1. Невставные. Цилиндр насоса опускается в нефтяную скважину по насосным трубам без плунжера. Последний опускается на насосных штангах, и вводится в цилиндр совместно с всасывающим клапаном. При замене подобного насоса необходимо сперва поднять из скважины плунжер на штангах, а потом и НКТ с цилиндром.
2. Вставные. Цилиндр с плунжером опускается в нефтяную скважину на штангах. У подобных насосов диаметр плунжера должен быть гораздо меньше, чем трубный диаметр. Соответственно, при необходимости замены такого насоса не требуется лишний раз производить спуск-подъем труб.

В таблице 6.1.2 приведена требуемая мощность для работы ПШГНУ.

Таблица 6.1.2. Требуемая мощность для работы ПШГНУ.

Паспортная мощность Эл.двиг-я кВт	$\cos\phi$	Среднепотребляемая мощность Эл.двиг. кВт	Максимальный ток потребления при подъеме штанги А.	Ток потребления при спуске штанги А.
30	0,84	22	44	33

Винтовые скважинные насосные установки (УЭВН)

Винтовые насосы – это насосы объемного типа, конструкция которых позволяет создавать постоянный напор, что обеспечивает возможность осуществлять откачку скважинной жидкости с большим содержанием песка. По сравнению с другими способами механизированной добычи, капитальные и эксплуатационные расходы на винтовые насосы обычно ниже за счет более простого монтажа и малого энергопотребления. Винтовые насосы успешно применяются для откачки как высоковязких жидкостей, так и жидкостей с высоким содержанием механических примесей.

Оборудование устья УЭВН состоит из колонной головки, крестовины, штангового превентора, приводная головка, обвязки на выкидную линию. Подземное оборудование УЭВН состоит из хвостовика, якоря, ротора со статором, колонны НКТ, колонны штанг, центраторов на штангах, подгоночных штанг, полированного штока.

Приводом УЭВН является приводная головка с электрическим приводом. Устье скважин УЭВН оборудовано арматурой на рабочее давление 21 МПа. Устьевые приводы УЭВН обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Статор винтовых насосов спускается в скважину на колонне НКТ диаметром 73 мм, а многозаходный ротор (винт) - на 22 мм колоннах штанг.

Условия выбора УЭВН, режим работы, подземная компоновка

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Более подробная информация может быть предоставлена заводами изготовителями.

На рисунке 6.1.2 приведена наглядная конструкция винтового насоса с приводом на устье скважины.

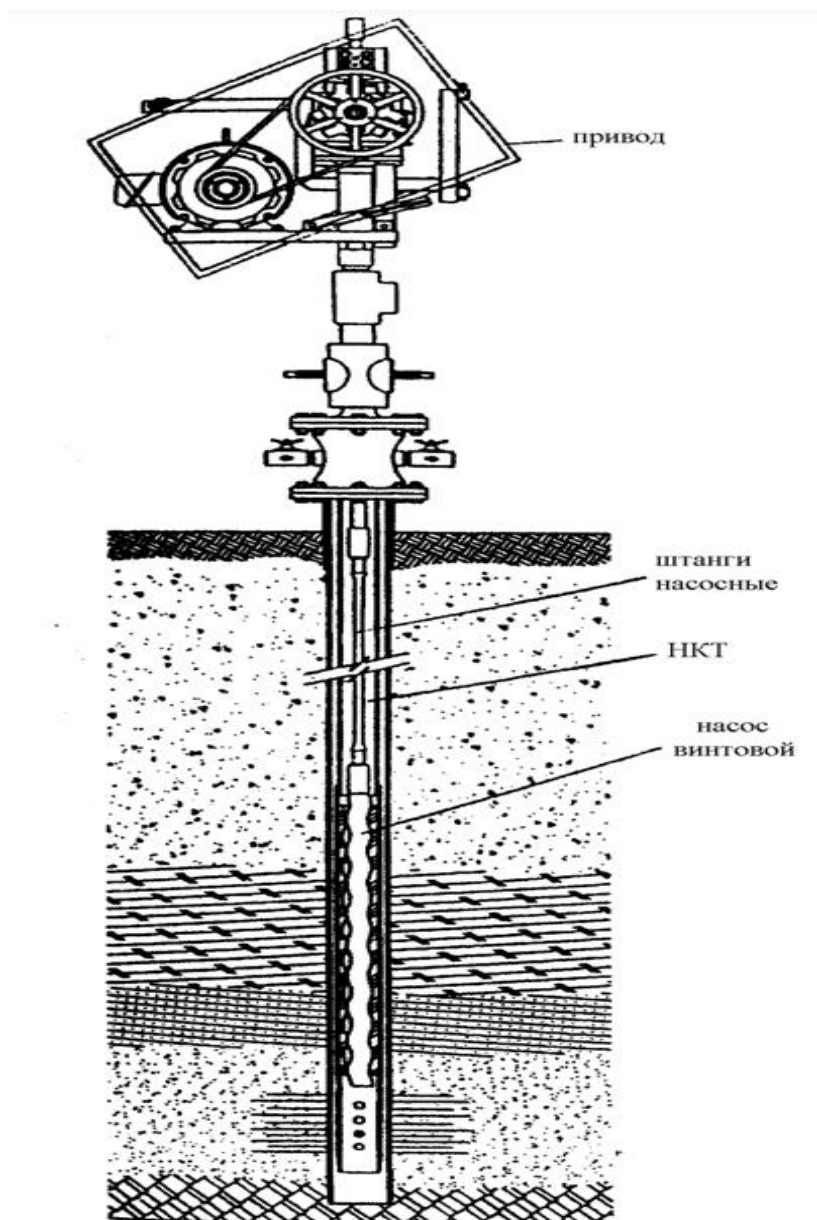


Рисунок 6.1.2. Винтовой насос с приводом на устье скважины

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

- Тип нефти. Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к его повреждению и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.
- Коэффициент полезного действия насоса - это функция скорости утечки жидкости между полостями, а также - функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на 10-20 мм.
- Дифференциальный нагрев. Если дифференциальный нагрев является проблемой, которая ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять

статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.

- Содержание песка. Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает $>0,1\%$ для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глин) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.
- Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса песка поступающего из пласта.

Выбор скважин для оборудования УЭВН должен основываться на возможности установления оптимальных режимов с учетом характеристики скважин и насосной установки. Рекомендуется установку оборудовать наземным щитом управления, позволяющим регулировать частоту оборотов в минуту (скорость вращения ротора) без остановки скважины.

Плунжерный лифт

Устье скважин установок с плунжерным лифтом оборудовано станцией управления и трансформатором. Станция управления позволяет устанавливать два типа контроля работы: по давлению и по времени.

В состав установки плунжерного лифта кроме обычного оборудования периодического газлифта входят плунжер, лубрикатор (камера на устье скважины, куда заходит плунжер, снабжённая устройством для его удержания и датчиком прихода плунжера), а также амортизаторы — верхний и нижний.

Плунжер, выполненный в виде длинного цилиндрического тела, имеет жёсткое раздвижное или эластичное уплотнение и осевой канал, перекрываемый клапаном.

При спуске плунжера в лифтовой колонне клапан его открыт, а уплотнение сложено для уменьшения сопротивления. После удара его о нижний амортизатор клапан закрывается, уплотняющие элементы раздвигаются и плунжер вместе с находящимся над ним столбом жидкости под давлением поступающего газа поднимается к устью скважины. При входе в лубрикатор плунжер ударяется о размещённый в нём верхний амортизатор, клапан открывается, а плунжер удерживается до окончания фазы выброса продукции скважины. Применяют также плунжеры без отверстия, т.е. поршни (иногда в виде шаров). Наличие в лифтовой колонне свободно передвигающегося плунжера, отделяющего газовую пробку от поднимаемого ею столба жидкости, препятствует прорыву газа в

жидкость и стеканию её по стенкам труб. Это увеличивает эффективность процесса добычи — уменьшает расход рабочего агента (газа, воздуха), а в некоторых случаях для подъёма жидкости оказывается достаточно пластовой энергии (скважина работает в режиме периодического фонтанирования). Плунжерный лифт используется также для удаления жидкости с забоя газовых скважин.

Установка плунжерного лифта применяются на добывающих скважинах с НКТ условным диаметром от 60 до 168 мм. В промышленной практике применяют два типа плунжерного лифта:

- с управлением циклов;
- без управления.

Конструкция плунжерного газлифта без управления оказывается неэкономичной в малодебитных скважинах по некоторым причинам:

- Плунжер начинает перемещаться вверх сразу же после удара его о пружину забойного амортизатора и поднимать жидкость, накопившуюся в течение одного полного цикла подъема и спуска плунжера. Таким образом, если высота столба жидкости не значительна, то только небольшая часть энергии расширяющегося газа будет делать полезную работу;
- Значительный зазор между плунжером и подъемными трубами;
- Газ может вытекать из подъемной колонны без осуществления полезной работы за время падения плунжера.

Чтобы получить экономический эффект при добыче малодебитных скважин, применяют установку плунжерного газлифта, с управлением циклов. В независимости от типа контроля работы, получается одинаковый результат, при этом снижается частота циклов путем обеспечения подъема плунжера только тогда, когда достаточное количество жидкости накопится в подъемных трубах выше плунжера. Установки плунжерного лифтов с управлением циклов предназначены для добычи жидкости с дебитом от 1 до 80 м³/сут, при газовом факторе более 200 м³/м³. Оригинальным является технология плунжерного шарового лифта, предназначенная для применения на месторождениях с низким пластовым давлением газа или низкими газовыми фактором.

Эффективность работы плунжерного лифта зависит от типа используемого плунжера, так как он является основным рабочим механизмом плунжерного газлифта. В зависимости от дебита скважины по притоку жидкости к забою и по газу существуют следующие типы плунжера:

- самоуплотняющийся плунжер состоит из корпуса, на который надеваются уплотнительные элементы, прижимаемые к трубе пружинами, и шара, перекрывающего центральное отверстие;
- плунжер типа «летающий клапан»;
- постоянного наружного диаметра;
- комбинированный, предназначенный для скважин с разно размерной колонной насосно-компрессорных труб.

Особенностью применения плунжерного лифта в скважинах с лифтовыми колоннами 60-73-89 мм с плунжером типа «летающий клапан», является в том, что цилиндрический корпус и шар механический не скреплены между собой. Недостатками существующих летающих клапанов являются потеря уплотнительной способности плашек при подъеме летающего клапана в трубах, внутренняя поверхность которых отличается от цилиндрической из-за неточности их изготовления, и как следствие, имеет место повышенный расход рабочего агента; для обеспечения подвижности плашек в месте соединения их с кольцом и замковых устройствах имеются зазоры, приводящие к расхождению продольных поверхностей замковых устройств и утечки рабочего агента при неравномерной нагрузке на плашки со стороны стенок труб вследствие их нецелиндричности; низкая стойкость плашек и кольца к ударным нагрузкам из-за наличия больших рабочих зазоров в месте их соединения и кромочных контактов кольца с плашками и плашек одна с другой, что приводит к смятиям кромок с последующей потерей подвижности плашек; ненадежность пружины в условиях ударных нагрузок, имеющих место в скважине, которые вызывают поломку лепестков пружины и заклинивание летающего клапана из-за перекоса сломанного лепестка; из-за малости угла конуса пружины сход плашек с пружины затруднен, в результате чего происходит заклинивание плашек между пружиной и стенками труб.

Выбор насоса производится в основном по дебиту скважины. Подбирается по производительности, развиваемому напору и диаметру эксплуатационной колонны.

При прекращении фонтанирования Недропользователю необходимо перейти на механизированный способ добычи. Учитывая ряд положительных характеристик штанговых глубинных насосов, а именно: способность работать с обводненностью добываемой жидкости до 99%; со содержанием механических примесей до 1,3 г/литр; содержанием свободного газа на приеме насоса до 20% от объема, рекомендуется осуществить переход на ПШГНУ.

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

В процессе промышленной разработки внутрискважинного и наземного оборудования месторождения Майкыз, могут выявляются такие виды осложнений, как: коррозия скважинного и наземного оборудования, пескопроявления а также учитывая физико-химический состав добываемой продукции парафиноотложение.

Все это приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

Нефть темно-коричневого цвета, застывает при температуре $+12^{\circ}\text{C}$. По товарным свойствам нефть относится к высококачественной, легкой, плотность – $0,806 \text{ г/см}^3$, малосернистой, содержание серы – $0,21\%$, малосмолистой – смол $3,8\%$, асфальтенов $0,14\%$, высокопарафинистая – содержание парафина $8,16\%$.

Парафиноотложение

Содержание в нефти парафиновых отложений приводит к снижению производительности скважин и осложнениям при эксплуатации за счёт отложений их на забое и прифилтровой зоне, а также на стенках НКТ и трубопроводов системы сбора и транспорта нефти.

Добыча нефти сопровождается неизбежным изменением термодинамических условий и переходом нефти из пластовых условий к поверхностным. При этом понижаются давление и температура, уменьшается растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин. Парафины выпадают из нефти в виде мельчайших твердых кристаллов. При некоторых условиях эти кристаллы могут осаждаться на стенках каналов в призабойной зоне, в эксплуатационной колонне, в подъемных трубах, выкидных трубопроводах, емкостях и хранилищах для нефти.

Парафин образовывается при понижении температуры вследствие расширения газа при снижении давления во время движения по стволу скважины.

Для предотвращения и удаления отложений АСПО из ствола скважин и восстановления их продуктивности применяются следующие методы: тепловые, химические и механические.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ПШГНУ, в настоящее время преобладают: промывка скважин и выкидных линии горячей нефтью и горячей водой.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- полимерные скребки-центраторы.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых механизированной добычей, в основном применяется обработка горячей водой (ОГВ), выкидных линии и ствола НКТ через затрубное пространство скважин с применением диспергатора парафина марки Рандап-6028 (Рауан Налко), PDH-4060 (HIMRON) из расчета на 1 м³ теплоносителя – 1-2 литра диспергатора парафина.

При проведении горячих обработок скважин нефтью или водой (ОГН и ОГВ) применяется РАНДАП-6021- диспергатор парафина. Использование данного реагента направлено на предотвращение повторных АСПО при снижении температуры несущей жидкости после проведения ОГН.

Для прочистки выкидных линий скважин используются скребки. На выкидной линии на устье скважины монтируется камера запуска скребка, по виду – раструб, врезанный в выкидную линию. Запущенный скребок по шлейфу движется вместе с потоком жидкости, собирая всевозможные сгустки парафиновых отложений со стенок трубы. На пункте сбора нефти приемные линии оборудованы емкостью, в которую сбрасываются собранные скребком сгустки парафиновых отложений и сам скребок. Таким образом, прочищается внутренняя полость труб. Скребки бывают различных видов: шарики, змеевики и др.

Для предупреждения образования АСПО выкидных линии рекомендуется применять устьевые нагреватели УН-02, ПТТ-02 и УП-0,2.

Для предупреждения образования АСПО необходимо предусмотреть ингибирование продукции скважин химическими реагентами, небольшие добавки которых (0,05-0,1%) позволяют существенно замедлить или полностью прекратить процесс отложения парафинов. Тип реагента, его расход, способ и периодичность применения подбирается для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Для разработки рекомендаций по удалению образовавшихся отложений необходимо отобрать пробы АСПО и провести специальные лабораторные исследования по определению компонентного состава.

Обводненность

Из опыта разработки других месторождений обводненность продукции, где нет системы поддержания пластового давления, имеет место из-за подтягивания подошвенных вод или из-за некачественного цементирования, и как следствие, притоков как с вышележащих водоносных горизонтов, так и с нижележащих.

В месторождения необходимо вести постоянный контроль за обводненностью продукции и проводить исследования на определение места и причин обводненности. На основании исследований необходимо будет принять решение о мероприятиях по предупреждению и борьбе с преждевременным обводнением.

Коррозия

Согласно технологическим показателям в период промышленной разработки обводненность продукции скважин достигнет 83,1%.

На месторождении Майкыз пластовые воды изучены по 6-ти пробам отобранных в 4-х скважинах (М-2, М-3, М-4, М-5) из горизонтов Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3 и Ю-IV-2-2. Из них три пробы воды, отобранные во время проведения ГДИС из скважин М-2 и М-4 признаны некондиционными из-за высокой минерализации (120,9-123,5 г/л).

Пробы воды были проанализированы в лаборатории ТОО «Мунайгазгеолсервис».

Пластовые воды юрских отложений карагансайской свиты исследованы по 3 кондиционным пробам, отобранных из 3-х скважин (М-2, М-3, М-5) из водоносных горизонтов Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3.

Значение минерализации по отобранным пробам изменяется от 88,75 г/л до 89,01 г/л. В среднем по среднеюрским отложениям значение минерализации составляет 88,9 г/л.

Плотность пластовой воды по среднеюрским отложениям изменяется от 1,059 до 1,081 г/см³, в среднем 1,061 г/см³.

Пластовые воды сопредельных месторождений и месторождения Майкыз по классификации В.А. Сулина определяются как соленые и рассолы хлоридно-кальциевого типа хлоридной группы натриевой подгруппы.

На месторождении Сарыбулак, расположенном недалеко к востоку от месторождения Майкыз, в скважине ЮБ-3 опробован и исследован водоносный горизонт отложений средней юры в интервале 1542-1548м. Химический анализ показал содержание (в г/л): хлоридов – 55,78; гидрокарбонатов – 0.436; сульфатов – 0.017; кальция – 2,336; натрия + калия – 27,35 г/л. Общая минерализация равна 89,262 г/л. Вода жесткая, слабокислая, с удельным весом 1.069 г/см³, хлоридно - кальциевого типа.

В воде обнаружены микрокомпоненты в незначительных количествах (мг/л): иодиды – 2,1, бораты – 128,21 и бромиды – 0,75.

Величина минерализации в палеозойских отложениях (с учетом других месторождений) меняется: от 40 до 74 г/л, в юрских горизонтах - от 46 до 86,4 г/л, в неокомских горизонтах - от 32 до 51 г/л. Водородный показатель меняется в юрских горизонтах от 6,6 до 7,12; в неокомских горизонтах от 6,8 до 7,6 – воды слабокислые до щелочных.

Содержание сульфатов в водах невысокое и колеблется от 208 до 941 мг/л. Воды очень жесткие, горячие 62-67°C. Плотность пластовой воды в юрских горизонтах 1,053 г/см³.

Микрокомпоненты в водах присутствуют в незначительных количествах. В неокомских водоносных горизонтах содержание катионов в мг/л меняется в пределах: лития – $2,24 \div 3,16$; рубидия – $0,02 \div 0,05$; цезия - $<0,005 \div 0,05$; стронция – 6,26; урана – 0,01; радия – $2,36 \cdot 10^{-11}$; кремния – $204,3 \div 216,7$.

Анализ данных по гидродинамике свидетельствует о хороших фильтрационных свойствах коллекторов. Совокупность данных по гидрогеологии района месторождения позволяет предположить упруго-водонапорный режим работы залежей.

Воды альб - сеноманских и турон - сенонских водоносных горизонтов хорошо изучены на Кумкольском месторождении (12-13).

Альб - сеноманские пластовые воды хлор - магниевого и хлор -кальциевого типа с минерализацией от 1,18 до 5,2 г/л, содержат гидрокарбонаты 150-259 мг/л, сульфаты от 310 до 970 мг/л, хлориды от 144 до 4960 мг/л. Воды кислые, по жесткости гораздо мягче, почти близкие с питьевой водой, в отдельных пробах отмечается барий от 0,3 до 1,5 мг/л.

Из перечисленных пластовых вод наименьшую минерализацию имеют сенонские – до 1-1,5 г/л и туронские – от 1 до 2,2 г/л воды.

К факторам, отрицательно влияющих на стабильную работу скважин, относится содержание песка в скважинной продукции. Эрозионные (механические) процессы, вызываемые выносом механических примесей (песка), при наличии агрессивной среды рассматриваются как фактор, стимулирующий коррозионный износ (эрозионная коррозия) оборудования скважин и трубопроводных коммуникаций системы сбора продукции.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических и специальных мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др. При

явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить антикоррозионный режим движения флюида.

Если осуществление такого рода мероприятий будет успешным, то факторы коррозионного риска практически будут отсутствовать.

Как показывает производственная практика эксплуатации аналогичных месторождений, значительное количество аварий на месторождениях происходят из-за двухсторонней коррозии обсадных колонн, а также НКТ.

Для защиты от коррозии НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн предлагается периодическая или непрерывная подача ингибиторов коррозии в кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной удельным расходом 50-70 г/м³.

Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии рекомендуются блочные установки типа БР-2,5; БР-10, (ОСТ 26-02-376-72) или дозировочные насосы типа НД.

Для предотвращения коррозии наружной части обсадных колонн необходимо осуществить подъем цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а также применение электрохимической защиты.

Специальный метод защиты от коррозии – химическое ингибирование, рекомендуется на стадии обводнения продукции скважин. Применение химического ингибирования коррозии особенно эффективно. Ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании обязателен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промысловых условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации.

Как и при парафиноотложении, предотвращение отложений солей является гарантией безаварийной эксплуатации скважин и промыслового оборудования. В целях проведения ОГВ и обработки добываемых пластовых вод используется ингибитор солеотложения марки «Ранскейл»-4115» производитель ТОО «Рауан-Налко» (предназначен для предотвращения отложения и осадкообразования различных солей на оборудовании скважин при обработках ОГВ, в частности для предотвращения

образования сульфата бария, карбоната кальция и сульфата стронция) с дозировкой (1 литр на 10 м³ теплоносителя для обработки скважин, 90 грамм/м³).

С целью предупреждения порывов и разливов нефти на нефтепромысле рекомендуется проведение периодического ультразвукового контроля толщины, нижней образующей нефтепроводов.

Своевременное применение мероприятий по защите от коррозии обеспечит надежность эксплуатации оборудования. Необходимо предусмотреть организацию коррозионного мониторинга – наблюдение за скоростью коррозии всех видов, контроль эффективности применяемых методов защиты.

Проблемы выноса песка в скважину объясняется действием сил трения и образующимся при этом градиентом давления при фильтрации жидкости в скважину. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементного материала зерна песчаника отделяются от основной массы и выносятся в скважину.

Добиться продуктивности скважин особенно трудно там, где пластовые пески склонны к разрушению. При выносе песка наиболее существенным осложнением является образование песчаных пробок в эксплуатационных и лифтовых колоннах скважин, которые ограничивают ее производительность. Для восстановления продуктивности скважин обычно используют следующие методы:

- удаление пробки промывкой или желонированием;
- установка на забое скважин специальных средств задержания песка;
- снижение дебитов в целях уменьшения интенсивности выноса песка из пласта в скважину;
- увеличение скорости движения жидкости в трубах, либо применение лифтовых труб меньшего диаметра.

Наиболее простым методом является установка средств механического задержания песка. Для этой цели используются проволочные, щелевые и намывные гравийные фильтры. При применении этого метода борьбы с пескопроявлениями важным конструктивным аспектом является правильный выбор ширины щелей или размера пор гравия по отношению к диаметру частиц выносимого из пласта песка. Применение щелевых фильтров с гравийной насыпкой не требует специальной конструкции забоя скважин.

В целом методы борьбы с выносом песка условно подразделяются на:

- химические способы (обработка песка в пласте);
- механические способы (перекрытие песка на забое).

К химическим методам относят искусственное закрепление рыхлых песков путём ввода в пласт цементирующих веществ или образования их непосредственно в пласте путём окисления нефти.

Механический способ заключается в экранировании скважины от песка путём спуска на забой различного рода фильтров или образование их на месте путём намывки.

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

Система сбора и промысловой подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, по-скважинного замера и промысловой подготовки добываемой продукции для доведения промыслового потока нефти до требуемой кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии промыслового сбора и промысловой подготовки добываемой продукции необходимо учитывать следующие факторы:

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- схему расположения проектных добывающих скважин;
- технологию разработки месторождения;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- наличие соседних месторождений с развитой инфраструктурой;
- наличие источников энергоснабжения;
- наличие топливного газа в регионе.

В соответствии с Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений РК система сбора и промысловой подготовки добываемой продукции должна обеспечить следующие требования:

- герметичность сбора добываемой продукции;
- достоверный замер дебита продукции каждой скважины;
- учет промысловой продукции месторождения в целом;
- надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- автоматизацию всех технологических процессов.

В настоящее время, на месторождении Майкыз отсутствуют мощности по подготовке нефти, объекты утилизации и переработки попутного газа.

Все скважины, в период пробной эксплуатации, будут работать по индивидуальной схеме сбора нефти и газа. Каждая добывающая скважина будет оборудоваться устьевым нагревателем марки «УН-0,2», тестовым 3-х фазным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии «РГС», с встроенной дежурной факельной горелкой и дренажной емкостью для слива подтоварной воды с накопительной емкости «РГС».

Схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси со скважин по выкидному трубопроводу подается на устьевой нагреватель «УН-0,2». После подогрева нефтегазовый поток поступает в тестовый 3-х фазный сепаратор, где происходит основной процесс отделения газа от нефти. Также, по схеме предусмотрена линия, которая по необходимости используется для отделения пластовой воды, учета и сбора пластовой воды в дренажную емкость.

Процесс замера нефти и воды в тестовом 3-х фазном сепараторе следующий: узел замера нефти состоит из расходомера жидкости, регулируемого клапана, двух клапанов и байпасной задвижки. В исходном положении байпасные и регулируемые задвижки закрыты, два шаровых клапана открыты, в этом режиме расходомер не работает. Как только уровень нефти достигает заданной высоты и давления, регулируемая задвижка под действием давления газа начинает давить на диафрагму, которая в свою очередь с помощью штока открывает доступ к нефти к линии расходомера.

Расходомер приводится в действие, что позволяет производить замер расхода нефти и воды. Уровень нефти опускается ниже уровня датчика, при этом давление снижается, приводя шток в действие, что прекращает доступ нефти. После прекращения подачи нефти расходомер автоматический отключается. Каждый раз данный процесс повторяется для замера нефти.

Работа узла замера воды аналогична работе замера нефти.

Нефтяная эмульсия затем поступает в накопительную емкость «РГС», откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк.

Газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, направляется частично в качестве топлива на устьевой подогреватель «УН-0,2», а оставшийся газ, пройдя через трубный газовый расширитель сжигается на дежурной факельной горелке.

Процесс замера газа: Узел замера газа состоит из расходомера с самопишущим устройством регулирующего клапана диафрагменного типа, байпасной задвижкой клинкового типа. В исходном положении задвижка закрыта, отсутствует давление на мембране, следовательно, регулятор закрыт. С запуском сепаратора увеличивается

давление в расходомере. Задвижка будет закрыта до набора нужного давления, до начала действия мембраны. Как только давление газа в 3-х фазном сепараторе достигнет предельного уровня, регулируемая задвижка откроется, газ через расходомер начнёт поступать на дежурную факельную горелку.

Самопишущий прибор фиксирует объем газа в зависимости от времени и тем самым осуществляет замер газа. В случае заполнения 3-х фазного сепаратора жидкостью до предельного уровня, поплавки закрывают доступ жидкости газовой линии до тех пор, пока не увеличится объем газа в 3-х фазном сепараторе и не опустится уровень жидкости.

После понижения уровня жидкости, поплавки опускаются, открывается доступ газа к дежурной факельной горелке. Это процедура может повторяться многократно автоматически, без участия обслуживающего персонала.

Таким образом, 3-х фазный сепаратор работает автономно, без внешних источников энергии, в автоматическом режиме.

Добытая продукция скважин с емкости, подается на нефтеналивной гусак и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям и обеспечить: герметичность сбора добываемой продукции; минимальные потери нефти и газа; обеспечить минимальные выбросы в атмосферу; обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины; обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

На месторождении часть попутного газа будет использоваться на нужды промысла в качестве топлива для устьевого подогревателя «УН-0,2».

На рисунке 6.3.1. представлена принципиальная индивидуальная (по одиночным скважинам) технологическая схема сбора жидкости на период пробной эксплуатации месторождения.

Система сбора продукции скважин включает основные компоненты, такие как:

1. Устьевой нагреватель «УН-0,2» – 4 ед. $Q_{ж}=100\text{тн/сут}$; $P_{расч} = 1,6\text{МПа}$; $T=65^{\circ}\text{C}$; Расход газа в нормальных условиях, $25\text{м}^3/\text{час}$;
2. 3-х фазный сепаратор, $V-1,6\text{м}^3$ – 4 ед. Производительность по газу – $220000\text{м}^3/\text{сутки}$; $P_{раб} = 4,964\text{ МПа}$; Допустимая температура жидкости 70°C ;
3. Узел учета нефти – 4 ед. Производительность расходомера по нефти, в диапазоне от $0-5\text{м}^3/\text{час}$. $P-0,5\text{ МПа}$; $T-18^{\circ}\text{C}$;
4. Узел учета пластовой воды – 4 ед. Производительность расходомера по воде, в

диапазоне от 0-5м³/час. Р-0,5МПа; Т-18°С;

5. Узел учета газа – 4 ед. Диапазон измерений по газу от 0 до 300 м³/час;
6. Накопительная емкость «РГС» – 8ед (4 ед. резервные). V-30м³; D-2300мм; L-7500мм; М-1450кг; Dвх-110мм.
7. Дренажная емкость – 4 ед. V-15м³. ЕП-15-2200-1-1. ТУ 3615-145-00217298-2001. LXD=6800x2200.
8. Автоналивная система налива «Гусак» – 4 ед. АСН -100А. Р_{раб.} не более 1,0МПа. Пропускная способность не более 150м³/час.
9. Трубный газовый расширитель – 4 ед. ТУ3683-007-56562997-2003. Ду 159 мм, L=3м.
10. Дежурная факельная горелка – 4 ед. Пропускная способность до 15 тыс. м³/сут. Диаметр ствола 150 мм. Условный диаметр оголовка 100мм. Высота ствола 13м.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

На рисунке 6.3.1, представлена принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости по скважинам.

Решение вопроса целесообразности организации и строительства системы подготовки нефти, с доведением до товарной кондиции непосредственно на месторождении, будет рассматриваться по результатам проведения пробной эксплуатации месторождения.

Более детальная система внутрпромыслового сбора продукции на промышленную эксплуатацию, будет разработана и описана в проектах по обустройству месторождения.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать следующим проектным технологическим показателям разработки, по нижеследующим параметрам:

По нефти 17,7 тыс.т/год.

По жидкости 21,1 тыс.т/год.

По газу 3 млн. м³/год.

6.4. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

В соответствии с ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде месторождения.

В качестве источника воды для поддержания пластового давления рассматривается пластовая вода и альб-сеноманская вода.

Альб-сеноманская вода, содержащая в своем составе катионы натрия и щелочноземельных металлов ограниченно пригодна для заводнения.

По химическому составу требованиям ОСТ 39-225-88, в наибольшей мере, отвечает пластовая вода, которая может быть рекомендована для использования в системе ППД.

6.4.1. Нормирование качества воды для ППД.

Исходные данные по качеству сточных вод определялись на основе анализа работы аналогичных установок, обрабатывающих продукцию, физико-химические свойства которых близки к нефти месторождения Кумдала.

На основе опыта эксплуатации принимаются следующие показатели по качеству воды, поступающей на установку по очистке воды:

- ✓ содержание в воде нефтепродуктов – не более 100 мг/л;
- ✓ содержание в воде мехпримесей – не более 50 мг/л;
- ✓ газовый фактор сточной воды при ее декомпрессии с 0,25 МПа до атмосферного – 14 л/м³;
- ✓ газовый фактор сточной воды из отстойников обессоливания нефти – до 120 л/м³;
- ✓ плотность пластовой сточной воды – 1,056 г/см³.

6.4.2. Рекомендации по подготовке пластовых сточных вод.

Для снижения коррозионной активности сточная вода перед насосом обрабатывается ингибитором коррозии.

Вода, прошедшая очистку по данной технологии, должна соответствовать требованиям, согласно «ОСТ 39-071-78. Воды для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству воды в условиях месторождения»:

- ✓ pH должен равняться 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды;
- ✓ содержание солей карбонатной жесткости и гидрокарбонат-иона - не более 5 мг/моль·л;
- ✓ 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;
- ✓ вода должна быть не коррозионно-активна, в отдельных случаях ее коррозионная активность не должна превышать 0,1-0,2 мг/см²·сут;
- ✓ содержание растворенного кислорода в закачиваемой воде - не более 0,02-0,05 мг/л;

- ✓ сероводород должен отсутствовать;
- ✓ ионов окисного железа - не более 1 мг/л;
- ✓ сульфат ионы должны отсутствовать, так как их наличие может привести к наличию сульфатовосстанавливающих бактерий, присутствие которых также недопустимо;
- ✓ содержание нефти - не более 30 мг/л;
- ✓ содержание механических примесей - не более 30 мг/л, причем размер частиц механических примесей и нефти должен быть меньше среднего размера каналов поровых коллекторов продуктивных пластов.

6.5. Программа утилизации газа

По состоянию на 01.01.2023г. утилизация попутного газа на месторождения должна производиться в соответствии с документом «Программа развития переработки попутного газа», которая должна быть разработана на основании настоящего проектного документа проекта разработки, после утверждения в контролирующих органах Республики Казахстан.

Основной задачей нормирования газа на собственные нужды, является установление и применение технически и экономически обоснованных норм расхода для осуществления режима экономии, рационального распределения и наиболее эффективного его использования. Методическими указаниями предусматривается определение объема расхода на планируемый период на основной технологический процесс расчетно-аналитическим способом, с учетом возможности использования инфраструктуры и производственных мощностей.

Таким образом, на месторождении Майкыз для рационального использования добываемого газа часть объема сырого газа будет расходоваться на собственные технологические нужды в качестве топлива на подогрев продукции при сборе нефти. В качестве подогревателя планируется использовать устьевой нагреватель «УН-0,2», предназначенной для подогрева нефтяной продукции.

В системе внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции основным объектом потребления газа на месторождении является:

- Устьевой нагреватель «УН-0,2» – 6 единицы. Расход газа по скважинам месторождения Майкыз, с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 25 м³/час.

Технические параметры устьевого нагревателя «УН-0,2» приведены в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1. Технические параметры Устьевого нагревателя «УН-0,2»

Параметр	Значение
Производительность по жидкости, т/сутки	100
Номинальная теплопроизводительность топочного устройства при	0,2

Параметр	Значение
использовании газа теплотворностью 1200 ккал/м ³ , Гкал/час	
Рабочее давление, МПа	1,6
Давление газа перед горелкой, МПа	
-номинальное	0,07
-максимальное	0,15
Температура жидкости, °С:	
-на входе в сосуд, не менее	20
-на выходе из сосуда	60-65
Расход газа в нормальных условиях, м ³ / час	не более 25
Габариты установочные, мм	
-длина	6500
-ширина	1180
-высота	6820

В соответствии с требованиями Кодекса РК «О недрах и недропользовании» на нефтяных и газовых месторождениях необходимо обеспечить максимальную переработку либо утилизацию сырого газа. Во исполнение законодательных требований на месторождение планируется использование устьевых нагревателей «УН-0,2».

Баланс сырого газа по месторождению представлен в таблице 6.5.2.

Таблица 6.5.2. Баланс сырого газа месторождения Майкыз, с 2024-2026 гг.

Годы	Добыча попутного газа, млн. м ³	Использование сырого газа на собственные технологические нужды, млн. м ³ /год	Сжигание сырого газа на факеле, млн. м ³ /год	Объем утилизации газа, %
2024	1,3	1,3	0	100
2025	1,3	1,3	0	100
2026	3,0	3,0	0	100

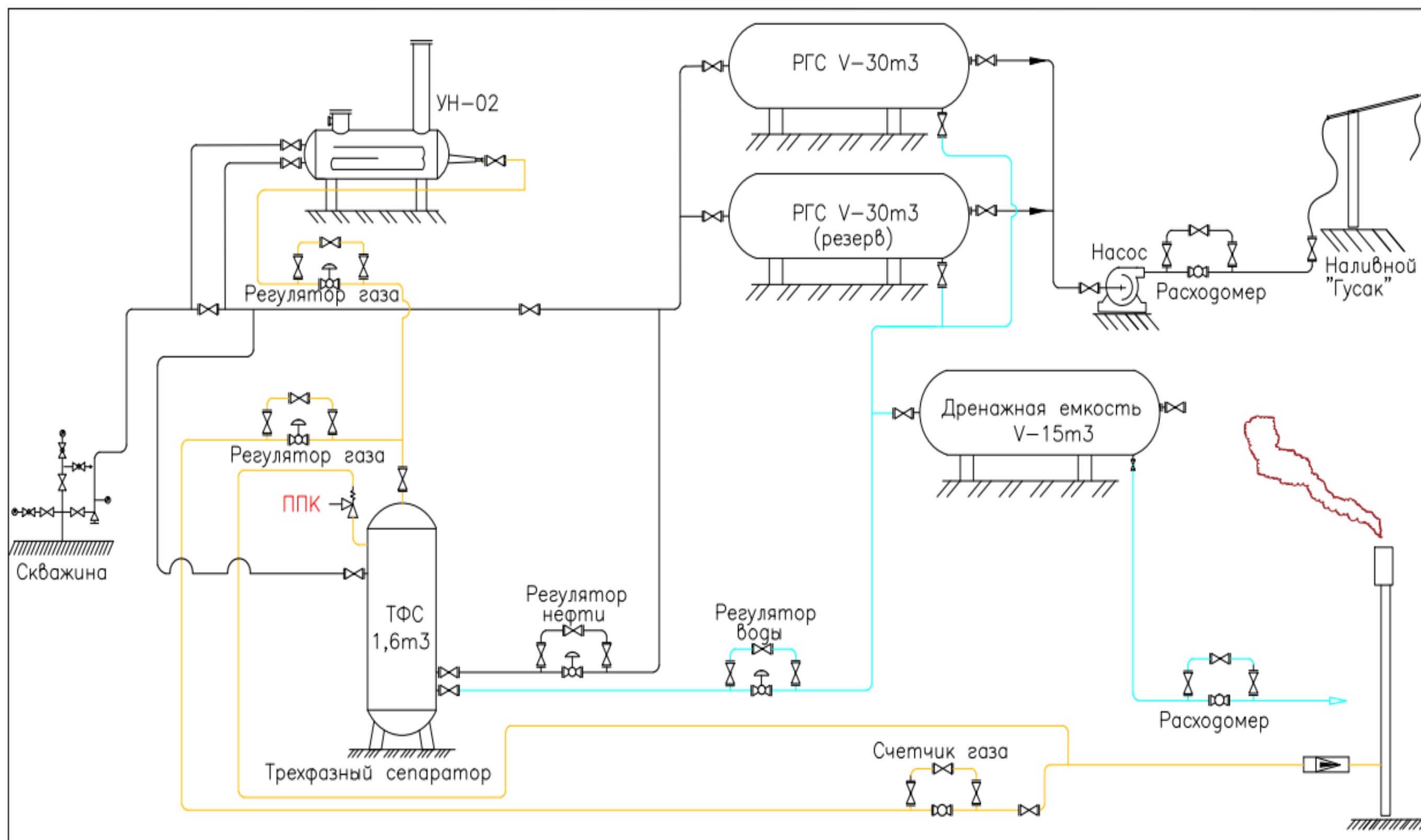


Рисунок 6.3.1. Принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости по скважинам на период промышленной разработки месторождения Майкыз.

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

7.1. Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ

В 2020 году на месторождении Майкыз, пробурены скважины №ЮМ-1, ВМ-2.

В таблице 7.1.1 приведены фактические конструкции новых пробуренных скважин.

Таблица 7.1.1. Техническое состояние пробуренных скважин месторождения Майкыз

Скважина	Категория	Сроки бурения		Глубина, м		Горизонт	
		начало	конец	проект	факт	проект	факт
М-1	Поисковая	21.12.2010	31.01.2011	2100	2090	PR	J ₁
М-2	Поисковая	09.07.2012	04.10.2012	2010	2051	PR	PR
М-3	Поисковая	29.10.2009	15.12.2009	2100	1838	PR	PR
М-4	Поисковая	03.03.2010	09.04.2010	2100	1784	PR	J ₁
М-5	Поисковая	-	-	2100	1998,3	J ₁	J ₁
ЮМ-1	Поисковая	25.07.2020	10.09.2020	2600	2826	J ₁	J ₁
ВМ-1	Поисковая	03.11.2020	18.12.2020	2300	2300	J ₁	J ₁

Продолжение таблицы 7.1.1

Скважина	Конструкция скважины					
	направление/кондуктор			техническая колонна		
	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м
М-1	324	66,0	до устья	245	850,0	до устья
М-2	324	67,5	до устья	245	662,0	до устья
М-3	324	70,0	до устья	245	850,0	до устья
М-4	324	71,0	до устья	245	850,0	до устья
М-5	324	45,7	до устья	245	411,96	до устья
ЮМ-1	324	36,0	до устья	245	746,0	до устья
ВМ-1	324	54,4	до устья	245	709,0	до устья

Продолжение таблицы 7.1.1

Скважина	Конструкция скважины			Состояние
	Эксплуатационная колонна			
	диаметр, мм	Глубина, м	ВПЦ, м	
М-1	168	Установлены цементные мосты в интервалах 800-850 м и 5-55 м		Ликвидирована
М-2	168	2047,0	до устья	В консервации
М-3	168	1763,6	32 м от устья	В консервации
М-4	168	1780,0	415 от устья	В консервации
М-5	146	1998,3	до устья	В консервации
ЮМ-1	168	2824,0	до устья	В опробовании
ВМ-1	168	-	-	В консервации

На месторождении Майкыз, в процессе пробной эксплуатации, предусмотрено бурение проектных опережающих добывающих скважин ЮМ-2, М-6.

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении Майкыз и их назначения.

Накопленный опыт строительства вертикальных скважин на месторождении, позволяет говорить о правильно подобранной конструкции ранее пробуренных разведочных скважин, соответствующей горно-геологическим условиям.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Исходя из горно-геологических условий разреза месторождения, а также с учетом опыта бурения скважин на месторождении Майкыз и в соответствии с «Едиными правилами...» (6), «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», предусматривается следующая конструкция проектных вертикальных оценочных скважин:

- **Направление разбуривается долотом диаметра 490 мм, спускается колонна диаметром 426 мм на глубину 50 м.** Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. Колонна под направление цементируется до устья.
- **Кондуктор разбуривается долотом диаметра 393,7 мм, спускается колонна диаметром 324 мм на глубину 250 м.** Кондуктор устанавливается для перекрытия неустойчивых, сыпучих отложений и зоны поглощения водоносных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под кондуктор цементируется до устья.
- **Техническая колонна разбуривается долотом диаметра 295,3 мм, спускается колонна диаметром 244,5 мм на глубину 1000 м.** Техническая колонна устанавливается для перекрытия меловых отложений для дальнейшего вскрытия продуктивных интервалов на равновесии. На устье скважины устанавливается ПВО. Техническая колонна цементируется до устья.
- **Эксплуатационная колонна разбуривается долотом диаметра 215,9 мм, спускается колонна диаметром 168 мм на глубину 2000 м.** Эксплуатационная

колонна устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.

Таблица 7.1.2. Рекомендуемая конструкция проектной добывающей скважины

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Марка стали	Высота подъема цемента (от устья), м
	долота	колонны			
Направление	490,0	426,0	50	Д	0,0
Кондуктор	393,7	324,0	250	Д	0,0
Техническая колонна	295,3	244,5	1000	Д	0,0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	2000	Д	0,0

7.1.1. Требования к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования скважин проведен с учетом рекомендуемой конструкции проектных скважин, а также анализа крепления ранее пробуренных поисково-разведочных скважин.

Для обеспечения качественного цементирования в целом рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

Подготовка ствола скважины:

- шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектом;
- применение специальных буферных жидкостей, обладающих разрыхляющими и смывающими свойствами, для удаления толстой глинистой корки;
- обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

Технологическая оснастка обсадных колонн:

- применение центраторов, турбулизаторов и скребков строго в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин, с учётом опыта работы ведущих отечественных и зарубежных фирм для обеспечения степени центрирования эксплуатационной колонны не менее 80 %;
- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

Технология и способ цементирования обсадных колонн:

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента до устья и предотвращения возможных поглощений;
- расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования;
- использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов.

Тампонажные растворы и материалы:

- использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа G (HSR) или тампонажного портландцемента типа ПЦТ I-CC-100 с плотностью 1,85-1,90 г/см³;
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;
- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или пробкового) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;
- применение хлорида натрия или хлорида калия в качестве добавки при цементировании соленосных интервалов; использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.

В качестве продавочной жидкости используется буровой раствор удельным весом 1,14 г/см³, буферной жидкости – 1,02 г/см³.

7.1.2. Требования к производству буровых работ

Исходя из рекомендуемых проектных глубин и конструкции проектных скважин, бурение рекомендуется производить с буровой установки грузоподъемностью не менее 200-300 т, роторным способом и с использованием гидравлического забойного двигателя, долотами с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения. На буровой установке необходимо размещение всего комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

При бурении вертикальных скважин с целью недопущения искривления должны применяться компоновки низа бурильной колонны, обеспечивающие вертикальность ствола скважины согласно технологическим регламентам, руководящему документу и рабочему проекту на строительство скважин.

Способ бурения – роторный с использованием гидромониторных долот с маслonaполненными опорами, вид привода – дизельный.

Для герметизации обсадных колонн рекомендуется применение герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений типа Р-2, СУ-1, ГС-1, использование фторопластовой ленты.

В целях предотвращения поглощения бурового и цементного раствора в процессе бурения и цементирования колонн не следует допускать резких колебаний гидродинамических давлений.

С помощью стационарных газокаротажных лабораторий типа АГКС-4АЦ при бурении на скважинах необходимо производить непрерывный контроль за содержанием газонасыщенности бурового раствора.

В случае необходимости отбора кернa, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» или другими аналогами.

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.

В пределах рассматриваемой территории в ранее пробуренных скважинах осложнений при проводке ствола типа обвалов пород, поглощении промывочной жидкости, прихватов бурильного инструмента при соблюдении всех технологических мер не наблюдалось.

Учитывая опыт бурения скважин, главным осложнением при проводке проектных скважин является нефте-, газо- и водопроявления.

На каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают по результатам геофизических исследований скважины в открытом стволе. Окончательные решения по конструкции проектных скважин, типе и компонентном составе бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, а также методе освоения для каждой конкретной скважины будут приняты

при разработке группового технического проекта на строительство оценочных скважин. Технические средства, технология строительства скважин, мероприятия по охране окружающей среды и технике безопасности будут детально изложены в групповом техническом проекте на строительство оценочных скважин.

7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

7.2.1. Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть проблемы, связанные как с геологическими условиями проводки скважины, так и другие:

- осыпи стенок скважины;
- сужение ствола скважины;
- кавернообразование;
- прихватоопасность;
- нефтегазопроявления с содержанием углекислого газа (CO_2) в нефти 1,7 %.

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 глины;
- 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.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водочувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми. Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2 м³.

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявление, сужение ствола скважины, поглощение бурового раствора. 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, близких 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: принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента; обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины; наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Исходя из опыта бурения скважин на месторождении Майкыз, при проводке проектных скважин рекомендуются следующие типы буровых растворов:

- под кондуктор – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,16-1,18 г/см³;
- под техническую колонну – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,16-1,18 г/см³;
- под эксплуатационную колонну – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,12-1,14 г/см³.

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин корректироваться в процессе бурения с учетом последних данных о пластовых давлениях для каждой скважины.

7.2.2. Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии

Основными требованиями, предъявляемыми к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, являются:

- создание противодавления на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольтматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей (CaCO_3 , KCl , K_2O_3), концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить не ионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Так как флюиды продуктивных пластов содержат CO_2 , необходимо вводить нейтрализаторы или поглотители кислорода.

При первичном вскрытии происходит кольтматация призабойной зоны продуктивного пласта твердой фазой и фильтратом бурового раствора, которая приводит к ухудшению ее, (призабойной зоны), фильтрационно-емкостных свойств. Поэтому для снижения отрицательного воздействия процесса бурения на фильтрационные свойства призабойной зоны необходимо вторичное вскрытие производить кумулятивными перфораторами, создающими глубокие каналы, проникающие за пределы закольтмированной зоны продуктивного пласта.

Перфорацию рекомендуется производить перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле или на колонне насосно-компрессорных труб. В обоих случаях перфорацию рекомендуется производить при репрессии на пласт. Предлагаемая плотность прострела пластов – 16-17 отверстий на 1 погонный метр, в зависимости от местоположения скважины по проницаемости и нефтенасыщенной толщине пласта. После подъема перфораторов спустить внутрискважинное оборудование для фонтанной эксплуатации с пакером и клапаном-отсекателем. В затрубное пространство закачать надпакерную жидкость. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой. Обвязать

фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и технологическим оборудованием.

В зависимости от местоположения скважин на площади при вскрытии продуктивного горизонта (проведении перфорации) рекомендуется в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения вскрывать не более $1/3$ нефтенасыщенных толщин от кровли. Чисто нефтяная зона вскрывается полностью, в газонефтяных зонах во избежание преждевременного прорыва газа следует вскрывать также не более $1/3$ нефтенасыщенных толщин от подошвы.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследовании скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- устья скважин с сепарационными и замерными установками оборудовать по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и получить разрешение для сжигания попутного газа;
- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану.

При ликвидации скважин или длительной консервации выполняются все требования, в соответствии с правилами ликвидации и консервации объектов недропользования.

Хранение химических реагентов, цемента, барита должно осуществляться в крытых хранилищах на специальных настилах. Емкости и желоба циркуляционной системы должны быть герметизированы.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Динамика ввода новых скважин и их дебитов, коэффициентов изменения добычи нефти по переходящим скважинам, объемы эксплуатационного бурения, добычи нефти, нефтяного газа, закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и др. показатели приведены в таблицах 8.1-8.4 в виде обоснования перспективных планов добычи нефти и попутного газа, объемов буровых работ, на основе результатов разделов глав 4-6 по годам по рекомендуемому варианту разработки.

Таблица 8.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению в целом. Вариант 3

	Показатели	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	7,5	7,5	17,7	14,38	11,49	9,20	7,40	5,95	4,79	3,86	2,74	2,21	1,78	1,44
2	В том числе: из переходящих скважин	7,5	1,1	17,7	14,38	11,49	9,20	7,40	5,95	4,79	3,86	2,74	2,21	1,78	1,44
3	новых скважин	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,40	1,93	1,37	1,10	12,79	11,73
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	2	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	из консервации	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	17,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	1240	1240	1240	1240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	3,4	10	15	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	В том числе: добывающие скважины	3	10	15	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв.,доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	657	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0,00	0,00	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,0	7,48	1,05	17,66	14,38	11,49	9,20	7,40	5,95	4,79	3,86	2,74	2,21	1,78
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	7,48	12,55	17,66	14,38	11,49	9,20	7,40	5,95	4,79	3,86	2,74	2,21	1,78
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	0,14	1,41	0,81	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,81	0,71	0,81	0,81	0,81
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0	1	18	14	11	9	7	6	5	4	3	2	2	1
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	-6	5	-3	-3	-2	-2	-1	-1	-1	-1	-1	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-85,9	40,7	-18,6	-20,1	-20,0	-19,5	-19,5	-19,5	-19,5	-29,0	-19,3	-19,3	-19,3
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	10	15	19	21	20	18	18	18	18	18	16	15	13	13
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	10	15	19	21	20	18	18	18	18	18	16	15	13	13
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	1	1	3	3	3	5	5	18	18	16	15	13	13
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	1	1	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	1	1	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	11,0	10,5	11,1	10,5	9,7	9,0	8,3	7,6	7,0	6,4	7,4	6,8	6,2	5,7
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	-1,8	4,0	4,2	4,1	4,0	4,1	3,8	3,4	3,2	2,4	2,5	2,4	2,6
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	33,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	13,1	11,3	17,9	28,9	38,7	46,9	53,7	59,5	64,5	68,8	71,4	74,7	77,7	80,2
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	13,1	127,1	-33,6	18,3	38,7	46,9	53,7	59,5	64,5	68,8	71,4	74,7	77,7	80,2
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	47,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	9,6	9,3	9,1	7,4	5,9	4,8	3,8	3,1	2,5	2,0	2,1	1,7	1,4	1,1
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	3,5	0,5	5,4	3,4	2,5	2,1	1,9	1,5	1,2	1,0	0,7	0,6	0,5	0,5
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	12,6	19,7	26,6	32,0	29,0	26,3	23,9	21,8	19,9	18,2	16,6	15,2
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	8,60	8,41	21,50	20,21	18,74	17,31	15,98	14,71	13,50	12,37	9,56	8,74	7,98	7,28
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	8,60	-3,88	13,22	17,59	18,74	17,31	15,98	14,71	13,50	12,37	9,56	8,74	7,98	7,28
48	из новых скважин	0,00	12,29	8,29	2,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	0,00	3,10	3,05	4,90	4,79	4,69	10,14	9,84	20,12	22,31	20,68	17,39	16,83	16,31
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	8,92	17,33	38,83	59,05	77,79	95,10	111,08	125,79	139,30	151,67	161,23	169,96	177,94	185,22
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	7,74	15,19	32,86	47,23	58,72	67,92	75,32	81,27	86,07	89,92	92,66	94,87	96,65	98,09
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,032	0,062	0,134	0,193	0,240	0,277	0,307	0,332	0,351	0,367	0,378	0,387	0,395	0,400
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	7,89	15,49	33,49	48,15	59,86	69,24	76,78	82,85	87,74	91,67	94,46	96,71	98,53	100,00
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	7,63	7,60	18,00	14,65	11,71	9,38	7,54	6,07	4,89	3,93	2,79	2,25	1,82	1,47
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	7,63	8,25	21,30	22,03	22,59	23,36	24,52	26,14	28,49	32,08	33,51	40,67	55,33	100,00
56	Закачка воды, тыс.м³	0,00	0,00	4,38	6,82	9,22	11,11	10,06	9,13	8,30	7,56	6,90	6,30	5,76	5,28
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	0,00	0,00	4,38	11,21	20,43	31,54	41,60	50,73	59,03	66,59	73,49	79,79	85,55	90,83
58	Компенсация отбора: текущая, %	0,00	0,00	14,25	24,57	37,22	50,19	50,64	51,19	51,81	52,52	62,71	63,65	64,63	65,66
59	с начала разработки, %	0,00	0,00	8,85	15,06	21,09	26,92	30,69	33,34	35,30	36,82	38,42	39,75	40,88	41,85
60	Газовый фактор, м³/т	175,3	175,2	171,4	172,7	173,2	173,7	174,0	174,4	174,7	175,1	180,4	180,7	181,0	181,3
61	Добыча нефляного газа, млн.м³/год	1,311	1,307	3,027	2,483	1,990	1,597	1,288	1,038	0,837	0,675	0,494	0,399	0,323	0,261
62	Добыча нефляного газа с начало разработки, млн.м3	1,312	2,618	5,645	8,128	10,118	11,715	13,003	14,041	14,878	15,554	16,047	16,447	16,769	17,030

Таблица 8.2 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. Вариант 3

	Показатели	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	1,55	1,36	2,4	1,91	1,51	1,19	0,94	0,7	0,59	0,47
2	В том числе: из переходящих скважин	1,6	1,4	2,4	1,91	1,51	1,2	0,9	0,7	0,59	0,47
3	новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,29	0,23
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	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
14	В том числе: добывающие скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв.,доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,4	1,55	1,36	2,43	1,91	1,5	1,19	0,94	0,74	0,59
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,40	1,55	1,36	2,43	1,91	1,51	1,19	0,94	0,74	0,59
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	3,88	0,88	1,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	1,6	1,4	2,4	2	2	1,2	0,9	0,7	1	0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	1	0	1	-1	0	0	0	0	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	287,5	-12,5	79,0	-21,2	-21,1	-21,1	-21,0	-21,0	-20,9	-20,8
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	5,6	5,2	5,0	4,8	4,5	4,2	3,9	3,6	3,3	3,0
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	2,7	5,5	5,2	4,9	4,6	4,2	3,9	3,6	3,3
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	10,3	13,9	25,0	37,8	47,8	55,8	62,2	67,6	72,0	75,8
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	10,3	13,9	25,0	37,8	47,8	55,8	62,2	67,6	72,0	75,8
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	0,0
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,0	4,5	3,8	3,0	2,3	1,9	1,5	1,2	0,9	0,7
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,0	2,3	4,2	3,0	2,3	1,9	1,5	1,2	0,9	0,7
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	1,7	1,6	3,2	3,08	2,89	2,7	2,5	2,3	2,10	1,92
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	1,7	1,6	3,2	3,08	2,89	2,7	2,5	2,3	2,10	1,92
48	из новых скважин	0	0	0	0,00	0,00	0	0	0	0,00	0,00
49	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	1,05	0,96
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	1,8	3,4	6,6	9,72	12,61	15,3	17,8	20,1	22,20	24,12
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1,6	3,0	5,4	7,33	8,84	10,0	11,0	11,7	12,31	12,77
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,053	0,097	0,175	0,237	0,285	0,324	0,354	0,378	0,397	0,412
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	12,8	23,4	42,4	57,40	69,22	78,5	85,9	91,7	96,35	100,00
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	12,1	10,6	19,0	14,98	11,82	9,3	7,4	5,8	4,61	3,65
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	12,13	12,18	24,81	26,02	27,74	30,31	34,35	41,37	55,82	100,00
56	Закачка воды, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00
58	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00
59	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00
60	Газовый фактор, м ³ /т	138,5	138,5	138,5	138,5	138,5	138,5	138,5	138,5	138,5	138,5
61	Добыча нефтяного газа, млн.м ³ /год	0,215	0,188	0,336	0,265	0,209	0,165	0,130	0,103	0,082	0,065
62	Добыча нефтяного газа с начало разработки, млн.м3	0,215	0,403	0,739	1,004	1,213	1,378	1,508	1,611	1,693	1,758

Таблица 8.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. Вариант 3

	Показатели	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1		3,1	3,1	6,0	5,21	4,25	3,47	2,83	2,30	1,88	1,53	1,25	1,02	0,83	0,68
2	В том числе: из переходящих скважин	3,1	0,3	6,0	5,21	4,25	3,47	2,83	2,30	1,88	1,53	1,25	1,02	0,83	0,68
3	новых скважин	0,00	2,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,94	0,77	0,62	0,51	0,42	0,34
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	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	из консервации	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	1750	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: добывающие скважины	0	1,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв., доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	328,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,0	3,14	0,33	6,04	5,21	4,25	3,47	2,83	2,30	1,88	1,53	1,25	1,02	0,83
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	3,14	5,26	6,04	5,21	4,25	3,47	2,83	2,30	1,88	1,53	1,25	1,02	0,83
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,0	0,3	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0,0	-3	-5	-6	-5	-4	-3	-3	-2	-2	-2	-1	-1	-1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-89,5	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0	-100,0
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	2	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	12,1	10,8	12,2	12,1	11,7	11,2	10,7	10,2	9,6	9,1	8,5	8,0	7,5	7,0
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	1,4	8,8	13,2	12,7	12,2	11,7	11,1	10,5	9,9	9,3	8,7	8,2	7,6
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	17,0	13,5	22,8	33,2	43,5	52,0	59,0	64,8	69,6	73,8	77,2	80,2	82,8	85,0
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	17,0	59,3	22,8	33,2	43,5	52,0	59,0	64,8	69,6	73,8	77,2	80,2	82,8	85,0
42	Средняя обводненность продукции 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
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	10,0	9,4	9,4	8,1	6,6	5,4	4,4	3,6	2,9	2,4	1,9	1,6	1,3	1,1
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	5,3	0,6	6,8	8,8	7,2	5,9	4,8	3,9	3,2	2,6	2,1	1,7	1,4	1,1
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	12,6	19,7	26,6	32,0	29,0	26,3	23,9	21,8	19,9	18,2	16,6	15,2
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	3,78	3,55	7,83	7,80	7,53	7,22	6,89	6,54	6,19	5,84	5,49	5,16	4,83	4,52
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	3,78	0,81	7,83	7,80	7,53	7,22	6,89	6,54	6,19	5,84	5,49	5,16	4,83	4,52
48	из новых скважин	0,00	2,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	2,9	2,7	2,6	2,4	2,3
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	3,89	7,44	15,27	23,07	30,60	37,82	44,71	51,26	57,45	63,29	68,78	73,94	78,77	83,28
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	3,23	6,30	12,34	17,56	21,81	25,27	28,10	30,40	32,28	33,82	35,07	36,08	36,92	37,59
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,035	0,068	0,134	0,191	0,237	0,275	0,305	0,330	0,351	0,368	0,381	0,392	0,401	0,409
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	8,58	16,76	32,84	46,70	58,01	67,22	74,74	80,87	85,87	89,95	93,27	95,99	98,20	100,00
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	8,35	8,18	16,08	13,86	11,30	9,22	7,52	6,13	5,00	4,08	3,32	2,71	2,21	1,80
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,35	8,95	19,32	20,64	21,21	21,95	22,94	24,27	26,14	28,86	33,08	40,31	55,08	100,00
56	Закачка воды, тыс.м³	0,00	0,00	4,38	6,82	9,22	11,11	10,06	9,13	8,30	7,56	6,90	6,30	5,76	5,28
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	0,00	0,00	4,38	11,21	20,43	31,54	41,60	50,73	59,03	66,59	73,49	79,79	85,55	90,83
58	Компенсация отбора: текущая, %	0,00	0,00	30,00	50,00	75,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
59	с начала разработки, %	0,00	0,00	22,73	38,95	54,22	68,53	77,28	83,00	86,92	89,68	91,69	93,17	94,29	95,15
60	Газовый фактор, м³/т	214,5	214,5	214,5	214,5	214,5	214,5	214,5	214,5	214,5	214,5	214,5	214,5	214,5	214,5
61	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,674	0,660	1,297	1,118	0,912	0,743	0,606	0,494	0,403	0,329	0,268	0,219	0,178	0,145
62	Добыча нефтяного газа с начало разработки, млн.м3	0,674	1,333	2,630	3,748	4,659	5,403	6,009	6,503	6,906	7,235	7,503	7,722	7,900	8,046

Таблица 8.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по III объекту. Вариант 3

	Показатели	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Добыча нефти, всего, тыс. т	2,8	3,0	9,2	7,25	5,73	4,54	3,63	2,91	2,32	1,86	1,49	1,19	0,95	0,76
2	В том числе: из переходящих скважин	2,8	-0,6	9,2	7,25	5,73	4,54	3,63	2,91	2,32	1,86	1,49	1,19	0,95	0,76
3	новых скважин	0,00	3,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,16	0,93	0,74	0,60	0,48	0,38
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	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	из консервации	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	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
14	В том числе: добывающие скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Коэффициент эксплуатации скв.,доли ед.	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
17	Расчетное время работы нов. скв. предыдущего года в данном году, скв. дни	0	0	292	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из нов. скв. предыдущего года в данном году, тыс. т	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т	0,0	2,79	-0,63	9,19	7,25	5,73	4,54	3,63	2,91	2,32	1,86	1,49	1,19	0,95
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,00	2,79	5,21	9,19	7,25	5,73	4,54	3,63	2,91	2,32	1,86	1,49	1,19	0,95
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	-0,23	1,76	0,79	0,79	0,79	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т	0,0	-0,6	9,2	7	6	5	4	3	2	2	1	1	1	1
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т	0	-3	4	-2	-2	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-122,7	76,4	-21,1	-20,9	-20,8	-20,0	-20,0	-20,0	-20,0	-20,0	-20,0	-20,0	-20,0
25	Мощность новых скважин, тыс. т	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
28	В том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, шт.	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
30	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2
32	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	11,0	10,5	11,1	10,5	9,7	9,0	8,3	7,6	7,0	6,4	7,4	6,8	6,2	5,7
38	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	-1,4	19,9	17,8	15,8	14,1	12,6	11,2	9,9	8,8	7,7	6,8	6,0	5,3
39	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	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
40	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	9,8	7,8	11,9	22,4	31,2	38,6	45,0	50,5	55,4	59,6	63,4	66,8	69,8	72,5
41	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	9,8	-67,7	11,9	22,4	31,2	38,6	45,0	50,5	55,4	59,6	63,4	66,8	69,8	72,5
42	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	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
43	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	9,6	9,3	9,1	7,4	5,9	4,8	3,8	3,1	2,5	2,0	2,1	1,7	1,4	1,1
44	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	11,9	-2,4	17,5	13,8	10,9	8,6	6,9	5,5	4,4	3,5	2,8	2,3	1,8	1,4
45	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	12,6	19,7	26,6	32,0	29,0	26,3	23,9	21,8	19,9	18,2	16,6	15,2
46	Добыча жидкости, всего, тыс. т	3,09	3,28	10,43	9,34	8,33	7,39	6,60	5,87	5,21	4,61	4,07	3,58	3,15	2,76
47	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	3,09	-0,38	10,43	9,34	8,33	7,39	6,60	5,87	5,21	4,61	4,07	3,58	3,15	2,76
48	из новых скважин	0,00	3,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	механизированным способом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,60	2,30	2,03	1,79	1,57	1,38
50	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	3,20	6,48	16,91	26,26	34,58	41,97	48,57	54,44	59,65	64,26	68,32	71,91	75,05	77,82
51	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	2,88	5,90	15,09	22,34	28,07	32,61	36,24	39,15	41,47	43,33	44,82	46,01	46,96	47,73
52	Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,024	0,048	0,124	0,183	0,230	0,267	0,297	0,321	0,340	0,355	0,367	0,377	0,385	0,391
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	6,02	12,37	31,62	46,81	58,82	68,33	75,94	82,03	86,90	90,80	93,92	96,41	98,40	100,00
54	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	5,85	6,34	19,25	15,19	12,01	9,51	7,61	6,09	4,87	3,90	3,12	2,49	1,99	1,60
55	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	5,85	6,75	21,97	22,22	22,58	23,10	24,03	25,31	27,11	29,75	33,88	40,98	55,56	100,00
56	Закачка воды, тыс.м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
57	Закачка воды с нач. разработки, тыс.м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
58	Компенсация отбора: текущая, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
59	с начала разработки, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
60	Газовый фактор, м³/т	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7
61	Добыча нефтяного газа, млн.м³/год	0,423	0,459	1,394	1,100	0,869	0,689	0,551	0,441	0,353	0,282	0,226	0,181	0,144	0,116
62	Добыча нефтяного газа с начало разработки, млн.м3	0,423	0,883	2,276	3,376	4,246	4,934	5,485	5,926	6,279	6,561	6,787	6,967	7,111	7,227

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

Контроль разработки месторождения Майкыз предлагается осуществлять в виде комплекса целенаправленных и планомерных исследований, направленных на получение необходимого и достаточного объёма информации для решения отдельных задач разработки в масштабе отдельного объекта разработки или месторождения в целом.

Контроль разработки осуществляется в целях:

- выявления фактической технологической эффективности, как системы разработки объектов в целом, так и отдельных технологических решений, используемых в этой системе, включая мероприятия по их регулированию;
- получения информации, необходимой для оптимизации осуществляемых процессов разработки и проектированию мероприятий по их совершенствованию.

Для месторождения Майкыз контроль разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования предлагается вести с использованием следующих основных видов исследований:

- Определение дебитов жидкости добывающих скважин и приёмистости нагнетательных скважин, содержание парафина в добываемой продукции.
- Физико-химических исследования свойств нефти.
- Гидродинамические исследования пластов и скважин.
- Промыслово-геофизические исследования скважин.
- Гидрохимические исследования.

Виды и периодичность исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения Майкыз определены на основании «Регламента составления проектов...» [12], «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых РК» [11], «Руководства по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений» [18].

Комплекс исследований предусматривает проведение систематических (периодических) и единичных (разовых) замеров и приведён в таблице 9.1.

9.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

9.1.1. Исследования скважин 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).

9.1.2. Исследования скважин в эксплуатационной колонне

Основными задачами промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС-к) за разработкой являются: изучение охвата процессом дренирования продуктивных пластов; изучение профиля притока пластового флюида; исследования динамики продуктивности и энергетического состояния объектов эксплуатации; контроль технического состояния обсадных колонн и качеством их цементирования.

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 процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС должен

уточняться в зависимости от работы скважины и состава поступающего пластового 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.

Таблица 9.1. Рекомендуемый комплекс исследований по месторождению Майкыз

Цели и задачи исследований	Виды исследований	Периодичность исследований
1. Геофизические исследования		
Определение границ пластов-коллекторов, оценка емкостных свойств, количественного и качественного характера	Общие геофизические исследования (М 1:500) методами ПС (SP), КС, БК (DLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), инклинометрия (ORIT). Детальные геофизические исследования в	Во всех проектных добывающих скважинах после бурения
Контроль за равномерной выработкой запасов нефти	Контроль притока методами ЛМ (CCL), ИНК (PNL), ГК (GR), ТМ (TEMP), расходомерия, влагометрия, барометрия, резистивиметрия	В существующих скважинах, а также проектных скважинах после бурения, перед вводом в эксплуатацию.
Контроль за техническим состоянием скважин	Определение технического состояния обсадных колонн и цементного камня методами ЛМ (CCL), АКЦ (CBL)	Во всех скважинах - разовые, в процессе разработки - до и после проведения ГТМ по обработке ПЗС.
2. Отбор и исследование проб нефти, газа и воды		
Контроль за свойствами флюидов в пластовых и поверхностных условиях	Отбор и исследование глубинных проб нефти и растворенного газа	В процессе разработки - с периодичностью раз в два года из всех скважин
	Отбор и исследование устьевых проб нефти и газа	Из всех скважин с периодичностью раз в год
	Отбор и исследование проб пластовой	По мере необходимости и при

Цели и задачи исследований	Виды исследований	Периодичность исследований
	воды	появлении в продукции воды с периодичностью - раз в год
	Определение источников обводнения	По мере необходимости
3. Гидродинамические исследования скважин и пластов		
Контроль за характеристиками эксплуатации скважин	Замер дебитов нефти, жидкости, буферного и затрубного давления	Ежедневно по всем скважинам
Контроль за обводнением скважин и пластов	Определение обводненности добываемой продукции	При появлении в составе добываемой продукции: по скважинам с высокой обводненностью – раз в неделю, по остальным – не менее одного раза в месяц
Контроль за промысловым газовым фактором и режимом работы скважин	Определение газового фактора	При пластовых и забойных давлениях выше давления насыщения нефти газом – раз в год индивидуально по скважинам. При эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом периодичность увеличивается до одного замера в каждой такой скважине в квартал, а при снижении пластового давления – не реже раза в месяц
Контроль за энергетическим состоянием скважин и пластов	Замеры пластовых (статических) давлений	Замеры пластового давления рекомендуется проводить с периодичностью раз в полугодие, а замеры статических уровней – ежемесячно. При механизированном способе добычи рекомендуется оборудовать забойными манометрами
	Замеры забойных (динамических) давлений	Замеры забойного давления рекомендуется проводить с периодичностью раз в квартал в каждой скважине, а замеры динамических уровней – ежемесячно. При механизированном способе добычи рекомендуется оборудовать забойными манометрами
Контроль за продуктивными и фильтрационно-емкостными свойствами призабойной зоны скважин, а также за энергетическим состоянием и контроля оптимального режима работы скважин	Исследования методом установившихся отборов (МУО)	Разовые исследования во всех скважинах, перед вводом в эксплуатацию. В процессе разработки - по мере необходимости и обязательно – до и после проведения ГТМ по обработкам ПЗС
	Исследования методом неустановившихся отборов - регистрацией кривой восстановления давления (КВД)	

9.2. Комплекс физико-химических исследований нефти

Цель исследований нефти, нефтяного газа и пластовой воды состоит в получении

исчерпывающих данных об их свойствах и составе, которые могут изменяться не только между различными залежами, но и в пределах одной и той же залежи.

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 промыслового 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 отобранным пробам рекомендуется 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.

Далее в процессе разработки отбор и изучение глубинных проб нефти необходимо проводить с периодичностью не менее одного раза в два года из каждой скважины.

Свойства нефти в поверхностных условиях рекомендуется изучать по разгазированным глубинным пробам нефти, а также отбором устьевых проб нефти.

Периодичность исследований устьевых проб нефти – раз в год из каждой скважины.

В процессе разработки месторождения ожидается не высокая обводненность добываемой продукции, учитывая опыт разработки месторождений с аналогичными свойствами пород-коллекторов. Тем не менее, при получении воды в добываемой продукции скважин, контроль за свойствами и состоянием 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 сульфат-восстанавливающих 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.

Согласно «Единым правилам...» (1), в обязательный комплекс промысловых измерений входят: замеры промыслового газового фактора по скважинам.

Тестовые и индивидуальные по скважинам замеры газового фактора должны производиться с периодичностью 1 раз в год при пластовом и забойном давлениях больше давления насыщения.

9.3. Комплекс гидродинамических исследований

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 (МУО).

При исследовании МУО работы скважин на трех режимах необходимо замерить ее дебиты и забойное давление (динамический уровень), а также измерить пластовое давление в остановленной скважине.

Исследования МУО 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, забойное давление, 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).

Исследования методом восстановления давления/уровней (КВД/КВУ).

Метод КВД (КВУ) также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств в районе скважин.

В процессе исследования методом КВД (КВУ) регистрируется забойное давление добывающей скважины при ее эксплуатации на установившемся режиме (с постоянным дебитом жидкости) и изменение забойного давления после остановки скважины. До остановки скважины на 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 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

пъезопроводности к приведенному радиусу скважины, а также проницаемость пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях.

Как известно, добывающие скважины рекомендуется эксплуатировать механизированным способом добычи. В этом случае, режимные исследования можно проводить путем изменения параметров работы скважин: число оборотов; число качаний; длина хода штока и т.д.

С периодичностью один раз в квартал рекомендуется проводить исследования по определению забойного давления во всех добывающих скважинах, а с периодичностью два раза в год – пластовых давлений. Контроль в скважинах за динамическими и статическими уровнями можно выполнять с периодичностью один раз в месяц.

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Всего на месторождении Майкыз пробуренный фонд скважин составляет 7 ед., фактическими глубинами от 1784 до 2826 м.

По результатам бурения и опробования скважин, данных ГИС на месторождении Майкыз установлены залежи нефти и газа в отложениях карагансайской свиты средней юры (Ю-IV-1-1) и дощанской свиты нижней-средней юры (Ю-IV-2-2).

К вскрытым горизонтам приурочены тектонически и литологически экранированные нефтегазовые залежи пластово-сводового типа. Водонефтяные и газонефтяные контакты приняты по результатам опробования и промыслово-геофизическим данным.

По состоянию изученности на 01.02.2023 г, из 7-ми пробуренных на месторождении скважин, керн был отобран в 3-х поисково-разведочных скважинах: М-2, М-4 и ЮМ-1. После ОПЗ-2021г новый отбор керна не производился.

Общая проходка с отбором керна по всему разрезу составила – 90,7м, вынос керна – 76,3м, или 84,1% от проходки. Всего проанализировано 134 образца керна, из них 65 образцов признано кондиционными (образцы с проницаемостью и пористостью выше граничных значений).

Из продуктивных горизонтов отобрано 96 образцов, из них 49 кондиционных.

Всего на месторождении опробовано 20 объектов в 5-ти скважинах (№№ М-2, М-3, М-4, М-5, ЮМ-1), в горизонтах: Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2 и вне горизонта. По результатам испытания в 1 объекте получен газ, в 3 объектах нефть, в 4 объектах нефть с газом, в 11 объектах вода и в одном объекте приток не получен.

По продуктивному горизонту Ю-IV-2-2 сделаны 2 исследования ГДИС.

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти изучались по десяти пробам из скважин М-2, М-3, М-4, М-5 и ЮМ-1 по продуктивным горизонтам Ю-IV-1-1 и Ю-IV-2-2.

Свойства глубинных проб нефти изучены по 15 пробам отобранных из трех скважин (М-2, М-4 и ЮМ-1) из горизонтов Ю-IV-1-1 и Ю-IV-2-2.

На момент составления данного отчета, по месторождению проведен анализ газа, растворенного в нефти по 9 ти пробам из 4-х скважин (М-3, М-4, М-5 и ЮМ-1).

На месторождении Майкыз в горизонте Ю-IV выделены газовая шапка в блоке I (скв. М-5) и газовая залежь в блоке II (скв. ВМ-1). В скважине М-5 отобрана одна поверхностная проба газа.

На месторождении Майкыз пластовые воды изучены по 6-ти пробам отобранных в 4-х скважинах (М-2, М-3, М-4, М-5) из горизонтов Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3 и Ю-IV-2-2.

Вся вышеперечисленная информация позволила уточнить структурно-тектоническую, геологическую, петрофизическую, флюидальную характеристику месторождения и выполнить переоценку запасов нефти и газа.

По состоянию на 01.02.2023 г. подсчитанные геологические и извлекаемые запасы УВ составили:

газа:

- начальные геологические по категориям: $C_1 - 2,3 \text{ млн.м}^3$; $C_2 - 53,6 \text{ млн.м}^3$;
- начальные извлекаемые по категориям: $C_1 - 2,1 \text{ млн.м}^3$; $C_2 - 48,2 \text{ млн.м}^3$;

Нефти:

- начальные геологические по категориям: $C_1 - 245 \text{ тыс.т}$, $C_2 - 226 \text{ тыс.т}$, $C_1 + C_2 - 471 \text{ тыс.т}$;
- начальные извлекаемые по категориям: $C_1 - 98 \text{ тыс.т}$, $C_2 - 66 \text{ тыс.т}$, $C_1 + C_2 - 164 \text{ тыс.т}$;

Растворенный газ:

- геологические по категориям: $C_1 - 42,4 \text{ млн.м}^3$, $C_2 - 34,5 \text{ млн.м}^3$, $C_1 + C_2 - 76,9 \text{ млн.м}^3$;

- извлекаемые по категориям: $C_1 - 17 \text{ млн.м}^3$, $C_2 - 10,1 \text{ млн.м}^3$, $C_1 + C_2 - 27,1 \text{ млн.м}^3$;

Соотношение запасов по нефти категорий C_1 и C_2 составляет: геологических 52% и 48%, извлекаемых 60% и 40%.

В целом по **месторождению геологические запасы нефти** по категории C_1 уменьшились на 24 тыс.т (-9%) и составили 245 тыс.т, извлекаемые уменьшились на 10 тыс.т (-9%) и составили 98 тыс.т.

По категории C_2 геологические запасы нефти уменьшились на 245 тыс.т (-52%) и составили 226 тыс.т, извлекаемые уменьшились на 52 тыс.т (-44%) и составили 66 тыс.т.

Суммарные геологические запасы нефти (кат. $C_1 + C_2$) уменьшились на 269 тыс.т (-36%) и составили 471 тыс.т, а суммарные извлекаемые запасы нефти (кат. $C_1 + C_2$) уменьшились на 62 тыс.т (-27%) и составили 164 тыс.т.

Запасы **свободного газа** в целом по месторождению по категории C_1 увеличились на 2,3 млн. м^3 (100%), извлекаемые на 2,1 млн. м^3 (100%) соответственно. По категории C_2 уменьшились на 93,7 млн. м^3 (-64%), извлекаемые на 84,4 млн. м^3 (-64%) соответственно.

В процессе выполнения настоящего отчета обозначились основные направления в части дальнейшего изучения месторождения, которые заключаются в следующем:

- на дату составления отчета соотношение запасов C_1/C_2 составляет 52% и 48%, в связи с этим необходимо продолжит работы по доизучению запасов, оцененных по категории C_2 путем бурения и испытания скважин;

- по месторождению керн отобран недостаточно, в связи с этим, рекомендуется провести отбор керна с проведением стандартных и специальных анализов (специальные исследования проводить не менее 25 образцов) для уточнения петрофизической модели по всем продуктивным горизонтам, произвести микропалеонтологический анализ, для выяснения возраста вмещающих пород.;
- при опробовании проводить гидродинамические исследования;
- продолжить проводить дополнительный отбор и анализ поверхностных и глубинных проб нефти и газа, том числе во вновь пробуренных скважинах;
- дополнительно отобрать и исследовать глубинные пробы нефти горизонта Ю-IV-I-I (блок I);
- провести отбор и анализ свободного газа;
- отобрать и проанализировать пробы пластовой воды с целью достоверного определения характеристик (в том числе значений минерализаций) пластовой воды.
- построить опорную сеть для мониторинга за энергетическим состоянием залежей и провести исследовательские работы в полном объеме (ГДИС, прямые замеры давлений, замеры ГФ и т.д.), согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр»;
- выполнять мероприятия по ГИС-к на регулярной основе с целью выделения работающих толщин, характера притока, ведения отдельного учета добычи.

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Данным проектным документом опытно-промышленные испытания новых технологий не предусматриваются.

13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г.) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 8 и 9 статьи 126:

- п.8 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательств по ликвидации последствий добычи, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемыми объемам добычи углеводородов»;
- Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:
- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- расчет затрат на рекультивацию земли.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла, рекультивацию земли.

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании

которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком и согласованный с органами надзора Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

Устье скважины оборудуется заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1×1×1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне), и табличкой с указанием номера скважины, месторождения (площади), пользователя недр и даты ее ликвидации.

Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

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.

Расчет затрат на ликвидацию скважин на месторождении Майкыз приведен в таблицах 13.1.-13.4.

Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования месторождения Майкыз представлен в таблице 13.5.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Инструкции по классификации запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа, г.Астана, Министерство Энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, Приказ №283 от 27.10.2005 г., зарегистрирована в министерстве Юстиции за №3945 от 24.11.2005 г.
2. «Инструкция по оформлению отчетов о геологическом изучении недр Республики Казахстан». Приказ и.о. Министра индустрии и новых технологий Республики Казахстан от 25.12.2013 г. №431. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 27.01.2014 г. №9099.
3. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 года.
4. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр РК» № 239 от 15.06.2018 года
5. РД 39-0147035-207-86. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Министерство нефтяной промышленности, ВНИИ, Москва, 1986.
6. Лысенко В.Д. «Проектирование разработки нефтяных месторождений». Москва, Недра, 1987 г.
7. Лысенко В.Д. «Оптимизация разработки нефтяных месторождений». Москва, Недра, 1991 г.
8. Лысенко В.Д. «Теория разработки нефтяных месторождений». Москва, Недра, 1993 г.
9. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. Москва, Недра, 1970 г.
10. Проблемы нефтегазовой отрасли Республики Казахстан и научный подход к их решению (сборник трудов), АО «НИПИнефтегаз», г.Актау – 2015 г. (Абитова А.Ж. Чагай В.Г. и др. «Подсчет извлекаемых запасов растворенного в нефти газа с учетом объемного коэффициента нефти при конечном пластовом давлении»).
11. «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Майкыз по состоянию на 01.03.2021г.». ТОО «Мунайгазгеолсервис» (Алматы, 2021г.)
12. «Проект пробной эксплуатации месторождения Майкыз по состоянию на

01.10.2021г.». ТОО «Мунайгазгеолсервис» (Алматы, 2022г.)

13. «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Майкыз по состоянию на 01.02.2023г.». ТОО «СМАРТ Инжиниринг» (Алматы, 2023г.)

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Ввод из других объектов	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур						всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	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	16	17
2024	0	0	0	5	0	0	5	8,642	0	0	5	0	0	9,6	11,0	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	5	8,642	0	0	5	0	0	7,6	9,3	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	5	8,642	0	0	5	0	0	6,0	8,3	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	5	8,642	0	0	5	0	0	5,1	8,3	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	5	8,642	0	0	5	0	0	4,4	8,2	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	5	8,642	0	0	5	0	0	3,8	8,1	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	5	8,642	0	0	5	0	0	3,2	7,9	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	5	8,642	0	0	5	0	0	2,8	7,6	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	5	8,642	0	0	5	5	0	2,4	7,4	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	5	8,642	2	0	5	5	0	2,1	7,1	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	3	8,642	0	0	3	3	0	2,6	9,4	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	3	8,642	0	0	3	3	0	2,3	9,1	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	3	8,642	2	0	3	3	0	2,0	8,7	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	3	8,642	0	0	3	3	0	1,8	8,3	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	3	8,642	0	0	3	3	0	1,6	7,9	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	3	8,642	0	0	3	3	0	1,4	7,5	0,0

Таблица П 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасов %	Кoeff. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
		3	4				8	9	10	11		13	14		16	17
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	7,5	7,6	7,6	7,7	7,9	0,032	8,6	0,0	8,9	0,0	13,1	0,0	0,0	0,0	1,3	1,3
2025	7,1	7,3	7,9	14,9	15,2	0,061	8,7	0,0	17,6	0,0	17,8	0,0	0,0	0,0	1,2	2,6
2026	9,6	9,8	11,6	24,5	25,0	0,100	13,3	0,0	30,9	0,0	27,7	0,0	0,0	0,0	1,6	4,1
2027	8,2	8,4	11,2	32,7	33,4	0,134	13,4	0,0	44,3	0,0	38,4	0,0	0,0	0,0	1,4	5,5
2028	7,1	7,2	10,8	39,8	40,5	0,162	13,3	0,0	57,5	0,0	46,8	0,0	0,0	0,0	1,2	6,7
2029	6,1	6,2	10,4	45,8	46,7	0,187	13,0	0,0	70,6	0,0	53,5	0,0	0,0	0,0	1,0	7,7
2030	5,2	5,3	10,0	51,1	52,1	0,208	12,7	0,0	83,3	0,0	58,9	0,0	0,0	0,0	0,9	8,6
2031	4,5	4,6	9,6	55,6	56,6	0,227	12,3	0,0	95,6	0,0	63,4	0,0	0,0	0,0	0,8	9,3
2032	3,9	4,0	9,2	59,5	60,6	0,243	11,9	8,9	107,5	8,9	67,2	0,0	0,0	0,0	0,7	10,0
2033	3,4	3,4	8,7	62,8	64,0	0,256	11,4	8,6	118,8	17,5	70,3	0,0	0,0	0,0	0,6	10,6
2034	2,6	2,6	7,2	65,4	66,7	0,267	9,1	7,3	127,9	24,8	72,0	0,0	0,0	0,0	0,4	11,0
2035	2,2	2,3	6,9	67,6	68,9	0,276	8,7	7,0	136,7	31,8	74,3	0,0	0,0	0,0	0,4	11,4
2036	2,0	2,0	6,5	69,6	71,0	0,284	8,4	6,7	145,1	38,4	76,4	0,0	0,0	0,0	0,3	11,8
2037	1,7	1,8	6,1	71,3	72,7	0,291	8,0	6,3	153,0	44,8	78,3	0,0	0,0	0,0	0,3	12,1
2038	1,5	1,6	5,7	72,9	74,3	0,297	7,6	6,0	160,6	50,7	79,9	0,0	0,0	0,0	0,3	12,3
2039	1,3	1,4	5,3	74,2	75,6	0,303	7,2	5,7	167,8	56,4	81,4	0,0	0,0	0,0	0,2	12,6

Таблица П 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	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	16
2024	0	0	0	2	0	2	3,2	0	0	2	0	0	5,0	5,6	0,0
2025	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	4,5	5,2	0,0
2026	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	3,8	5,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	3,0	4,8	0,0
2028	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	2,3	4,5	0,0
2029	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	1,9	4,2	0,0
2030	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	1,5	3,9	0,0
2031	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	1,2	3,6	0,0
2032	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	2	0	0,9	3,3	0,0
2033	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	2	0	0,7	3,0	0,0

Таблица П 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
		3	4				8	9	10	11		13	14		16	17
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	1,550	12,1	12,1	1,6	12,8	0,053	1,7	0,0	1,8	0,0	10,29	0,0	0,0	0,0	0,215	0,215
2025	1,356	10,6	12,2	3,0	23,4	0,097	1,6	0,0	3,4	0,0	13,88	0,0	0,0	0,0	0,188	0,403
2026	2,428	19,0	24,8	5,4	42,4	0,175	3,2	0,0	6,6	0,0	25,04	0,0	0,0	0,0	0,336	0,739
2027	1,914	15,0	26,0	7,3	57,4	0,237	3,1	0,0	9,7	0,0	37,78	0,0	0,0	0,0	0,265	1,004
2028	1,510	11,8	27,7	8,8	69,2	0,285	2,9	0,0	12,6	0,0	47,8	0,0	0,0	0,0	0,209	1,213
2029	1,2	9,3	30,3	10,0	78,5	0,324	2,7	0,0	15,3	0,0	55,8	0,0	0,0	0,0	0,165	1,378
2030	0,9	7,4	34,4	11,0	85,9	0,354	2,5	0,0	17,8	0,0	62,2	0,0	0,0	0,0	0,130	1,508
2031	0,7	5,8	41,4	11,7	91,7	0,378	2,3	0,0	20,1	0,0	67,6	0,0	0,0	0,0	0,103	1,611
2032	0,6	4,6	55,8	12,3	96,4	0,397	2,1	1,1	22,2	1,1	72,0	0,0	0,0	0,0	0,082	1,693
2033	0,5	3,6	100,0	12,8	100,0	0,412	1,9	1,0	24,1	2,0	75,8	0,0	0,0	0,0	0,065	1,758

Таблица П 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Ввод из других объектов	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур						всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	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	16	17
2024	0	0	0	2	0	0	2	3,4	0	0	2	0	0	10,0	12,1	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	0	0	8,9	11,6	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	0	0	3,8	5,8	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	0	0	3,4	5,9	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	0	0	3,0	6,0	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	0	0	2,7	6,0	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	0	0	2,4	6,0	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	0	0	2,1	5,9	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	2	0	1,9	5,9	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	2	0	1,7	5,7	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	2	0	1,5	5,6	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	2	0	1,4	5,5	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	2	0	1,2	5,3	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	2	0	1,1	5,1	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	2	0	1,0	5,0	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	2	3,4	0	0	2	2	0	0,9	4,8	0,0

Таблица П 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	3,140	8,4	8,4	3,2	8,6	0,035	3,8	0,0	3,9	0,0	17,02	0,0	0,0	0,0	0,674	0,674
2025	2,752	7,3	8,0	6,0	15,9	0,065	3,6	0,0	7,5	0,0	22,99	0,0	0,0	0,0	0,590	1,264
2026	2,453	6,5	7,8	8,4	22,4	0,092	3,7	0,0	11,2	0,0	33,92	0,0	0,0	0,0	0,526	1,790
2027	2,187	5,8	7,5	10,6	28,2	0,115	3,8	0,0	15,0	0,0	42,51	0,0	0,0	0,0	0,469	2,259
2028	1,950	5,2	7,2	12,6	33,4	0,137	3,9	0,0	18,8	0,0	49,4	0,0	0,0	0,0	0,418	2,677
2029	1,7	4,6	6,9	14,3	38,0	0,156	3,9	0,0	22,7	0,0	55,1	0,0	0,0	0,0	0,373	3,050
2030	1,6	4,1	6,7	15,9	42,2	0,172	3,9	0,0	26,6	0,0	59,9	0,0	0,0	0,0	0,333	3,383
2031	1,4	3,7	6,4	17,2	45,8	0,187	3,8	0,0	30,4	0,0	63,9	0,0	0,0	0,0	0,296	3,679
2032	1,2	3,3	6,1	18,5	49,1	0,201	3,8	1,9	34,2	1,9	67,3	0,0	0,0	0,0	0,264	3,944
2033	1,1	2,9	5,7	19,6	52,0	0,213	3,7	1,9	37,9	3,7	70,3	0,0	0,0	0,0	0,236	4,179
2034	1,0	2,6	5,4	20,5	54,7	0,223	3,6	1,8	41,5	5,5	72,9	0,0	0,0	0,0	0,210	4,390
2035	0,9	2,3	5,1	21,4	57,0	0,233	3,5	1,8	45,0	7,3	75,2	0,0	0,0	0,0	0,187	4,577
2036	0,8	2,1	4,8	22,2	59,0	0,241	3,4	1,7	48,4	9,0	77,2	0,0	0,0	0,0	0,167	4,744
2037	0,7	1,8	4,5	22,9	60,9	0,249	3,3	1,7	51,8	10,7	79,0	0,0	0,0	0,0	0,149	4,893
2038	0,6	1,6	4,2	23,5	62,5	0,256	3,2	1,6	54,9	12,3	80,7	0,0	0,0	0,0	0,133	5,026
2039	0,6	1,5	3,9	24,1	64,0	0,262	3,1	1,5	58,0	13,8	82,1	0,0	0,0	0,0	0,118	5,144

Таблица П 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
								ед.	ед.	ед.	ед.		ед.	ед.		ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	

Таблица П 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту. Вариант 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасов %	Кoeff. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	2,790	5,8	5,8	2,9	6,0	0,024	3,1	0,0	3,2	0,0	9,77	0	0	0	0,424	0,424
2025	3,028	6,3	6,8	5,9	12,4	0,048	3,5	0,0	6,7	0,0	14,29	0	0	0	0,460	0,884
2026	4,737	9,9	11,3	10,6	22,3	0,087	6,3	0,0	13,1	0,0	25,31	0	0	0	0,720	1,604
2027	4,128	8,6	11,1	14,8	30,9	0,121	6,5	0,0	19,6	0,0	36,37	0	0	0	0,627	2,232
2028	3,597	7,5	10,9	18,4	38,5	0,151	6,5	0,0	26,1	0,0	44,9	0	0	0	0,547	2,778
2029	3,134	6,6	10,7	21,5	45,0	0,176	6,5	0,0	32,6	0,0	51,6	0,0	0,0	0	0,476	3,255
2030	2,7	5,7	10,4	24,2	50,8	0,199	6,4	0,0	38,9	0,0	57,0	0,0	0,0	0	0,415	3,670
2031	2,4	5,0	10,1	26,6	55,8	0,218	6,2	0,0	45,1	0,0	61,6	0,0	0,0	0	0,362	4,032
2032	2,1	4,3	9,8	28,7	60,1	0,235	6,0	6,0	51,1	6,0	65,3	0,0	0,0	0	0,315	4,347
2033	1,8	3,8	9,5	30,5	63,9	0,250	5,7	5,7	56,8	11,7	68,6	0,0	0,0	0	0,275	4,621
2034	1,6	3,3	9,1	32,1	67,2	0,263	5,5	5,5	62,3	17,2	71,3	0,0	0,0	0	0,239	4,861
2035	1,4	2,9	8,8	33,4	70,1	0,274	5,2	5,2	67,5	22,4	73,7	0,0	0,0	0	0,208	5,069
2036	1,2	2,5	8,4	34,6	72,6	0,284	4,9	4,9	72,5	27,4	75,8	0,0	0,0	0	0,182	5,251
2037	1,0	2,2	8,0	35,7	74,7	0,292	4,7	4,7	77,2	32,1	77,7	0,0	0,0	0	0,158	5,409
2038	0,9	1,9	7,5	36,6	76,6	0,300	4,4	4,4	81,6	36,5	79,4	0,0	0,0	0	0,138	5,547
2039	0,8	1,7	7,1	37,4	78,3	0,306	4,1	4,1	85,7	40,6	80,9	0,0	0,0	0	0,120	5,667

Таблица П 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Ввод из других объектов	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур						всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	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	16	17
2024	0	0	0	5	0	0	5	8,642	0	0	5	0	0	9,6	11,0	0,0
2025	2	2	0	0	0	0	7	12,353	0	0	7	0	0	8,6	9,7	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	7	0	0	7,7	9,4	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	7	0	0	6,1	9,3	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	7	0	0	4,9	8,7	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	7	0	0	3,9	8,1	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	7	0	0	3,1	7,5	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	7	0	0	2,5	6,9	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	7	7	0	2,0	6,4	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	7	12,353	0	0	7	7	0	1,6	5,8	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	5	9,133	0	0	5	5	0	1,6	6,3	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	5	9,133	5	0	5	5	0	1,2	5,8	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	5	9,133	0	0	5	5	0	1,0	5,2	0,0

Таблица П 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2

Годы и пери- оды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасов %	Коэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	7,5	7,6	7,6	7,7	7,9	0,032	8,6	0,0	8,9	0,0	13,1	0,0	0,0	0,0	1,3	1,3
2025	7,5	7,6	8,3	15,2	15,5	0,062	8,4	0,0	17,3	0,0	11,3	0,0	0,0	0,0	1,3	2,6
2026	17,3	17,7	20,9	32,5	33,2	0,133	21,2	0,0	38,5	0,0	18,3	0,0	0,0	0,0	3,0	5,6
2027	13,8	14,0	21,0	46,3	47,2	0,189	20,9	0,0	59,4	0,0	34,0	0,0	0,0	0,0	2,4	7,9
2028	11,0	11,2	21,2	57,3	58,4	0,234	19,6	0,0	79,0	0,0	44,1	0,0	0,0	0,0	1,9	9,8
2029	8,7	8,9	21,4	66,0	67,3	0,269	18,2	0,0	97,2	0,0	52,2	0,0	0,0	0,0	1,5	11,3
2030	7,0	7,1	21,8	73,0	74,4	0,298	16,9	0,0	114,2	0,0	58,7	0,0	0,0	0,0	1,2	12,5
2031	5,6	5,7	22,3	78,6	80,1	0,321	15,6	0,0	129,8	0,0	64,2	0,0	0,0	0,0	1,0	13,5
2032	4,5	4,6	22,9	83,0	84,7	0,339	14,3	6,0	144,1	6,0	68,8	0,0	0,0	0,0	0,8	14,2
2033	3,6	3,7	23,8	86,6	88,3	0,354	13,1	5,5	157,3	11,5	72,7	0,0	0,0	0,0	0,6	14,8
2034	2,5	2,6	21,8	89,1	90,9	0,364	10,2	4,1	167,5	15,5	75,5	0,0	0,0	0,0	0,4	15,3
2035	2,0	2,0	22,4	91,1	92,9	0,372	9,3	3,7	176,7	19,2	78,3	0,0	0,0	0,0	0,4	15,6
2036	1,6	1,6	23,2	92,8	94,6	0,379	8,4	3,3	185,2	22,6	80,8	0,0	0,0	0,0	0,3	15,9

Таблица П 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 2

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур							всего	мех-х		нефти	жидкости	
								всего	нагнет.						
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		тыс.м	ед.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2024	0	0	0	2	0	2	3,2	0	0	2	0	0	5,0	5,6	0,0
2025	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	4,5	5,2	0,0
2026	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	3,8	5,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	3,0	4,8	0,0
2028	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	2,3	4,5	0,0
2029	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	1,9	4,2	0,0
2030	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	1,5	3,9	0,0
2031	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	0	0	1,2	3,6	0,0
2032	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	2	0	0,9	3,3	0,0
2033	0	0	0	0	0	2	3,2	0	0	2	2	0	0,7	3,0	0,0

Таблица П 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 2

Годы и пери- оды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасов %	Коэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	1,550	12,1	12,1	1,6	12,8	0,053	1,7	0,0	1,8	0,0	10,29	0,0	0,0	0,0	0,215	0,215
2025	1,356	10,6	12,2	3,0	23,4	0,097	1,6	0,0	3,4	0,0	13,88	0,0	0,0	0,0	0,188	0,403
2026	2,428	19,0	24,8	5,4	42,4	0,175	3,2	0,0	6,6	0,0	25,04	0,0	0,0	0,0	0,336	0,739
2027	1,914	15,0	26,0	7,3	57,4	0,237	3,1	0,0	9,7	0,0	37,78	0,0	0,0	0,0	0,265	1,004
2028	1,510	11,8	27,7	8,8	69,2	0,285	2,9	0,0	12,6	0,0	47,8	0,0	0,0	0,0	0,209	1,213
2029	1,2	9,3	30,3	10,0	78,5	0,324	2,7	0,0	15,3	0,0	55,8	0,0	0,0	0,0	0,165	1,378
2030	0,9	7,4	34,4	11,0	85,9	0,354	2,5	0,0	17,8	0,0	62,2	0,0	0,0	0,0	0,130	1,508
2031	0,7	5,8	41,4	11,7	91,7	0,378	2,3	0,0	20,1	0,0	67,6	0,0	0,0	0,0	0,103	1,611
2032	0,6	4,6	55,8	12,3	96,4	0,397	2,1	1,1	22,2	1,1	72,0	0,0	0,0	0,0	0,082	1,693
2033	0,5	3,6	100,0	12,8	100,0	0,412	1,9	1,0	24,1	2,0	75,8	0,0	0,0	0,0	0,065	1,758

Таблица П 4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 2

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Ввод из других объектов	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур													
									всего	нагнет.	всего	мех-х				
	ед.	ед.	ед.						ед.	ед.	ед.	ед.		тыс.м	ед.	ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	0	0	0	2	0	0	2	3,4	0	0	2	0	0	10,0	12,1	0,0
2025	1	1	0	0	0	0	3	5,1	0	0	3	0	0	7,8	9,1	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	3	0	0	5,9	7,8	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	3	0	0	4,8	8,7	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	3	0	0	3,8	8,7	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	3	0	0	3,1	8,4	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	3	0	0	2,5	8,1	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	3	0	0	2,0	7,7	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	3	3	0	1,6	7,3	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	3	3	0	1,3	6,8	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	3	3	0	1,1	6,4	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	3	3	0	0,8	5,9	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	3	5,1	0	0	3	3	0	0,7	5,4	0,0

Таблица П 4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 2

Годы и пери- оды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасов %	Коэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
		3	4				8	9	10	11		13	14		16	17
2024	3,140	8,4	8,4	3,2	8,6	0,035	3,8	0,0	3,9	0,0	17,02	0,0	0,0	0,0	0,674	0,674
2025	3,075	8,2	8,9	6,3	16,8	0,068	3,6	0,0	7,4	0,0	13,50	0,0	0,0	0,0	0,660	1,333
2026	5,721	15,2	18,3	12,0	32,0	0,131	7,5	0,0	15,0	0,0	24,15	0,0	0,0	0,0	1,227	2,560
2027	4,610	12,3	18,0	16,6	44,2	0,181	8,4	0,0	23,4	0,0	45,44	0,0	0,0	0,0	0,989	3,549
2028	3,714	9,9	17,7	20,3	54,1	0,221	8,4	0,0	31,8	0,0	55,6	0,0	0,0	0,0	0,797	4,346
2029	3,0	8,0	17,3	23,3	62,1	0,254	8,2	0,0	40,0	0,0	63,3	0,0	0,0	0,0	0,642	4,988
2030	2,4	6,4	16,9	25,8	68,5	0,280	7,8	0,0	47,8	0,0	69,2	0,0	0,0	0,0	0,517	5,505
2031	1,9	5,2	16,4	27,7	73,7	0,301	7,5	0,0	55,3	0,0	73,9	0,0	0,0	0,0	0,417	5,922
2032	1,6	4,2	15,8	29,3	77,8	0,318	7,0	2,3	62,3	2,3	77,7	0,0	0,0	0,0	0,336	6,258
2033	1,3	3,4	15,1	30,5	81,2	0,332	6,6	2,2	68,9	4,5	80,9	0,0	0,0	0,0	0,271	6,529
2034	1,0	2,7	14,4	31,5	83,9	0,343	6,1	2,0	75,0	6,6	83,4	0,0	0,0	0,0	0,218	6,747
2035	0,8	2,2	13,5	32,4	86,1	0,352	5,7	1,9	80,7	8,5	85,6	0,0	0,0	0,0	0,176	6,922
2036	0,7	1,8	12,6	33,0	87,8	0,359	5,3	1,8	86,0	10,2	87,5	0,0	0,0	0,0	0,142	7,064

Таблица П 4.1.15 – Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту. Вариант 2

Годы и пери- оды	Ввод скважин			Ввод из консерв	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо- нагн. скважин на конец пер.ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур												
								всего	нагнет.	всего	мех-х				
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		тыс.м	ед.	ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2024	0	0	0	1	0	1	2,0	0	0	1	0	0	18,0	19,9	0
2025	1	1	0	0	0	2	4,0	0	0	2	0	0	17,6	19,1	0
2026	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	0	0	14,3	16,2	0
2027	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	0	0	11,3	14,5	0
2028	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	0	0	8,9	12,9	0
2029	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	0	0	7,1	11,5	0
2030	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	0	0	5,6	10,2	0
2031	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	0	0	4,5	9,1	0
2032	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	2	0	3,6	8,1	0
2033	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	2	0	2,9	7,2	0
2034	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	2	0	2,3	6,3	0
2035	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	2	0	1,8	5,6	0
2036	0	0	0	0	0	2	4,0	0	0	2	2	0	1,5	4,9	0

Таблица П 4.1.16 – Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту. Вариант 2

Годы и пери- оды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасов %	Коефф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.м3	накопл. тыс.м3		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	2,790	5,8	5,8	2,9	6,0	0,024	3,1	0,0	3,2	0,0	9,77	0	0	0	0,423	0,423
2025	3,028	6,3	6,8	5,9	12,4	0,048	3,3	0,0	6,5	0,0	7,77	0	0	0	0,459	0,883
2026	9,188	19,3	22,0	15,1	31,6	0,124	10,4	0,0	16,9	0,0	11,94	0	0	0	1,394	2,276
2027	7,250	15,2	22,2	22,3	46,8	0,183	9,3	0,0	26,3	0,0	22,40	0	0	0	1,100	3,376
2028	5,732	12,0	22,6	28,1	58,8	0,230	8,3	0,0	34,6	0,0	31,2	0	0	0	0,869	4,246
2029	4,540	9,5	23,1	32,6	68,3	0,267	7,4	0,0	42,0	0,0	38,6	0,0	0,0	0	0,689	4,934
2030	3,6	7,6	24,0	36,2	75,9	0,297	6,6	0,0	48,6	0,0	45,0	0,0	0,0	0	0,551	5,485
2031	2,9	6,1	25,3	39,1	82,0	0,321	5,9	0,0	54,4	0,0	50,5	0,0	0,0	0	0,441	5,926
2032	2,3	4,9	27,1	41,5	86,9	0,340	5,2	2,6	59,7	2,6	55,4	0,0	0,0	0	0,353	6,279
2033	1,9	3,9	29,7	43,3	90,8	0,355	4,6	2,3	64,3	4,9	59,6	0,0	0,0	0	0,282	6,561
2034	1,5	3,1	33,9	44,8	93,9	0,367	4,1	2,0	68,3	6,9	63,4	0,0	0,0	0	0,226	6,787
2035	1,2	2,5	41,0	46,0	96,4	0,377	3,6	1,8	71,9	8,7	66,8	0,0	0,0	0	0,181	6,967
2036	1,0	2,0	55,6	47,0	98,4	0,385	3,1	1,6	75,1	10,3	69,8	0,0	0,0	0	0,144	7,111

Таблица П.4.2.1 - Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 1)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)														
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод на мех. способ	тыс.тг	43 792	-	-	-	-	-	-	-	-	43 792	-	-	-
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг	62 790	62 790	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	106 582	62 790	-	-	-	-	-	-	-	43 792	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	122 722	62 790	-	-	-	-	-	-	-	59 932	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО														
Обустройство промысла														
Обустройство устья добывающей скважины	тыс.тг	73 508	73 508	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Монтаж выкидных линий	тыс.тг	55 108	55 108	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЛЭП	тыс.тг	13 294	13 294	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Автомобильные дороги	тыс.тг	73 508	73 508	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	215 418	215 418	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	215 418	215 418	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	322 000	278 208	-	-	-	-	-	-	-	43 792	-	-	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	338 140	278 208	-	-	-	-	-	-	-	59 932,38	-	-	-

Таблица П.4.2.2 - Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 1)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Продажа продукции по направлениям												
на экспорт	тыс. тонн	62,736	6,345	6,053	8,159	6,980	5,986	5,144	4,430	3,822	3,304	2,860
на внутренний рынок	тыс. тонн	11,071	1,120	1,068	1,440	1,232	1,056	0,908	0,782	0,675	0,583	0,505
Цена реализации продукции												
на экспорт	тг/тонн		245 904	255 740	265 970	276 609	287 673	299 180	311 147	323 593	336 537	349 998
на внутренний рынок	тг/тонн		80 040	83 242	86 571	90 034	93 635	101 276	105 327	109 540	113 922	118 479
Производственная прибыль от реализации												
на экспорт	тыс.тг	19 025 980	1 560 331	1 547 996	2 170 001	1 930 829	1 722 014	1 539 123	1 378 449	1 236 879	1 111 792	1 000 977
на внутренний рынок	тыс.тг	1 116 045	89 625	88 917	124 645	110 907	98 912	91 943	82 345	73 888	66 416	59 796
Итоговый производственный доход	тыс.тг	20 142 024	1649956	1636912	2294646	2041735	1820926	1631067	1460794	1310767	1178208	1060773

Продолжение таблицы П.4.2.2

Производственный доход	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Продажа продукции по направлениям							
на экспорт	тыс. тонн	2,166	1,905	1,675	1,472	1,295	1,139
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,382	0,336	0,296	0,260	0,229	0,201
Цена реализации продукции							
на экспорт	тг/тонн	363 998	378 558	393 700	409 448	425 826	442 859
на внутренний рынок	тг/тонн	123 218	128 147	133 272	138 603	144 148	149 913
Производственная прибыль от реализации							
на экспорт	тыс. тг	788 579	720 984	659 265	602 906	551 435	504 421
на внутренний рынок	тыс. тг	47 108	43 070	39 383	36 016	32 941	30 133
Итоговый производственный доход	тыс. тг	835686	764053	698648	638922	584376	534554

Таблица П.4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению (вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	41 224,3	1 591,06	1 669,32	2 658,85	2 780,57	2 870,72	2 934,07	2 974,70	2 996,09	3 001,20	2 992,61
Материалы	тыс.тг	66 656,2	2 572,61	2 699,15	4 299,14	4 495,94	4 641,71	4 744,15	4 809,85	4 844,42	4 852,69	4 838,80
Затраты, зависимые от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг	342 744,6	19 780,00	20 571,20	21 394,05	22 249,81	23 139,80	24 065,39	25 028,01	26 029,13	27 070,30	16 891,86
Затраты производственного характера	тыс.тг	206 001,9	16 894,33	16 760,77	23 495,48	20 905,86	18 644,93	16 664,71	14 925,02	13 392,18	12 037,82	10 837,98
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг	238 727,3	19 578,15	19 423,38	27 227,95	24 226,95	21 606,86	19 312,05	17 296,00	15 519,66	13 950,14	12 559,70
Расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	тыс.тг	263 036,6	15 180,00	15 787,20	16 418,69	17 075,44	17 758,45	18 468,79	19 207,54	19 975,84	20 774,88	12 963,52
Арендные затраты	тыс.тг	62 243,6	2 852,00	2 966,08	3 084,72	3 208,11	3 336,44	3 469,89	3 608,69	3 753,04	3 903,16	4 059,29
Прочие затраты	тыс.тг	551 156,7	25 254,00	26 264,16	27 314,73	28 407,32	29 543,61	30 725,35	31 954,37	33 232,54	34 561,84	35 944,32
Экологические расходы	тыс.тг	25 592,9	2 098,89	2 082,30	2 918,99	2 597,27	2 316,38	2 070,36	1 854,23	1 663,79	1 495,53	1 346,47
Затраты на страхование	тыс.тг	48 223,4	2 783,00	2 894,32	3 010,09	3 130,50	3 255,72	3 385,95	3 521,38	3 662,24	3 808,73	2 376,65
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	30 921,0	1 416,80	1 473,47	1 532,41	1 593,71	1 657,46	1 723,75	1 792,70	1 864,41	1 938,99	2 016,55
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	199 270,1	11 500,00	11 960,00	12 438,40	12 935,94	13 453,37	13 991,51	14 551,17	15 133,22	15 738,54	9 820,85
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	2 075 798,48	121 500,83	124 551,34	145 793,50	143 607,39	142 225,44	141 555,99	141 523,67	142 066,56	143 133,83	116 648,61
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	26 521	1 668	1 711	1 757	1 804	1 853	1 904	1 957	2 013	2 070	1 278
Налог на имущество	тыс.тг	25 321	1 774	3 281	2 789	2 371	2 015	1 713	1 456	1 237	1 434	1 601
ОСМС	тыс.тг	5 432	173	239	249	259	404	420	437	454	472	295
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	979 200	80 257	79 623	111 616	99 314	88 573	79 255	70 981	63 691	57 250	51 544
Расходы на НИОКР	тыс.тг	20 450	0	1 829	1 231	1 443	1 420	1 406	1 398	1 397	1 402	2 011
Итого производственных затрат	тыс.тг	3 132 722	205 372	211 234	263 435	248 797	236 491	226 253	217 753	210 859	205 762	173 377
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	1 941 171	159 196	157 938	221 400	196 997	175 693	157 033	140 640	126 195	113 433	102 127
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	3 631 347	249 653	247 679	368 900	328 241	292 742	292 433	261 905	259 744	233 476	210 205
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	2 901 426	233 506	222 750	319 010	288 987	247 821	224 814	203 790	202 201	174 762	151 291
Итого расходы по реализации	тыс.тг	8 473 944	642 356	628 368	909 310	814 225	716 256	674 280	606 335	588 141	521 672	463 624
Административные расходы	тыс.тг	1 184 512	55 856	58 742	61 727	64 882	68 393	71 939	75 693	79 668	83 880	69 034
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	296 897	12 650	13 682	14 799	16 006	17 312	18 725	20 253	21 906	23 693	15 376
ОСМС	тыс.тг	8 272	190	274	296	320	519	562	608	657	711	461
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	39 165,07	1 834,25	1 957,61	2 089,99	2 232,07	2 384,61	2 548,42	2 724,35	2 913,37	3 116,48	2 000,86
Другие административные расходы	тыс.тг	201 661	11 638	12 104	12 588	13 091	13 615	14 159	14 726	15 315	15 927	9 939
Страхование АУП	тыс.тг	24 112	1 392	1 447	1 505	1 565	1 628	1 693	1 761	1 831	1 904	1 188
Аренда	тыс.тг	180 707	8 280	8 611	8 956	9 314	9 686	10 074	10 477	10 896	11 332	11 785
Прочие	тыс.тг	433 697	19 872	20 667	21 494	22 353	23 247	24 177	25 144	26 150	27 196	28 284
Контрактные обязательства	тыс.тг	63 981	0	7 655	3 725	4 355	4 291	4 248	4 226	4 224	4 239	6 067
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	20 450	0,00	1 828,74	1 230,78	1 442,61	1 420,14	1 405,68	1 398,32	1 397,31	1 402,02	2 011,27
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	тыс.тг	20 450	0	1 829	1 231	1 443	1 420	1 406	1 398	1 397	1 402	2 011
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	23 081	0	3 997	1 264	1 470	1 451	1 436	1 430	1 429	1 435	2 045
Итого не производственные затраты	тыс.тг	9 722 437	698 211	694 765	974 762	883 463	788 939	750 466	686 254	672 033	609 790	538 725
Итого затраты	тыс.тг	12 855 159	903 583	905 999	1 238 197	1 132 260	1 025 430	976 720	904 007	882 892	815 553	712 102
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг	20 142 024	1 649 956	1 636 912	2 294 646	2 041 735	1 820 926	1 631 067	1 460 794	1 310 767	1 178 208	1 060 773
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	12 855 159	903 583	905 999	1 238 197	1 132 260	1 025 430	976 720	904 007	882 892	815 553	712 102
Операционный доход	тыс.тг	7 286 865	746 373	730 914	1 056 449	909 475	795 496	654 347	556 787	427 874	362 655	348 671
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	228 854	18 813	17 946	24 190	20 696	17 748	15 253	13 135	11 333	18 745	16 228
Балансовая прибыль	тыс.тг	7 058 011	727 560	712 967	1 032 259	888 779	777 748	639 094	543 652	416 541	343 910	332 443
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	301 152	41 731	35 472	30 151	25 628	21 784	18 516	15 739	13 378	20 361	17 307
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	6 985 713	704 642	695 442	1 026 298	883 847	773 712	635 831	541 049	414 496	342 294	331 364
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	6 985 713	704 642	695 442	1 026 298	883 847	773 712	635 831	541 049	414 496	342 294	331 364
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 746 428	176 160	173 861	256 575	220 962	193 428	158 958	135 262	103 624	85 574	82 841
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	4 846 944	476 477	471 064	675 396	595 010	524 060	443 460	382 655	303 692	254 086	243 492

Продолжение таблицы П.4.2.3

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	14	15	16	17	18	19
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)							
Затраты на электроэнергию	тыс. тг	2 493,17	2 489,86	2 477,97	2 458,71	2 433,14	2 402,21
Материалы	тыс. тг	4 031,24	4 025,89	4 006,67	3 975,53	3 934,19	3 884,17
Затраты, зависимые от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс. тг	17 567,54	18 270,24	19 001,05	19 761,09	20 551,54	21 373,60
Затраты производственного характера	тыс. тг	8 538,26	7 806,38	7 138,13	6 527,91	5 970,60	5 461,57
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс. тг	9 894,64	9 046,50	8 272,09	7 564,92	6 919,09	6 329,20
Расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	тыс. тг	13 482,06	14 021,35	14 582,20	15 165,49	15 772,11	16 402,99
Арендные затраты	тыс. тг	4 221,66	4 390,52	4 566,14	4 748,79	4 938,74	5 136,29
Прочие затраты	тыс. тг	37 382,09	38 877,37	40 432,47	42 049,77	43 731,76	45 481,03
Экологические расходы	тыс. тг	1 060,76	969,84	886,81	811,00	741,77	678,53
Затраты на страхование	тыс. тг	2 471,71	2 570,58	2 673,40	2 780,34	2 891,55	3 007,22
Затраты на ремонт скважин	тыс. тг	2 097,21	2 181,10	2 268,34	2 359,08	2 453,44	2 551,58
Затраты на оплату труда ОПП	тыс. тг	10 213,69	10 622,23	11 047,12	11 489,01	11 948,57	12 426,51
Итого прямые производственные затраты	тыс. тг	113 454,03	115 271,85	117 352,41	119 691,64	122 286,50	125 134,89
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц. налог)	тыс. тг	1 315	1 354	1 394	1 436	1 480	1 526
Налог на имущество	тыс. тг	1 361	1 157	983	836	710	604
ОСМС	тыс. тг	306	319	331	345	358	373
НДПИ на добычу нефти	тыс. тг	40 607	37 126	33 948	31 046	28 395	25 974
Расходы на НИОКР	тыс. тг	1 146	1 114	1 131	1 151	1 173	1 198
Итого производственных затрат	тыс. тг	158 189	156 341	155 140	154 505	154 404	154 810
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг							
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс. тг	80 457	73 560	67 263	61 513	56 261	51 465
Рентный налог на экспорт нефти	тыс. тг	173 487	158 616	151 631	138 668	137 859	126 105
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тг	129 553	113 892	111 692	98 215	95 310	83 831
Итого расходы по реализации	тыс. тг	383 497	346 069	330 586	298 396	289 430	261 401
Административные расходы	тыс. тг	72 515	76 194	80 084	84 198	88 550	93 157
Затраты на оплату труда АУП	тыс. тг	16 631	17 988	19 455	21 043	22 760	24 617
ОСМС	тыс. тг	499	540	584	631	683	739
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс. тг	2 141,66	2 293,05	2 455,86	2 630,98	2 819,39	3 022,11
Другие административные расходы	тыс. тг	10 336	10 750	11 180	11 627	12 092	12 576
Страхование АУП	тыс. тг	1 236	1 285	1 337	1 390	1 446	1 504
Аренда	тыс. тг	12 256	12 747	13 257	13 787	14 338	14 912
Прочие	тыс. тг	29 415	30 592	31 816	33 088	34 412	35 788
Контрактные обязательства	тыс. тг	3 479	3 373	3 426	3 487	3 555	3 631
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс. тг	1 146,32	1 113,57	1 130,91	1 150,84	1 173,33	1 198,33
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	тыс. тг	1 146	1 114	1 131	1 151	1 173	1 198
Выделение средств на социальные проекты	тыс. тг	1 187	1 146	1 164	1 185	1 208	1 235
Итого не производственные затраты	тыс. тг	459 491	425 636	414 095	386 080	381 536	358 190
Итого затраты	тыс. тг	617 681	581 977	569 235	540 585	535 940	513 000
Доходы (убытки)							
Производственный доход	тыс. тг	835 686	764 053	698 648	638 922	584 376	534 554
Расходы на реализованную продукцию	тыс. тг	617 681	581 977	569 235	540 585	535 940	513 000
Операционный доход	тыс. тг	218 006	182 077	129 413	98 337	48 436	21 555
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс. тг	12 293	10 807	9 502	8 355	7 348	6 463
Балансовая прибыль	тыс. тг	205 713	171 270	119 911	89 982	41 088	15 092
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс. тг	14 711	12 504	10 629	9 034	7 679	6 527
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс. тг	203 295	169 572	118 784	89 303	40 757	15 027
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс. тг	203 295	169 572	118 784	89 303	40 757	15 027
Корпоративный подоходный налог	тыс. тг	50 824	42 393	29 696	22 326	10 189	3 757
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс. тг	152 471	127 179	89 088	66 977	30 568	11 270

Таблица П.4.2.4 – Поток денежной наличности в целом по месторождению (вариант 1)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	20 142 024	1 649 956	1 636 912	2 294 646	2 041 735	1 820 926	1 631 067	1 460 794	1 310 767	1 178 208	1 060 773
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	12 855 159	903 583	905 999	1 238 197	1 132 260	1 025 430	976 720	904 007	882 892	815 553	712 102
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	338 140	278 208	0	0	0	0	0	0	0	59 932	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 746 428	176 160	173 861	256 575	220 962	193 428	158 958	135 262	103 624	85 574	82 841
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	392 340	52 004	50 518	94 328	67 875	56 224	33 414	23 132	7 180	2 635	5 031
Итого отток средств	тыс.тг	15 332 068	1 409 956	1 130 377	1 589 099	1 421 097	1 275 082	1 169 091	1 062 401	993 697	963 693	799 974
Поток денежной наличности	тыс.тг	4 809 956	240 000,28	506 535,04	705 546,81	620 638,52	545 843,65	461 975,96	398 393,47	317 069,92	214 514,49	260 799,15
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	3 189 351	240 000	460 486	583 097	466 295	372 819	286 851	224 883	162 707	100 073	110 604
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг	4 809 956	240 000	746 535	1 452 082	2 072 721	2 618 564	3 080 540	3 478 934	3 796 004	4 010 518	4 271 317
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	3 189 351	240 000	700 487	1 283 583	1 749 878	2 122 697	2 409 547	2 634 430	2 797 137	2 897 210	3 007 814

Продолжение таблицы П.4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	14	15	16	17	18	19
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	835 686	764 053	698 648	638 922	584 376	534 554
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	617 681	581 977	569 235	540 585	535 940	513 000
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	50 824	42 393	29 696	22 326	10 189	3 757
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг	668 504	624 370	598 931	562 911	546 129	516 757
Поток денежной наличности	тыс.тг	167 182,01	139 683,56	99 716,84	76 011,40	38 247,03	17 797,76
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	64 456	48 958	31 773	22 018	10 072	4 261
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг	4 438 499	4 578 183	4 677 900	4 753 911	4 792 158	4 809 956
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	3 072 270	3 121 228	3 153 001	3 175 019	3 185 090	3 189 351

Таблица П.4.2.5 - Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 2)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)													
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг	1 801 600	-	1 801 600	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод на мех.способ	тыс.тг	61 309	-	-	-	-	-	-	-	-	61 309	-	-
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг	62 790	62 790	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Выбытие всего	тыс.тг	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	1 925 699	62 790	1 801 600	-	-	-	-	-	-	61 309	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	2 020 359	62 790	1 873 664	-	-	-	-	-	-	83 905	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО													
Обустройство промысла													
Обустройство устья добывающей скважины	тыс.тг	102 911	73 508	29 403	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Монтаж выкидных линий	тыс.тг	77 151	55 108	22 043	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЛЭП	тыс.тг	18 612	13 294	5 318	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Автомобильные дороги	тыс.тг	102 911	73 508	29 403	-	-	-	-					
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	301 585	215 418	86 167	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	305 032	215 418	89 614	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	2 227 284	278 208	1 887 767	-	-	-	-	-	-	61 309	-	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	2 325 391	278 208	1 963 278	-	-	-	-	-	-	83 905,33	-	-

Таблица П.4.2.6 - Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 2)

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Продажа продукции по направлениям															
на экспорт	тыс. тонн	78,468	6,345	6,328	14,707	11,684	9,294	7,401	5,925	4,745	3,800	3,043	2,124	1,704	1,368
на внутренний рынок	тыс. тонн	13,847	1,120	1,117	2,595	2,062	1,640	1,306	1,046	0,837	0,671	0,537	0,375	0,301	0,241
Цена реализации продукции															
на экспорт	тг/тонн		245 904	255 740	265 970	276 609	287 673	299 180	311 147	323 593	336 537	349 998	363 998	378 558	393 700
на внутренний рынок	тг/тонн		80 040	83 242	86 571	90 034	93 635	101 276	105 327	109 540	113 922	118 479	123 218	128 147	133 272
Производственная прибыль от реализации															
на экспорт	тыс. тг	22 889 540	1 560 331	1 618 278	3 911 516	3 231 892	2 673 555	2 214 281	1 843 682	1 535 309	1 278 676	1 065 071	773 274	645 249	538 426
на внутренний рынок	тыс. тг	1 337 506	89 625	92 954	224 677	185 640	153 569	132 276	110 137	91 716	76 385	63 625	46 193	38 546	32 164
Итоговый производственный доход	тыс. тг	24 227 046	1649956	1711232	4136193	3417531	2827124	2346557	1953819	1627025	1355061	1128696	819467	683794	570591

Таблица П.4.2.7 - Расчет эксплуатационных затрат в целом по месторождению (вариант 2)

Составляющие	Ед.из м	Итого за рентабельны й период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)															
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	42 905,1	1 591,07	1 617,98	4 243,09	4 340,67	4 237,56	4 103,48	3 960,98	3 801,16	3 630,22	3 453,01	2 794,01	2 641,25	2 490,62
Материалы	тыс.тг	69 373,9	2 572,63	2 616,13	6 860,72	7 018,50	6 851,77	6 634,98	6 404,57	6 146,16	5 869,75	5 583,23	4 517,68	4 270,67	4 027,12
Затраты, зависимые от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	тыс.тг	415 959,2	19 780,00	28 799,68	29 951,67	31 149,73	32 395,72	33 691,55	35 039,21	36 440,78	37 898,41	39 414,35	29 279,23	30 450,40	31 668,42
Затраты производственного характера	тыс.тг	247 834,3	16 894,33	17 521,75	42 351,55	34 992,99	28 947,65	23 974,91	19 962,29	16 623,41	13 844,74	11 531,95	8 372,55	6 986,37	5 829,76
Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.тг	287 205,1	19 578,15	20 305,24	49 079,50	40 551,96	33 546,26	27 783,55	23 133,49	19 264,20	16 044,11	13 363,91	9 702,60	8 096,22	6 755,87
Расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	тыс.тг	312 909,6	15 180,00	15 787,20	22 986,16	23 905,61	24 861,83	25 856,31	26 890,56	27 966,18	29 084,83	30 248,22	22 470,11	23 368,91	24 303,67
Арендные затраты	тыс.тг	47 419,7	2 852,00	2 966,08	3 084,72	3 208,11	3 336,44	3 469,89	3 608,69	3 753,04	3 903,16	4 059,29	4 221,66	4 390,52	4 566,14
Прочие затраты	тыс.тг	419 894,2	25 254,00	26 264,16	27 314,73	28 407,32	29 543,61	30 725,35	31 954,37	33 232,54	34 561,84	35 944,32	37 382,09	38 877,37	40 432,47
Экологические расходы	тыс.тг	30 790,0	2 098,89	2 176,84	5 261,60	4 347,40	3 596,35	2 978,55	2 480,04	2 065,23	1 720,02	1 432,69	1 040,17	867,96	724,27
Затраты на страхование	тыс.тг	57 366,8	2 783,00	2 894,32	4 214,13	4 382,70	4 558,00	4 740,32	4 929,94	5 127,13	5 332,22	5 545,51	4 119,52	4 284,30	4 455,67
Затраты на ремонт скважин	тыс.тг	23 556,9	1 416,80	1 473,47	1 532,41	1 593,71	1 657,46	1 723,75	1 792,70	1 864,41	1 938,99	2 016,55	2 097,21	2 181,10	2 268,34
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг	237 052,7	11 500,00	11 960,00	17 413,76	18 110,31	18 834,72	19 588,11	20 371,64	21 186,50	22 033,96	22 915,32	17 022,81	17 703,72	18 411,87
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	2 192 267,40	121 500,87	134 382,85	214 294,05	202 009,01	192 367,38	185 270,78	180 528,48	177 470,75	175 862,25	175 508,34	143 019,64	144 118,79	145 934,22
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	31 835	1 668	1 711	2 459	2 525	2 594	2 666	2 740	2 818	2 898	2 982	2 192	2 257	2 324
Налог на имущество	тыс.тг	165 272	1 774	15 797	25 943	22 052	18 744	15 932	13 543	11 511	10 319	9 306	7 910	6 724	5 715
ОСМС	тыс.тг	6 464	173	239	348	362	565	588	611	636	661	687	511	531	552
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 177 915	80 257	83 238	201 193	166 236	137 517	114 021	94 938	79 058	65 843	54 844	39 819	33 226	27 725
Расходы на НИОКР	тыс.тг	40 454	0	1 829	20 066	2 128	2 004	1 907	1 835	1 787	1 756	2 578	1 735	1 409	1 419
Итого производственных затрат	тыс.тг	3 614 207	205 372	237 197	464 303	395 312	353 792	320 385	294 196	273 281	257 340	245 907	195 186	188 266	183 671
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг															
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 335 360	159 196	165 109	399 082	329 741	272 776	225 917	188 106	156 644	130 460	108 666	78 895	65 833	54 934
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	4 198 989	249 653	258 925	664 958	549 422	454 504	420 713	350 300	322 415	268 522	223 665	170 120	141 955	123 838
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	3 439 025	233 506	232 864	575 029	483 717	384 761	323 431	272 570	250 988	200 994	160 979	127 039	101 929	91 219
Итого расходы по реализации	тыс.тг	9 973 374	642 356	656 897	1 639 068	1 362 880	1 112 041	970 062	810 976	730 046	599 976	493 310	376 054	309 716	269 992
Административные расходы	тыс.тг	1 129 307	55 856	58 742	74 238	78 168	82 577	87 014	91 721	96 717	102 021	107 654	93 077	98 098	103 425
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	338 105	12 650	13 682	20 718	22 409	24 237	26 215	28 354	30 668	33 170	35 877	27 718	29 979	32 426
ОСМС	тыс.тг	9 385	190	274	414	448	727	786	851	920	995	1 076	832	899	973
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	45 157,84	1 834,25	1 957,61	2 925,99	3 124,90	3 338,46	3 567,78	3 814,10	4 078,72	4 363,07	4 668,68	3 569,44	3 821,75	4 093,10
Другие административные расходы	тыс.тг	239 897	11 638	12 104	17 623	18 328	19 061	19 823	20 616	21 441	22 298	23 190	17 227	17 916	18 633
Страхование АУП	тыс.тг	28 683	1 392	1 447	2 107	2 191	2 279	2 370	2 465	2 564	2 666	2 773	2 060	2 142	2 228
Аренда	тыс.тг	137 670	8 280	8 611	8 956	9 314	9 686	10 074	10 477	10 896	11 332	11 785	12 256	12 747	13 257
Прочие	тыс.тг	330 409	19 872	20 667	21 494	22 353	23 247	24 177	25 144	26 150	27 196	28 284	29 415	30 592	31 816
Контрактные обязательства	тыс.тг	125 016	0	7 655	61 126	6 599	6 050	5 758	5 543	5 398	5 305	7 772	5 251	4 266	4 294
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	40 454	0,00	1 828,74	20 065,73	2 127,62	2 004,15	1 907,10	1 835,47	1 787,36	1 756,06	2 578,29	1 734,92	1 409,22	1 419,38
Затраты на обучение персонала, от затрат на добычу	тыс.тг	40 454	0	1 829	20 066	2 128	2 004	1 907	1 835	1 787	1 756	2 578	1 735	1 409	1 419
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	44 108	0	3 997	20 995	2 344	2 041	1 944	1 872	1 824	1 793	2 615	1 781	1 448	1 455
Итого не производственные затраты	тыс.тг	11 227 697	698 211	723 294	1 774 432	1 447 647	1 200 667	1 062 834	908 240	832 162	707 302	608 736	474 382	412 080	377 710
Итого затраты	тыс.тг	14 841 904	903 583	960 491	2 238 736	1 842 959	1 554 459	1 383 219	1 202 435	1 105 443	964 643	854 643	669 568	600 346	561 381
Доходы (убытки)															
Производственный доход	тыс.тг	24 227 046	1 649 956	1 711 232	4 136 193	3 417 531	2 827 124	2 346 557	1 953 819	1 627 025	1 355 061	1 128 696	819 467	683 794	570 591
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	14 841 904	903 583	960 491	2 238 736	1 842 959	1 554 459	1 383 219	1 202 435	1 105 443	964 643	854 643	669 568	600 346	561 381
Операционный доход	тыс.тг	9 385 142	746 373	750 741	1 897 457	1 574 572	1 272 665	963 338	751 384	521 582	390 419	274 053	149 899	83 448	9 210
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	2 050 443	15 506	173 428	403 067	320 225	254 715	202 845	162 400	130 035	122 522	98 129	68 505	54 964	44 101
Балансовая прибыль	тыс.тг	7 334 699	730 867	577 313	1 494 390	1 254 347	1 017 950	760 493	588 984	391 547	267 897	175 924	81 394	28 484	-34 891
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	1 975 265	41 731	329 963	280 469	238 398	202 639	172 243	146 406	124 445	118 364	100 610	85 518	72 691	61 787
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	7 409 877	704 642	420 778	1 616 989	1 336 174	1 070 026	791 095	604 977	397 137	272 054	173 443	64 381	10 758	-52 577
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	7 462 454	704 642	420 778	1 616 989	1 336 174	1 070 026	791 095	604 977	397 137	272 054	173 443	64 381	10 758	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 865 613	176 160	105 195	404 247	334 044	267 507	197 774	151 244	99 284	68 014	43 361	16 095	2 689	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	5 255 359	476 477	315 584	1 126 647	930 954	753 369	571 085	445 491	297 852	204 041	130 082	48 285	8 068	-52 577

Таблица П.4.2.8 – Поток денежной наличности в целом по месторождению (вариант 2)

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	24 227 046	1 649 956	1 711 232	4 136 193	3 417 531	2 827 124	2 346 557	1 953 819	1 627 025	1 355 061	1 128 696	819 467	683 794	570 591
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	14 841 904	903 583	960 491	2 238 736	1 842 959	1 554 459	1 383 219	1 202 435	1 105 443	964 643	854 643	669 568	600 346	561 381
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	2 325 391	278 208	1 963 278	0	0	0	0	0	0	83 905	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	1 865 613	176 160	105 195	404 247	334 044	267 507	197 774	151 244	99 284	68 014	43 361	16 095	2 689	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	288 904	52 004	0	86 095	71 176	49 151	22 236	8 242	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг	19 321 813	1 409 956	3 028 963	2 729 077	2 248 178	1 871 116	1 603 229	1 361 922	1 204 727	1 116 561	898 004	685 663	603 035	561 381
Поток денежной наличности	тыс.тг	4 905 233	240 000,26	-1 317 731,09	1 407 115,69	1 169 352,85	956 007,61	743 328,04	591 897,57	422 297,87	238 499,66	230 692,17	133 803,78	80 758,88	9 209,66
Чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	3 040 776	240 000	-1 197 937	1 162 906	878 552	652 966	461 548	334 111	216 706	111 262	97 836	51 587	28 305	2 934
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг	4 905 233	240 000	-1 077 731	329 385	1 498 738	2 454 745	3 198 073	3 789 971	4 212 269	4 450 768	4 681 461	4 815 264	4 896 023	4 905 233
Накопленная чистая приведенная стоимость, при ставке 10%	тыс.тг	3 040 776	240 000	-957 937	204 968	1 083 521	1 736 487	2 198 035	2 532 146	2 748 851	2 860 113	2 957 949	3 009 536	3 037 842	3 040 776

Заключение
Метрологической экспертизы к отчету по теме
«Проект разработки месторождения Майкыз»
ТОО «Туран-Барлау»

Отсетственные исполнители: Сериков Н.Ж.
Нурсултанова С.Г.

По метрологическому обеспечению работы замечаний и предложений нет. Отчет соответствует требованиям государственных стандартов и может быть принят к рассмотрению.

Экспертиза проведена 05.07.23г.

Метролог



Адекова Н.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

0000280

Выдана	Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Инжиниринг" Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Жамбыла, дом 55/57., БИН: 060340007305 (полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)
на занятие	Проектирование горных производств, проектирование котлов с рабочим давлением выше 0.7 кг/см² и температурой теплоносителя выше 115С, сосудов и турбопроводов, работающих под давлением выше 0.7 кг/см² в нефтегазовой отрасли (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Особые условия	(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Примечание	(отчуждаемость, класс разрешения)
Лицензиар	Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе . Министерство нефти и газа Республики Казахстан. (полное наименование лицензиара)
Руководитель (уполномоченное лицо)	Б.Бимуратов (фамилия, имя, отчество (в случае наличия))
Дата первичной выдачи	
Срок действия лицензии	
Место выдачи	<u>г. Астана</u>



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 0000280

Дата выдачи лицензии

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- - Проектирование (разработка комплексной технической, конструкторско-технологической документации, содержащей технико-экономическое обоснование, расчеты, чертежи, макеты, сметы, пояснительные записки, необходимые для изготовления оборудования)
- Проектирование (технологическое) горных производств
 - Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений
 - Составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений
 - Проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Инжиниринг"**

Республика Казахстан, г.Алматы, ул. Жамбыла, дом 55/57., БИН: 060340007305

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база **г. Алматы, ул. Жамбыла, дом 55/57- в соответствии с договором аренды от 01.11.2011 г. с ТОО "Asadal Parthers".**

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии (в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар **Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе . Министерство нефти и газа Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) (фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

СПРАВКА
О рассылке отчета

Отчет направлен в следующие организации:

№№ п.п	организация	Количество экземпляров	адрес
1	ЦКРР РК	1	г. Астана ул. Кабанбай батыр 19а
2	ТОО «Туран-Барлау»»	3	

Ответственный исполнитель:



Сериков Н.Ж.

