



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Аскер Мунай»


Е. Кулумбетов
2023 г.

**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР
НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ
УГЛЕВОДОРОДОВ БУРБАЙТАЛ**

по состоянию на 01.01.2023 г.

Договор № АСКЕР-ГЕОУ/2023-378498

Генеральный директор,
канд. экон. наук



И.О. Герштанский

Заместитель генерального директора
по разработке месторождений нефти и газа

 Л.В. Пуписова

Директор департамента
разработки месторождений нефти и газа

 О.Ф. Асташкова

Ответственный исполнитель,
ГИП Алматинского отделения
департамента разработки
месторождений нефти и газа



А.Х. Аббасова

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

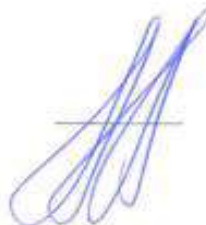
Руководитель проекта: Руководитель Алматинского отделения департамента разработки месторождений нефти и газа		М.С. Юсупова (руководство по разработке)
Ответственный исполнитель: Главный инженер проектов Алматинского отделения департамента разработки месторождений нефти и газа		А.Х. Аббасова (Введение, главы 1, 3, 4, 8, 9, граф. приложения 11-13)
Заместитель генерального директора по разработке месторождений нефти и газа		Л.В. Пуписова (общее руководство)
Директор департамента разработки месторождений нефти и газа		О.Ф. Асташкова (руководство по направлению разработки)
Заместитель генерального директора по геологии		В.Э. Шефер (глава 2, 11)
Заместитель генерального директора по бурению		Г. А. Белоножкин (глава 7)
Директор научно-исследовательского лабораторного центра		С.В. Лозовая (раздел 2.3)
Директор департамента охраны недр и окружающей среды		Л.У. Ешбаева (глава 10)
Директор департамента контрактов и юридического сопровождения		М.А. Шагырбаева (главы 5, 12, разделы 3.5, 4.2)
Директор департамента геологоразведочных работ		А.А.Крупин (разделы 2.1, 2.2, 11)
Директор департамента добычи нефти и газа		Н.К. Шыныбаев (глава 6)
Руководитель направления промысловой геофизики Актауского отделения департамента геологии нефти и газа		Т.И. Андрейко (глава 9, разделы 2.1, 2.2, 2.4)

Руководитель направления
исследования пластовой нефти и газа
Актауского отделения
научно-исследовательского лабораторного центра



Л.Л. Алькина
(раздел 2.3)

Руководитель направления
гидрогеологических исследований
Актауского отделения
департамента геологоразведочных работ



М.А. Афанасьева
(раздел 2.3)

И. о. руководителя направления
нефтеотдачи пласта, интенсификации
добычи нефти и борьбы с осложнениями
и поддержания пластового давления
Актауского отделения
департамента добычи нефти и газа



Ж.К. Бутантаева
(разделы 6.2, 6.5)

Руководитель направления
техники и технологии добычи нефти и газа
Актауского отделения
департамента добычи нефти и газа



Л.Д. Арыстанбекова
(раздел 6.1)

Главный специалист
отдела оценки инвестиций
департамента контрактов и юридического
сопровождения



Е.С. Пичикьян
(главы 5, 12, разделы 3.5,
4.2)

Главный специалист
Актауского отделения
департамента охраны недр и окружающей среды



З.Ж. Мурталиев
(глава 10)

Ведущий научный сотрудник
направления поисково-разведочной геологии
Актауского отделения
департамента геологоразведочных работ



И.Г. Кышко
(главы 2, 11)

Ведущий специалист
Направления сбора, подготовки, транспорта
и химизации технологических процессов
и технологического моделирования
Актауского отделения
департамента добычи нефти и газа



Д.В. Бабаев
(разделы 3.5, 6.3, 6.4.)

Ведущий специалист направления исследования пластовой нефти и газа Актауского отделения научно-исследовательского лабораторного центра		О.В. Кармаза (глава 9, раздел 2.3)
Ведущий специалист отдела оценки инвестиций департамента контрактов и юридического сопровождения		Ф.Д. Турнияз (главы 5, 12, разделы 3.5, 4.2)
Ведущий специалист направления повышения нефтеотдачи пласта, интенсификации добычи нефти, борьбы с осложнениями и системы ППД Актауского отделения департамента добычи нефти и газа		С.Г. Амангалиева (разделы 6.2, 6.5)
Ведущий научный сотрудник направления промысловой геофизики Актауского отделения департамента геологии нефти и газа		М.Д. Таргинова (глава 9, раздел 2.2)
Старший научный сотрудник Атырауского отделения департамента добычи нефти и газа		Е.У. Нургалиева (разделы 3.5, 6.3, 6.4)
Старший научный сотрудник направления гидрогеологических исследований Актауского отделения департамента геологоразведочных работ		Л.Х. Райкулова (раздел 2.3)
Старший научный сотрудник направления анализа сейсморазведочных работ Актауского отделения департамента геологоразведочных работ		В.О. Ескалиева (граф. приложения 1-10)
Научный сотрудник Алматинского отделения департамента разработки месторождений нефти и газа		Р.О. Аширбекова (разделы 3.1, 3.2.4)
Старший специалист направления промысловой геофизики Актауского отделения департамента геологии нефти и газа		Г.Б. Бауыржанова (глава 9, разделы 2.1, 2.2, 2.4)

Специалист направления
техники и технологии добычи нефти и газа
Актауского отделения
департамента добычи нефти и газа



А.М. Кошкарбай
(раздел 6.1)

Специалист
Актауского отделения
департамента бурения



А.Ю. Кулиева
(глава 7)

Нормоконтролер



М.С. Юсупова

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК РИСУНКОВ	8
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	9
СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ	11
РЕФЕРАТ.....	12
ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	16
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	18
2.1 Характеристика геологического строения	18
2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика.....	18
2.1.2 Тектоника	24
2.1.3 Нефтегазоносность подсоловых отложений	26
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности.	32
2.2.1 Оценка изменения коллекторских свойств продуктивной толщи.....	35
2.2.2 Характеристика ФЕС по керну.....	41
2.3 Физико-химические свойства и состав газа, конденсата и воды	43
2.3.1 Компонентный состав свободного газа	43
2.3.2 Свойства конденсата в поверхностных условиях.....	44
2.3.3 Физико-химические свойства и состав воды	47
2.4 Физико-гидродинамические характеристики	49
2.5 Сведения о запасах свободного газа.....	50
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ.....	52
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	52
3.2 Анализ текущего состояния пробной эксплуатации и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	54
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей пробной эксплуатации	54
3.2.2 Характеристика отборов нефти, жидкости и газа	55
3.2.3 Анализ выработки запасов газа из пластов.....	55
3.3 Обоснование принятых расчетов геолого-физических моделей пластов.....	56
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	56
3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	59
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки	59
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	61
3.5 Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей	64
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	69
4.1 Технологические показатели вариантов разработки.....	69
4.2 Экономические показатели вариантов разработки.....	75
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИГ) из недр.....	90
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	91
5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	91
Таблица 5.1.1 - Интегральные экономические показатели проекта	93
5.2 Учет возможности и предложений казахстанских производителей работ, услуг, товаров.....	94
6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	95
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин ..	95
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	102

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	106
6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке и (или) утилизации газа.....	109
6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	110
7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	111
7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	111
7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	117
8 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	121
8.1.1 Обязательный комплекс промысловых исследований.....	121
8.1.2 Гидродинамические исследования по контролю за разработкой	123
8.1.3 Геофизические методы контроля за процессом разработки	125
8.1.4 Физико-химические исследования свойств нефти, конденсата и газа	135
8.1.5 Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин, скважинного оборудования	137
9 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	139
10 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ БУРБАЙТАЛ	167
11 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	172
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	175
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ	201



СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 - Обзорная карта	17
Рисунок 2.1.2 - Структурная карта поверхности фундамента южной части Прикаспийской впадины	25
Рисунок 2.2.2 - Горизонт Р-I, скважина 101 Бурбайтал. Зависимость проницаемости пород от пористости.....	42
Рисунок 6.1.1 - Режим работы газовых скважин I объекта	98
Рисунок 6.1.2 - Режим работы газовых скважин II объекта.....	99
Рисунок 6.1.2 - Схема фонтанной арматуры скважины 101.....	100
Рисунок 6.3.1 - Принципиальная схема системы сбора и подготовки	108

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.2.1 - Таблица отбивок кровли, подошвы горизонтов, средних значений толщин подсолевых продуктивных горизонтов	32
Таблица 2.2.2 - Статистические показатели неоднородности горизонтов подсолевых продуктивных горизонтов	33
Таблица 2.2.3 - Параметры ПЖ по скважинам	36
Таблица 2.2.4 - Сведения о минерализации, температуре и сопротивлении пластовых вод (раздел 5 [4]).....	36
Таблица 2.2.5 - Виды и объемы ГИС, выполненные за проектный период	37
Таблица 2.2.6 - Используемые константы (параметры) петрофизических зависимостей*	39
Таблица 2.2.7 - Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности залежей.....	40
Таблица 2.2.8 - Характеристика отбора кернa из «подсолевых» отложений	41
Таблица 2.3.1 - Участок недр нетрадиционных источников УВ м. Бурбайтал. Компонентный состав газа по состоянию на 01.01.2023 г.	44
Таблица 2.3.2 - Участок недр нетрадиционных источников УВ м. Бурбайтал. Физико-химические свойства конденсата в поверхностных условиях по состоянию изученности на 01.01.2023 г.	45
Таблица 2.3.3 - Участок недр нетрадиционных источников УВ м. Бурбайтал. Компонентный состав конденсата	46
Таблица 2.3.4 - Участок недр нетрадиционных источников УВ м. Бурбайтал. Содержание металлов в конденсате	47
Таблица 2.3.5 - Сравнение характеристик и содержания ионов и примесей в пластовой воде нижнепермских отложений Участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал	48
Таблица 2.5.1 - Подсчет геологических и извлекаемых запасов свободного газа подсолевого месторождения Бурбайтал по состоянию изученности на 01.10.2022 г.	51
Таблица 3.1.1 - Распределение объектов опробования по продуктивным горизонтам ...	53
Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки ..	60
Таблица 3.4.2 - Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки	63
Таблица 3.5.1 - Техничко -экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат	67
Таблица 3.5.2 - Нормативы расчета затрат связанные с налогообложением и ценой продукции	67
Таблица 3.5.3 - Расчет коэффициентов инфляции/дефляции.....	68
Таблица 4.1.1 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 1 вариант	70
Таблица 4.1.2 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. I объект. Характеристика основного фонда скважин иосновных показателей разработки. 1 вариант	72
Таблица 4.1.3 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. II объект. Характеристика основного фонда скважин иосновных показателей разработки. 1 вариант	73
Таблица 4.2.1 - Расчет капитальных вложений. Вариант 1	82
Таблица 4.2.2 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1.....	83

Таблица 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1	84
Таблица 4.2.4 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1	85
Таблица 4.2.5 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1	86
Таблица 4.2.6 - Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1	87
Таблица 4.2.7 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 1	88
Таблица 4.2.8 - Расчет потока денежной наличности. Вариант 1	89
Таблица 4.3.1 - Месторождение Бурбайтал. I, II объекты разработки. Коэффициенты извлечения газа (КИГ) расчетных вариантов	90
Таблица 5.1.1 - Интегральные экономические показатели проекта	93
Таблица 7.1.1 - Рекомендуемая конструкция скважин на пермский продуктивный горизонт	111
Таблица 7.1.2 - Рекомендуемая конструкция скважин на девонский продуктивный горизонт	113
Таблица 7.1.3 - Рекомендации по цементированию обсадных колонн	116
Таблица 8.1.2.1 - Участок недр нетрадиционных источников УВ Бурбайтал. Комплекс геолого-промысловых исследований скважин по контролю за разработкой на 01.01.2023 г.	125
Таблица 8.1.3.1 - Объем, интервал исследований и аппаратура проведенного ГИС-к.	127
Таблица 8.1.3.2 - Результаты интерпретации ГИС-к добывающей скважине 101 Бурбайтал	128
Таблица 8.1.3.3 - Выполнение мероприятий проектного и фактического комплекса исследований контролю за разработкой в сравнении с программой исследовательских работ ППЭ [3]	129
Таблица 8.1.3.4 - Виды и периодичность геофизических исследований скважин по контролю за разработкой	134
Таблица 10.1 - Рекомендуемые объекты испытания и интервалы отбора керн в проектной скважине 102	171
Таблица 11.1 - Расчет стоимости затрат ликвидационных работ	173
Таблица 11.2 - Определение базового норматива отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования	174
Таблица 11.3 - Расчет отчислений по исполнению обязательств ликвидации последствий недропользования	174

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Таблица П.4.1.1 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 2 вариант	178
Таблица П.4.1.2 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. I объект. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 2 вариант.....	180
Таблица П.4.1.3 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. II объект. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 2 вариант.....	181
Таблица П.4.1.4 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 3 вариант	182
Таблица П.4.1.5 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. I объект. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 3 вариант.....	183
Таблица П.4.1.6 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. II объект. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 3 вариант.....	184
Таблица П.4.2.1 - Расчет капитальных вложений. Вариант 2	185
Таблица П.4.2.2 - Расчет капитальных вложений. Вариант 3	186
Таблица П.4.2.3 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант2.....	187
Таблица П.4.2.4 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант3.....	188
Таблица П.4.2.5 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 2	189
Таблица П.4.2.6 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 3	190
Таблица П.4.2.7 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2.....	191
Таблица П.4.2.8 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом. Вариант 3	192
Таблица П.4.2.9 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2	193
Таблица П.4.2.10 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3	194
Таблица П.4.2.11 - Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2	195
Таблица П.4.2.12 - Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3	196
Таблица П.4.2.13 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 2	197
Таблица П.4.2.14 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 3	198
Таблица П.4.2.15 - Расчет потока денежной наличности. Вариант 2.....	199
Таблица П.4.2.16 - Расчет потока денежной наличности. Вариант 3	200

РЕФЕРАТ

Отчёт содержит 202 страницы, в т.ч. 7 рисунков, 45 таблиц, 13 графических приложений и 22 табличных приложения.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, СКВАЖИНА, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, ДЕБИТ ГАЗА, ГАЗОИЗВЛЕЧЕНИЕ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ДОБЫЧА ГАЗА, ПРОБНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, АНОМАЛЬНОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ЗАБОЙНЫЕ ДАВЛЕНИЯ, ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ОТЧИСЛЕНИЯ, ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД.

Объект исследования – участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал.

Целью настоящей работы является обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на участке недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал согласно рекомендуемому 1 варианту разработки в связи завершением периода разведки, закреплением участка добычи, подготовительного периода и последующего закрепления периода добычи.

В данной работе приведены сведения о геологическом строении и геолого-геофизической характеристике месторождения, пластовых и поверхностных физико-химических свойствах флюидов, промышленных запасах газа по категориям C_1 и C_2 , технологических показателях за период пробной эксплуатации (ПЭ).

В отчете согласно рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и попутного газа, системы подготовки и сбора скважинной продукции, выполнения требований к конструкции скважин и производству буровых работ, мероприятий по охране недр и окружающей среды, по доразведке месторождения.

Область применения – участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Контрактная территория ТОО «Аскер Мунай».

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа «Проект разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал» (ПР) выполнена специалистами института АО «НИПИнефтегаз» по состоянию на 01.01.2023 г. на новые утвержденные запасы [3] и на основании технического задания к договору № АСКЕР-ГЕОУ/2023-378498 от 05.07.2023 г., заключенному с ТОО «Аскер Мунай».

Необходимо отметить, что утвержденный отчет по подсчету запасов (ПЗ-2023) впервые был выполнен по новой инструкции [4], (Приказ № 71 от 02.02.2023 г. и.о. Министра индустрии и инфраструктурного развития РК «Об утверждении методики классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов, инструкций по подсчету запасов полезных ископаемых»).

Недропользователем месторождения Бурбайтал надсолевое является ТОО «Аскер Мунай» согласно Контракту № 1280 от 13 декабря 2003 года на разведку и добычу углеводородов на площади блоков XXVI-5-Е (частично), F (частично), 6-В (частично), С (частично), D (частично), E, F, 7-А (частично), В (частично), D, E (частично); XXVII-5-В (частично), С (частично), F (частично); XXVII-6, 7-А, В (частично), D (частично), E (частично); XXVIII-6-С (частично), 7-А (частично), В (частично) в Атырауской области Республики Казахстан. Период разведки истек 11 марта 2023 года.

Дополнением № 9 к Контракту № 1280 от 13 декабря 2003 г. (Гос. рег. № 5234-УВС от 19 июня 2023 г.) были закреплены участки добычи и подготовительный период, который истекает 11 марта 2026 года.

Площадь участка недр (горный отвод) месторождения Бурбайтал подсолевое (участок недр нетрадиционных источников углеводородов) составляет 758,57 кв.км, глубина участка – от абсолютной отметки минус 5000 м до абсолютной отметки минус 6700 м».

Первые геофизические исследования в южной части междуречья Урал-Волга были начаты в 1938-1939 годах вариометрическими исследованиями. В результате их проведения были выявлены региональные особенности строения гравитационного поля, подтверждена принадлежность территории к площади развития соляной тектоники.

Сейсмические исследования МОВ начали проводиться с 1958 г. полевыми партиями конторы «Казахстаннефтегеофизика», Прикаспийской геофизической экспедицией НВНИИГГ (г. Астрахань), Уральской геофизической экспедиций управления «Казнефтегазразведка». В результате проведенных работ изучено строение мезо-

кайнозойских отложений и схематически – строение соляного купола Каратобе. В частности было установлено, что минимум Каратобе в плане представляет собой солянокупольную структуру юго-восточного простирания с минимальной глубиной залегания кровли соли на своде 900м. На юго-востоке от Каратобе было выявлено локальное поднятие Бурбайтал.

В 1975-1976 гг. Уральская геофизическая экспедиция управления «Казнефтегазразведка» провела сейсмические исследования методами ОГТ и КМПВ с целью подготовки структур Каратобе и Бурбайтал под глубокое поисковое бурение по юрско-пермотриасовому комплексу отложений. По результатам этих работ составлены сейсмические разрезы в масштабе 1:10000, структурные карты по опорным отражающим горизонтам.

Полученные материалы указывают на наличие заметного несогласия структурных планов юрско-мелового и пермотриасового комплексов отложений.

В 2004 году ТОО «КазНИГРИ» выполнен повторный анализ геолого-геофизических материалов по данной площади, в результате были даны рекомендации на возобновление нефтепоисковых работ и составлен проект разведки нефтяных и газовых залежей в надсолевых отложениях, в пределах контрактной территории, включая поднятия Бурбайтал и Каратобе.

В 2005 году, согласно утвержденному проекту на юго-западном крыле поднятия Бурбайтал пробурена поисковая скважина Т-2, явившаяся первооткрывательницей месторождения, в которой при опробовании альбского горизонта в интервалах 602-604 м и 612-620 м (горизонт А-I) был получен приток воды с нефтью дебитом до 75,2 л/час (1,8 м³/сут), при этом содержание нефти постепенно увеличивалось до 80 %.

В конце 2006-в начале 2007 гг. по заказу ТОО «КазЭмир Ойл Девелопмент Лимитед Алматы» на структурах Каратобе и Бурбайтал были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д и 2Д. Полевые сейсморазведочные работы выполнял АО «Азимут Энерджи Сервисез».

В 2006 г. на поднятии Бурбайтал был выполнен «Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых отложениях по состоянию на 01.01.2007 г.» (Протокол ГКЗ РК № 577-07-П от 14.03.2007 г.).

В 2015 г. проведены сейсморазведочные работы 3Д, в объеме 152 кв.км в 2007 г. и 325 кв.км, результаты которых позволили подтвердить ранее представленную структурно-тектоническую модель месторождения, уточнить местоположение разломов, выделить в пределах северного крутого уступа соли структуру в отложениях триаса, в результате чего были выявлены самостоятельные залежи нефти и газа.

В 2013 г. был разработан «Проект поисковых работ на отложения нижнепермского, каменноугольного и девонского возрастов в пределах контрактной территории ТОО «Аскер Мунай», согласно которому была пробурена скважина 101 глубиной 6750 м, в результате опробования которой был получен приток газа, конденсата и легкой нефти.

В 2014 г. ТОО «АктюбНИГРИ» был разработан «Проект поисковых работ на надсолевые отложения в пределах контрактной территории ТОО «Аскер Мунай». Согласно данному проекту на поднятии Бурбайтал были пробурены 3 скважины (401, 402, 403), которые выявили нефтегазоносность триасовых отложений.

В 2017 г. был составлен «Проект оценочных работ на участке Каратобе-Бурбайтал на контрактной территории ТОО «Аскер Мунай», согласно которому в 2018 г. были пробурены скважины 408 и 409 [1].

В 2020 г. был утвержден «Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» по состоянию изученности на 01.07.2019 г.» (Протокол ГКЗ РК № 2150-20-П от 29.01.2020 г.) [2].

На основе Оперативного подсчета запасов в 2020 г. выполнен «Проект пробной эксплуатации месторождения Бурбайтал» (ППЭ) [3] с целью получения достоверной информации об условиях залегания углеводородов и подтверждения оперативных запасов нефти, накопления данных на уточнение геолого-физических характеристик и продуктивности скважин, которые необходимы для дальнейшего проектирования промышленной разработки месторождения. ППЭ был рассмотрен и утвержден ЦКРР (Протокол № 5/5 от 09.10.2020 г.).

По итогам реализации ППЭ и накопленной фактической информации по скважинам в 2023 г. был выполнен отчет «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Бурбайтал по состоянию на 01.10.2022 г.», запасы которого утверждены ГКЗ РК (Протокол № 2534-23-У от 02 марта 2023 г.) [4]. Основанием для составления которого послужило окончание срока разведки по Контракту № 1280 и необходимость перехода на промышленный этап разработки месторождения.

Настоящий Проект разработки месторождения участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал выполнен в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разработке и добыче полезных ископаемых» [5] и «Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки и газоконденсатных месторождений» [6].

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Район работ месторождения Бурбайтал расположен на территории Курмангазинского района Атырауской области, в юго-западной части Прикаспийской низменности. Местность представляет собой пустынную слабохолмистую равнину. Абсолютные отметки рельефа изменяются от минус 16,5 до минус 26,5 м с общим моноклинальным понижением в сторону Каспийского моря. Для предотвращения затопления нагонными морскими водами здесь построены земляные дамбы. Северная часть участка покрыта полузакрепленными и незакрепленными барханными песками, встречаются солончаки и пухляки, что представляет определенные трудности для передвижения автотранспорта, в особенности в осенне-весенний период. В южной части площади также развита сеть каналов, используемые в сельскохозяйственных целях, имеется водохранилище им. Уртена. По всей площади разбросаны неглубокие колодцы с незначительным дебитом пресной воды.

Непосредственно на площади работ расположен поселок Ганюшкино – районный центр.

Областной центр – г. Атырау, находится в 230 км к северо-востоку.

Непосредственно через площадь работ проходят железная дорога по маршруту Атырау-Астрахань, асфальтированная дорога и нефтепровод.

Климат района работ резко континентальный. Лето жаркое и сухое с частыми пылевыми бурями. Дневная температура воздуха 26-35 °С, в наиболее жаркие дни достигает до 47 °С. Осень дождливая и ветреная, преобладает пасмурная погода. Дневная температура в октябре 3-8 °С. Ветры преобладают юго-восточного и северо-восточного направлений. Зима малоснежная, умеренно холодная, со средней температурой минус 12-18 °С. Иногда зимой температура может понижаться до минус 41 °С. Среднегодовое количество осадков, выпадающих преимущественно осенью и весной, составляет 170-200 мм.

Растительный мир беден и представлен типичной для полупустыни полынной и солончаковой разновидностями засухоустойчивых кустарников и трав. В приморской зоне имеются густые заросли камыша.

Животный мир сравнительно небогат и, в основном, представлен грызунами, пресмыкающимися и паукообразными. Из крупных животных встречаются волки, лисицы, сайгаки; из пернатых – степные орлы, дикие утки, куropатки.



Рисунок 1.1 - Обзорная карта

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

В геологическом строении Участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал принимают участие осадочные образования в диапазоне от палеозоя до четвертичных включительно, которые образуют три мегакомплекса: подсолевой, соленосный и надсолевой. Пробуренными ранее поисково-разведочными скважинами, вскрыты отложения палеозойско-мезо-кайнозойского возрастов. Расчленение разрезов пробуренных скважин выполнено по материалам ГИС с учетом возраста пород, определенного по спорово-пыльцевым и микрофаунистическим анализам керн скважин 101, Т-1, Т-3, Т-4, Т-7, 401, 402, 403, 408 и 409 [4].

Палеозойская группа PZ
Девонская система D
Верхний отдел D₃
Франский ярус D_{3fr}

Подсолевой мегакомплекс начинается с наиболее древних пород, вскрытых бурением в скважине 101 Бурбайтал, которыми являются отложения франского яруса верхнего девона (граф. прил.1), представленные известняками. Литологически отложения представлены органогенными известняками, в основном, серыми, темно-серыми, мелкокристаллическими с прослоями плотных аргиллитов.

Девонский возраст пород определен микрофаунистическими исследованиями забойного керна, отобранного в интервале: 6714-6723 м. С глубины 6722,8 м было изготовлено и изучено 6 шлифов с органогенными известняками, в которых присутствуют многочисленные раковины тентакулитов различной формы и размеров, остракоды, обломки раковин брахиопод, редко пелеципод. Присутствие тентакулитов распространено от силура до девона и выше фамена не встречаются, что позволяет считать возраст не выше девона.

Водоросли *Katavella koltubanensis* Tchuvashov, встреченные в образцах, подтверждают данный возраст

В скважине 101 вскрытая толщина девонских отложений составляет 360 м.

Каменноугольная система C
Нерасчлененные отложения средне-нижнего отделов

Толща нерасчлененного ранне-среднего карбона вскрыта скважиной 101 и сложена известняками, аргиллитами и кремнями. Эти отложения перекрыты тонкозернистой

терригенно-сланцевой толщей артинского возраста нижней перми, представляющей собой надежную зональную покрывку. В основном, породы серые, темно-серые, тонко- и мелкокристаллические, слоистые, пиритизированные. Вскрытая мощность отложений достигает 430 м.

Пермская система Р

Нижний отдел Р₁

Нерасчлененные отложения ассельского, сакмарского и артинского ярусов Р_{1а}+Р_{1с}+Р_{1ар}

Подсолевой мегакомплекс завершается нерасчлененными отложениями ассельского, сакмарского и артинского ярусов. В скважине Кобяковская 2 Дедович Г.С. обнаружил обломки спор и пыльцы, имеющие распространение в позднекаменноугольное – раннепермское время (СЗ – Р₁), на основании их интервал 5140-5219 м отнесен к отложениям артинско-ассельского яруса нижней перми. Литологически они представлены аргиллитами, алевролитами, песчаниками. Аргиллиты серые, темно-серые, плотные, алевролитистые, слюдистые, карбонатные. Песчаники серые, темно-серые, мелкозернистые, полимиктовые, слюдистые, известковистые, средней крепости, с карбонатно-глинистым цементом. Есть прослои карбонатов, толщиной до 10 м. Эти отложения хорошо коррелируются со скважиной 101. В данной скважине в интервале 5002-5960 м вскрыта монотонная толща серых и темно-серых, тонкослоистых аргиллитов, с редкими маломощными прослоями мергелей, в верхней части с прослоями песчаников и алевролитов. Самая верхняя, по-видимому, артинская часть разреза, вскрытого скважиной 101 в интервале 5002-5100 м, представлена, в основном, серыми мергелями, переслаивающимися с песчаниками и аргиллитами. Газоносность данных отложений выявлена в процессе бурения скважин Кобяковская 2 и 101 Бурбайтал.

Кунгурский ярус Р_{1к}

Соленосный мегакомплекс составляют отложения кунгурского яруса нижней перми повсеместно распространены на территории участка и представлены снизу сульфатными ангидритами с прослоями соли, реже карбонатов и аргиллитов.

Верхняя галогенная толща сложена однородным по составу комплексом пород – каменной солью. В толще соли присутствуют тонкие прослои светло-серого ангидрита и темно-окрашенных песчано-глинистых пород и карбонатов.

Толщина кунгурских пород изменяется от нуля (отдельные бессолевые мульды) до 4000 м на соляных куполах.

Соленосные образования кунгурского возраста служат региональным флюидоупором для подсолевых отложений и выполняют роль латеральных экранов для пород надсолевого

мегакомплекса.

Самая верхняя, кровельная часть кунгурского яруса (кепрок) вскрыта поисковыми скважинами Т-3 и Т-4. Полная мощность кепрока и верхняя часть соли вскрыты поисковыми скважинами 401, 402, Г-4, Г-9, Г-14 и Т-6. В скважине 101, пробуренной в своде соляного купола, толщина отложений кунгура составляет 3572 м, а в скважине Жамбай 3 вскрытая толщина составляет 223 м.

Триасовая система Т Нижний отдел Т₁

Надсолевой мегакомплекс начинается отложениями триасовой системы, вскрытыми большинством глубоких скважин, пробуренных на площади Бурбайтал и представленных, в основном, глинами зеленовато-серыми, коричневыми и кирпично-красными, мягкими и пластичными, а также песчаниками зеленовато-серыми, мелкозернистыми, полимиктовыми. В виде пропластков и линз встречаются алевролиты, аргиллиты, известняки и гипсы. В породах встречаются обломки фауны, кристаллы кальцита и пирита.

Отложения триаса довольно легко выделяются на электрокаротажных материалах, благодаря повышенным сопротивлениям относительно перекрывающих их низкоомных нижнеюрских пород и относительно пониженным - подстилающих кунгурских отложений.

Мощность триасовой системы в пределах площади Бурбайтал колеблется от 57 м (в скв. Т-4) до 239 м (в скв. 401). Максимально вскрытая толщина отложений пермтриаса отмечена в скважине 403 и составляет 581 м.

По ярусное расчленение отложений триаса не проведено, в связи с неоднозначностью фаунистических данных. По результатам палинологического анализа керн из скважин 401 и 402, выполненного в ТОО «АктюбНИГРИ», возраст пород нижнего триаса определен предположительно как верхи индского или низы оленекского ярусов. В образцах керн из скважины 402 из интервалов 1507-1508 м, 1503-1504 м выделены палинокомплексы плохой сохранности, в которых преобладают споры (82-93,5 %) над пылью (6,5-18 %).

Юрская система J

Отложения юрской системы представлены **всеми тремя отделами**. На полную мощность они вскрыты скважинами 401, 402, 403, Г-1, Г-3, Г-4, Г-9, Г-14, Т-2, Т-3, Т-4 и Т-6. В скважине Жамбай 3 юрские отложения размыты.

Разноплановый характер распределения общей мощности юрских и триасовых отложений, по-видимому, связан с отражением разнопланового характера тектонических движений в процессе накопления этих толщ, приведшего к некоторому несоответствию структурных планов юрско-меловых и пермско-триасовых комплексов.



Нижний отдел J₁

Нижнеюрские отложения вскрыты во всех глубоких скважинах, пробуренных на площади Бурбайтал. Они характеризуются низкими значениями КС и отрицательными аномалиями ПС в песчано-алевролитовых породах, насыщенных высокоминерализованной пластовой водой. Литологически отложения представлены алевролитами серыми, песчаниками и глинами темно-серыми с включением ОРО. Цемент песчаников и алевролитов, в основном, глинистый, реже известковистый.

Мощность нижнеюрских отложений на площадях Каратобе и Бурбайтал изменяется от 59 м до 133 м.

Средний отдел J₂

Литологически представлен толщей переслаивания, в основном, алевролитовых и глинистых пород. Песчаники и пески встречаются редко, в виде пропластков и линз небольшой толщины.

Глины серые, темно – серые песчанистые, часто слоистые. Алевролиты глинистые, более светлой окраски, чем глины. Пески и песчаники мелкозернистые, светло- серые, серые. Отмечается почти повсеместное распространение ОРО и углистых веществ.

Мощность среднеюрских отложений колеблется в пределах от 180 м (скв. Г-14) до 308 м (скв. Т-6).

Верхний отдел J₃

В составе верхнеюрского отдела по микрофаунистическим данным выделены: нерасчлененные келловей- оксфордский ярусы и нижневолжский подъярус.

Келловей-оксфордские отложения представлены аргиллитоподобными глинами, аргиллитами, мелкозернистыми песками от темно-серого до черного оттенка.

Разрез нижневолжского подъяруса представлен, преимущественно, мергелями с прослоями карбонатных глин и известняков. Мергели темно-серые, плотные, содержат обломки фауны. Глины темно-серые, известковистые. Известняки светло-серые, встречаются отпечатки фауны.

Мощность верхнеюрских отложений на площадях Каратобе и Бурбайтал изменяются от 38 м (скв. Г-3) до 113 м (скв. 403).

Меловая система К

Меловые отложения на данном участке представлены *двумя отделами: нижним*, в состав которого входят нерасчлененные неокомский надъярус, аптский и альбские ярусы, и, *верхним*, в пределах структур Каратобе и Бурбайтал выделяются сантонский, кампанский и маастрихтский ярусы. Турон-коньякские, датские и сеноманские отложения в разрезе

площадей не установлены. В скважине Жамбай 3 вскрыты только нижнемеловые отложения.

Неокомский надъярус К₁nc

Отложения представлены, преимущественно, глинами с тонкими пропластками алевролитов и тонкозернистых песчаников.

В основании разреза залегает глинисто-песчанистая пачка толщиной до 10 м, содержащая кремнистую гальку различной окатанности.

Глины темно-серые, зеленовато-серые, плотные с включениями раковин и образований сажи. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые.

Подосва неокомских отложений отождествляется с опорным сейсмическим отражающим горизонтом III.

Мощность неокомских отложений небольшая на структуре Баурбайтал – от 11 м до 46 м, но отмечается ее сокращение в присводовой части структуры (район скв. Г-9, К-18), что указывает на конседиментационный рост структуры.

Аптский ярус К₁a

В основании аптского яруса залегает, регионально распространенный горизонт, толщиной 18-20 м, представленный песчаниками с линзами и гнездами песка, обломками твердых пород. На ряде месторождений (Жамбай, Мартыши и др.) междуречья Урал-Волги является промышленно-нефтеносным.

Выше по разрезу залегают породы, преимущественно, глинистого состава с редкими включениями обломков фауны, с тонкими прослоями сильно глинистых песчаников и песков.

Мощность аптского яруса не выдержана по площади. В районе триасовой залежи на восточном крыле купола Бурбайтал она составляет 83-100 м, на западном крыле купола Бурбайтал она составляет 56-81 м, а на Каратобе – 53-72 м.

Альбский ярус К₁al

Отложения альбского яруса состоят из чередования глин (серых, темно-серых, в различной степени песчанисто-алевристых) и песчаников (от слабоцементированных до крепких, мелкозернистых, в различной степени глинистых).

Относительно чистые разности песчаников, более или менее уверенно выделяемые по комплексу ГИС и характеризующиеся кондиционной проницаемостью, сосредоточены в основании (А-IV горизонта) и средней части яруса (А-I, А-II и А-III горизонтов). Они выделены как проницаемые горизонты, с которыми связана нефтегазоносность описываемых площадей.

Верхняя часть разреза представлена, в основном, чистыми глинами.



Мощность отложений альбского яруса на площадях Каратобе и Бурбайтал изменяется от 94 м (скв. Г-9) до 177 м (скв. 402).

По результатам палинологического анализа керн из скважин 408 и 409, выполненного в ТОО «АктюбНИГРИ», возраст пород альбского яруса определен по палинокомплексам, в которых миоспоры (до 77,5 %) преобладают над диноцистами (до 32,9 %).

Верхнемеловой отдел K_2

В пределах описываемых площадей из стратиграфических подразделений верхнего мела сохранились отложения сантонского, кампанского и маастрихтского ярусов, представленные морскими карбонатными породами.

Сантонский ярус K_{2st}

Литологически представлен известняками и мергелями серыми, беловато-серыми с зеленоватым оттенком, крепкими, с включением обломков и отпечатков фауны. В мергелях, кроме обломков фауны, встречаются включения кристаллического пирита.

Сохранившаяся мощность сантонского яруса в пределах юго-западного крыла площади Бурбайтал колеблется от 7 м (скв. К-18) до 26 м (скв. К-22), а на северо-восточном крыле составляет 38 м.

Из разреза скважины Г-9 сантонский и, вышележащий кампанский, ярусы, выпадают из разреза, вследствие пересечения скважиной их на глубине 564 м и смещения по плоскости сброса в опущенный блок (грабен).

Кампанский ярус K_{2km}

Залегают с разрывом на отложениях сантона и представлен мергельно-глинистым комплексом пород. Мергели серые с зеленоватым оттенком, плотные с включениями порошкообразного пирита и обломков фауны иноцерам.

Данный ярус выделен Болдыревой Н. А. (1982 г.) по комплексу фораминифер.

Мощность отложений кампанского яруса изменяется на площади Бурбайтал от 24 м (скв. Г-4) до 36 м (скв. Т-2).

Маастрихтский ярус K_{2m}

В пределах данного района ярус распространен повсеместно и представлен в нижней части мергелями серовато-белыми с зеленоватым оттенком, с гнездами белого мела и осколками раковин иноцерам, с прослойками известковистых глин; а в верхней части, преимущественно, белым пясчистым мелом с прослойками мергелей. Контакт указанных частей разреза является прекрасным репером, легко выделяется в разрезе и прослеживается на площади по материалам ГИС: благодаря резкому снижению КС и естественной

радиоактивности при переходе от мергелей нижней пачки к писчему мелу верхней пачки.

Нижняя пачка характеризуется выдержанностью мощности (86-100 м), за исключением скважин К-20 (31 м) и Г-9 (76 м), вскрывших плоскость сброса грабена.

Распределение мощности верхней пачки по площади хорошо согласуется с формированием современного структурного плана площадей и сопряженным с ним по времени размывом верхней части разреза перед накоплением неогеновой толщи. Так, минимальная мощность (54 м), установленная в скважине (К-18), и приурочена к апикальной части юго-западного блока, а максимальная (136 м) вскрыта скважинами К-20 и Г-9 в зоне грабена.

Неоген–четвертичная система (N-Q).

По результатам микрофаунистических определений, выполненных в период структурно-поискового бурения, в неогеновой системе выделены апшеронский и акчагыльский ярусы плиоцена, в четвертичной – бакинский ярус.

Акчагыльский ярус, занимающий большую часть неогенового комплекса по мощности, представлен серыми глинами с редкими прослоями известняков-ракушечников.

Апшеронский ярус отличается, от нижезалегающих отложений, повышенной песчанистостью разреза, что находит отражение в дифференцированности кривых ПС.

Неогеновые отложения залегают на размытой поверхности верхнемеловых (маастрихтских на площади Бурбайтал) отложений с небольшим уклоном на северо-восток.

Четвертичные отложения представлены глинами бурого, коричневатого-бурого и темно-серого оттенков, песчанистыми с включениями раковин и их обломков. Мощность их практически постоянна и составляет 92-98 м.

Общая мощность неоген-четвертичных отложений составляет 277-384 м.

2.1.2 Тектоника

В тектоническом отношении рассматриваемая территория относится к юго-западной части Актюбинско-Астраханской системе поднятий Прикаспийской впадины, в пределах которой наиболее характерными структурами поверхности фундамента являются Астраханское и Северо-Каспийское поднятия с минимальными глубинами залегания фундамента 7,5-8,0 км (рис. 2.1.2).

Северо-Каспийский свод осложнен выступами: на юге Кобяковским и Октябрьским с глубинами залегания в сводах 7,5 км, в центре – Кошалакским и примыкающим к нему с востока – Мынтобинским с глубинами залегания в сводах также 7,5 км и на северо-западе – Азгирским с глубиной залегания в своде до 12 км.

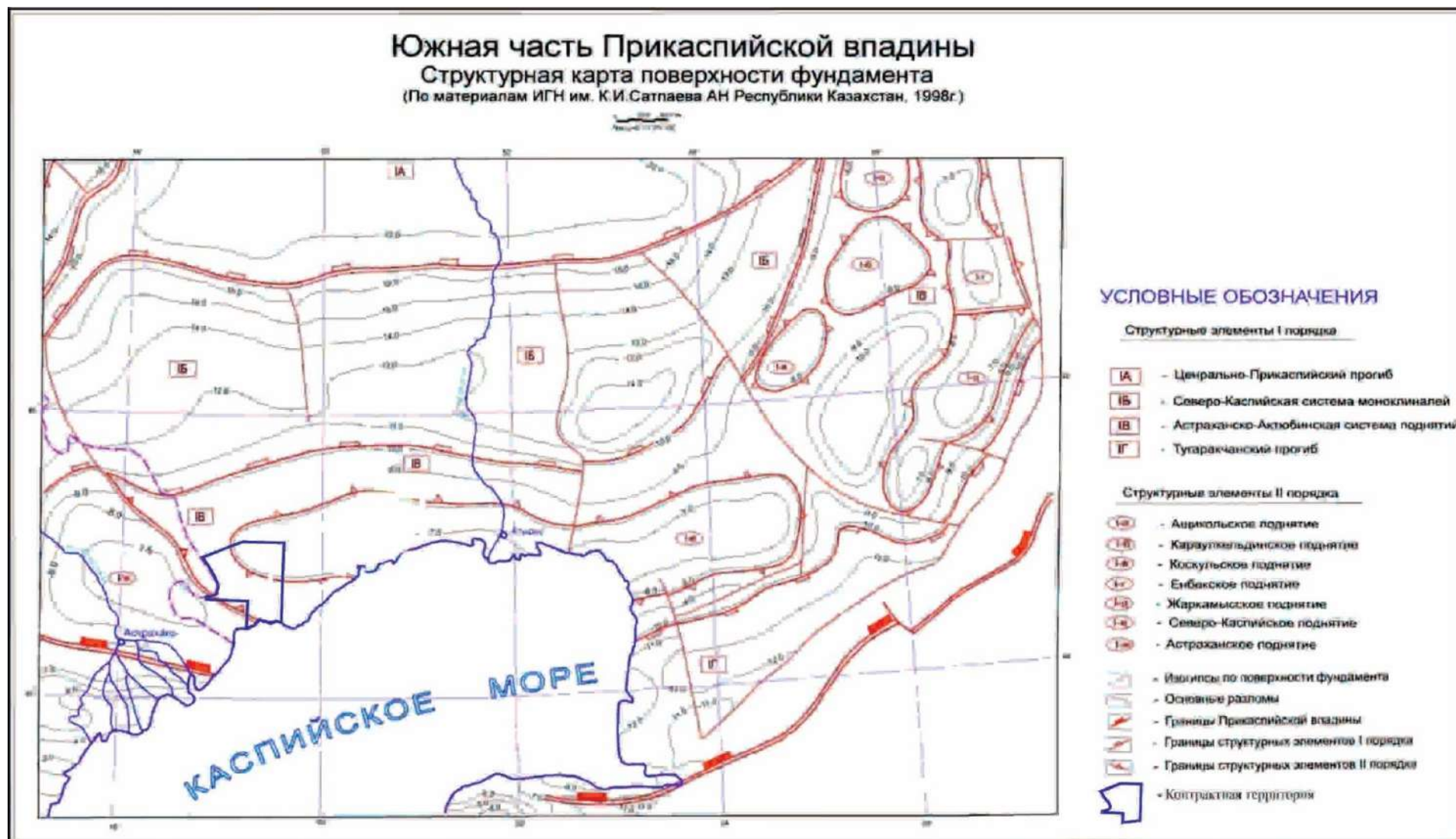


Рисунок 2.1.2 - Структурная карта поверхности фундамента южной части Прикаспийской впадины

Площадные сейсморазведочные работы МОГТ 3Д/2Д были выполнены недропользователем в период 2007-2016 гг. и покрывали незначительную часть контрактной территории, ограниченную площадями Жетыарал-Каратобе-Бурбайтал-Жамбай.

Поднятие оконтуривается изогипсой минус 5250 м с минимальными отметками в своде в районе скважины 101 – минус 5015 м, в районе скважины Алга 1 – минус 5017 м.

За пределами поднятия нижнепермские отложения погружаются в северном и восточном направлении до отметок минус 5600-5700 м. Размер поднятия составляет 40×20 км с амплитудой 450 м.

Локальные поднятия Бурбайтал и Алга по горизонту Π_1 оконтуриваются изогипсой минус 5125 м и имеют амплитуду более 100 м. Оба поднятия имеют северо-западное простирание и размеры 5×2,5 км для Алги и 7×4 км для Бурбайтала. Локальное поднятие Кобяковская по горизонту Π_1 имеет северо-западное простирание и оконтуривается изогипсой минус 5200 м с размерами 6×3 км и амплитудой около 50 м (граф. прил. 2).

Строение надсолевых комплексов резко отличается от нижележащих соленосного и подсолевого структурных этажей, но в данной работе описание строения этих комплексов не приводится.

2.1.3 Нефтегазоносность подсолевых отложений

В работе [4] на описываемой территории продуктивность установлена в двух комплексах: надсолевом и подсолевом расположенным на площади Участка недр (Горного отвода), предоставленного ТОО «АСКЕР МУНАЙ» для осуществления операций по недропользованию на *месторождении Бурбайтал надсолевое* и *месторождения Бурбайтал подсолевое (участок недр нетрадиционных источников углеводородов)* – на основании протокола Компетентного органа (№ 13/2 от 3 апреля 2023 г.) [12]. Границы Горного отвода *участка недр нетрадиционных источников углеводородов* приведены на граф. прил. 9.

Согласно Инструкции по подсчету запасов полезных ископаемых (газ и нефть), в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам [11] и в соответствии с пунктом 3 статьи 12 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» [14] к нетрадиционным углеводородам, а именно газа, относятся:

- газ газовых гидратов;
- газ угольных пластов;
- газ сланцевых отложений.

Из перечисленных пунктов для данной работы относится газ сланцевых отложений.

Сланцевым газом признается многокомпонентная смесь углеводородов и неуглеводородных газов с преобладанием метана, находящаяся в газообразном состоянии при нормальных атмосферных температуре и давлении, содержащаяся в сланцевых породах.

Сланцевая порода – это мелкозернистая обломочная порода осадочного происхождения с низкой проницаемостью, образованная из ила, органических веществ, которые представляют собой смесь хлопьев глинистых минералов и крошечных частиц (тонких частиц или глины) других минералов, в частности кварца и кальцита [11].

Для Участка недр нетрадиционных источников углеводородов месторождения Бурбайтал описание вскрытого разреза продуктивного подсолевого комплекса приводится по результатам бурения скважины 101, включающих отложения нижней перми (артинский ярус) – верхнего девона (франский ярус) включительно.

В связи с тем, что отобранных образцов керна из единственной скважины 101 незначительное количество, что ограничивает возможность охарактеризовать всю вскрытую толщину продуктивной подсолевой толщи. Поэтому для недостающей информации литологического описания разреза этой толщи были привлечены данные станции ГТИ, в процессе бурения в которой производился отбор кроме керна, еще и шлама из всего вскрытого разреза указанной скважины, в т.ч. из интервалов подсолевых отложений, неохваченных отбором керна.

Продуктивная толща, содержащая нетрадиционные углеводороды, для нижнепермских отложений на основании кернового материала представлена тонкозернистой терригенно-сланцевой толщей, состоящей из серых и темно-серых известняков и доломитов, серых и светло-серых до белых ангидритов, с прослоями глинистых сланцев и аргиллитов темно-серых и серых, иногда черного цвета.

Нерасчлененные отложения ниже-среднего отделов каменноугольной системы и верхнего отдела девонской системы по литологическому описанию отобранных образцов шлама представлены аргиллитами карбонатными, преимущественно от темно-серых до серых, местами светло-серых, сильно алевроитистых, трещиноватых, трещины заполнены кристаллическим кальцитом, редко с тонкими маломощными прослойками известняков умеренно твердых, местами мягких, от полуглыбовых до глыбовых [4].

Встречаются аргиллиты от слабо карбонатных до некарбонатных, частично алевроитистые, сланцеватые (видны пузырьки выходящего газа), умеренно твердые, отмечается прослой черного органического материала.

Кроме того, попадают кремнистые породы, преимущественно темно-серого до черного цвета, очень твердые, угловатые, трещиноватые (видны пузырьки газа), с

включениями органического материала.

Призбойный керн в скважине 101 (интервал 6714-6723 м) (верхний девон) представлен известняком бежевого цвета, разбитый субгоризонтальными волнистыми и тонкими нитевидными субвертикальными трещинами, стенки которых выполнены черным битуминоидным материалом, встречаются редкие включения микрофауны, без видимой пористости.

Породы нетрадиционных источников углеводородов отличаются высоким содержанием органического вещества (ОВ), являющегося нефтегенерирующим, который может являться источником углеводородов для заполнения вышележащих ловушек в процессе миграции.

Нетрадиционные коллекторы гидродинамически между собой не связаны и характеризуются повышенным пластовым давлением. Залежи не имеют подошвенных вод и не имеют водонефтяных контактов.

Отличительной особенностью залегания нетрадиционных углеводородов является отсутствие внешнего контура нефтеносности, так при подсчёте запасов нефти и содержащихся в ней попутных полезных компонентов, единицей подсчёта является весь выделяемый горизонт по площади нефтеносности или залежи. Промышленные притоки нефти из нетрадиционных коллекторов получают после проведения гидроразрыва пласта с закреплением трещин необходимым материалом (например, пропантом). Все перечисленное характерно для нижнепермской залежи P_1 .

Границы категорий запасов для объектов подсчёта определяются шагом сетки между эксплуатационными скважинами и границами перспективной зоны нефтеносности, т.е. определяются расстоянием от скважины с доказанной продуктивностью и границами перспективных зон нефтеносности в пределах Контрактной территории или как в нашем случае площадью Горного отвода [12] (граф. прил. 8, листы 1 и 2). Расстояние между существующими или проектируемыми эксплуатационными скважинами определяется в соответствии с рекомендуемым вариантом разработки, согласованным ранее или по аналогии с разрабатываемым объектом подсчёта запасов соседнего месторождения [3, 6].

Граница запасов категории C_1 принята на расстоянии 2000 м от скважины 101 Бурбайтал, в связи с неопределенностью степени однородности продуктивных горизонтов по площади [3], с севера ограниченная тектоническими нарушениями F_{11} , f_{10} и F_{10} (граф. прил. 8, листы 1 и 2), а вся остальная часть площади сейсморазведочных работ, находящаяся в пределах Горного отвода [12] отнесена к категории C_2 (граф. прил. 9).

Подсолевые отложения в работе [4] отнесены к *нефтегазоносной системе (НГС)*, расположенной в южной части контрактной территории, в состав которой входят подсолевые структуры: Кобяковская, Бурбайтал, Алга и Жамбай, но в тоже время находятся на площади Горного отвода (граф. прил. 9). На контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» подсолевые отложения вскрыты в 3-х скважинах: Г-1 Алга, 2 Кобяковская и 101 Бурбайтал.

По данным опробования подсолевых отложений в скважине 101 Бурбайтал, в них выделено 5 газоносных зон, из которых только пятая, верхняя зона, приурочена к нижнепермскому газоносному горизонту Р-I. Она частично вскрыта еще и в двух скважинах: Г-1 Алга и 2 Кобяковская. Остальные 4 зоны расположены в нижезалегающих отложениях: две из них установлены в девоне, две другие – в карбоне. При этом установленные зоны в скважине 101 Бурбайтал, отождествляются с одноименными продуктивными горизонтами: D-II, D-I, C-II, C-I. Расположение этих горизонтов в разрезе скважины приведено на граф. прил. 1.

На основании результатов бурения, каротажа и ГДИ установлено, что весь подсолевой комплекс на площади НГС имеет аномально высокое пластовое давление (АВПД) с коэффициентом аномальности около 2 [4].

Термобарические условия подсолевого комплекса указывают на замкнутость НГС в условиях высоких давления и температуры. Повсеместное присутствие АВПД является следствием генерации УВ, которые не могут мигрировать вверх из-за непроницаемой покрышки кунгурских солей, но по эпизодическим разломам, связанным с соляной тектоникой, УВ мигрировали вверх и заполняли мезозойские ловушки надсолевого комплекса (триасовые и меловые нефтегазовые залежи месторождений Бурбайтал и Тобеарал в рамках площади НГС).

Палеотемпературы, до роста кунгурских соляных штоков, были выше в среднем на 30-40 °С, на что указывает степень метаморфизации пород подсолевого комплекса. После формирования соляной гряды произошло остывания недр за счет большой теплопроводности кунгурских эвапоритов.

Характеристика установленных в работе [4] залежей газа, приуроченных к подсолевой толще Участка недр нетрадиционных углеводородов, приведена ниже.

Горизонт D-II вскрыт в скважине 101 Бурбайтал в интервале 6594-6666 м.

Залежь газа горизонта D-II приурочена к антиклинальному поднятию Бурбайтал, ограниченному с востока тектоническими нарушениями F₁₀ и F₁₁ (граф. прил. 4). Продуктивность установлена при опробовании интервалов 6653,5-6647,6 м, 6639,5-6633,5 м, 6627-6617 м получением в них притока газа и конденсата.

Условный газовый контакт для залежи был принят на абсолютной отметке минус 6678,6 м (граф. прил. 4) по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 101 Бурбайтал.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 6617 м, высота залежи более 60 м, размеры залежи в пределах контура газоносности 4,65×3,8 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь газоносности равна 14835 тыс.м².

Горизонт Д-I вскрыт также в скважине 101 Бурбайтал в интервале 6470-6582 м.

Строение *залежи газа горизонта Д-I* аналогично строению залежи горизонта Д-II. Нижележащий объект изолирован установкой ВП на глубине 6607 м.

Опробование II объекта (горизонт Д-I) проводилось в интервалах 6576,5-6570,5 м, 6570-6566 м, 6555-6549 м, 6535-6529 м, 6522,5-6516,5 м, 6516-6512 м, 6509-6504 м, 6499-6494 м, 6486-6476 м, где были получены притоки газа и конденсата плотностью 0,75 г/см³, установившие продуктивность горизонта.

Условный газовый контакт для залежи принят на абсолютной отметке минус 6589,8 м (граф. прил. 5) по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 101 Бурбайтал.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 6487,1 м, высота залежи более 100 м, размеры залежи в пределах контура газоносности 5,0×3,68 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь газоносности равна 14463 тыс.м² (граф. прил. 5).

Горизонт С-II вскрыт в интервале 6309-6385 м в скважине 101 Бурбайтал.

Строение *залежи газа горизонта С-II* аналогично строению девонских залежей.

Продуктивность горизонта установлена по данным опробования интервалов 6325-6332 м, 6333-6340 м, 6348-6355 м, 6389-6396 м и получением притока газа с незначительным содержанием конденсата.

В скважине 101 Бурбайтал был выполнен профиль притока для определения работающих интервалов.

В связи непродолжительной работы данных интервалов однозначно невозможно определить их работу и состав поступающего флюида, из-за чего флюид оценен на качественном уровне как сильно газированная нефть.

Условный газовый контакт для залежи принят на абсолютной отметке минус 6395,1 м (граф. прил. 6) по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 101 Бурбайтал.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 6323,1 м, высота залежи более 70 м, размеры залежи в пределах контура газоносности 4,35×3,1 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь газоносности равна

17794 тыс.м² (граф. прил. 6).

Горизонт С-I вскрыт в интервале 5972-6049 м в скважине 101 Бурбайтал.

Строение **залежи газа горизонта С-I** аналогично выше описанным залежам газа.

Продуктивность горизонта установлена опробованием интервалов 5953-5960, 5969-5976, 5983-5990, 5991-5998, 6028-6035, 6036-6043 м и получением притока газа с незначительным содержанием конденсата. Изменения давления на устье скважины отмечено не было.

Условный газовый контакт для залежи принят на абсолютной отметке минус 6059,0 м (граф. прил. 7) по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 101 Бурбайтал.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 5986,7 м, высота залежи более 70 м, размеры залежи в пределах контура газоносности 4,3×1,75 км (граф. прил. 7). Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь газоносности равна 7143 тыс.м².

Горизонт Р-I вскрыт в трех скважинах: 101 Бурбайтал, Г-1 Алга и 2 Кобяковская.

Продуктивность горизонта установлена опробованием и получением притока газа с незначительным содержанием конденсата. В скважине 101 Бурбайтал были перфорированы интервалы 5003-5009, 5009-5016, 5067-5073 м, а затем был выполнен профиль притока с целью определения работающих интервалов, но из-за непродолжительной работы данных интервалов детально определить работу и количество поступающего флюида не возможно. По материалам комплекса контроля в перфорированном интервале 5003,0-5016,0 м выделен интервал притока 5003,0-5015,2 м, из которого в скважину через столб воды поступает сильно газированная нефть.

Поисковая скважина Г-1 Алга пробурена в своде поднятия Алга с фактическим забоем 5250 м в отложениях артинского яруса нижней перми. При достижении глубины 5054 м в скважине начались газопроявления в виде сильного разгазирования бурового раствора в процессе бурения скважины с газопоказаниями до 43 %, но по данным ГИС продуктивные горизонты не были выделены.

Поисковая скважина 2 Кобяковская пробурена на севере поднятия Кобяковская с фактическим забоем 5219 м в отложениях артинского яруса нижней перми. При достижении глубины 5170 м в скважине начались газопроявления. Во время работ по ликвидации газопроявления скважина заработала чистым газом с начальной интенсивностью притока до 500 тыс.м³ через штуцер диаметром 13-15 мм, затем появилось незначительное содержание конденсата, но за сутки интенсивность притока упала в несколько раз. В скважине произошла авария (прихват инструмента) и ее ликвидировали по 1 категории пункт «Д».

Условный газовый контакт во вскрытой части залежи принят на абсолютной отметке минус 5234,3 м (граф. прил. 8, лист 2) по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 2 Кобяковская.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде минус 5016,2 м, высота залежи более 200 м, размеры залежи в пределах контура газоносности 25×8 км (граф. прил. 8, лист 1). Залежь по типу резервуара пластовая сводовая. Площадь газоносности равна 475637 тыс.м².

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

На контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» подсолевые отложения вскрыты тремя скважинами, результаты нефтегазоносности приведены в разделе 3.1.

Основные параметры, а именно, значения толщин продуктивных горизонтов и пластов, их средние значения и предела изменения приведены в таблице 2.2.1. Кроме перечисленных параметров, степень неоднородности горизонтов и отдельных пластов, характеризуют коэффициенты песчанистости, расчлененности и распространения, приведенные в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.1 - Таблица отбивок кровли, подошвы горизонтов, средних значений толщин подсолевых продуктивных горизонтов

Горизонт	Номера скважин	101	2 Коб.	Г-1 Алга
	Альт. (ротора), м	-13,3	-19,5	-17,5
	Забой, м	6750	5219	5250
1	2	3	4	5
Д-II	Каротажная отметка кровли	6594		
	подошвы	6666		
	Абсолютная отметка кровли	-6607,3		
	подошвы	-6679,3		
	Толщина горизонта, м	72		
	Эфф. газонасыщенная толщина, м	24,0		
	Эфф. водонасыщенная толщина, м			
	Общ.эфф.толщина,м	24,0		
	Коэфф. песчан-ти, д.е	0,333		
	Коэфф.расчлен-ти, д.е	19		
Д-I	Карот.отметка кровли	6470		
	подошвы	6582		
	Абсол. отметка кровли	-6483,3		
	подошвы	-6595,3		
	Толщина горизонта, м	112		
	Эфф. газонасыщенная толщина, м	34,2		
	Эфф. водонасыщенная толщина, м			
	Общ. эффективная толщина, м	34,2		
	Коэффициент песчанистости, д.е.	0,305		
	Коэффициент расчлененности, д.е.	26		

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5
С-II	Каротажная отметка кровли	6309		
	подошвы	6385		
	Абсолютная отметка кровли	-6322,3		
	подошвы	-6398,3		
	Толщина горизонта, м	76		
	Эфф. газонасыщенная толщина, м	11,5		
	Эфф. водонасыщенная толщина, м			
	Общ. эффективная толщина, м	11,5		
	Коэффициент песчанности, д.е.	0,151		
	Коэффициент расчлененности, д.е.	9		
С-I	Каротажная отметка кровли	5972		
	подошвы	6049		
	Абсолютная отметка кровли	-5985,3		
	подошвы	-6062,3		
	Толщина горизонта, м	77		
	Эфф. газонасыщенная толщина, м	18,0		
	Эфф. водонасыщенная толщина, м			
	Общ. эффективная толщина, м	18,0		
	Коэффициент песчанности, д.е.	0,234		
	Коэффициент расчлененности, д.е.	19		
Р-I	Каротажная отметка кровли	5002,9	5176	4974
	подошвы	5090	5192	5086
	Абсолютная отметка кровли	-5016,2	-5195,5	-4991,5
	подошвы	-5102,8	-5211,5	-5103,5
	Толщина горизонта, м	87,1	16	112
	Эфф. газонасыщенная толщина, м	22,9	14,3	13,5
	Эфф. водонасыщенная толщина, м			
	Общ. эффективная толщина, м	22,9	14,3	13,5
	Коэффициент песчанности, д.е.	0,263	0,89	0,139
	Коэффициент расчлененности, д.е.	4	2	12

Таблица 2.2.2 - Статистические показатели неоднородности горизонтов подсолевых продуктивных горизонтов

Залежь	Кол-во скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанности, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.		Коэффициент распространения, доли ед.
		среднее	вариации	среднее	вариации	
1	2	3	4	5	6	7
D-II	1	0,333		19		1
D-I	1	0,305		26		1
С-II	1	0,151		9		1
С-I	1	0,234		19		1
Р-I	3	0,313	0,181	3,33	0,08	1

Горизонт D-II вскрыт в скважине 101 Бурбайтал в интервале 6594-6666 м, общая толщина горизонта 72 м. Горизонт состоит из 19 пластов-коллекторов, эффективная газонасыщенная толщина составляет 24 м (табл. 2.2.1). Коэффициент песчанности составляет 0,333 д.ед., расчлененности 19 д.ед., распространения 1 д.ед. (табл. 2.2.2).

По продуктивному горизонту керн не отбирался, но отбор осуществлен ниже продуктивного горизонта, расположенного в этих отложениях.



Горизонт Д-I вскрыт в скважине 101 Бурбайтал в интервале 6470-6582 м, общая толщина горизонта 112 м.

Горизонт состоит из 26 пластов-коллекторов, эффективная газонасыщенная толщина составляет 34,2 м (табл. 2.2.1). Коэффициент песчанистости составляет 0,305 д.ед., расчлененности 26 д.ед., распространения 1 д.ед. (табл. 2.2.2).

Горизонт С-II вскрыт в скважине 101 Бурбайтал в интервале 6309-6385 м, общая толщина горизонта 76 м. Горизонт состоит из 9 пластов-коллекторов, эффективная газонасыщенная толщина составляет 11,5 м (табл. 2.2.1). Коэффициент песчанистости составляет 0,151 д.ед., расчлененности 9 д.ед., распространения 1 д.ед. (табл. 2.2.2).

Горизонт С-I вскрыт в скважине 101 Бурбайтал в интервале 5972-6049 м, общая толщина горизонта 77 м. Горизонт состоит из 19 пластов-коллекторов, эффективная газонасыщенная толщина составляет 18,8 м (табл. 2.2.1). Коэффициент песчанистости составляет 0,234 д.ед., расчлененности 19 д.ед., распространения 1 д.ед. (табл. 2.2.2).

Горизонт Р-I вскрыт в скважинах 101 Бурбайтал, Г-1 Алга и 2 Кобяковская.

В скважине 101 Бурбайтал горизонт вскрыт в интервале 5002,9-5090 м, общая толщина горизонта 87,1 м. Горизонт состоит из 4 пластов-коллекторов, эффективная газонасыщенная толщина составляет 22,9 м (табл. 2.2.1).

Коэффициент песчанистости составляет 0,263 д.ед., расчлененности 4 д.ед., распространения 1 д.ед. (табл. 2.2.2).

По горизонту отбор керна составил 9 м.

В скважине 2 Кобяковская верхняя часть горизонта вскрыта в интервале 5176-5192 м, что по корреляции соответствует интервалу 5002,9-5016,4 м в скважине 101 Бурбайтал. Нижняя часть горизонта бурением не вскрыта. Общая толщина вскрытой части горизонта 16 м. Горизонт состоит из 2 пластов-коллекторов, эффективная газонасыщенная толщина составляет 14,3 м (табл. 2.2.1). Коэффициент песчанистости составляет 0,89 д.ед., расчлененности 2 д.ед.,

В скважине Г-1 Алга горизонт вскрыт в интервале 4974-5086 м, что по корреляции соответствует интервалу 5002,9-5090 м в скважине 101 Бурбайтал. Общая толщина горизонта 112 м. Горизонт состоит из 4 пластов-коллекторов, эффективная газонасыщенная толщина составляет 15,6 м (табл. 2.2.1).

Коэффициент песчанистости составляет 0,139 д.ед., расчлененности 4 д.ед., распространения 1 д.ед. (табл. 2.2.2).

2.2.1 Оценка изменения коллекторских свойств продуктивной толщи

Геофизические исследования

Для проекта разработки Участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал (или УННИУВБ) базовой информацией являются данные из отчета по подсчету запасов 2022 г. [4].

Характеристика фильтрационно-ёмкостных свойств по состоянию изученности на 01.01.2023 г. выполнена с учётом результатов интерпретации материалов ГИС по трем скважинам, пробуренным на контрактной территории ТОО «Аскер Мунай», вскрывшие подсолевые отложения – скважины Алга Г-1, Кобяковская-2 и 101 Бурбайтал.

Пробуренными в 1989 и 1992 гг. скважинами Кобяковская-2 (забой 5219 м) и Г-1 Алга (забой 5250 м), вскрыты отложения артинского яруса нижней перми: в скважине 2-Кобяковская выделены нефтегазоносные пласты в интервалах 5094-5124 м (филипповский горизонт кунгурского яруса), 5177-5186,5 м и ниже глубины 5205,5 м (артинский ярус нижней перми); в скважине Г-1 Алга по данным ГИС продуктивные горизонты не были выделены (хотя на глубине 5170 м в скважине начались газопроявления).

Скважиной 101 Бурбайтал (забой 6770 м), пробуренной в 2015 г., вскрыты более древние отложения – известняки франского яруса верхнего девона (360 м); продуктивность обнаружена в залежах *карбонатных и карбонатно-терригенных-комплексах пород* – в пяти продуктивных горизонтах – в отложениях девона (горизонты D-I и D-II2), карбона (горизонты C-I и C-II) и нижней перми (P-I) в объеме ассельско-сакмарского-артинского ярусов ($P_{1ar}+P_{1s}+P_{1as}$).

В отчете [4] принято, что литологически отложения девона представлены органогенными известняками, мелкокристаллическими с прослоями плотных аргиллитов; каменноугольные – известняками, аргиллитами и кремнями; перми – аргиллитами, алевролитами, песчаниками. Тип порового пространства – трещинно-поровый и поровый.

Геолого-технические условия проведения ГИС

Исходя из предоставленной недропользователем информации по скважинам (проводка скважин, акты опробования и др. [4], геолого-технические условия для проведения геолого-промысловых работ, включая ГИС, *не являются благоприятными*.

На основе данных бурения, каротажа и ГДИ установлено однозначно, что весь подсолевой комплекс на площади НГС имеет аномально высокое пластовое давление (АВПД). Средний коэффициент АВПД равен около 2 (на глубине 5100 м пластовое давление приблизительно 102 МПа).

В скважине 101 Бурбайтал, во время работы по мини ГРП в интервале 6480-6500 м

пластовое давление составило 122-124 МПа и, было подтверждено во время опробования; также и по скважинам Алга Г-1 и 2-Кобяковская-2.

Ниже приводится информация по геофизическим исследованиям по скважинам.

В скважине 101 геофизические исследования проводились в условиях подсолевого разреза – на глубине 4932,0-6740 м, в скважинах Алга Г-1 и Кобяковская-2 – в интервале нижнепермских отложений (до глубины 5250 м).

Геофизические исследования выполнялись в продуктивной части разреза, пробуренной долотом диаметрами 234,95, 228, 215,9, 196 мм; в качестве промывочной жидкости (ПЖ) использовался глинистый и полимерный буровой раствор на водной основе с технологическими параметрами: удельным весом 1,97-2,13 г/см³, вязкостью 53-120 с и сопротивлением (УЭС) 0,42 Ом при t=21,9 °С. Замеренная пластовая температура Тпл = 154 °С. В таблице 2.2.3 приведены технологические параметры ПЖ по скважинам.

Таблица 2.2.3 - Параметры ПЖ по скважинам

Скважина	Дата каротажа	Забой, м	Тип бур. р-ра	dn, мм	Уд. сопр., Ом/Т°С	Уд.вес, г/см ³	Вязкость, сек.	Т в забое °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кобяковская 2	07.03.2015	6750	глинистый	228-196		2.09	80	154
Алга Г-1	08.04.1996	5250	глинистый	196		1.97	120	
101 Бурбайтал	01.04.1992	5219	полимерный на водной основе	234.9-215.9	0.42/21.9	2.13	53	154

Сведения о минерализации, температуре и др. приведены в таблице 2.2.4 (раздел 5 [4]). Минерализация пластовой воды горизонта Р₁, полученная при опробовании, равна 114 г/л. Исходя из температуры и минерализации по палеточным данным УЭС пластовой воды рв=0,015 Ом при температуре пласта 150 °С [10].

Таблица 2.2.4 - Сведения о минерализации, температуре и сопротивлении пластовых вод (раздел 5 [4])

Скважина	Интервал перфорации, м	Возраст отложений	Дата отбора, год	Плотность, г/см ³	Минерализация /тип воды	УЭС, Ом /Т°С
1	2	3	4	5	6	7
101 Бурбайтал	5003-5073*	Р-I	С сепаратора 14.12.2014	1,087(11,4 оВе	114,22 хлор-кальцевый	0,015** /154 С0

Примечание: *- При опробовании горизонта Р-I в интервале 5003-5073 м был получен приток газа с небольшим содержанием воды. Пластовая вода отсепарирована и отобрана проба воды. Пластовые воды горизонта относятся к слабым рассолам с высокой общей жесткостью. ** - УЭС =0,015 Ом, используемое при интерпретации материалов ГИС в перми (Р1)

Комплекс геофизических исследований

В скважинах Алга Г-1 и Кобяковская-2 компанией Западно-геофизической экспедицией (ЗКЭГИС) проведен комплекс ГИС, включающий: кавернометрию (КВ), боковой каротаж (БК), радиоактивный каротаж – ГК, нейтрон гамма (НГК), плотностной (ГТКп); и метод акустического каротажа (АК).

Информация о видах и объемах проведенных геофизических исследований в скважинах представлена в таблице 2.2.5.

Таблица 2.2.5 - Виды и объемы ГИС, выполненные за проектный период

Скважины	Забой, м	КВ	БКЗ	МКЗ	БК	ИК	ГК	НГК	АК	ГТКп	Компании
101 Бурбайтал	6750				многозонд	ВИКИЗ	СГК	ННК	ШАК		BAKER HUGHES
Алга Г-1	5250	+		+	+		+	+	+	+	ЗКЭГИС
Кобяковская 2	5219	+	2 зонда		+		+	+	+	+	ЗКЭГИС

В скважине 101 Бурбайтал каротаж был проведен компанией «BAKER HUGHES» комплексной аппаратурой ECLIPS, включающий методы: радиоактивного каротажа – ГК (GR), гамма-спектрометрию (СГК, DSL), нейтрон-нейтронный (ННКт, CNC), электрического – ближние и дальние зонды БК (RTeX), широкополосного акустического каротажа (АК, ХМАС) и инклинометрии (ORIT).

Все использованные методы были записаны за один спуск-подъем.

По замерам инклинометрии ствол скважины 101 Бурбайтал вертикальный.

По заканчиванию строительства скважин (после обсадки скважин) компанией «BAKER HUGHES» определялось качество цементировки колонн и определение высоты подъема цемента (данные АКЦ не представлены).

Отмечается плохое состояние ствола, в связи с многочисленными затяжками и прихватами при записи приборов. В связи с этим не удалось записать БМК, в интервале 5917,7-5923 м – СГК.

Также не были зарегистрированы данные плотностного каротажа (ГТКп, ZDEN) и каверномера (КВ, CALI) вследствие нарушения связи приборов с наземной регистрационной системой при записи на подъем.

В связи с отсутствием данных КВ в кривые ННК и АКШ не были внесены поправки за диаметр скважины; в ходе регистрации введены поправки только за температуру и минерализацию ПЖ.

Качество записи акустического каротажа прибором ХМАС хорошее, волновая картинка четкая, хорошо прослеживается по всему интервалу записи даже в интервалах небольшой кавернозности стенок скважины.

Анализ данных ХМАС (определение трещиноватости и проницаемости по волнам Стоунли) был выполнен в секции открытого ствола диаметрами 234,95 мм и 215,9 мм в следующих интервалах по запросу заказчика: 5650-5750 м; 5940-5950 м; 5970-6005 м; 6030-6045 м; 6215-6315 м; 6325-6400 м; 6470-6587 м; 6615-6655 м (в [4] результаты не описаны).

Контроль качества материалов ГИС осуществлялся как на производственном этапе геофизических предприятий (проверялось наличие калибровок, воспроизводимость кривых в интервалах перекрытия, контрольных прописей), так и в процессе комплексной интерпретации – оценивалось по их взаимной корреляции, соответствию формы кривых литотипам пород, слагающих изучаемый разрез и соответствием известной литологии на палетке НК-АК.

Основные положения интерпретационной модели

Пробуренной скважиной 101 Бурбайтал установлена продуктивность пяти горизонтов – в отложениях девона (горизонты D-I и D-II), карбона (горизонты C-I и C-II) и отложениях нижней перми (P-I).

Выделение коллекторов и определение характера насыщения

Из продуктивных отложений керном освещен только горизонт P-I, в пределах которого вынесено 9,5 м (94,1 %); по описанию образцов – алевролит известковый (по 10 образцам пористость изменяется от 2,22 до 5,2 %, проницаемость – от 0,006 до $0,211 \times 10^{-3}$ мкм²) [4]. Характер насыщения коллекторов горизонта P-I (Par+s+as), принят по данным ПЛТ (сильно газированная жидкость); по кривым сопротивления выделенные коллекторы ($K_{пГИС} > 6$ %) имеют УЭС 3,4-2,4 Омм и рассчитанный коэффициент Кнг на уровне 35-31 %, возможно, вследствие трещиноватости пород, АВПД и большого радиуса проникновения ПЖ.

По данным описания шлама толща раннего-среднего карбона сложена известняками, аргиллитами и кремнистыми породами преимущественно, трещиноватыми.

Характер насыщения коллекторов в горизонтах C-I и C-II определен по данным ПЛТ и повышенным газопоказаниям по ГТИ.

В горизонтах D-I и D-II характер насыщения выделенных пластов установлен по данным ПЛТ и опробования, где был получен газ с конденсатом.

При выделении коллекторов и определении эффективных толщин применялись количественные критерии, принятые в [4]:

– нижние значения коэффициентов пористости ($K_{п_гр}$), равные 0,06 д.ед. для нижнепермских (Р-I) и 4 % для каменноугольных (С-I и С-II) и девонских продуктивных горизонтов (D-I и D-II);

– верхние значения коэффициентов глинистости ($K_{гл_гр}$) – для всего разреза принято равным 30 %, когда пласт перестает быть коллектором. Граничное значение $K_{нг}$ условно 40 %.

Для оценки литологического состава, коллекторских свойств и насыщенности использовался программный комплекс «GLIDER», позволяющий рассчитать объемную модель породы, включая насыщающие ее флюиды (объемы всех заполняющих его флюидов); на основе совместного решения системы линейных и нелинейных петрофизических уравнений в соответствии с принятой петрофизической моделью пористости (использовалась упрощенная литологическая модель).

При интерпретации *объемная модель* рассчитывалась с учётом минералов: ангидрит, доломит, известняк, глины и алевролит (табл. 2.2.6).

Таблица 2.2.6 - Используемые константы (параметры) петрофизических зависимостей*

Компонент матрицы	ГК	W	АК	Плотность
	мкР/ч	д.ед	мкс/м	г/см ³
Кварц (кремнезем, SiO ₂) алевролит	3	-0,021	170	2,65
Ангидрит		-0,02	164	3,0
Глина	12,6	0,32-0,35	290-300	2,85
Кальцит (известняк)	1	0	156	2,71
Доломит		0,06	142	
Флюид	0	1,00	560	1,10
Примечание: * -устанавливаются по результатам анализов керна, сопоставлению различных видов каротажа и другой геолого-геофизической информации, в данном случае – «из справочника минералов компании Бейкер Хьюз» [4].				

Программный модуль по заданной модели, комплексу ГИС и набору петрофизических коэффициентов количественно определяет компонентный состав пород, включая пластовые флюиды. Затем по полученной объемной модели рассчитываются (реконструируются) теоретические кривые отдельных методов (синтетические кривые), которые должны быть соизмеримыми с исходными фактическими кривыми ГИС. В противном случае уточняются константы.

Далее, от рассчитанной *модели пород* представленной объемным содержанием компонентов матрицы и флюидов, выполняется переход к коэффициентам пористости, глинистости, насыщенности и другим параметрам.

Литология пород определялась по кроссplotу нейтронного и акустического методов.

В интервале 6615-6653 м литология определялась по акустическому методу.

Коэффициент глинистости определялся по кривой КТН, кривая ГК использовалась для расчета глинистости в интервале 5917,7-5923,0 м.

Для расчета пористости использовались кривые ННКт, АК и глинистость. В интервале 6615-6653 м ввиду недостоверных показаний кривой ННКт для расчета пористости и литологии использовалась одна кривая АК.

Определение коэффициента нефтегазонасыщения ($K_{нг}$) проводилось по уравнению Дахнова-Арчи с петрофизическими константами, где m – показатель степени цементации – 2,0; n – показатель насыщения соответственно 2,0 [4].

Определить прямой контакт газ-вода» по ГИС не представилось возможным, приняты условные УВК по горизонтам – по нижним газонасыщенным пластам.

В таблице 2.2.7 представлены характеристики коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности по продуктивным горизонтам по скважинам, пробуренным на месторождении.

Таблица 2.2.7 - Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности залежей

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Пористость, доли ед.	Нефтегазонасыщенность, доли ед.
P-I				
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		3	3
	Количество определений		9	4
	Среднее значение		0,07	0,32
	Интервал изменения		0,05-0,1	0,3-0,35
	Коэффициент вариации		0,0526	0,0043
C-I				
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		1	1
	Количество определений		19	19
	Среднее значение		0,06	0,50
	Интервал изменения		0,04-0,08	0,34-0,75
	Коэффициент вариации		0,024	0,062
C-II				
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		1	1
	Количество определений		9	9
	Среднее значение		0,07	0,51
	Интервал изменения		0,05-0,09	0,38-0,78
	Коэффициент вариации		0,057	0,049
D-I				
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		1	1
	Количество определений		26	26
	Среднее значение		0,08	0,58
	Интервал изменения		0,04-0,15	0,39-0,81
	Коэффициент вариации		0,142	0,044
D-II				
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		1	1
	Количество определений		19	18
	Среднее значение		0,08	0,49
	Интервал изменения		0,06-0,14	0,32-0,63
	Коэффициент вариации		0,062	0,040

2.2.2 Характеристика ФЕС по керну

На месторождении Бурбайтал подсолевые отложения представлены керном из скважины 101 Бурбайтал. Керна отобран из отложений артинского-асельского (P_{1ar}-P_{1a}) и верхнедевонского (D₃) возраста (табл. 2.2.8). Весь керн, отобранный из отложений P_{1ar}-P_{1a} ярусов, представляет отложения Р-I горизонта (5002,9-5089,5 м). Остальные установленные продуктивные горизонты керном не освещены.

Таблица 2.2.8 - Характеристика отбора керна из «подсолевых» отложений

Отложения	Проходка колонковым долотом			Кол-во определений (по Кп)	Кол-во представит. обр.
	проходка, м	вынос керна, м	вынос керна, %		
P _{1ar} -P _{1a}	9,2 (5072,1-5081,3)	9,2	100	10	10
	0,7 (5084,8-5085,5)	0,3	42,9	-	-
Всего	10,1	9,9	98,6	10	10
ДЗ	9 (6714-6723)	9	100,0	-	-

Породы из отложений Р-I горизонта (по описанию торцов метровых отрезков керна) представлены аргиллитом известковым с углистыми включениями (5072,1-5074,9; 5077,6-5081,3; 5085,2-5085,4 м) и мергелем глинистым (5074,9-5077,6; 5085,4-5085,5 м). Породы D₃ отложений представлены известняком микрокристаллическим, с редкими включениями микрофауны, трещиноватым – трещины, как правило, залечены кальцитом, либо битумным материалом, с включениями вторичного кальцита, без видимой пористости [4, кн. V, прил. 16].

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород Р-I горизонта определены по 10 образцам: пористость составляет 0,034 (0,022-0,052) д.ед., проницаемость для газа – 0,054 (0,006-0,211)×10⁻³ мкм² и 0,004 (0,002-0,007)×10⁻³ мкм² по образцам пород, изготовленным по- и перпендикулярно напластованию [4, кн. I, табл.6.4.1]. Исследованные образцы пород имеют низкие ФЕС, проницаемость для газа перпендикулярно напластованию меньше проницаемости по напластованию (в объеме образца породы), примерно, на порядок (рис. 2.2.2).

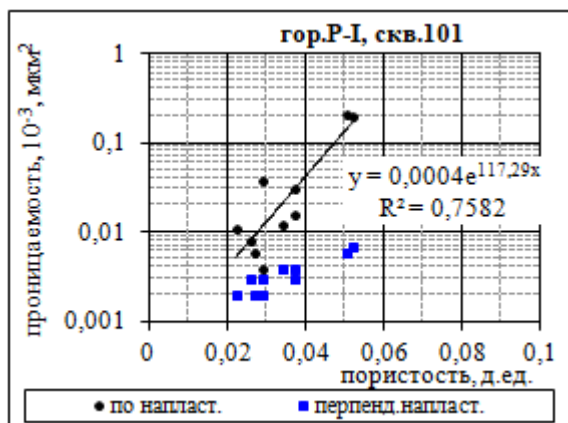


Рисунок 2.2.2 - Горизонт Р-I, скважина 101 Бурбайтал. Зависимость проницаемости пород от пористости

Принято [4, кн.I,р.6.5], что породами-коллекторами в нижнепермских, каменноугольных и верхнедевонских продуктивных горизонтах являются алевролиты и известняки, “покрышкой” – сульфатно-терригенные породы кунгуского яруса.

При выделении эффективных толщин использовано граничное значение пористости пород-коллекторов, принятое условно равным 0,06 д.ед. для коллекторов Р-I горизонта и 0,04 д.ед. для коллекторов С-I, С-II, D-I, D-II горизонтов, тип коллектора определен как трещинно-поровый [4, кн.I, р.6.2].

По результатам исследования керна, отобранного в скважине 101 из отложений Р-I горизонта [4, кн.V, прил.16], породы характеризуются пористостью меньше 0,06 д.ед., т.е. не относятся к породам-коллекторам.

Таким образом, на Участке недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал породы-коллекторы горизонтов Р-I, С-I, С-II, D-I, D-II, по керну не изучены. Литологическая характеристика пород-коллекторов, граничные значения ФЕС и тип пород-коллекторов приняты условно.

2.3 Физико-химические свойства и состав газа, конденсата и воды

Данный раздел составлен на основании данных, представленных в отчёте «Подсчёт запасов углеводородного сырья в надсолевых и подсолевых отложениях на месторождении Бурбайтал» [4], выполненного на 01.10.2022 г. После выполнения данного отчёта новых исследований флюидов не проводилось.

На участке недр нетрадиционных источников углеводородов месторождения Бурбайтал выделены следующие продуктивные газовые горизонты подсолевого комплекса:

- в пермских отложения Р-I;
- в отложения карбона С-I, С-II;
- в девонских отложениях Д-I, Д-II.

Всего по состоянию изученности на 01.01.2023 г. по газовым продуктивным горизонтам изучены 5 проб свободного газа (Р-I, Д-I) и 3 пробы конденсата (Р-I, Д-I). Термодинамических исследований газа не проводилось.

2.3.1 Компонентный состав свободного газа

По состоянию изученности на 01.01.2023 г. компонентный состав свободного газа газовых продуктивных горизонтов Р-I, Д-I подсолевого комплекса изучен по результатам исследований 5 устьевых проб газа.

Исследования проведены в лабораториях ТОО «КазНИГРИ», АО «НИПИнефтегаз» и ЦНИЛ ПОЭН.

Результаты исследований приведены в таблице 2.3.1.

Продуктивный горизонт Р-I

Компонентный состав свободного газа продуктивного горизонта Р-I изучен по результатам исследований 3 проб газа, отобранных из скважин Кобяковская 2 и 101.

Газ «сухой», содержание метана составляет 94,09 % мольн., этана – 3,25 % мольн., пропана – 0,77 % мольн., бутанов – 0,51 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 0,48 % мольн.

Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,36 % мольн., азота – 0,61 % мольн., гелия – 0,014 % мольн. Плотность газа составляет 0,726 кг/м³.

Продуктивный горизонт Д-I

Компонентный состав свободного газа продуктивного горизонта Д-I изучен по результатам исследований 2 проб газа, отобранных из скважины 101.

Газ «полусухой», содержание метана составляет 89,29 % мольн., этана – 4,72 % мольн., пропана – 2,63 % мольн., бутанов – 1,67 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 0,82 % мольн.



Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,38 % мольн., азота – 0,43 % мольн., кислорода – 0,07 % мольн. Сероводород и меркаптаны отсутствуют. Плотность газа составляет 0,785 кг/м³.

Таблица 2.3.1 - Участок недр нетрадиционных источников УВ м. Бурбайтал. Компонентный состав газа по состоянию на 01.01.2023 г.

по состоянию на 01.06.2025 г.

№ скважины	Коб. 2	101		Среднее по Р-I	101		Среднее по Д-I
Дата отбора	21.07.1992	12.12.2022			10.06.2016		
Интервал перфорации, м	5177,0-5186,0	5003,0-5073,0			6476,0-6576,0		
Горизонт	Р-I	Р-I			Д-I		
Компоненты	Содержание, % мольн.						
Метан	90,360	94,700	97,200	94,087	89,790	88,795	89,293
Этан	6,610	1,590	1,560	3,253	4,688	4,750	4,719
Пропан	1,260	0,675	0,362	0,766	2,526	2,741	2,634
изо-Бутан	0,250	0,375	0,087	0,237	0,805	0,895	0,850
н-Бутан	0,160	0,574	0,069	0,268	0,791	0,841	0,816
изо-Пентан	0,060	0,445	0,015	0,173	0,264	0,303	0,284
н-Пентан	0,030	0,339	0,006	0,125	0,184	0,227	0,206
Гексан+в	-	0,347	0,017	0,182	0,219	0,436	0,328
Углекислый газ	0,560	0,495	0,013	0,356	0,398	0,355	0,377
Азот	0,700	0,434	0,690	0,608	0,318	0,534	0,426
Кислород	-	-	-	-	0,017	0,123	0,070
Гелий	0,014	-	-	0,014	-	-	-
Свойства газа							
Плотность газа, кг/м ³	0,749	0,741	0,689	0,726	0,777	0,793	0,785
Плотность газа по воздуху	0,6216	0,615	0,572	0,603	0,645	0,658	0,652
Теплотворность:							
низшая, ккал/м ³	8613	8597	8106	8439	9034	9153	9094
высшая, ккал/м ³	9534	9518	8993	9348	9987	10113	10050
Компания-исполнитель	ЦНИЛ ПОЭН	ТОО «КазНИГРИ»			АО «НИПИнефтегаз»		

Свободный газ газовых залежей подсолевого комплекса месторождения Бурбайтал «сухой» и «полусухой» с низким содержанием гомологов метана и неуглеводородных компонентов.

2.3.2 Свойства конденсата в поверхностных условиях

По состоянию изученности на 01.01.2023 г. физико-химические свойства конденсата газовых продуктивных горизонтов Р-I, Д-I подсолевого комплекса изучены по результатам исследований 3 устьевых проб конденсата.

Лабораторные исследования проводились в лабораториях компаний ТОО «КазНИГРИ», АО «НИПИнефтегаз».

По поверхностным пробам определены плотность в стандартных условиях, кинематическая вязкость, температура вспышки и застывания, содержание силикагелевых смол, асфальтенов, парафина и серы, содержание фракций выкипающих при разных температурах, содержание хлористых солей, содержание воды, механических примесей,

молекулярный вес, зольность, также содержание в нефти сероводорода.

Результаты исследований представлены в таблице 2.3.2

Таблица 2.3.2 - Участок недр нетрадиционных источников УВ м. Бурбайтал. Физико-химические свойства конденсата в поверхностных условиях по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

№ скважины		101	Среднее по Р-I	101	101	Среднее по Д-I
Дата отбора		12.12.2022		07.06.2016	10.06.2016	
Интервал перфорации, м		5003,0-5073,0		6476,0-6576,0		
Место отбора		устье		устье	устье	
Горизонт		Р-I		Д-I		
Параметры						
Плотность при 20 °С, г/см ³		0,7317	0,7317	0,7310	0,7104	0,7207
Кинематическая вязкость, мм ² /с	20°С	0,92	0,92	0,94	0,68	0,81
	40°С	0,80	0,80	-	-	
	50°С	0,76	0,76	0,68	0,53	0,61
Температура, °С	вспышки в з/т	-20	-20	-23	-23	-23
	застывания	-46	-46	-36	-36	-36
	плавления парафина	43	43			
Групповой углеводородный состав, %, масс.	парафины	0,60	0,60	0,25	0,09	0,17
	сера	0,01	0,01	0,0207	0,0187	0,0197
	смолы силикагелевые	0,02	0,02	0,64	0,49	0,57
	асфальтены	отс.	отс.	0,02	0,03	0,03
	вода по ДС	отс.	отс.	-	-	-
	мех. примеси	отс.	отс.	-	-	-
Содержание сероводорода, ppm		отс.	отс.	отс.	отс.	отс.
Содержание меркаптановой серы, ppm		-	-	2,00	3,40	2,70
Зольность, %		0,08	0,08	0,50	0,06	0,28
Коксуемость, %		0,01	0,01	-	-	-
Молярный вес, г/моль		117,4	117,4	-	-	-
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³		14,35	14,35	4,00	94,00	49,00
Фракционный состав по Энглеру, %, объем.	НК	43	43	36	34	35
	100°С	25	25	30	51	41
	150°С	45	45	65	86	75
	200°С	61	61	81	95	88
	250°С	73	73	91	-	91
	300°С	85	85	96	-	96
Компания-исполнитель		ТОО «КазНИГРИ»		АО «НИПИнефтегаз»		

Продуктивный горизонт Р-I

Физико-химические свойства конденсата горизонта Р-I оценены по результатам исследований единичной пробы из скважины 101 (интервал перфорации – 5003,0-5073,0 м), изученной в 2022 г. в ТОО «КазНИГРИ».

Плотность конденсата при температуре 20 °С составляет 0,7317 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 0,92 мм²/с, при 50 °С – 0,76 мм²/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в конденсате составляет 0,60 % масс., смол силикогелевых – 0,02 % масс., общей серы – 0,01 % масс., асфальтены отсутствуют. Молекулярный вес – 117,4 г/моль.

Температура застывания конденсата составляет минус 46 °С, плавления парафина – плюс 43 °С. Температура начала кипения составляет плюс 43 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 61 % об., до температуры 300 °С (керосиновые фракции) – 85 % об.

Продуктивный горизонт Д-I

Физико-химические свойства конденсата горизонта Д-I оценены по результатам исследований 2 проб, отобранных из скважины 101 (интервал перфорации – 6476,0-6576,0 м), изученных в 2016 г.

Плотность конденсата при температуре 20 °С составляет 0,7207 г/см³, кинематическая вязкость составляет при температуре 20 °С – 0,81 мм²/с, при 50 °С – 0,61 мм²/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в конденсате составляет 0,17 % масс., смол силикогелевых – 0,57 % масс., асфальтенов – 0,03 % масс., общей серы – 0,0197 % масс. Температура застывания конденсата составляет минус 36 °С.

Температура начала кипения составляет плюс 35 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 88 % об., до температуры 300 °С (керосиновые фракции) – 96 % об.

В таблице 2.3.3 представлен компонентный состав конденсата, изученный по результатам исследований 3 проб в 2016 г., в таблице 2.3.4 – содержание металлов в конденсате.

Таблица 2.3.3 - Участок недр нетрадиционных источников УВ м. Бурбайтал. Компонентный состав конденсата

№ скважины		101		
Дата отбора		10.06.2016		
Интервал перфорации, м		6476,0-6576,0		
Место отбора		устье		
Горизонт		Д-I		
Организация-исполнитель		АО «НИПИнефтегаз»		
Компонент		Содержание, % мольн.		
1		2	3	4
Меркаптаны	RSH	0,000	0,000	0,000
Сероводород	H ₂ S	0,000	0,000	0,000
Углекислый газ	CO ₂	0,000	0,000	0,000
Азот	N ₂	0,000	0,000	0,000
Метан	C ₁	0,620	0,176	0,138
Этан	C ₂	0,386	0,736	0,221
Пропан	C ₃	1,248	4,368	2,628
и-Бутан	iC ₄	1,414	5,242	4,827
н-Бутан	nC ₄	1,005	3,618	0,363
и-Пентан	iC ₅	3,353	12,573	10,792
н-Пентан	nC ₅	0,712	2,251	0,656
Гексаны	C ₆	8,217	22,960	13,806
Гептаны	C ₇	13,677	21,775	14,451

Продолжение таблицы 2.3.4

1		2	3	4
Октаны	C ₈	15,197	12,683	12,464
Нонаны	C ₉	11,801	5,814	8,424
Ундеканы	C ₁₁	7,609	1,741	5,881
Додеканы	C ₁₂	5,612	0,987	4,479
Тридеканы	C ₁₃	4,339	0,635	3,690
Деканы	C ₁₀	9,303	2,993	6,777
Тетрадеканы	C ₁₄	3,246	0,405	2,716
Пентадеканы	C ₁₅	2,425	0,254	2,072
Гексадеканы	C ₁₆	1,939	0,209	1,449
Гептадеканы	C ₁₇	1,320	0,114	1,094
Октадеканы	C ₁₈	1,158	0,082	0,729
Нонадеканы	C ₁₉	0,969	0,063	0,582
Эйкозаны	C ₂₀	0,648	0,045	0,371
Генэйкозаны	C ₂₁	0,581	0,036	0,290
Докозаны	C ₂₂	0,493	0,029	0,216
Трикозаны	C ₂₃	0,437	0,023	0,148
Тетракозаны	C ₂₄	0,474	0,028	0,120
Пентакозаны	C ₂₅	0,311	0,030	0,113
Гексакозаны	C ₂₆	0,319	0,035	0,118
Гептакозаны	C ₂₇	0,412	0,058	0,174
Октакозаны	C ₂₈	0,143	0,026	0,093
Нонакозаны	C ₂₉	0,158	0,021	0,076
Триконтаны	C ₃₀	0,140	0,009	0,023
Гентриконтаны	C ₃₁	0,100	0,003	0,009
Дотриконтаны	C ₃₂	0,143	0,002	0,004
Тритриконтаны	C ₃₃	0,051	0,001	0,003
Тетратриконтаны	C ₃₄	0,013	0,000	0,003
Пентатриконтаны	C ₃₅	0,027	0,000	0,000
Гексатриконтаны ⁺	C ₃₆₊	0,000	0,000	0,000
Ароматика		6,616	3,822	5,715

Таблица 2.3.4 - Участок недр нетрадиционных источников УВ м. Бурбайтал. Содержание металлов в конденсате

№ скважины	101
Дата отбора	29.11.2022
Организация-исполнитель	ТОО «КазНИГРИ»
Содержание компонентов, мг/дм ³	
Ванадий	не обнаружено
Никель	0,95
Марганец	2,30
Железо	22,17
Свинец	8,45
Цинк	3,91

Содержание металлов незначительно и не представляет промышленного интереса.

2.3.3 Физико-химические свойства и состав воды

Месторождение Бурбайтал расположено в пределах крупного и сложного по своему строению Прикаспийского артезианского бассейна. В разрезе с учетом гидродинамических особенностей выделяются два гидрогеологических этажа: нижний, приуроченный к до

кунгурскому (подсолевому), и верхний к после кунгурскому (надсолевому) комплексам. Разделяет их регионально развитая водоупорная соленосная толща кунгурского яруса.

В подсолевом комплексе Участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал продуктивными горизонтами являются залежи газа в нижнепермских (артинско-ассельских нерасчлененных), каменноугольных и девонских отложениях.

До кунгурский подсолевой гидрогеологический этаж на данном участке Бурбайтал вскрыт в скважине 101 Бурбайтал и частично в скважинах Кобяковская 2 и Алга Г-1.

При опробовании горизонта Р-I в скважине 101 Бурбайтал был получен приток газа с небольшим содержанием воды. Пластовая вода была отсепарирована и тем самым отобрана проба. Вода имеет: минерализацию – 114 г/л., плотность – 1,087 г/см³, соленость – 11,4 Ве, тип воды по генетической классификации В.А. Сулина хлоркальциевый. Пластовые воды горизонта относятся к крепким рассолам, поскольку минерализация превышает 100 г/дм³. При сумме кальция и магния вода относится к группе очень жесткой и при среднем рН=6,8 является щелочной (таблица 2.3.5).

Таблица 2.3.5 - Сравнение характеристик и содержания ионов и примесей в пластовой воде нижнепермских отложений Участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал

Характеристика		ПЗ 2023 г.			
		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв	проб		
Водоносный горизонт		Нижнепермский			
Газосодержание, м³/м³		-	-	-	-
Содержание сероводорода в составе водорастворенного газа, % (об.)		-	-	-	-
Содержание двуокиси углерода в составе водорастворенного газа, % (об.)		-	-	-	-
Содержание углеводородов в составе водорастворенного газа, % (об.)		-	-	-	-
Объемный коэфф., доли ед.		-	-	-	-
Плотность, г/м³		1	1	1,087	1,087
Вязкость, мПа·с		1	1	0,92	0,92
Общая минерализация, г/дм³		1	1	114,2	114,2
Примеси, мг/дм³		-	-	-	-
Водородный показатель (pH)		1	1	6,8	6,8
Содержание ионов, мг/дм³	Cl-	1	1	69361	69361
	SO42-	1	1	1314	1314
	HCO3-	1	1	1056	1056
	Ca2+	1	1	3664	3664
	Mg2+	1	1	3324	3324
	Na+ + K+	1	1	35498	35498

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

На Участке недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал для отложений продуктивных горизонтов Р-I, С-I, С-II, D-I, D-II физико-гидродинамические характеристики, определяемые по керну как смачиваемость коллектора; параметры вытеснения нефти (газа) рабочим агентом (диапазон изменения и средние значения величин начальной и остаточной газонефтенасыщенности и соответствующие им конечные значения фазовых проницаемостей для газа (нефти) и рабочего агента); зависимость начальной и остаточной газонефтенасыщенности от проницаемости; кривые относительной фазовой проницаемости для вытесняемого и рабочего агента не изучались.

2.5 Сведения о запасах свободного газа

Всего по месторождению выделено 16 продуктивных горизонтов (пластов), из них:

В *подсолевом* разрезе выделены 5 газовых продуктивных горизонта:

- в девонских отложениях Д-II, Д-I;
- в отложениях карбона С-II, С-I;
- в отложениях перми Р-I.

Остальные продуктивные горизонты расположены в надсолевой толще.

В 2023 году на основании всего имеющегося материала по состоянию изученности на 01.10.2022 г. ТОО «АктюбНИГРИ» был составлен и утвержден в ГКЗ РК отчет «Подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых и подсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» (Протокол № 2534-23-У от 02 марта 2023 г.).

Утвержденные запасы свободного газа по продуктивным горизонтам подсолевого комплекса в целом по Участку недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал приведены в таблице 2.5.1 и составляют:

геологические по категории C_1 – 11249 млн.м³, извлекаемые – 8212 млн.м³;

геологические по категории C_2 – 62326 млн.м³, извлекаемые – 45498 млн.м³.

Таблица 2.5.1 - Подсчет геологических и извлекаемых запасов свободного газа подсолевого месторождения Бурбайтал по состоянию изученности на 01.10.2022 г.

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь газоносности, тыс.м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д. ед.		Пластовое давление		Поправка на температуру	Поправка на откл. от закона Бойля-Мариота		Коэф. перевода техн. атм. в физ.	Геологические запасы газа, млн.м ³	Коэффициент извлечения газа, доли. ед.	Извлекаемые запасы газа, млн.м ³
							Открытой пористости	Газонасыщенности	Начальное	Конечное		Начальная	Конечная				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Р-I		ЧГ	C ₁	8833	16,6	146627.8	0,09	0,35	1065	1	0,746	0,87	1	0,97	3093	0,73	2258
		ЧГ	C ₂	466804	5,9	2754143,6	0,09	0,35	1065	1	0,746	0,87	1	0,97	58104	0,73	42416
Итого по Р-I			C ₁												3093		2258
			C ₂													58104	
С-I		ЧГ	C ₂	7143	9,1	64759	0,06	0,53	1173	1	0,693	0,85	1	0,97	1379	0,73	1007
Итого по С-I			C ₂												1379		1007
С-II		ЧГ	C ₁	7405	6,2	45911	0,07	0,54	1208	1	0,678	0,85	1	0,97	1171	0,73	855
		ЧГ	C ₂	10389	3	31167	0,07	0,54	1208	1	0,678	0,85	1	0,97	795	0,73	580
Итого по С-II			C ₁												1171		855
			C ₂													795	
Д-I		ЧГ	C ₁	8248	15,7	129493,6	0,08	0,63	1225	1	0,672	0,84	1	0,97	4373	0,73	3193
		ЧГ	C ₂	6215	5,5	34182,5	0,08	0,63	1225	1	0,672	0,84	1	0,97	1154	0,73	843
Итого по Д-I			C ₁												4373		3193
			C ₂													1154	
Д-II		ЧГ	C ₁	8236	11,7	96361,2	0,08	0,51	1240	1	0,666	0,83	1	0,97	2611	0,73	1906
		ЧГ	C ₂	6599	5	32995	0,08	0,51	1240	1	0,666	0,83	1	0,97	894	0,73	653
Итого по Д-II			C ₁												2611		1906
			C ₂													894	
Итого по подсоли Бурбайтал			C ₁												11249		8212
			C ₂													62326	

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

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

В связи с тем, что отсутствуют данные гидродинамических исследований скважин, в данный раздел включены результаты опробования из ТЭО КИН_2023.

Горизонт Д-II. Второй девонский горизонт был выделен и испытан в скважине 101 в интервалах 6653,5-6647,6 м, 6639,5-6633,5 м, 6627-6617 м. После перфорации на трубах, перехода на раствор 1,60 г/см³, а затем на воду был получен приток газа. При работе скважины на 5мм штуцере выход газа в течении 30-40 мин., затем выход технической воды в объеме 2,5-3 м³. Давление в трубном падает с 17,0 МПа до 4,0 МПа за 1,5-2 часа. За весь период испытания стабильный приток из скважины не получен.

Горизонт Д-I. Первый девонский горизонт был выделен и испытан в скважине 101 в интервалах 6576,5-6570,5; 6570-6566; 6555-6549; 6535-6529; 6522,5-6516,5; 6516-6512; 6509-6504; 6499-6494; 6486-6476 м. После перехода на воду и кислотной обработки скважина медленно набирает давление на устье до 90,0-93,0 МПа после чего газ стравливался через штуцер с выходом на сепаратор и факел. При этом в течение всего одного часа отработки давление в НКТ падает до 40,0-41,0 МПа. После стравливания скважина закрывалась и, давление росло со скоростью 0,2-1,0 МПа в час до 90,0-93,0 МПа. После этого процедура стравливания повторялась. При каждом стравливании добывалось около 10-15 тыс.м³ газа. Газ содержит незначительное количество конденсата около 50 мл/м³ плотностью 0,750 г/см³.

Горизонт С-II. В скважине 101 Бурбайтал 24 октября 2022 г. была выполнена перфорация в интервалах 6325-6332 м, 6333-6340 м, 6348-6355 м, 6389-6396 м, после чего 26 октября был выполнен профиль притока, с целью определения работающих интервалов новой перфорации. Однако, из-за непродолжительной работы перфорированных интервалов детально и однозначно определить работу и состав поступающего флюида не представилось возможным. Проперфорированные участки не разработались и вследствие этого записи данных ГИС не соответствуют истинным пластовым условиям и оценивают на качественном уровне как сильно газированную нефть.

Горизонт Р-I. В скважине 101 Бурбайтал в начале ноября была выполнена перфорация в интервалах 5003-5009, 5009-5016, 5067-5073 м, после чего 5 ноября был выполнен профиль притока, с целью определения работающих интервалов новой перфорации. Однако, из-за непродолжительной работы перфорированных интервалов

детально определить работу и количество поступающего флюида не представилось возможным. По комплексу кривых ГИС контроля в пределах перфорированного интервала 5003,0-5016,0 м выделяется интервал притока 5003,0-5015,2 м, поставляющий в ствол скважины через столб воды сильно газированную нефть.

Таблица 3.1.1 - Распределение объектов опробования по продуктивным горизонтам

Поднятие	Блок	Горизонт	Кол-во объектов	№№ скважин	Результаты испытания			
					гез	нефть	вода	притока нет
Бурбайтал	Подсоль	Д-II	1	101	1	-	-	-
		Д-I	1	101	1	-	-	-
		С-II	1	101	1	-	-	-
		С-I	1	101	-	-	-	1
		Р-I	1	101	1	-	-	-
		Всего:	5		4	-	-	1

3.2 Анализ текущего состояния пробной эксплуатации и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

На дату составления отчета Участок недр нетрадиционных источников УВ Бурбайтал прошел разведочный период (окончание срока действия Контракта на разведку 31.12.2022 г.).

На контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» подсолевые отложения вскрыты в 3-х скважинах: Г-1 Алга, 2 Кобяковская и 101.

Пробуренными в 1989 и 1992 гг. скважинами Кобяковская-2 (забой 5219 м) и Г-1 Алга (забой 5250 м), вскрыты отложения артинского яруса нижней перми.

В сентябре 2013 года ТОО «Аскер Мунай» согласно «Проекта поисковых работ» на отложения нижнепермского, каменноугольного и девонского возрастов на контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» (ТОО «АктюбНИГРИ») начато бурение сверхглубокой скважины 101, которое завершилось в мае 2015 г. Забой скважины составил 6750 м в отложениях верхнего девона.

По результатам интерпретации материалов ГИС в разрезе скважины были выделены 5 продуктивных горизонтов: два в отложениях девона (Д-I, Д-II), два в отложениях карбона (С-I, С-II) и один в отложениях нижней перми (Р-I).

3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей пробной эксплуатации

Всего на УН Бурбайтал пробурены 3 скважины: Г-1 Алга, 2-Кобяковская и 101. Из них 2 (Г-1 Алга, 2-Кобяковская) ликвидированы, как выполнившие свое назначение, одна добывающая скважина (101) в бездействии.

В таблице 3.2.1 представлен пробуренный фонд скважин УН Бурбайтал по состоянию на 01.01.2023 г.

Таблица 3.2.1 – Фонд скважин на 01.01.2023 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин (№)
Фонд скважин	Добывающие скважины, ед.	1 (101)
	действующие, ед.	-
	бездействующие, ед.	1 (101)
	Ликвидированные, ед.	2 (Г-1 Алга, 2 Кобяковская)
Всего пробурено:		3 (101, Г-1 Алга, 2 Кобяковская)

В начале ноября 2022 года в скважине 101 была выполнена перфорация в интервалах 5003-5009 м, 5009-5016 м, 5067-5073 м.

По состоянию на 01.01.2023 г. при испытании скважины, средний дебит по газу составлял 18,4 тыс.м³/сут.

3.2.2 Характеристика отборов нефти, жидкости и газа

По «Проекту пробной эксплуатации месторождения Бурбайтал» расконсервация и ввод скважин в эксплуатацию по всем горизонтам планировались с декабря месяца 2020 г. Однако, в связи с задержкой получения разрешения на сжигание газа и подготовительных работ по расконсервации и вводу скважин в пробную эксплуатацию, пробная эксплуатация начата с марта месяца 2021 г. Проектные скважины, предусмотренные «Проектом разведочных работ по оценке залежей ...», не пробурены.

По состоянию на 01.01.2023 г. в декабре 2022 г. в скважине 101 при испытании было добыто 49,351 тыс.м³ газа, конденсата – 1,84 тыс.т.

3.2.3 Анализ выработки запасов газа из пластов

Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал на дату отчета прошел этап пробной эксплуатации с 2021-2022 гг. после которого был выполнен подсчет запасов нефти и газа [4].

Начальные запасы свободного газа, подсчитанные по состоянию на 01.10.2022 г. были утверждены в ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК №2534-23-У от 02.03.2023 г.).

Месторождение находится на начальном этапе подготовки к промышленной разработке.

3.2.4 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Пробная эксплуатация месторождения осуществлялась с марта 2021 г. на естественном режиме истощения пласта согласно «Пробной эксплуатации месторождения Бурбайтал» [3], рассмотренный и утвержденный ЦКРР Министерства энергетики РК (Протокол ЦКРР № 5/5 от 09.10.2020 г.).

3.3 Обоснование принятых расчетов геолого-физических моделей пластов

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

Влияние на систему разработки месторождения и обустройство промысла оказывают следующие характеристики: потребность в газе; требования, предъявляемые к его кондиции; обустройство промысла.

Для заданного отбора газа был определен технологический режим работы скважин, то есть условия, при которых обеспечиваются стабильные постоянные дебиты газа с учетом ограничивающих природных факторов.

С точки зрения установления и поддержания технологического режима в процессе разработки залежи был сделан выбор режима работы скважин – режим постоянной депрессии ($\Delta P = \text{const}$).

Основные показатели разработки газовых и газоконденсатных месторождений прогнозируются путем совместного решения системы уравнений.

Принятая методика расчета показателей включает в себя уравнения описывающие работу системы «пласт-скважина» и необходимые замыкающие соотношения.

Зависимость средневзвешенного по объему текущего пластового давления от накопленной добычи газа определялось по уравнению материального баланса:

$$\frac{\bar{P}(t)}{z[\bar{P}(t), T_{пл}]} = \frac{\bar{P}_{пл.н}}{z[\bar{P}_{пл.н}, T_{пл}]} \left[1 - \frac{Q_{доб}(t)}{Q_{н.зан}} \right],$$

где: $\bar{P}(t)$ – средневзвешенное текущее пластовое давление;

$z[\bar{P}(t), T_{пл}]$ $z[\bar{P}_{пл.н}, T_{пл}]$ – коэффициенты сверхсжимаемости при давлениях $\bar{P}(t)$ и $P_{пл.н}$ и температуре $T_{пл}$;

$Q_{н.зан}$ – начальные запасы газа;

$Q_{доб}(t)$ – добытое количество газа за время t с начала разработки залежи.

Приток газа к вертикальным скважинам определялся по двучленному уравнению:

$$\bar{P}^2(t) - \bar{P}_3^2(t) = a_{cp} Q(t) + b_{cp} Q^2(t),$$

где: a_{cp} и b_{cp} – средневзвешенные (по дебиту) коэффициенты фильтрационного сопротивления;

Q_t – текущий дебит проектных скважин к моменту времени t с начала разработки залежи.

Уравнение распределения давления по стволу работающей вертикальной газовой скважины:

$$P_{уст} = \sqrt{\frac{P^2_{заб} - Q^2 \theta}{e^{2S}}},$$

где: e^{2S} – табличный коэффициент;

θ – общий коэффициент сопротивления восходящего потока газа, определяемый по формуле:

$$\theta = 1,337 * \lambda \frac{Z^2_{cp} * T^2_{cp}}{d^5_{вн}} (e^{2S} - 1)$$

Z_{cp} – средний коэффициент сверхсжимаемости;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

$d_{вн}$ – внутренний диаметр фонтанных труб;

S – параметр, определяемый по формуле:

$$S = \frac{0,03415 * \bar{\rho} * L}{z_{cp} T_{cp}(t)},$$

где: L – длина фонтанных труб.

Замыкающие соотношения (количество скважин, годовая добыча, устьевое давление) определяются экономической эффективностью проекта, требованиями Заказчика и необходимостью поддержания давления на определенном уровне при входе газа на установку низкотемпературной сепарации.

Годовой отбор газа:

$$Q_{зод} = \frac{q(t)}{Q_{изб} + 0,5q(t)} \left[1 - \frac{Q_{зод}(t)}{Q_{изб}} \right],$$

где $q(t)$ – среднесуточная добыча газа.

Количество скважин необходимое для поддержания заданной добычи:

$$n(t) = \frac{Q_{зод}(t) \cdot K_p}{q(t) \cdot K_{эспл}}.$$

При определении конечного коэффициента извлечения газа использовались нижеследующие формулы:

Конечное пластовое давление:

$$p_k = e^{0,03415 \frac{\rho H}{T_{cp}}},$$

где: p_k – конечное давление в пласте.

Коэффициент извлечения газа рассчитывался по формуле:

$$\beta = 1 - \frac{p_k z_n}{p_n z_k}.$$

Входящие в уравнение притока газа к скважине коэффициенты фильтрационного сопротивления (КФС) «а» и «б» физически являются функциями от коэффициента сверхсжимаемости газа и вязкости газа и имеют свойство изменяться по времени:

$$a(t) = a_{нач} \frac{z(t) \cdot \mu(t)}{z_{нач} \cdot \mu_{нач}};$$

$$b(t) = \mu_{нач} \frac{z(t)}{z_{нач}}.$$

Для использования уравнения материального баланса возможны минимум два случая:

– задана депрессия на пласт, т.е. $\Delta P = P_{пл} - P_{зб} = \text{const}$, что равносильно тому, что в процессе разработки известно значение забойного давления, исходя из этого уравнение примет вид:

$$\bar{P}_{пл}^2(t) - [\bar{P}_{пл}(t) - \Delta P]^2 = a_{ср} Q(t) + b_{ср} Q^2(t).$$

Решая уравнение относительно $Q(t)$:

$$Q(t) = \frac{-a_{ср} + \sqrt{a_{ср}^2 + 4b_{ср} [\bar{P}_{пл}^2(t) - [\bar{P}_{пл}(t) - \Delta P]^2]}}{2b_{ср}}$$

– при заданном дебите скважины $Q(t) = \text{Const}$ на некоторый период времени разработки залежи, забойное давление будет меняться во времени, что будет соответствовать непрерывному увеличению депрессии на пласт:

$$P_z(t) = [\bar{P}_{пл}^2(t) - a_{ср} Q(t) - b_{ср} Q^2(t)]^{0,5}.$$

Таким образом, уравнение притока газа используется для определения одного из двух прогнозируемых показателей разработки $Q(t)$ или $P_z(t)$, что соответствует критериям технологических режимов: $\Delta P = \text{Const}$ или $Q(t) = \text{Const}$.

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами...» объект пробной эксплуатации – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин. Выделение эксплуатационных объектов является составной частью проектирования рациональной разработки месторождения. При этом необходимо, чтобы выделенный объект удовлетворял следующим требованиям:

- Эксплуатационный объект должен содержать достаточные запасы газа для рентабельного ее извлечения при самостоятельной сетке скважин;
- Эксплуатационным объектом может являться один мощный или несколько мелких газовых пластов, отделенных на значительной территории от выше- и нижележащих отложений пачкой непроницаемых пород;
- Эксплуатационный объект должен обладать надлежащей эффективной толщиной;
- В один эксплуатационный объект следует объединять пласты, характеризующиеся схожими термобарическими условиями, литологическим составом и коллекторскими свойствами;
- В один объект следует включать пласты, содержащие газ с близкими физико-химическими свойствами;
- Газовые пласты, объединяемые в один объект, должны характеризоваться близкими значениями пластового давления.

Размеры газовой залежи Р-I в пределах контура газоносности 25×8 км, высота – более 200 м. Площадь газоносности газовой залежи Р-I по категории С₁ составляет 8833 тыс.м². Размеры газовых залежей С-II, Д-I, Д-II в пределах контуров газоносности 4,35×3,1 км, 5,0×3,68 и 4,65×3,8 км, высота – 60-100 м. Площадь газоносности по категории С₁ для этих залежей около 8000 тыс.м².

Этаж газоносности по газовым горизонтам I и II объекта занимает интервал глубин 5002-6701 м.

В разработку подключаются запасы залежей по категории С₁.

Геологические/извлекаемые запасы свободного газа по категории С₁ в целом по УНИУВ Бурбайтал составляют 11249/8212 млн.м³.

Таким образом, согласно «Единым правилам» подсолевые газовые горизонты объединены в 2 объекта.

Основные исходные геолого-физические характеристики объектов разработки подсолевого газового УН Бурбайтал приведены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки

Параметры	Объекты	
	I	II
	Р-I (газовый горизонт подсолевых отложений)	С-II+Д-I-II (газовые горизонты подсолевых отложений)
Средняя глубина залегания, м	5040	6300
Тип залежи	Пластовая сводовая	Пластовая сводовая, тектонически экранированная
Тип коллектора	Трещинно-порový, порový	
Площадь газонасыщенности, тыс.м ² (категории C ₁)	8833	7983
Средняя общая толщина, м	87,1	86,7
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	16,6	23,2
Пористость по ГИС, д.ед.	0,09	0,077
Газонасыщенность, д.ед.	0,35	0,56
Проницаемость по керну, мкм ²	0,000109	-
Проницаемость по ГДИ, мкм ²	-	-
Коэффициент расчлененности	6	18
Коэффициент песчанистости	0,263	
Пластовая температура, °C	120	163
Начальное пластовое давление, МПа	106,5	122,4
Текущее пластовое давление, МПа	-	-
Коэффициенты фильтрационного сопротивления А и В	7,33 и 0,036	
Плотность газа, кг/м ³	726	785 (устье); при 20° – 721
Коэффициент сжимаемости	1,15	1,2
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с	-	-
Начальные геологические запасы пластового газа, млн.м ³ (категории C ₁ /C ₂)	3093/58104	8155/2843
Начальные извлекаемые запасы пластового газа, млн.м ³ (категории C ₁ /C ₂)	2258/42416	5954/2076
КИГ, д.ед., C ₁	0,73	

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки определен, исходя из положений «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [5], «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений» [6], геолого-физических условий и анализа геолого-гидродинамических характеристик объектов разработки, с учетом фактических данных испытания.

Скважина 101 подтвердила присутствие нескольких малопроницаемых газонасыщенных пластов в интервале глубин 5002-6650 м. Весь этаж газоносности характеризуется аномально высоким пластовым давлением (АВПД) с коэффициентом аномальности около 2 и высокой температурой от +120 °С до +175 °С. В четырех пластах были доказаны запасы газа категории C_1 . Пласты Д-2 и Д-1 приурочены к девону, пласт С-2 приурочен к карбону и пласт Р-1 приурочен к артинскому ярусу нижней перми. Мощность отдельных пластов колеблется от 40 до 110 метров и при этом эффективная газонасыщенная мощность варьирует от 6,2 до 16,9 м.

Все пласты являются нетрадиционными низкопроницаемыми терригенно-карбонатными коллекторами с присутствием АВПД и высокой температурой

На участке недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал выделено 2 объекта разработки в подсолевом комплексе, где подтверждены запасы по категории C_1 – к I объекту относятся пласты Р-I (Артинский ярус Нижней Перми), а II объект объединяет Первый и Второй Девонские пласты и Второй пласт Карбона.

Для разработки запасов категории C_1 выделенных объектов в настоящем отчете рассматриваются 3 варианта разработки на режиме истощения, различающиеся между собой плотностью сетки скважин и графиком ввода новых добывающих скважин из бурения.

Разработка объектов предусмотрена единой сеткой скважин. Расстояние между скважинами составляет в среднем 1000 м.

В основу расчетов начального дебита газа новых проектных скважин положены фактические данные, полученные в процессе опробования, а также теоретические расчеты дебитов после проведения стимуляции скважин с помощью многостадийного пропантного ГРП.

Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по объекту по вариантам разработки приведены в графических приложениях № 11-13.

Характеристики основного фонда и основных показателей разработки по отбору газа по месторождению представлены в таблицах 4.1-4.3.

Общие положения для подсолевых залежей

1. Разработка осуществляется на режиме истощения.
2. Размещение скважин на среднем расстоянии друг от друга – 1000 м.
3. Технологический режим эксплуатации скважин – режим постоянной депрессии ($\Delta P = \text{Const}$) с учетом снижения пластового давления в процессе разработки.
4. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин – 0,98.

Разработка объектов проектируется на режиме истощения, с использованием дожимной компрессорной установки (компримирование добываемого газа) для снятия ограничения системы сбора, что позволит отбирать газ до конечного устьевого давления и повысить коэффициент газоотдачи скважин.

Во всех вариантах скважины проходят два этапа бурения. Во время первого этапа скважины бурятся до подошвы продуктивных пластов Р-I (примерная глубина 5150 м). После этого спускается и цементируется эксплуатационная колонна 178 мм. Пласты Р-I перфорируются и стимулируются с 2-3 стадийным пропантным ГРП и начинается эксплуатация Артинских продуктивных пластов. Первый этап бурения и заканчивания эксплуатационных скважин будет сравнительно дешевый за счет того, что с скоростью бурения в 3,5 км толщи Кунгурских солей сравнительно быстрая и достигает до 20 м в час. Соответственно, бурение каждой скважины может закончиться в течение 3 месяцев. Вторым этапом бурения включает в себя углубление уже пробуренных скважин. При этом кустовые и вертикальные скважины будут поочередно (по 2 скважины в год) углубляться до подошвы зоны девона (глубина 6700 м) со спуском и цементированием 114 мм хвостовика вместе с 139 мм муфт со скользящими окнами для многостадийного ГРП. При углублении определенной скважины она будет закрыта на период углубления и заканчивания, но за счет работы остальных скважин это не будет существенно сказываться на среднегодовых дебитах скважин. Углубление каждой скважины в связи с низкой скоростью бурения карбонатно-терригенных пород Карбона и Девона будет занимать около 6 месяцев.

1 вариант

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку I объекта в 2025 г. 1 ранее пробуренной добывающей скважиной 101, а также бурение и ввод в разработку 10 новых кустовых добывающих скважин: 1 вертикальная – в 2026 г., 3 наклонно-направленные – в 2027 г., 3 (1-вертикальная и 2 наклонно-направленные) – в 2028 г. и 3 наклонно-направленные – 2029 г. Предлагается бурение 2-х кустов по 5 скважин, где центральная

скважина вертикальная, остальные наклонно-направленные с отходом от устья не более 1,5 км. Кустовые скважины начнут углубляться с 2031 г. на II объект. Таким образом, фонд добывающих скважин составит 11 единиц.

2 вариант

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку I объекта в 2025 г. 1 ранее пробуренной добывающей скважиной 101, а также бурение и ввод в разработку 14 новых вертикальных добывающих скважин (2 – в 2026 г., 3 – в 2027 г., 3 – в 2028 г. и 3 – в 2029 г., 3 – в 2030 г.). Вертикальные скважины начнут углубляться с 2030 г. на II объект. Таким образом, фонд добывающих скважин составит 15 единиц.

3 вариант

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку I объекта в 2025 г. 1 ранее пробуренной добывающей скважиной 101, а также бурение и ввод в разработку 20 новых вертикальных добывающих скважин (2 – в 2026 г., 3 – в 2027 г., 3 – в 2028 г. и 3 – в 2029 г., 3 – в 2030 г., 3 – в 2031 г., 3 – в 2032 г.). Вертикальные скважины начнут углубляться с 2032 г. Таким образом, фонд добывающих скважин составит 21 единицу.

Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки по эксплуатационному объекту приведены в таблице 3.4.2.

Таблица 3.4.2 - Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	1 вариант	2 вариант	3 вариант
	I объект		II объект
	Р-I (газовый горизонт подсолевых отложений)		С-II+Д-I-II (газовые горизонты подсолевых отложений)
Площадь газоносности кат. С ₁ , тыс.м ²	8833		7983
Режим разработки	На истощение пластовой энергии		
Фонд добывающих скважин	11	15	21
Фонд проектных скважин	10	14	20
Расстояние между скважинами, м	1000		
Плотность сетки, га/скв	80,3	58,9	42,1
Режим работы добывающих скважин	$\Delta P = \text{Const}$		
Коэфф. испол. фонда добывающих скв, д.ед.	0,98		
Коэфф. экспл. добывающих скважин, д.ед.	0,98		
Коэфф. испол. фонда новых скважин, д.ед.	0,5		
Коэфф. экспл. новых скважин, д.ед.	0,5		

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

Смета капитальных затрат на данном этапе разработки проекта предполагает допустимую погрешность в стоимости 30 %. Не смотря на это расчеты основаны на реальной стоимости оборудования, полученной непосредственно от его поставщиков и стоимости строительно-монтажных работ определенной по проектам – аналогам, разработанным за последние два года АО «НИПИнефтегаз».

Структура сметы:

Прямые затраты:

- основное оборудование;
- материалы и конструкции для строительно-монтажных работ;
- строительно-монтажные работы;
- затраты труда.

Косвенные затраты:

- затраты на содержание временных зданий и сооружений;
- затраты на производство работ в зимнее время;
- транспорт привозных материалов;
- производство работ вахтовым методом;
- налоги, сборы, обязательные платежи.

Прочие затраты:

- затраты на группу управления проектом/надзор за ходом работ на площадке;
- проектные работы;
- непредвиденные расходы.

Прямые затраты

Основное оборудование – стоимость основного оборудования разрабатывалась на основе новейшей информации, на основании базы данных АО «НИПИнефтегаз», а также бюджетных расценок поставщиков. В стоимость оборудования включены транспортные расходы и таможенные пошлины на импорт.

Строительно-монтажные работы, материалы и конструкции, затраты труда – определялись по проектам – аналогам, разработанным за последние два года АО «НИПИнефтегаз». В необходимых случаях коэффициенты корректировались с учётом конкретных обстоятельств: например, для оборудования высокой стоимости, сложных комплектных установок, специальных видов материалов, а в коэффициентах затрат труда на

некоторых площадках учитывались стеснённые условия, а также особые регламенты работ.

Косвенные затраты

Косвенные затраты – рассчитывались в соответствии с «Нормативным документом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» и добавлялись к прямым затратам. Для удобства и простоты все косвенные затраты были разделены на несколько категорий.

Затраты на содержание временных зданий и сооружений – определялись по НДЗ РК 8.04-06-2015 в размере 4,1 % от строительно-монтажных работ.

Затраты на производство работ в зимнее время – определялись по НДЗ РК 8.04-05-2015 в размере 3,024 % от строительно-монтажных работ.

Непредвиденные расходы и затраты – учтены как сборы и платежи – 2 % и НДС -12 % от общей сметной стоимости строительства.

Прочие затраты

Затраты на группу управления проектом / надзор за ходом работ на площадке – стоимость надзора за ходом работ на площадке. Включает надзор за выполнением строительно-монтажных, пуско-наладочных работ и вводом объектов в эксплуатацию – авторский надзор и технадзор. Данные затраты определялись по согласованным нормативным документам РК.

Проектные работы – коэффициент (процент) учитывающий затраты на проектные работы разработан на основании опыта АО «НИПИнефтегаз» и на основании имеющегося опыта в нефтегазовой промышленности.

Непредвиденные расходы – резерв средств на непредвиденные работы и затраты предусматривает факторы неопределённости и предназначен для возмещения стоимости работ и затрат, потребность в которых возникает в процессе разработки рабочей документации или в ходе строительства в результате уточнения проектных решений или условий строительства.

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство (таблица 3.5.1);
- нормативы для расчета платежей в бюджет (таблица 3.5.2).

Для расчета нормативов производственных затрат и затрат периода проанализирован бюджет затрат ТОО «Аскер Мунай».

Для расчета операционных и текущих расходов по месторождению на проектный период использованы нормативы по указанному предприятию, в соответствии со структурой и уровням затрат и тенденцией их изменения, которые сложились на момент анализа. Кроме

того, при необходимости, для определения Нормативов использованы результаты технологических расчетов на проектный период.

В расчете участвуют нормативы:

Условно-постоянные, приходящиеся:

- на одну скважину среднегодового действующего фонда;
- на одного работника ППП и АУП;
- на одного работника в целом по предприятию (ППП+АУП).

Условно-переменные, приходящиеся на:

- одну тонну жидкости;
- одну тонну добываемых углеводородов.

Постоянные расходы, в тысячах долларов в год.

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

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по налоговому кодексу РК.

Технологические нормативы за весь период остаются неизменными, так как, за весь проектируемый период изменение типов установок, оборудования и оснастки не предусмотрено. Поэтому, количество потребляемых энергоносителей, например, электроэнергии, воды, тепла, газа и т.п., приходящееся на единицу мощности, в представленных расчетах на протяжении проектного периода остаются неизменными.

Инфляция для расчета стоимости эксплуатационных затрат, капитальных вложений, цен на продукцию принята в размере 2 % в год. Так как год начала инфляции одинаков и для цен на продукцию, и на стоимость эксплуатационных затрат и капитальных вложений, то цены с учетом дефляции выступают, в данном случае, как неизменные цены.

В таблице 3.5.3 приведены коэффициенты инфляции-дефляции, которые были применены в расчетах. За срок начала инфляции принят 2025 год.

Таблица 3.5.1 - Техничко -экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

№	Норматив	Единицы измерения	Значение
1	Удельный вес потерь нефти и использования на собственные нужды	%	0,5
2	Удельный вес использования газа на собственные нужды	млн.м ³ /год	0,4
3	Среднегодовая оплата труда одного работника ППП	тыс.долл./год	6,8
4	Среднегодовая оплата труда одного работника АУП	тыс.долл./год	15,8
5	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
5.1	Ремонт скважин	тыс.долл./скв.	28,2
5.2	Арендные затраты	тыс.долл./год	13,2
5.3	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.долл./год	112,8
5.4	Затраты условно-постоянные, зависимые от фонда скважин	тыс.долл./скв.	0,7
5.5	Затраты на страхование	тыс.долл./раб.ППП	0,2
5.6	Расходы на персонал	тыс.долл./раб.ППП	1,1
5.7	Производственные расходы	долл./тыс.м ³ газа	9,7
5.8	Производственно-технические материалы	долл./тыс.м ³ газа	1,4
5.9	Экологические расходы	долл./тыс.м ³ газа	1,0
6	Расходы периода:		
6.1	Общие и административные расходы	тыс.долл./раб. АУП	6,8
6.2	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.долл./год	47,0
6.3	Затраты на страхование	тыс.долл./раб.АУП	0,451
6.4	Арендные затраты	тыс.долл./год	52,7
7	Удельный вес продажи товарного газа	%	100
8	Удельный вес продажи пропан-бутановой фракции	%	100
9	Удельный вес продажи ШФЛУ	%	100
10	Инфляция цены на продукцию, капальные вложения и эксплуатационные затраты	% в год	2
11	Инфляция капитальных вложений и эксплуатационных затрат	% в год	2

Таблица 3.5.2 - Нормативы расчета затрат связанные с налогообложением и ценой продукции

Наименование	Значение
Социальный налог	9,5-11%
Социальные отчисления	3,5-5%
Отчисления в пенсионный фонд	10%
Индивидуальный подоходный налог	10%
Отчисления в Фонд обязательного медицинского страхования	3%
Амортизационные отчисления фиксированных активов подлежащих вычету при налогообложении	15%
Затраты на НИОКР (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	1%
Развитие социальной сферы и инфраструктуры, (от инвестиций по итогам предыдущего года)	1%
Затраты на обучение казахстанских специалистов (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	1%
Отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования	согласно раздела 13
НДПИ	по шкале
Налог на имущество	1,5%
Прочие налоги и отчисления в бюджет	0,4%
Корпоративный подоходный налог	20%
Налог на сверхприбыль	по шкале
Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг	12%
Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке	12%
Цена реализации товарного газа, долл./тыс.м ³	100,0
Цена реализации пропан-бутановой фракции, долл./тонну	115,0
Цена реализации ШФЛУ, долл./тонну	247,5
Год начала инфляции	2025
Курс доллара, тенге/доллар	443,4

Таблица 3.5.3 - Расчет коэффициентов инфляции/дефляции

Года	Ставка инфляции капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цен на продукцию	Коэффициент инфляции капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цен на продукцию	Коэффициент дефляции капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цен на продукцию
	%	ед.	ед.
2025	2	1,000	1,000
2026	2	1,020	0,980
2027	2	1,040	0,961
2028	2	1,061	0,942
2029	2	1,082	0,924
2030	2	1,104	0,906
2031	2	1,126	0,888
2032	2	1,149	0,871
2033	2	1,172	0,853
2034	2	1,195	0,837
2035	2	1,219	0,820
2036	2	1,243	0,804
2037	2	1,268	0,788
2038	2	1,294	0,773
2039	2	1,319	0,758
2040	2	1,346	0,743
2041	2	1,373	0,728
2042	2	1,400	0,714
2043	2	1,428	0,700
2044	2	1,457	0,686
2045	2	1,486	0,673
2046	2	1,516	0,660
2047	2	1,546	0,647
2048	2	1,577	0,634
2049	2	1,608	0,622
2050	2	1,641	0,610
2051	2	1,673	0,598
2052	2	1,707	0,586
2053	2	1,741	0,574
2054	2	1,776	0,563
2055	2	1,811	0,552
2056	2	1,848	0,541
2057	2	1,885	0,531
2058	2	1,922	0,520
2059	2	1,961	0,510
2060	2	2,000	0,500
2061	2	2,040	0,490
2062	2	2,081	0,481
2063	2	2,122	0,471
2064	2	2,165	0,462
2065	2	2,208	0,453
2066	2	2,252	0,444
2067	2	2,297	0,435
2068	2	2,343	0,427
2069	2	2,390	0,418

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

В рамках настоящего Проекта разработки на УН Бурбайтал выделен 1 объект разработки, по которому рассчитаны проектные технологические показатели до конца разработки (до достижения утвержденного КИН).

Технологические показатели разработки по объектам и месторождению в целом по рекомендуемому к внедрению варианту 1 приведены в таблицах 4.1.1-4.1.3 и по 2 и 3 вариантам за весь расчетный период – в табличных приложениях П.4.1.1-П.4.1.6.

Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по трем вариантам разработки приведены на графических приложениях 11-13.

В настоящем Проекте разработки УН Бурбайтал рекомендуемый вариант разработки, согласно «Единым правилам...», определялся технологическими и технико-экономическими параметрами, на основании которых выбирается вариант, обеспечивающий максимальную (либо утвержденную ГКЗ РК) нефте/газо отдачу из пласта при обеспечении для Государства и Недропользователя максимальной экономической эффективности.

Варианты 2 и 3 не проходят как рекомендуемый, как по экономическим, так и по технологическим характеристикам.

Таблица 4.1.1 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 1 вариант

Годы	Ввод добывающих скважин, ед.	Вывод скважин из консервации, ед.	Перевод скважин из I на II объект, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут
								нач.	тек.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2025	0	1	0	1	6,3	1	5,5	0,1	0,1	5,5	0,1	0,000	31,2
2026	1	0	0	2	12,6	1	31,8	0,4	0,4	37,3	0,5	0,003	72,1
2027	3	0	0	5	31,5	2	161,6	2,0	2,0	198,9	2,4	0,018	129,4
2028	3	0	0	8	50,4	5	293,1	3,6	3,7	492,0	6,0	0,044	127,4
2029	3	0	0	11	69,3	8	300,0	3,7	3,9	792,0	9,6	0,070	89,5
2030	0	0	0	11	69,3	11	300,0	3,7	4,0	1092,0	13,3	0,097	77,8
2031	0	0	0	11	69,3	11	300,0	3,7	4,2	1392,0	17,0	0,124	77,8
2032	0	0	2	11	69,3	11	375,0	4,6	5,5	1767,0	21,5	0,157	97,3
2033	0	0	2	11	69,3	11	400,0	4,9	6,2	2167,0	26,4	0,193	103,7
2034	0	0	2	11	69,3	11	400,0	4,9	6,6	2567,0	31,3	0,228	103,7
2035	0	0	2	11	69,3	11	400,0	4,9	7,1	2967,0	36,1	0,264	103,7
2036	0	0	3	11	69,3	11	416,0	5,1	7,9	3383,0	41,2	0,301	107,9
2037	0	0	0	11	69,3	11	450,0	5,5	9,3	3833,0	46,7	0,341	116,7
2038	0	0	0	11	69,3	11	410,0	5,0	9,4	4243,0	51,7	0,377	106,3
2039	0	0	0	11	69,3	11	373,6	4,5	9,4	4616,6	56,2	0,410	96,9
2040	0	0	0	11	69,3	11	340,4	4,1	9,5	4957,0	60,4	0,441	88,3
2041	0	0	0	11	69,3	11	310,2	3,8	9,5	5267,2	64,1	0,468	80,4
2042	0	0	0	11	69,3	11	282,6	3,4	9,6	5549,8	67,6	0,493	73,3
2043	0	0	0	11	69,3	11	257,5	3,1	9,7	5807,2	70,7	0,516	66,8
2044	0	0	0	11	69,3	11	234,6	2,9	9,8	6041,8	73,6	0,537	60,8
2045	0	0	0	11	69,3	11	213,8	2,6	9,9	6255,6	76,2	0,556	55,4
2046	0	0	0	11	69,3	11	194,8	2,4	10,0	6450,4	78,5	0,573	50,5
2047	0	0	0	11	69,3	11	177,5	2,2	10,1	6627,8	80,7	0,589	46,0
2048	0	0	0	11	69,3	11	161,7	2,0	10,2	6789,5	82,7	0,604	41,9
2049	0	0	0	11	69,3	11	147,3	1,8	10,4	6936,9	84,5	0,617	38,2

продолжение таблицы 4.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2050	0	0	0	11	69,3	11	134,2	1,6	10,5	7071,1	86,1	0,629	34,8
2051	0	0	0	11	69,3	11	122,3	1,5	10,7	7193,4	87,6	0,639	31,7
2052	0	0	0	11	69,3	11	111,4	1,4	10,9	7304,9	89,0	0,649	28,9
2053	0	0	0	11	69,3	11	101,5	1,2	11,2	7406,4	90,2	0,658	26,3
2054	0	0	0	11	69,3	11	92,5	1,1	11,5	7498,9	91,3	0,667	24,0
2055	0	0	0	11	69,3	11	84,3	1,0	11,8	7583,2	92,3	0,674	21,9
2056	0	0	0	11	69,3	11	76,8	0,9	12,2	7660,0	93,3	0,681	19,9
2057	0	0	0	11	69,3	11	70,0	0,9	12,7	7730,0	94,1	0,687	18,1
2058	0	0	0	11	69,3	11	63,7	0,8	13,2	7793,7	94,9	0,693	16,5
2059	0	0	0	11	69,3	11	58,1	0,7	13,9	7851,8	95,6	0,698	15,1
2060	0	0	0	11	69,3	11	52,9	0,6	14,7	7904,7	96,3	0,703	13,7
2061	0	0	0	11	69,3	11	48,2	0,6	15,7	7952,9	96,8	0,707	12,5
2062	0	0	0	11	69,3	11	44,0	0,5	17,0	7996,9	97,4	0,711	11,4
2063	0	0	0	11	69,3	11	40,1	0,5	18,6	8037,0	97,9	0,714	10,4
2064	0	0	0	11	69,3	11	36,4	0,4	20,8	8073,4	98,3	0,718	9,4
2065	0	0	0	11	69,3	11	33,3	0,4	24,0	8106,7	98,7	0,721	8,6
2066	0	0	0	11	69,3	11	30,1	0,4	28,6	8136,8	99,1	0,723	7,8
2067	0	0	0	11	69,3	11	27,4	0,3	36,4	8164,2	99,4	0,726	7,1
2068	0	0	0	11	69,3	11	25,1	0,3	52,5	8189,3	99,7	0,728	6,5
2069	0	0	0	11	69,3	11	22,7	0,3	100,0	8212,0	100,0	0,730	5,9

Таблица 4.1.2 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. I объект. Характеристика основного фонда скважин по основным показателям разработки. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Вывод скважин из консервации, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скважин на II объект, ед.	Фонд скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Пластовое давление, МПа	Давление на устье, МПа	Забойное давление, МПа	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут
								нач.	тек.							
2025	0	1	1	5	0	1	5,5	0,2	0,2	5,5	0,2	0,002	106,5	56,9	105,8	31,2
2026	1	0	2	10	0	2	31,8	1,4	1,4	37,3	1,7	0,012	105,2	56,2	104,5	59,7
2027	3	0	5	25	0	5	161,6	7,2	7,8	198,9	8,8	0,064	99,7	53,2	99,0	129,4
2028	3	0	8	40	0	8	293,1	13,0	14,2	492,0	21,8	0,159	89,6	47,8	88,9	127,4
2029	3	0	11	55	0	11	300,0	13,3	17,0	792,0	35,1	0,256	79,2	42,2	78,5	89,5
2030	0	0	11	55	0	11	300,0	13,3	20,5	1092,0	48,4	0,353	68,9	36,7	68,2	77,8
2031	0	0	11	55	0	11	300,0	13,3	25,7	1392,0	61,6	0,450	58,6	31,1	57,9	77,8
2032	0	0	11	55	2	9	300,0	13,3	34,6	1692,0	74,9	0,547	48,2	25,6	47,5	77,8
2033	0	0	11	55	2	7	250,0	11,1	44,2	1942,0	86,0	0,628	39,6	20,9	38,9	79,2
2034	0	0	11	55	2	5	175,0	7,8	55,4	2117,0	93,8	0,684	33,6	17,7	32,9	71,3
2035	0	0	11	55	2	3	100,0	4,4	70,9	2217,0	98,2	0,717	30,2	15,9	29,5	57,1
2036	0	0	11	55	3	0	41,0	1,8	100,0	2258,0	100,0	0,730	28,8	15,1	28,1	39,0

Таблица 4.1.3 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. II объект. Характеристика основного фонда скважин по основным показателям разработки. 1 вариант

Годы	Ввод добывающих скважин, ед.	Перевод скважин из I объекта, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки (углубление), тыс.м	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Пластовое давление, МПа	Давление на устье, МПа	Забойное давление, МПа	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут
							нач.	тек.							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2032	0	2	2	2,5	2	75,0	1,3	1,3	75,0	1,3	0,009	122,4	79,4	121,7	205,5
2033	0	2	4	5,0	4	150,0	2,5	2,6	225,0	3,8	0,028	119,1	77,2	118,4	140,7
2034	0	2	6	7,6	6	225,0	3,8	4,1	450,0	7,6	0,055	115,7	75,0	115,0	127,3
2035	0	2	8	10,1	8	300,0	5,0	5,5	750,0	12,6	0,092	111,2	72,1	110,5	121,5
2036	0	2	10	12,6	10	375,0	6,3	7,2	1125,0	18,9	0,138	105,5	68,4	104,8	118,3
2037	0	1	11	13,9	11	450,0	7,6	9,3	1575,0	26,5	0,193	98,8	64,0	98,1	122,0
2038	0	0	11	13,9	11	410,0	6,9	9,4	1985,0	33,3	0,243	92,6	60,0	91,9	106,3
2039	0	0	11	13,9	11	373,6	6,3	9,4	2358,6	39,6	0,289	87,0	56,3	86,3	96,9
2040	0	0	11	13,9	11	340,4	5,7	9,5	2699,0	45,3	0,331	81,9	53,0	81,2	88,3
2041	0	0	11	13,9	11	310,2	5,2	9,5	3009,1	50,5	0,369	77,3	50,0	76,6	80,4
2042	0	0	11	13,9	11	282,6	4,7	9,6	3291,7	55,3	0,404	73,0	47,2	72,3	73,3
2043	0	0	11	13,9	11	257,5	4,3	9,7	3549,2	59,6	0,435	69,1	44,7	68,4	66,8
2044	0	0	11	13,9	11	234,6	3,9	9,8	3783,8	63,6	0,464	65,6	42,4	64,9	60,8
2045	0	0	11	13,9	11	213,8	3,6	9,9	3997,6	67,1	0,490	62,4	40,3	61,7	55,4
2046	0	0	11	13,9	11	194,8	3,3	10,0	4192,4	70,4	0,514	59,5	38,4	58,8	50,5
2047	0	0	11	13,9	11	177,5	3,0	10,1	4369,8	73,4	0,536	56,8	36,6	56,1	46,0
2048	0	0	11	13,9	11	161,7	2,7	10,2	4531,5	76,1	0,556	54,4	35,0	53,7	41,9
2049	0	0	11	13,9	11	147,3	2,5	10,4	4678,9	78,6	0,574	52,2	33,6	51,5	38,2
2050	0	0	11	13,9	11	134,2	2,3	10,5	4813,1	80,8	0,590	50,2	32,3	49,5	34,8
2051	0	0	11	13,9	11	122,3	2,1	10,7	4935,4	82,9	0,605	48,3	31,1	47,6	31,7
2052	0	0	11	13,9	11	111,4	1,9	10,9	5046,9	84,8	0,619	46,7	30,0	46,0	28,9
2053	0	0	11	13,9	11	101,5	1,7	11,2	5148,4	86,5	0,631	45,1	29,0	44,4	26,3
2054	0	0	11	13,9	11	92,5	1,6	11,5	5240,9	88,0	0,643	43,7	28,1	43,0	24,0
2055	0	0	11	13,9	11	84,3	1,4	11,8	5325,2	89,4	0,653	42,5	27,3	41,8	21,9

продолжение таблицы 4.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2056	0	0	11	13,9	11	76,8	1,3	12,2	5402,0	90,7	0,662	41,3	26,5	40,6	19,9
2057	0	0	11	13,9	11	70,0	1,2	12,7	5472,0	91,9	0,671	40,3	25,8	39,6	18,1
2058	0	0	11	13,9	11	63,7	1,1	13,2	5535,7	93,0	0,679	39,3	25,2	38,6	16,5
2059	0	0	11	13,9	11	58,1	1,0	13,9	5593,8	94,0	0,686	38,5	24,6	37,8	15,1
2060	0	0	11	13,9	11	52,9	0,9	14,7	5646,7	94,8	0,692	37,7	24,1	37,0	13,7
2061	0	0	11	13,9	11	48,2	0,8	15,7	5694,9	95,6	0,698	36,9	23,6	36,2	12,5
2062	0	0	11	13,9	11	44,0	0,7	17,0	5738,9	96,4	0,704	36,3	23,2	35,6	11,4
2063	0	0	11	13,9	11	40,1	0,7	18,6	5779,0	97,1	0,709	35,7	22,8	35,0	10,4
2064	0	0	11	13,9	11	36,4	0,6	20,8	5815,4	97,7	0,713	35,1	22,5	34,4	9,4
2065	0	0	11	13,9	11	33,3	0,6	24,0	5848,7	98,2	0,717	34,6	22,1	33,9	8,6
2066	0	0	11	13,9	11	30,1	0,5	28,6	5878,8	98,7	0,721	34,2	21,8	33,5	7,8
2067	0	0	11	13,9	11	27,4	0,5	36,4	5906,2	99,2	0,724	33,8	21,6	33,1	7,1
2068	0	0	11	13,9	11	25,1	0,4	52,5	5931,3	99,6	0,727	33,4	21,3	32,7	6,5
2069	0	0	11	13,9	11	22,7	0,4	100,0	5954,0	100,0	0,730	33,0	21,1	32,3	5,9

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Основные подходы и допущения

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности трех вариантов разработки в рамках «Проекта разработки Участка недр нетрадиционных источников углеводородов месторождения Бурбайтал».

В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения необходимые для реализации данного проекта. Определена сумма как эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Такой расчет необходим для определения доходов государства Республики Казахстан, Заказчика проекта и является корректным.

В соответствии с маркетингом ТОО «Аскер Мунай» 100 % подготовленного газа (за вычетом использования газа на собственные нужды), пропан-бутановой смеси и ШФЛУ будет реализовано.

Газ будет использован на собственные нужды в технологических процессах, в том числе и на выработку электроэнергии. После установки подготовки газа на месторождении Бурбайтал подсолевой продукты переработки газа (пропан-бутановая смесь и ШФЛУ) и часть сухого газа будут реализованы, и еще часть сухого газа будет использоваться на собственные нужды, включая производство электроэнергии.

Проектируемая цена продажи товарного газа составит 100,0 долл./тыс.м³.

Проектируемая цена продажи пропан-бутановой смеси составит 115,0 долл./ тонну.

Проектируемая цена продажи ШФЛУ составит 247,5 долл./ тонну.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах.

Расчет произведен как в текущих (с учетом инфляции), так и в расчетных (с учетом дефляции) ценах.

Сравнение вариантов происходило по результатам расчетов показателей в ценах с учетом инфляции, кроме основных технико-экономических показателей: Чистого дисконтированного денежного потока наличности (NPV) и внутренней нормы прибыли (IRR).

В расчетах учтено, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет реинвестиции чистой прибыли и использования амортизационных отчислений. Из-за округлений полученных результатов, суммы могут немного отличаться по величине.

Капитальные вложения

Капитальные вложения включают в себя затраты на ввод в эксплуатацию скважин, затраты на обустройство скважин, необходимых для эффективной работы нефтегазоконденсатного добывающего производства, а также затраты на систему сбора, транспортировки и подготовки углеводородов.

Объемы капитальных вложений включают:

- стоимость бурения газодобывающих скважин;
- стоимость перевода скважин из консервации;
- стоимость перевода скважин с объекта на объект (углубление существующих скважин;
- стоимость обустройства одной скважины (площадка, обвязка, подключение скважины);
- стоимость строительства выкидных линий;
- стоимость строительства автоматической групповой установки (АГЗУ);
- стоимость строительства установки подготовки газа (УКПГ);
- стоимость строительства дожимных компрессоров газопровода;
- стоимость строительства факельной установки;
- стоимость строительства газотурбинной электростанции (ГТЭС);
- стоимость строительства системы очистки трубопровода (в т.ч. камеры запуска и приема скребка, дренажные ёмкости для сбора);
- стоимость строительства поселка для обслуживающего персонала;
- стоимость строительства линий электропередач;
- стоимость строительства автомобильной дороги.

Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи, подготовки и транспортировки газа, данные по климатическим характеристикам района строительства, данные по удельным объемам строительства.

Расчеты капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства по вариантам в текущих ценах 2025 года и с учетом роста цен по годам разработки приведены в таблице 4.2.1 и табличных приложениях П.4.2.1; 4.2.2.

Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными эксплуатационными показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта газа.



В таблице 4.2.2 и табличных приложениях П.4.2.3; 4.2.4 приведен расчет дохода от продаж выпускаемой продукции.

Расходы, понесенные предприятием, (операционные затраты) разделяются на расходы, относимые на себестоимость продукции и расходы периода.

Расходы, относимые на себестоимость продукции, включают в себя расходы, связанные непосредственно с добычей и подготовкой углеводородов. В расходы периода включены общие и административные расходы и расходы по реализации продукции.

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- расходы на персонал;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- производственные расходы;
- производственно-технические расходы;
- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями;
- ремонт скважин;
- затраты, зависящие от фонда скважин;
- арендные затраты;
- экологические расходы;
- страхование;
- затраты на НИОКР;
- налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции.

Результаты расчетов расходов, относимых на себестоимость продукции, приведены в таблице 4.2.3 и табличных приложениях П.4.2.5; 4.2.6.

Расходы периода включают:

- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- расходы на персонал;
- услуги, выполненные сторонними организациями;
- страхование;
- арендные затраты;
- социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры;
- налоги и другие обязательные платежи в бюджет общепроизводственного характера, за исключением тех налогов и платежей, что платятся из прибыли.

Результаты расчетов затрат, входящих в расходы периода приведены в таблице 4.2.4 и

табличных приложениях П.4.2.7; 4.2.8.

Расчет балансовой прибыли и налогооблагаемого дохода, приведен в таблице 4.2.5 и табличных приложениях П.4.2.9; 4.2.10.

Расчет экономических показателей приведен на основании следующих исходных данных:

- обслуживающий персонал рассчитан по Нормативам численности;
- среднемесячная заработная плата одного работника промышленно-производственного персонала принята в размере – 6,8 тыс.долл. в год, административно-управленческого персонала – 15,8 тыс.долл. в год;
- капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела «Капитальные вложения» настоящей записки;
- амортизационные отчисления, для целей налогообложения, определены по группам и подгруппам основных средств, в соответствии с Налоговым кодексом РК;
- амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу учета, за исключением амортизации нематериальных активов и исторических затрат, то есть в зависимости от извлекаемых запасов углеводородов, в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК № 20 «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему.

Эксплуатационные затраты учитываются только для объектов непосредственно занятых на добыче углеводородов. Затраты по другим объектам учитываются через услуги (грузоперевозки, снабжение, строительство, бурение, геофизические исследования и т.д.).

Налоги и отчисления

Расчет налогов и отчислений производился в соответствии с системой налогообложения в Республике Казахстан, Кодексом Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» далее Налоговый Кодекс и Контрактом на недропользование.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

1. Налог на добавленную стоимость, при реализации продукции на внутреннем рынке – 12 %, в соответствии с действующим налоговым кодексом РК. Налог на добавленную стоимость при приобретении основных фондов, материалов и услуг облагаются по ставке 12 %, в соответствии с Законом о налогах РК;
2. Корпоративный подоходный налог с юридических лиц по ставке 20 % от

налогооблагаемой прибыли;

3. Налог на имущество – 1,5 % от остаточной стоимости основных фондов;
4. Социальный налог с 2025 г. – 11 % от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);
5. Социальные отчисления с 2025 г. – 5 % от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);
6. Отчисления в фонд обязательного медицинского страхования – 3 % от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);
7. НИОКР – 1 % от затрат на добычу по итогам предыдущего года;
8. Развитие социальной сферы и инфраструктуры – 1 % от инвестиций по итогам предыдущего года;
9. Обучение казахстанских специалистов – 1 % от затрат на добычу по итогам предыдущего года;
10. Ставки налога на добычу полезных ископаемых на природный газ составляет 10 %.

При реализации природного газа на внутреннем рынке налог на добычу полезных ископаемых уплачиваются по следующим ставкам в зависимости от объема годовой добычи:

№	Объем годовой добычи	Ставки, в %
1	до 1,0 млрд.куб.м включительно	0,5
2	до 2,0 млрд.куб.м включительно	1,0
3	свыше 2,0 млрд.куб.м	1,5

При использовании добытого природного газа на собственные производственные нужды – как произведение фактического объема природного газа, использованного недропользователем на собственные производственные нужды, и производственной себестоимости добычи единицы продукции увеличенной на 20 %.

11. Налог на сверхприбыль – объектом обложения налогом на сверхприбыль является часть чистого дохода недропользователя, определенного для целей исчисления налога на сверхприбыль в соответствии со статьей 755 Налогового Кодекса по каждому отдельному контракту на недропользование за налоговый период, превышающая сумму, равную 25 процентам от суммы вычетов недропользователя для целей исчисления налога на сверхприбыль, определенных в соответствии со статьей 758 Налогового Кодекса.

12. В таблице 4.2.6 и табличных приложениях П.4.2.11; 4.2.12 приведен расчет дохода государству.

Ставки налога на сверхприбыль

№	Шкала распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль, процент от суммы вычетов	Процент для расчета предельной суммы распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль	Ставка (в %)
1	меньшее или равное 25 %	25	Не устан.
2	от 25 % до 30 % включительно	5	10
3	от 30 % до 40 % включительно	10	20
4	от 40 % до 50 % включительно	10	30
5	от 50 % до 60 % включительно	10	40
6	от 60 % до 70 % включительно	10	50
7	свыше 70 %	в соответствии с подпунктом 2) пункта 2 статьи 761 настоящего Кодекса	60

Показатели эффективности реализации проекта

Эффективность проекта оценивалась системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, соответствующих требованиям органов Республики Казахстан и принятой мировой практики.

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистая прибыль (прибыль валовая за минусом налоговых отчислений, выплачиваемых из прибыли);
- денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами полученными и произведенными в рамках действия Контракта на недропользование;
- дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) – (NPV) при норме дисконта равной 10 %;
- срок окупаемости капитальных вложений (продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости);
- внутренняя норма доходности или внутренняя норма прибыли (IRR или ВНП) – внутренней нормой доходности называется такое положительное число, что при норме дисконта = ВНП, чистый дисконтированный доход проекта обращается в ноль, при всех больших значениях нормы дисконта – NPV отрицателен, при всех меньших значениях NPV положителен. Если не выполнено, хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНП не существует;
- максимальный финансовый риск (МФР) – Показатель риска, рассчитываемый на основе максимально отрицательного денежного потока;
- удельные показатели по затратам.



Также, в систему оценочных показателей включены:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу газа.

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта 2025 г., отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы, при вычислении значений интегральных показателей (IRR, NPV) исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменения в структуре цен. При выборе дифференцированной ставки процента (дисконтной) в процессе дисконтирования потока инвестиционного проекта учитывались следующие факторы:

- средний уровень ссудного процента (реальной депозитной ставки);
- темп инфляции (или премии за инфляцию);
- премии за риск;
- премии за низкую ликвидность проекта.

Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 10 %.

Расчет чистой прибыли приведен в таблице 4.2.7; и табличных приложениях П.4.2.13; 4.2.14.

Расчет потоков денежной наличности приведен в таблице 4.2.8 и табличных приложениях П.4.2.15; 4.2.16.

Таблица 4.2.1 - Расчет капитальных вложений. Вариант 1

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость	Стоимость	Распределение капитальных вложений											
				ед-цы	всего	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				тыс.долл.	тыс.долл.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
I	Строительство скважин (подземное строительство)																
1	Стоимость строительства одной газодобывающей скважины (включая ГРП)	скв.	10	7 000,0	70 000	0	7 000	21 000	21 000	21 000	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из консервации	скв.	1	1 000,0	1 000	1 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин с других объектов (включая ГРП)	скв.	11	5 000,0	55 000	0	0	0	0	0	0	0	10 000	10 000	10 000	10 000	15 000
	Итого строительство скважин				126 000	1 000	7 000	21 000	21 000	21 000	0	0	10 000	10 000	10 000	10 000	15 000
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				141 000	1 000	7 140	21 848	22 285	22 731	0	0	11 487	11 717	11 951	12 190	18 651
II	Надземное строительство																
	Обустройство промысла																
1	Стоимость обустройства одной скважины (площадка, обвязка, подключение скважины)	скв.	10	56,4	564	0	56	169	169	169	0	0	0	0	0	0	0
2	Шлейфы (для газовых скважин), Ø100 мм	км	5	74,0	370	0	37	111	111	111	0	0	0	0	0	0	0
3	Автоматическая групповая замерная установка (АГЗУ)	ед.	1,0	157,1	157	0	0	157	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Установка подготовки газа (УКПГ), (1,2 млн.м³/сутки)				31 875	6 375	0	6 375	0	6 375	0	6 375	0	0	6 375	0	0
5	Дожимные компрессоры для УКПГ	ед.	6	1 930,0	11 580	0	0	3 860	0	1 930	0	1 930	0	0	1 930	0	1 930
6	Факельная установка закрытого типа (Н=16 м, Ø 3,6 м, факел ФЗТ)	ед.	2	250,0	500	0	250	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Газопоршневая электростанция (ГПЭС), 2 МВт	ед.	1	1 000,0	1 000	1 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Система очистка трубопровода (в т.ч. камеры запуска и приема скребка, дренажные емкости для сбора)	ед.	1	150,0	150	0	0	0	150	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Поселок для обслуживающего персонала				500	0	250	0	0	0	250	0	0	0	0	0	0
10	Линии электропередач (ЛЭП)				500	0	50	150	150	150	0	0	0	0	0	0	0
11	Автомобильная дорога				2 500	0	250	750	750	750	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				49 696	7 375	893	11 822	1 330	9 485	250	8 305	0	0	8 305	0	1 930
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				54 219	7 375	911	12 300	1 412	10 267	276	9 353	0	0	9 925	0	2 400
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				175 696	8 375	7 893	32 822	22 330	30 485	250	8 305	10 000	10 000	18 305	10 000	16 930
	Всего со строительством скважин с учетом инфляции				195 218	8 375	8 051	34 148	23 697	32 998	276	9 353	11 487	11 717	21 876	12 190	21 050
	Коэффициент инфляции					1,000	1,020	1,040	1,061	1,082	1,104	1,126	1,149	1,172	1,195	1,219	1,243

Таблица 4.2.2 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Годы	Объем добычи газа	Расчет дохода от продажи товарного газа			Расчет дохода от продажи пропан-бутановой смеси			Расчет дохода от продажи ШФЛУ			Общий доход предприятия (без НДС)
		Объем продажи	Цена реализации	Валовый доход предприятия от реализации газа (без НДС)	Объем продажи	Цена реализации	Валовый доход предприятия от реализации пропан-бутановой фракции (без НДС)	Объем продажи	Цена реализации	Валовый доход предприятия от реализации ШФЛУ (без НДС)	
	млн.м ³	млн.м ³	долл./тыс.м ³	тыс.долл.	тыс.тонн	долл./тонну	тыс.долл.	тыс.тонн	долл./тонну	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	5,5	4,9	100,0	494,1	0,6	115,0	70,4	0,3	247,5	81,5	646,0
2026	31,8	24,2	102,0	2 468,3	1,7	117,3	195,6	0,9	252,5	226,7	2 890,6
2027	161,6	133,9	104,0	13 935,5	8,5	119,6	1 012,4	4,6	257,5	1 173,2	16 121,0
2028	293,1	242,5	106,1	25 734,8	15,4	122,0	1 873,5	8,3	262,6	2 171,1	29 779,5
2029	300,0	242,9	108,2	26 286,9	15,7	124,5	1 955,9	8,5	267,9	2 266,5	30 509,2
2030	300,0	242,9	110,4	26 812,6	15,7	127,0	1 995,0	8,5	273,3	2 311,8	31 119,4
2031	300,0	242,9	112,6	27 348,9	15,7	129,5	2 034,9	8,5	278,7	2 358,0	31 741,8
2032	375,0	306,3	114,9	35 184,2	19,6	132,1	2 594,5	10,6	284,3	3 006,5	40 785,2
2033	400,0	327,5	117,2	38 366,0	20,9	134,7	2 822,8	11,3	290,0	3 271,0	44 459,8
2034	400,0	327,5	119,5	39 133,3	20,9	137,4	2 879,2	11,3	295,8	3 336,5	45 349,0
2035	400,0	327,5	121,9	39 916,0	20,9	140,2	2 936,8	11,3	301,7	3 403,2	46 256,0
2036	416,0	341,0	124,3	42 397,3	21,8	143,0	3 115,4	11,7	307,7	3 610,1	49 122,8
2037	450,0	369,8	126,8	46 893,2	23,6	145,8	3 437,4	12,7	313,9	3 983,3	54 313,9
2038	410,0	335,9	129,4	43 455,5	21,5	148,8	3 194,6	11,6	320,2	3 701,9	50 352,0
2039	373,6	310,6	131,9	40 980,4	19,6	151,7	2 969,0	10,5	326,6	3 440,5	47 389,9
2040	340,4	282,5	134,6	38 020,6	17,8	154,8	2 759,3	9,6	333,1	3 197,5	43 977,4
2041	310,2	256,9	137,3	35 268,5	16,2	157,9	2 564,4	8,7	339,8	2 971,7	40 804,6
2042	282,6	233,6	140,0	32 709,5	14,8	161,0	2 383,3	8,0	346,6	2 761,8	37 854,6
2043	257,5	212,4	142,8	30 329,8	13,5	164,2	2 215,0	7,3	353,5	2 566,7	35 111,6
2044	234,6	193,0	145,7	28 116,9	12,3	167,5	2 058,6	6,6	360,6	2 385,4	32 560,9
2045	213,8	175,4	148,6	26 058,8	11,2	170,9	1 913,2	6,0	367,8	2 217,0	30 188,9
2046	194,8	159,3	151,6	24 144,6	10,2	174,3	1 778,0	5,5	375,1	2 060,4	27 983,0
2047	177,5	144,7	154,6	22 364,1	9,3	177,8	1 652,5	5,0	382,6	1 914,9	25 931,5
2048	161,7	131,3	157,7	20 707,9	8,5	181,3	1 535,8	4,6	390,3	1 779,6	24 023,3
2049	147,3	119,2	160,8	19 167,1	7,7	185,0	1 427,3	4,2	398,1	1 653,9	22 248,4
2050	134,2	108,1	164,1	17 733,6	7,0	188,7	1 326,5	3,8	406,0	1 537,1	20 597,2
2051	122,3	98,0	167,3	16 399,7	6,4	192,4	1 232,8	3,4	414,2	1 428,6	19 061,1
2052	111,4	88,8	170,7	15 158,4	5,8	196,3	1 145,7	3,1	422,5	1 327,7	17 631,8
2053	101,5	80,4	174,1	14 003,1	5,3	200,2	1 064,8	2,9	430,9	1 233,9	16 301,9
2054	92,5	72,8	177,6	12 927,8	4,8	204,2	989,6	2,6	439,5	1 146,8	15 064,1
2055	84,3	65,8	181,1	11 926,6	4,4	208,3	919,7	2,4	448,3	1 065,8	13 912,1
2056	76,8	59,5	184,8	10 994,4	4,0	212,5	854,8	2,2	457,3	990,5	12 839,6
2057	70,0	53,7	188,5	10 126,2	3,7	216,7	794,4	2,0	466,4	920,5	11 841,1
2058	63,7	48,4	192,2	9 306,5	3,3	221,1	737,5	1,8	475,8	854,6	10 898,6
2059	58,1	46,4	196,1	9 100,8	3,0	225,5	686,1	1,6	485,3	795,1	10 582,0
2060	52,9	42,0	200,0	8 402,7	2,8	230,0	637,2	1,5	495,0	738,4	9 778,3
2061	48,2	38,0	204,0	7 759,7	2,5	234,6	592,2	1,4	504,9	686,2	9 038,1
2062	44,0	34,4	208,1	7 166,8	2,3	239,3	550,8	1,2	515,0	638,2	8 355,8
2063	40,1	31,2	212,2	6 618,8	2,1	244,1	512,6	1,1	525,3	594,0	7 725,4
2064	36,4	28,1	216,5	6 073,6	1,9	248,9	474,6	1,0	535,8	550,0	7 098,2
2065	33,3	25,4	220,8	5 616,0	1,7	253,9	442,9	0,9	546,5	513,2	6 572,0
2066	30,1	22,7	225,2	5 118,6	1,6	259,0	408,3	0,8	557,4	473,1	6 000,1
2067	27,4	20,4	229,7	4 696,2	1,4	264,2	379,1	0,8	568,6	439,3	5 514,7
2068	25,1	18,5	234,3	4 334,2	1,3	269,5	354,2	0,7	579,9	410,5	5 099,0
2069	22,7	16,5	239,0	3 941,7	1,2	274,9	327,2	0,6	591,5	379,2	4 648,1
Итого расчет. период 2025-2069	8 212,0	6 687,6		913 700,3	430,4		67 805,9	231,8		78 573,2	1 060 079,3



Таблица 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Годы	Расходы относимые на себестоимость продукции												Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость одной тонны нефти и свободного газа
	ФОТ ППП	Расходы на персонал	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Производственные расходы	Производственно-технические расходы	Услуги производственного характера, выполняемые сторонними организациями	Ремонт скважин	Затраты, зависящие от фонда скважин	Арендные затраты	Экологические расходы	Страхование	Затраты на НИОКР	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	долл./тыс.м ³
2025	316,0	52,7	5,6	53,1	7,4	112,8	28,2	0,7	13,2	5,3	10,5	0,0	49,4	40,1	125,6	215,1	820,5	149,5
2026	316,0	53,7	63,9	313,9	43,9	115,1	28,8	0,7	13,2	31,4	10,7	5,9	248,3	40,1	246,3	534,7	1 531,8	48,1
2027	316,0	54,8	1 017,6	1 624,4	227,4	117,4	58,7	1,4	13,2	162,4	11,0	9,5	1 396,5	40,1	757,6	2 194,2	5 807,9	35,9
2028	316,0	55,9	2 776,8	3 006,1	420,9	119,8	149,6	3,6	13,2	300,6	11,2	34,3	2 579,2	40,1	1 097,8	3 717,0	10 924,8	37,3
2029	316,0	57,0	4 177,7	3 138,2	439,3	122,2	244,1	5,9	13,2	313,8	11,4	68,6	2 637,0	40,1	1 551,1	4 228,2	13 135,6	43,8
2030	316,0	58,1	4 189,4	3 200,9	448,1	124,6	342,4	8,2	13,2	320,1	11,6	85,1	2 689,7	40,1	1 492,6	4 222,4	13 340,1	44,5
2031	316,0	59,3	4 600,4	3 265,0	457,1	127,1	349,2	8,4	13,2	326,5	11,9	87,0	2 743,8	40,1	1 570,0	4 353,8	13 974,8	46,6
2032	316,0	60,5	6 485,2	4 162,8	582,8	129,6	356,2	8,5	13,2	416,3	12,1	92,0	3 528,9	40,1	1 673,3	5 242,3	17 877,4	47,7
2033	316,0	61,7	7 720,7	4 529,1	634,1	132,2	363,3	8,7	13,2	452,9	12,3	121,1	3 848,0	40,1	1 751,8	5 639,9	20 005,4	50,0
2034	316,0	62,9	9 269,3	4 619,7	646,8	134,9	370,6	8,9	13,2	462,0	12,6	137,8	3 925,8	40,1	1 964,1	5 930,0	21 984,6	55,0
2035	316,0	64,2	10 198,0	4 712,1	659,7	137,6	378,0	9,1	13,2	471,2	12,8	154,4	4 004,7	40,1	2 007,9	6 052,7	23 179,0	57,9
2036	316,0	65,5	12 452,4	4 998,6	699,8	140,3	385,6	9,3	13,2	499,9	13,1	164,9	4 254,3	40,1	2 170,7	6 465,1	26 223,5	63,0
2037	316,0	66,8	13 574,6	5 515,3	772,1	143,1	393,3	9,4	13,2	551,5	13,4	190,8	4 704,7	40,1	1 983,9	6 728,7	28 288,2	62,9
2038	316,0	68,1	12 244,1	5 125,8	717,6	146,0	401,2	9,6	13,2	512,6	13,6	208,0	4 360,1	40,1	1 780,3	6 180,5	25 956,2	63,3
2039	316,0	69,5	11 043,3	4 763,8	666,9	148,9	409,2	9,8	13,2	476,4	13,9	190,4	4 109,6	40,1	1 596,6	5 746,3	23 867,5	63,9
2040	316,0	70,9	9 959,7	4 427,3	619,8	151,9	417,4	10,0	13,2	442,7	14,2	174,4	3 812,8	40,1	1 431,0	5 283,9	21 901,3	64,3
2041	316,0	72,3	8 981,7	4 114,6	576,0	154,9	425,7	10,2	13,2	411,5	14,5	159,9	3 537,0	40,1	1 281,6	4 858,6	20 109,1	64,8
2042	316,0	73,7	8 099,2	3 824,0	535,4	158,0	434,2	10,4	13,2	382,4	14,7	146,6	3 280,5	40,1	1 146,9	4 467,4	18 475,3	65,4
2043	316,0	75,2	7 302,7	3 553,9	497,6	161,2	442,9	10,6	13,2	355,4	15,0	134,6	3 041,9	40,1	1 025,4	4 107,4	16 985,7	66,0
2044	316,0	76,7	6 583,9	3 302,9	462,4	164,4	451,8	10,8	13,2	330,3	15,3	123,7	2 820,2	40,1	915,8	3 776,1	15 627,5	66,6
2045	316,0	78,3	5 935,2	3 069,7	429,8	167,7	460,8	11,1	13,2	307,0	15,7	113,8	2 613,9	40,1	817,1	3 471,0	14 389,0	67,3
2046	316,0	79,8	5 349,7	2 852,9	399,4	171,0	470,0	11,3	13,2	285,3	16,0	104,8	2 422,1	40,1	728,1	3 190,2	13 259,5	68,1
2047	316,0	81,4	4 821,3	2 651,4	371,2	174,5	479,4	11,5	13,2	265,1	16,3	96,6	2 243,7	40,1	647,8	2 931,5	12 229,4	68,9
2048	316,0	83,0	4 344,4	2 464,1	345,0	177,9	489,0	11,7	13,2	246,4	16,6	89,2	2 077,7	40,1	575,5	2 693,3	11 289,9	69,8
2049	316,0	84,7	3 914,0	2 290,1	320,6	181,5	498,8	12,0	13,2	229,0	16,9	82,4	1 923,3	40,1	510,3	2 473,7	10 432,9	70,8
2050	316,0	86,4	3 525,5	2 128,3	298,0	185,1	508,8	12,2	13,2	212,8	17,3	76,3	1 779,7	40,1	451,6	2 271,4	9 651,3	71,9
2051	316,0	88,1	3 174,9	1 978,0	276,9	188,8	518,9	12,5	13,2	197,8	17,6	70,7	1 646,1	40,1	398,7	2 084,9	8 938,4	73,1
2052	316,0	89,9	2 858,3	1 838,3	257,4	192,6	529,3	12,7	13,2	183,8	18,0	65,7	1 521,8	40,1	351,1	1 913,0	8 288,1	74,4
2053	316,0	91,7	2 572,6	1 708,5	239,2	196,5	539,9	13,0	13,2	170,8	18,3	61,1	1 406,1	40,1	308,2	1 754,4	7 695,0	75,8
2054	316,0	93,5	2 314,6	1 587,8	222,3	200,4	550,7	13,2	13,2	158,8	18,7	56,9	1 298,4	40,1	269,6	1 608,1	7 154,1	77,3
2055	316,0	95,4	2 081,6	1 475,7	206,6	204,4	561,7	13,5	13,2	147,6	19,1	53,1	1 198,1	40,1	234,9	1 473,1	6 660,9	79,0
2056	316,0	97,3	1 871,2	1 371,5	192,0	208,5	572,9	13,8	13,2	137,1	19,5	49,7	1 104,8	40,1	203,7	1 348,6	6 211,1	80,9
2057	316,0	99,2	1 681,0	1 274,6	178,4	212,7	584,4	14,0	13,2	127,5	19,8	46,6	1 017,9	40,1	175,6	1 233,6	5 801,0	82,9
2058	316,0	101,2	1 507,4	1 183,3	165,7	216,9	596,1	14,3	13,2	118,3	20,2	43,7	935,9	40,1	150,4	1 126,4	5 422,7	85,1
2059	316,0	103,3	1 353,8	1 100,9	154,1	221,3	608,0	14,6	13,2	110,1	20,7	41,1	913,7	40,1	127,8	1 081,6	5 138,6	88,4
2060	316,0	105,3	1 212,1	1 022,4	143,1	225,7	620,2	14,9	13,2	102,2	21,1	38,9	843,8	40,1	107,5	991,4	4 826,4	91,2
2061	316,0	107,4	1 084,8	950,2	133,0	230,2	632,6	15,2	13,2	95,0	21,5	36,7	779,4	40,1	89,3	908,8	4 544,6	94,3
2062	316,0	109,6	970,1	883,7	123,7	234,8	645,2	15,5	13,2	88,4	21,9	34,8	720,1	40,1	73,0	833,2	4 290,1	97,6
2063	316,0	111,8	866,3	822,4	115,1	239,5	658,1	15,8	13,2	82,2	22,4	33,1	665,3	40,1	58,5	763,8	4 059,7	101,2
2064	316,0	114,0	766,1	761,5	106,6	244,3	671,3	16,1	13,2	76,1	22,8	31,6	610,7	40,1	45,5	696,3	3 835,9	105,4
2065	316,0	116,3	681,3	710,6	99,5	249,2	684,7	16,4	13,2	71,1	23,3	30,1	565,0	40,1	34,0	639,1	3 650,5	109,6
2066	316,0	118,6	591,4	655,1	91,7	254,2	698,4	16,8	13,2	65,5	23,7	28,9	515,3	40,1	23,8	579,1	3 452,6	114,7
2067	316,0	121,0	511,1	608,3	85,2	259,2	712,4	17,1	13,2	60,8	24,2	27,6	473,1	40,1	14,9	528,0	3 284,0	119,9
2068	316,0	123,4	430,0	568,4	79,6	264,4	726,6	17,4	13,2	56,8	24,7	26,4	436,9	40,1	7,3	484,2	3 131,2	124,7
2069	316,0	125,9	221,3	525,0	73,5	269,7	741,2	17,8	13,2	52,5	25,2	25,4	397,5	40,1	0,8	438,4	2 844,9	125,2
Итого расчет. период 2025-2069	14 218,8	3 786,0	195 386,2	108 734,2	15 222,8	8 112,9	21 189,7	508,6	592,5	10 873,4	757,2	3 654,5	91 682,9	1 802,9	33 975,5	127 461,3	510 498,2	62,2

Таблица 4.2.4 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Годы	Расходы периода						Налоги и отчисления		Итого налоги и платежи, включаемые в расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления для ликвидации последствий недропользования	Итого расходы периода
	ФОТ АУП и персонала по сбыту	Расходы на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Страхование	Арендные затраты	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП и персонала по сбыту	Прочие налоги и отчисления в Бюджет				
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	237,0	101,6	47,0	6,8	52,7	0,0	30,0	1,9	31,9	0,0	0,9	477,8
2026	237,0	103,6	48,0	6,9	52,7	89,7	30,0	2,3	32,3	5,9	5,2	581,2
2027	237,0	105,7	48,9	7,0	52,7	91,3	30,0	2,3	32,3	9,5	26,4	610,9
2028	237,0	107,8	49,9	7,2	52,7	378,5	30,0	3,5	33,5	34,3	47,9	948,8
2029	237,0	109,9	50,9	7,3	52,7	313,1	30,0	3,2	33,3	68,6	49,1	921,8
2030	237,0	112,1	51,9	7,5	52,7	422,8	30,0	3,7	33,7	85,1	49,1	1 051,8
2031	237,0	114,4	53,0	7,6	52,7	98,9	30,0	2,4	32,4	87,0	49,1	732,0
2032	237,0	116,7	54,0	7,8	52,7	191,5	30,0	2,8	32,8	92,0	61,3	845,7
2033	237,0	119,0	55,1	7,9	52,7	243,9	30,0	3,0	33,0	121,1	65,4	935,2
2034	237,0	121,4	56,2	8,1	52,7	264,3	30,0	3,1	33,1	137,8	65,4	976,0
2035	237,0	123,8	57,3	8,3	52,7	383,2	30,0	3,6	33,6	154,4	65,4	1 115,7
2036	237,0	126,3	58,5	8,4	52,7	298,4	30,0	3,2	33,3	164,9	68,0	1 047,4
2037	237,0	128,8	59,6	8,6	52,7	412,6	30,0	3,7	33,8	190,8	73,6	1 197,4
2038	237,0	131,4	60,8	8,8	52,7	221,5	30,0	3,0	33,0	208,0	67,0	1 020,2
2039	237,0	134,0	62,0	8,9	52,7	201,9	30,0	2,9	33,0	190,4	61,1	981,0
2040	237,0	136,7	63,3	9,1	52,7	185,0	30,0	2,9	32,9	174,4	55,7	946,7
2041	237,0	139,4	64,5	9,3	52,7	169,6	30,0	2,8	32,9	159,9	50,7	916,0
2042	237,0	142,2	65,8	9,5	52,7	155,7	30,0	2,8	32,8	146,6	46,2	888,5
2043	237,0	145,1	67,2	9,7	52,7	143,0	30,0	2,7	32,8	134,6	42,1	864,0
2044	237,0	148,0	68,5	9,9	52,7	131,4	30,0	2,7	32,8	123,7	38,4	842,2
2045	237,0	150,9	69,9	10,1	52,7	120,9	30,0	2,7	32,7	113,8	35,0	822,9
2046	237,0	153,9	71,3	10,3	52,7	111,4	30,0	2,7	32,7	104,8	31,8	805,9
2047	237,0	157,0	72,7	10,5	52,7	102,7	30,0	2,7	32,7	96,6	29,0	790,9
2048	237,0	160,2	74,1	10,7	52,7	94,8	30,0	2,6	32,7	89,2	0,0	751,3
2049	237,0	163,4	75,6	10,9	52,7	87,6	30,0	2,6	32,7	82,4	0,0	742,3
2050	237,0	166,6	77,1	11,1	52,7	81,1	30,0	2,6	32,7	76,3	0,0	734,6
2051	237,0	170,0	78,7	11,3	52,7	75,2	30,0	2,6	32,7	70,7	0,0	728,2
2052	237,0	173,4	80,3	11,6	52,7	69,8	30,0	2,6	32,7	65,7	0,0	723,0
2053	237,0	176,8	81,9	11,8	52,7	64,9	30,0	2,6	32,7	61,1	0,0	718,8
2054	237,0	180,4	83,5	12,0	52,7	60,5	30,0	2,6	32,7	56,9	0,0	715,6
2055	237,0	184,0	85,2	12,3	52,7	56,4	30,0	2,6	32,7	53,1	0,0	713,3
2056	237,0	187,6	86,9	12,5	52,7	52,8	30,0	2,6	32,7	49,7	0,0	711,8
2057	237,0	191,4	88,6	12,8	52,7	49,5	30,0	2,6	32,7	46,6	0,0	711,1
2058	237,0	195,2	90,4	13,0	52,7	46,4	30,0	2,7	32,7	43,7	0,0	711,1
2059	237,0	199,1	92,2	13,3	52,7	43,7	30,0	2,7	32,7	41,1	0,0	711,8
2060	237,0	203,1	94,0	13,5	52,7	41,2	30,0	2,7	32,7	38,9	0,0	713,1
2061	237,0	207,2	95,9	13,8	52,7	38,9	30,0	2,7	32,8	36,7	0,0	715,0
2062	237,0	211,3	97,8	14,1	52,7	36,9	30,0	2,7	32,8	34,8	0,0	717,4
2063	237,0	215,5	99,8	14,4	52,7	35,1	30,0	2,7	32,8	33,1	0,0	720,3
2064	237,0	219,9	101,8	14,7	52,7	33,4	30,0	2,8	32,8	31,6	0,0	723,8
2065	237,0	224,3	103,8	15,0	52,7	31,8	30,0	2,8	32,8	30,1	0,0	727,4
2066	237,0	228,7	105,9	15,2	52,7	30,5	30,0	2,8	32,8	28,9	0,0	731,8
2067	237,0	233,3	108,0	15,6	52,7	29,1	30,0	2,8	32,9	27,6	0,0	736,0
2068	237,0	238,0	110,2	15,9	52,7	27,9	30,0	2,8	32,9	26,4	0,0	740,9
2069	237,0	242,7	112,4	16,2	52,7	26,8	30,0	2,9	32,9	25,4	0,0	746,0
Итого расчет. период 2025-2069	10 664,1	7 301,6	3 380,4	486,8	2 369,8	5 845,6	1 352,2	125,6	1 477,8	3 654,5	1 083,7	36 264,4

Таблица 4.2.5 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на одну тонну нефти и свободного газа	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогообла- гаемый доход
	тыс.долл.	долл./тыс.м ³	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	1 298,4	236,5	-652,4	1 106,3	2 399,0	-1 753,1
2026	2 113,0	66,4	777,6	2 086,8	4 135,9	-1 245,4
2027	6 418,7	39,7	9 702,3	6 750,6	12 151,7	3 969,3
2028	11 873,6	40,5	17 905,9	9 288,0	18 384,8	11 394,6
2029	14 057,3	46,9	16 451,8	13 367,7	23 247,3	7 261,9
2030	14 391,9	48,0	16 727,4	12 793,2	22 995,8	8 123,5
2031	14 706,8	49,0	17 034,9	14 125,2	24 231,5	7 510,2
2032	18 723,1	49,9	22 062,1	11 806,6	24 044,5	16 740,7
2033	20 940,5	52,4	23 519,3	10 383,4	23 603,2	20 856,6
2034	22 960,6	57,4	22 388,4	11 842,6	25 533,9	19 815,1
2035	24 294,7	60,7	21 961,3	9 847,3	23 944,0	22 312,0
2036	27 270,9	65,6	21 851,9	10 436,1	25 254,7	23 868,1
2037	29 485,6	65,5	24 828,3	8 782,4	24 693,5	29 620,5
2038	26 976,4	65,8	23 375,6	7 713,1	22 445,4	27 906,6
2039	24 848,5	66,5	22 541,4	6 716,5	20 521,7	26 868,2
2040	22 848,0	67,1	21 129,4	5 858,5	18 746,8	25 230,5
2041	21 025,1	67,8	19 779,6	5 108,5	17 151,8	23 652,8
2042	19 363,8	68,5	18 490,8	4 454,7	15 719,3	22 135,3
2043	17 849,7	69,3	17 261,8	3 884,6	14 431,6	20 680,0
2044	16 469,7	70,2	16 091,1	3 387,4	13 273,3	19 287,6
2045	15 211,9	71,2	14 977,0	2 953,9	12 230,6	17 958,3
2046	14 065,4	72,2	13 917,7	2 575,8	11 291,5	16 691,5
2047	13 020,3	73,4	12 911,2	2 246,1	10 445,1	15 486,4
2048	12 041,2	74,5	11 982,1	1 958,7	9 655,4	14 367,9
2049	11 175,2	75,9	11 073,1	1 708,0	8 969,2	13 279,2
2050	10 385,9	77,4	10 211,3	1 489,4	8 349,8	12 247,4
2051	9 666,6	79,0	9 394,5	1 298,8	7 790,5	11 270,6
2052	9 011,1	80,9	8 620,7	1 132,6	7 285,3	10 346,5
2053	8 413,8	82,9	7 888,0	987,6	6 828,9	9 473,0
2054	7 869,7	85,1	7 194,4	861,2	6 416,4	8 647,8
2055	7 374,2	87,5	6 537,9	751,0	6 043,6	7 868,5
2056	6 922,9	90,1	5 916,7	654,9	5 706,6	7 133,0
2057	6 512,2	93,0	5 329,0	571,1	5 402,2	6 438,9
2058	6 133,9	96,3	4 764,8	498,0	5 124,5	5 774,2
2059	5 850,3	100,7	4 731,7	434,2	4 930,7	5 651,3
2060	5 539,5	104,7	4 238,8	378,7	4 706,0	5 072,3
2061	5 259,6	109,1	3 778,5	330,2	4 505,0	4 533,2
2062	5 007,5	113,9	3 348,3	287,9	4 325,3	4 030,5
2063	4 780,1	119,2	2 945,4	251,1	4 164,9	3 560,5
2064	4 559,7	125,3	2 538,5	219,0	4 012,5	3 085,7
2065	4 378,0	131,5	2 194,1	190,9	3 887,6	2 684,4
2066	4 184,3	139,0	1 815,8	166,5	3 759,4	2 240,7
2067	4 020,0	146,7	1 494,6	145,2	3 654,1	1 860,5
2068	3 872,0	154,3	1 226,9	126,6	3 568,6	1 530,3
2069	3 591,0	158,0	1 057,1	110,4	3 480,1	1 168,0
Итого расчет. период 2025-2069	546 762,6	66,6	513 316,7	182 067,2	533 443,6	526 635,7

Таблица 4.2.6 - Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Годы	НДПИ	Налог на имущество	Корпоративный подходный налог	Налог на сверхприбыль	Подходный налог с физических лиц	Социальные отчисления, социальный налог и отчисления в ФОМС	Прочие налоги	Всего
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	49,4	125,6	0,0	0,0	40,6	70,1	1,9	287,6
2026	248,3	246,3	0,0	0,0	40,6	70,1	2,3	607,6
2027	1 396,5	757,6	194,2	0,0	40,6	70,1	2,3	2 461,3
2028	2 579,2	1 097,8	2 278,9	2 204,2	40,6	70,1	3,5	8 274,2
2029	2 637,0	1 551,1	1 452,4	1 780,2	40,6	70,1	3,2	7 534,6
2030	2 689,7	1 492,6	1 624,7	2 086,8	40,6	70,1	3,7	8 008,2
2031	2 743,8	1 570,0	1 502,0	1 827,5	40,6	70,1	2,4	7 756,4
2032	3 528,9	1 673,3	3 348,1	2 886,7	40,6	70,1	2,8	11 550,5
2033	3 848,0	1 751,8	4 171,3	4 252,5	40,6	70,1	3,0	14 137,3
2034	3 925,8	1 964,1	3 963,0	3 329,3	40,6	70,1	3,1	13 296,0
2035	4 004,7	2 007,9	4 462,4	4 028,7	40,6	70,1	3,6	14 618,0
2036	4 254,3	2 170,7	4 773,6	3 957,2	40,6	70,1	3,2	15 269,8
2037	4 704,7	1 983,9	5 924,1	6 109,3	40,6	70,1	3,7	18 836,5
2038	4 360,1	1 780,3	5 581,3	5 976,7	40,6	70,1	3,0	17 812,1
2039	4 109,6	1 596,6	5 373,6	6 063,4	40,6	70,1	2,9	17 256,8
2040	3 812,8	1 431,0	5 046,1	5 827,5	40,6	70,1	2,9	16 231,0
2041	3 537,0	1 281,6	4 730,6	5 571,5	40,6	70,1	2,8	15 234,1
2042	3 280,5	1 146,9	4 427,1	5 299,9	40,6	70,1	2,8	14 267,8
2043	3 041,9	1 025,4	4 136,0	5 017,7	40,6	70,1	2,7	13 334,5
2044	2 820,2	915,8	3 857,5	4 728,9	40,6	70,1	2,7	12 435,8
2045	2 613,9	817,1	3 591,7	4 436,7	40,6	70,1	2,7	11 572,7
2046	2 422,1	728,1	3 338,3	4 144,0	40,6	70,1	2,7	10 745,8
2047	2 243,7	647,8	3 097,3	3 852,9	40,6	70,1	2,7	9 955,0
2048	2 077,7	575,5	2 873,6	3 585,2	40,6	70,1	2,6	9 225,4
2049	1 923,3	510,3	2 655,8	3 300,8	40,6	70,1	2,6	8 503,6
2050	1 779,7	451,6	2 449,5	3 022,6	40,6	70,1	2,6	7 816,8
2051	1 646,1	398,7	2 254,1	2 751,6	40,6	70,1	2,6	7 163,9
2052	1 521,8	351,1	2 069,3	2 488,3	40,6	70,1	2,6	6 543,8
2053	1 406,1	308,2	1 894,6	2 233,2	40,6	70,1	2,6	5 955,5
2054	1 298,4	269,6	1 729,6	1 986,7	40,6	70,1	2,6	5 397,7
2055	1 198,1	234,9	1 573,7	1 749,0	40,6	70,1	2,6	4 869,1
2056	1 104,8	203,7	1 426,6	1 520,0	40,6	70,1	2,6	4 368,5
2057	1 017,9	175,6	1 287,8	1 299,9	40,6	70,1	2,6	3 894,5
2058	935,9	150,4	1 154,8	1 084,8	40,6	70,1	2,7	3 439,3
2059	913,7	127,8	1 130,3	1 103,8	40,6	70,1	2,7	3 388,9
2060	843,8	107,5	1 014,5	911,3	40,6	70,1	2,7	2 990,5
2061	779,4	89,3	906,6	762,6	40,6	70,1	2,7	2 651,4
2062	720,1	73,0	806,1	726,1	40,6	70,1	2,7	2 438,8
2063	665,3	58,5	712,1	693,1	40,6	70,1	2,7	2 242,4
2064	610,7	45,5	617,1	661,2	40,6	70,1	2,8	2 048,0
2065	565,0	34,0	536,9	634,8	40,6	70,1	2,8	1 884,2
2066	515,3	23,8	448,1	561,5	40,6	70,1	2,8	1 662,2
2067	473,1	14,9	372,1	422,6	40,6	70,1	2,8	1 396,2
2068	436,9	7,3	306,1	315,5	40,6	70,1	2,8	1 179,2
2069	397,5	0,8	233,6	212,2	40,6	70,1	2,9	957,7
Итого расчет. период 2025-2069	91 682,9	32 628,4	92 800,7	102 749,9	1 217,8	2 103,4	84,6	312 090,3

Таблица 4.2.7 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подходный налог	Чистая прибыль после выплаты подходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	-1 753,1	0,0	0,0	-652,4	0,0	-652,4
2026	-1 245,4	0,0	0,0	777,6	0,0	777,6
2027	3 969,3	970,9	194,2	9 508,1	0,0	9 508,1
2028	11 394,6	11 394,6	2 278,9	15 627,0	2 204,2	13 422,8
2029	7 261,9	7 261,9	1 452,4	14 999,5	1 780,2	13 219,3
2030	8 123,5	8 123,5	1 624,7	15 102,7	2 086,8	13 015,9
2031	7 510,2	7 510,2	1 502,0	15 532,9	1 827,5	13 705,4
2032	16 740,7	16 740,7	3 348,1	18 714,0	2 886,7	15 827,3
2033	20 856,6	20 856,6	4 171,3	19 348,0	4 252,5	15 095,4
2034	19 815,1	19 815,1	3 963,0	18 425,4	3 329,3	15 096,1
2035	22 312,0	22 312,0	4 462,4	17 498,9	4 028,7	13 470,2
2036	23 868,1	23 868,1	4 773,6	17 078,3	3 957,2	13 121,1
2037	29 620,5	29 620,5	5 924,1	18 904,2	6 109,3	12 794,9
2038	27 906,6	27 906,6	5 581,3	17 794,3	5 976,7	11 817,7
2039	26 868,2	26 868,2	5 373,6	17 167,8	6 063,4	11 104,4
2040	25 230,5	25 230,5	5 046,1	16 083,3	5 827,5	10 255,8
2041	23 652,8	23 652,8	4 730,6	15 049,0	5 571,5	9 477,5
2042	22 135,3	22 135,3	4 427,1	14 063,8	5 299,9	8 763,9
2043	20 680,0	20 680,0	4 136,0	13 125,8	5 017,7	8 108,1
2044	19 287,6	19 287,6	3 857,5	12 233,6	4 728,9	7 504,7
2045	17 958,3	17 958,3	3 591,7	11 385,3	4 436,7	6 948,6
2046	16 691,5	16 691,5	3 338,3	10 579,4	4 144,0	6 435,4
2047	15 486,4	15 486,4	3 097,3	9 813,9	3 852,9	5 961,0
2048	14 367,9	14 367,9	2 873,6	9 108,5	3 585,2	5 523,3
2049	13 279,2	13 279,2	2 655,8	8 417,3	3 300,8	5 116,5
2050	12 247,4	12 247,4	2 449,5	7 761,8	3 022,6	4 739,2
2051	11 270,6	11 270,6	2 254,1	7 140,4	2 751,6	4 388,8
2052	10 346,5	10 346,5	2 069,3	6 551,4	2 488,3	4 063,1
2053	9 473,0	9 473,0	1 894,6	5 993,4	2 233,2	3 760,2
2054	8 647,8	8 647,8	1 729,6	5 464,8	1 986,7	3 478,1
2055	7 868,5	7 868,5	1 573,7	4 964,2	1 749,0	3 215,2
2056	7 133,0	7 133,0	1 426,6	4 490,1	1 520,0	2 970,1
2057	6 438,9	6 438,9	1 287,8	4 041,2	1 299,9	2 741,3
2058	5 774,2	5 774,2	1 154,8	3 609,9	1 084,8	2 525,2
2059	5 651,3	5 651,3	1 130,3	3 601,4	1 103,8	2 497,7
2060	5 072,3	5 072,3	1 014,5	3 224,3	911,3	2 313,0
2061	4 533,2	4 533,2	906,6	2 871,9	762,6	2 109,3
2062	4 030,5	4 030,5	806,1	2 542,2	726,1	1 816,1
2063	3 560,5	3 560,5	712,1	2 233,3	693,1	1 540,1
2064	3 085,7	3 085,7	617,1	1 921,4	661,2	1 260,2
2065	2 684,4	2 684,4	536,9	1 657,2	634,8	1 022,4
2066	2 240,7	2 240,7	448,1	1 367,6	561,5	806,1
2067	1 860,5	1 860,5	372,1	1 122,5	422,6	699,9
2068	1 530,3	1 530,3	306,1	920,8	315,5	605,4
2069	1 168,0	1 168,0	233,6	823,5	212,2	611,3
Итого расчет. период 2025-2069	526 635,7	526 635,7	105 327,1	407 989,5	115 408,3	292 581,3



Таблица 4.2.8 - Расчет потока денежной наличности. Вариант 1

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	В.Н.П. (IRR), без учета инфляции	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) (дисконт 10%), без учета инфляции	Срок окупаемости (дисконт 10%), без учета инфляции
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	%	тыс.долл.	лет
2025	-652,4	-9 021,8	-9 021,8	0,0	-8 201,6	
2026	777,6	-7 209,8	-16 231,6	0,0	-14 188,7	
2027	9 508,1	-23 622,5	-39 854,1	0,0	-32 205,1	
2028	13 422,8	-7 497,4	-47 351,6	0,0	-37 708,3	
2029	13 219,3	-15 601,1	-62 952,7	0,0	-47 872,1	
2030	13 015,9	16 929,2	-46 023,5	0,0	-38 855,0	
2031	13 705,4	8 953,0	-37 070,4	0,0	-34 890,1	
2032	15 827,3	10 825,6	-26 244,8	0,0	-31 115,0	
2033	15 095,4	11 099,6	-15 145,3	0,0	-27 411,5	
2034	15 096,1	2 489,3	-12 656,0	0,0	-27 999,6	
2035	13 470,2	11 478,3	-1 177,7	0,0	-25 372,8	
2036	13 121,1	4 523,1	3 345,4	0,0	-25 571,3	
2037	12 794,9	26 369,5	29 714,9	0,8	-19 210,6	
2038	11 817,7	24 061,7	53 776,6	4,4	-13 968,8	
2039	11 104,4	22 147,7	75 924,3	6,6	-9 594,9	
2040	10 255,8	20 215,5	96 139,8	8,1	-6 020,4	
2041	9 477,5	18 459,3	114 599,1	9,1	-3 098,9	
2042	8 763,9	16 863,0	131 462,1	9,8	-710,7	
2043	8 108,1	15 410,8	146 872,9	10,3	1 241,8	
2044	7 504,7	14 088,6	160 961,5	10,7	2 838,2	
2045	6 948,6	12 883,8	173 845,3	11,0	4 143,5	
2046	6 435,4	11 785,1	185 630,4	11,2	5 210,9	
2047	5 961,0	10 782,4	196 412,7	11,4	6 081,1	
2048	5 523,3	9 867,7	206 280,4	11,6	6 789,6	
2049	5 116,5	9 030,5	215 311,0	11,7	7 362,9	
2050	4 739,2	8 264,7	223 575,7	11,7	7 825,6	
2051	4 388,8	7 563,7	231 139,3	11,8	8 197,9	
2052	4 063,1	6 921,5	238 060,8	11,8	8 496,3	
2053	3 760,2	6 332,8	244 393,6	11,9	8 734,4	
2054	3 478,1	5 792,7	250 186,3	11,9	8 923,4	
2055	3 215,2	5 296,8	255 483,1	11,9	9 072,5	
2056	2 970,1	4 841,2	260 324,3	12,0	9 189,3	
2057	2 741,3	4 422,4	264 746,7	12,0	9 279,9	
2058	2 525,2	4 032,5	268 779,2	12,0	9 349,2	
2059	2 497,7	3 851,5	272 630,7	12,0	9 408,6	
2060	2 313,0	3 525,2	276 155,8	12,0	9 455,4	
2061	2 109,3	3 194,1	279 349,9	12,0	9 492,5	
2062	1 816,1	2 786,2	282 136,2	12,0	9 521,8	
2063	1 540,1	2 406,4	284 542,6	12,0	9 544,4	
2064	1 260,2	2 026,3	286 568,9	12,0	9 561,6	
2065	1 022,4	1 703,7	288 272,6	12,0	9 576,7	
2066	806,1	1 397,5	289 670,1	12,0	9 586,8	
2067	699,9	1 211,0	290 881,1	12,0	9 593,4	
2068	605,4	1 035,4	291 916,5	12,0	9 576,2	
2069	611,3	832,6	292 749,1	12,0	9 560,4	
Итого расчет. период 2025-2069	292 581,3	292 749,1	292 749,1	12,0	9 560,4	18

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИГ) из недр

Сравнение КИГ на прибыльный период показывает, что во всех вариантах разработки обеспечиваются одинаковые коэффициенты извлечения газа (0,730 д.ед.), но достигается утвержденный КИГ в разные годы. Достигается он за счет бурения новых скважин. Второй и третий варианты, в отличие от первого варианта, предусматривает более плотное уплотнение сетки скважин, за счет большего бурения скважин.

Значения расчетных коэффициентов извлечения газа (КИГ) по вариантам и объектам разработки за прибыльный период приведены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 - Месторождение Бурбайтал. I, II объекты разработки. Коэффициенты извлечения газа (КИГ) расчетных вариантов

Объект разработки	КИГ, утвержденный в ГКЗ РК	Варианты	КИГ, д.ед.
I, II	0,730	1	0,730
		2	0,730
		3	0,730

Реализация 1 варианта разработки, позволит достичь утвержденного коэффициента извлечения газа за прибыльный период, за счет бурения новых скважин, тем самым обеспечит наиболее рациональный подход к разработке залежей.

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки представлены в таблице 5.1.1.

Расчетный период по вариантам составил:

1 вариант – 45 лет (2025-2069 гг.);

2 вариант – 35 лет (2025-2059 гг.);

3 вариант – 25 лет (2025-2049 гг.).

Сравнение вариантов производится по рентабельному (прибыльному) периоду. Рентабельный (прибыльный) период разработки принимается период получения положительных значений текущего годового потока денежной наличности.

Экономические расчеты показали, что при принятых, для расчетов, нормативов эксплуатационных затрат, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, (при расчетах в ценах с учетом инфляции) и допущениях, рентабельный (прибыльный) период равен расчетному.

Суммарный объем добычи газа, за прибыльный период по всем вариантам составляет – 8 212,0 млн.м³.

Суммарная выручка от реализации продукции по вариантам, за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 1 060,1 млн.долл.;

2 вариант – 1 009,3 млн.долл.;

3 вариант – 990,9 млн.долл.

Суммарная выручка в первом варианте на 4,8 % больше, чем во втором варианте и на 6,5 % больше, чем в третьем варианте.

Суммарные эксплуатационные затраты за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляют:

1 вариант – 546,8 млн.долл.;

2 вариант – 594,9 млн.долл.;

3 вариант – 676,6 млн.долл.

Суммарные эксплуатационные затраты в первом варианте на 8,8 % меньше, чем во втором варианте и на 23,7 % меньше, чем в третьем варианте.

Объем необходимых инвестиций без учета НДС за прибыльный период с учетом

инфляции по вариантам составляет:

1 вариант – 195,2 млн.долл.;

2 вариант – 266,9 млн.долл.;

3 вариант – 364,0 млн.долл.

Объем инвестиций в первом варианте на 36,7 % меньше, чем во втором варианте и на 86,4 % меньше, чем в третьем варианте.

Средние общие затраты, приходящиеся на одну тонну продукции за прибыльный период, с учетом инфляции, по вариантам составляют:

1 вариант – 90,4 долларов/тыс.м³;

2 вариант – 104,9 долларов/ тыс.м³;

3 вариант – 126,7 долларов/ тыс.м³.

Средние общие затраты, приходящиеся на одну тонну продукции в первом варианте на 16,2 % меньше, чем во втором варианте и на 40,2 % меньше, чем в третьем варианте.

Накопленная чистая прибыль по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 292,6 млн.долл.;

2 вариант – 249,1 млн.долл.;

3 вариант – 166,3 млн.долл.

Накопленная чистая прибыль в первом варианте на 14,8 % больше, чем во втором варианте и на 43,2 % больше, чем в третьем варианте.

Суммарные выплаты Государству, в виде налогов, по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляют:

1 вариант – 321,3 млн.долл.;

2 вариант – 291,9 млн.долл.;

3 вариант – 273,5 млн.долл.

Суммарные выплаты Государству в первом варианте на 9,2 % больше, чем во втором варианте и на 14,9 % больше, чем в третьем варианте.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) по рассматриваемому проекту в среднем за прибыльный период, в ценах без учета инфляции, по вариантам составляет:

1 вариант – 12,0 %;

2 вариант – 8,5 %;

3 вариант – 4,3 %.

Значение ВНП только по первому варианту больше 10 %, что говорит о рентабельности первого варианта.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость),



по вариантам за прибыльный период, при ставке дисконта 10 %, в ценах без учета инфляции составляет:

- 1 вариант – 9,6 млн.долл.;
- 2 вариант – (-8,2) млн.долл.;
- 3 вариант – (-33,5) млн.долл.

Наибольшее значение накопленного дисконтированного потока наличности (Чистой приведенной стоимости), при ставке дисконта 10 %, приходится по первому варианту. Чистая приведенная стоимость во втором и третьем вариантах имеет отрицательное значение.

Коэффициент извлечения газа, за прибыльный период, составляет:

- 1 вариант – 0,730 доли ед.;
- 2 вариант – 0,730 доли ед.;
- 3 вариант – 0,730 доли ед.

Таким образом, первый вариант разработки, с экономической точки зрения, является наиболее эффективным, так как только в первом варианте накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) имеет положительное значение

Таблица 5.1.1 - Интегральные экономические показатели проекта

№	Наименование показателей	Расчетный период с учетом инфляции		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период, годы	2023-2069	2023-2059	2023-2049
2	Суммарная добыча газа, млн.м ³	8 212,0	8 212,0	8 212,0
3	Суммарная продажа товарного газа, млн.м ³	6 687,6	6 715,0	6 767,0
4	Суммарная продажа пропан-бутановой смеси тыс.тонн	430,4	430,4	430,4
5	Суммарная продажа ШФЛУ, тыс.тонн	231,8	231,8	231,8
6	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.долл.	1 060,1	1 009,3	990,9
6.1	Суммарная выручка от реализации товарного газа, млн.долл.	913,7	870,5	855,8
6.2	Суммарная выручка от реализации пропан-бутановой смеси, млн.долл.	67,8	64,3	62,6
6.3	Суммарная выручка от реализации ШФЛУ, млн.долл.	78,6	74,5	72,5
7	Эксплуатационные затраты, млн.долл., в том числе:	546,8	594,9	676,6
7.1	НДПИ, млн.долл.	91,7	87,4	85,9
7.2	Налог на имущество, млн.долл.	34,0	35,3	36,7
8	Средние общие затраты на одну тонну продукции, долл./тыс.м ³	90,4	104,9	126,7
9	Капитальные вложения, млн.долл.	195,2	266,9	364,0
10	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.долл.	526,6	437,6	359,4
11	Корпоративный подоходный налог, млн.долл.	105,3	87,5	72,3
12	Налог на сверхприбыль, млн.долл.	115,4	77,7	75,7
13	Накопленная чистая прибыль, млн.долл.	292,6	249,1	166,3
14	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.долл.	9,6	-8,2	-33,5
15	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	12,0	8,5	4,3
16	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	18,0	35,0	25,0
17	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.долл.	321,3	291,9	273,5
18	КИГ, доли ед.	0,730	0,730	0,730

5.2 Учет возможности и предложений казахстанских производителей работ, услуг, товаров

Рекомендуется обязательно использовать оборудование, материалы и готовую продукцию, произведенные в Республике Казахстан, если они отвечают требованиям конкурса и законодательства Республики Казахстан о техническом регулировании.

Обязательно привлекать казахстанских производителей работ, услуг при проведении операций по недропользованию, включая использование воздушного, железнодорожного, водного и других видов транспорта, если эти услуги соответствуют стандартам, ценовым и качественным характеристикам однородных работ и услуг, оказываемых нерезидентами Республики Казахстан.

При привлечении подрядных организаций предусматривать в условиях конкурса положения в части казахстанского содержания в товарах, работах, услугах, а также в отношении персонала, занятого на подрядных работах.

Приобретение товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию, производить в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с обязательным использованием реестра товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию и их производителей, и/или с использованием иных систем электронного закупа, расположенных в казахстанском сегменте сети Интернет, работа которых синхронизирована с работой реестра товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию, и их производителей, в порядке, утвержденном Правительством Республики Казахстан.

Расчет казахстанского содержания в закупках необходимо производить недропользователем/подрядчиком самостоятельно в соответствии с Единой методикой расчета организациями казахстанского содержания при закупке товаров, работ и услуг, утверждаемой Правительством Республики Казахстан, действующей на период осуществления таких закупок.

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

6.1.1 Технологические условия эксплуатации добывающих скважин

Обоснование выбора рационального способа эксплуатации скважин подсолевого комплекса участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал, необходимого устьевого и внутрискважинного оборудования и режимов его работы, основывается на технологических условиях эксплуатации, определенных по результатам испытания скважины 101, исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов и физико-химических свойств флюида, а также с учетом прогнозных технологических показателей настоящего Проекта разработки.

Текущее состояние, существующие технические и технологические условия эксплуатации скважин

Технологические условия эксплуатации скважин определены исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида, результатов анализа работы и характеристики скважин.

Газ подсолевого комплекса участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал «сухой» и «полусухой» с низким содержанием гомологов метана и неуглеводородных компонентов, сероводород и меркаптаны отсутствуют.

На контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» подсолевые отложения вскрыты скважинами Г-1 Алга, 2 Кобяковская и 101 Бурбайтал. На 01.01.2023 г. скважина 101 Бурбайтал находится в консервации, скважины Г-1 Алга, 2 Кобяковская ликвидированы по I категории. Структура фонда скважин участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал отображена в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2023 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин (№)
Фонд скважин	Добывающие скважины, ед.	1 (101)
	в т.ч. в консервации, ед.	1 (101)
	Ликвидированные, ед.	2 (Г-1 Алга, 2 Кобяковская)
Всего пробурено:		3 (101, Г-1 Алга, 2 Кобяковская)

Анализ работы скважин

С целью поисков залежей газа и конденсата пробурена поисковая скважина Г-1 Алга

на локальной вершине поднятия Алга, расположенном на западе контрактной территории с фактическим забоем 5250 м. В процессе бурения предпринята попытка испытания скважины в интервале 4835-4885 м, выделенном по данным ГИС, однако из-за проблем с установкой пакера, осуществить испытание не удалось. При достижении глубины 5054 м в скважине начались газопроявления. При забое 5250 м в скважине были проведены работы ГИС, которыми нефтегазовые пласты в подсолевых отложениях не выделены. Скважина была ликвидирована по I категории.

Поисковая скважина 2 Кобяковская пробурена с целью поисков залежей газа и конденсата в каменноугольных отложениях на северной вершине поднятия Кобяковское, которое находится на западе контрактной территории. Фактический забой составил 5219 м при проектных данных 5400 м. При достижении глубины 5170 м в скважине начались газопроявления. Во время работ по ликвидации газопроявления и стравливания давления в затрубном пространстве, скважина после выброса бурового раствора заработала чистым газом. Первоначальная интенсивность притока достигала 500 тыс.м³/сут через штуцеры диаметром 13-15 мм, за сутки интенсивность снизилась в несколько раз. В ходе проведения испытаний отобрана проба газа, анализ показал отсутствие сероводорода. После задавки скважины раствором плотностью 2,15-2,18 г/см³ буровой инструмент был прихвачен. Работы по освобождению инструмента результатов не дали. Скважина 2 Кобяковская ликвидирована по I категории пункт «Д», как выполнившая свое назначение на подземных хранилищах нефти и газа и месторождениях термальных и промышленных вод.

Скважина 101 пробурена в своде подсолевого поднятия Бурбайтал с целью разведки нефтяных и газовых залежей в отложениях нижней перми, карбона и девона. Бурение скважины начато 12.10.2013 г., закончено 26.02.2015 г. с забоем 6750 м в отложениях верхнего девона. По скважине 101 3-4 декабря 2022 г. проводилась отработка. Запуск скважины проведен на штуцере диаметром 7 мм, через 1,5 часа работы установлен штуцер диаметром 3 мм (отработка в течение 9 часов), затем проведена отработка в течение 13,5 часов на штуцере диаметром 4 мм. Общее время отработки 24 часа. В ходе испытаний скважины фонтанным способом отобрано 2,05 м³ жидкости, дебит скважины по газу составил 18717 м³/сут. После отработки 20.12.2022 г. скважина закрыта.

Проектные технологические условия разработки месторождения

На участке недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал выделены 2 газовых объекта разработки в подсолевых отложениях:

- I объект – газовый горизонт подсолевых отложений Р-I;
- II объект – газовые горизонты С-II, Д-I, Д-II.



Разработка объектов проектируется на режиме истощения, с использованием дожимной компрессорной установки (компримирование добываемого газа) для снятия ограничения системы сбора, что позволит отбирать газ до конечного устьевого давления и повысить коэффициент газоотдачи скважин. Технологический режим эксплуатации скважин – режим постоянной депрессии ($\Delta P = \text{Const}$) с учетом снижения пластового давления в процессе разработки.

В настоящем Проекте разработки рекомендуемым является первый вариант разработки, в котором предлагается:

- Ввод из консервации в 2025 г. ранее пробуренной добывающей газовой скважины 101.
- Ввод 10 кустовых добывающих газовых скважин из бурения в эксплуатацию по следующему графику: 2026 г. – 1 вертикальная скважина, 2027 г. – 3 наклонно-направленные скважины, 2028 г. – 3 скважины (1-вертикальная и 2 наклонно-направленные), 2029 г. – 3 наклонно-направленные скважины. Таким образом, ожидается бурение 2-х кустов по 5 скважин, где центральная скважина вертикальная, остальные наклонно-направленные с отходом от устья не более 1,5 км. Фонд добывающих скважин составит 11 единиц. Кустовые скважины начнут углубляться с 2032 г.

I объект – газовый горизонт подсолевых отложений Р-I

- Фонд добывающих газовых скважин на конец года составит: 2025 г. – 1 скважина, 2026 г. – 2 скважины, 2027 г. – 5 скважин, 2028 г. – 8 скважин, 2029 г. – 11 скважин. В дальнейшем фонд 11 добывающих скважин сохранится до конца разработки.
- Максимальный среднегодовой дебит по газу на одну скважину будет достигнут в 2027 г. и составит 129,4 тыс.м³/сут. В дальнейшем среднегодовой дебит газа будет снижаться и на 10 год разработки составит 71,3 тыс.м³/сут.
- Годовая добыча газа в период с 2025 по 2029 гг. имеет тенденцию увеличения от 5,5 до 300,0 млн.м³. С 2033 г. годовая добыча газа будет снижаться и на 10 год разработки составит 175,0 млн.м³.

II объект – газовые горизонты С-II, Д-I, Д-II

- Фонд добывающих газовых скважин на конец года составит: 2032 г. – 2 скважины, 2033 г. – 4 скважины, 2034 г. – 6 скважин, 2035 г. – 8 скважин, 2036 г. – 10 скважин, 2037 г. – 11 скважин. В дальнейшем фонд 11 добывающих скважин сохранится до конца разработки.
- Максимальный среднегодовой дебит по газу на одну скважину будет достигнут

в 2032 г. и составит 205,5 тыс.м³/сут. В дальнейшем среднегодовой дебит газа будет снижаться и на 10 год разработки составит 80,4 тыс.м³/сут.

- Годовая добыча газа в период с 2032 по 2037 гг. имеет тенденцию увеличения от 75,0 до 450,0 млн.м³. С 2038 г. годовая добыча газа будет снижаться и на 10 год разработки составит 310,2 млн.м³.

6.1.2 Обоснование режимов эксплуатации газовых скважин и выбора оборудования

Определение и установление оптимальных режимов работы добывающих скважин основывается на согласовании работы пласта и подъёмника, которое определяется в результате расчёта газодинамического движения газового потока в подъёмных трубах. В данной работе используется графоаналитический метод, в котором на основе кривых изменения давления $P=f(H)$ в колонне НКТ, строятся характеристические кривые работы подъёмника (изменение давления на забое скважины при фиксированных устьевых давлениях с учётом характеристики пласта, размера лифта и свойств флюида). Расчёт проводится с использованием параметров из таблицы 2.3.1 «Участок недр нетрадиционных источников УВ Бурбайтал. Компонентный состав газа по состоянию на 01.01.2023 г.» и таблицы 3.4.1 «Исходные геолого-физические характеристики продуктивного горизонта Р-І».

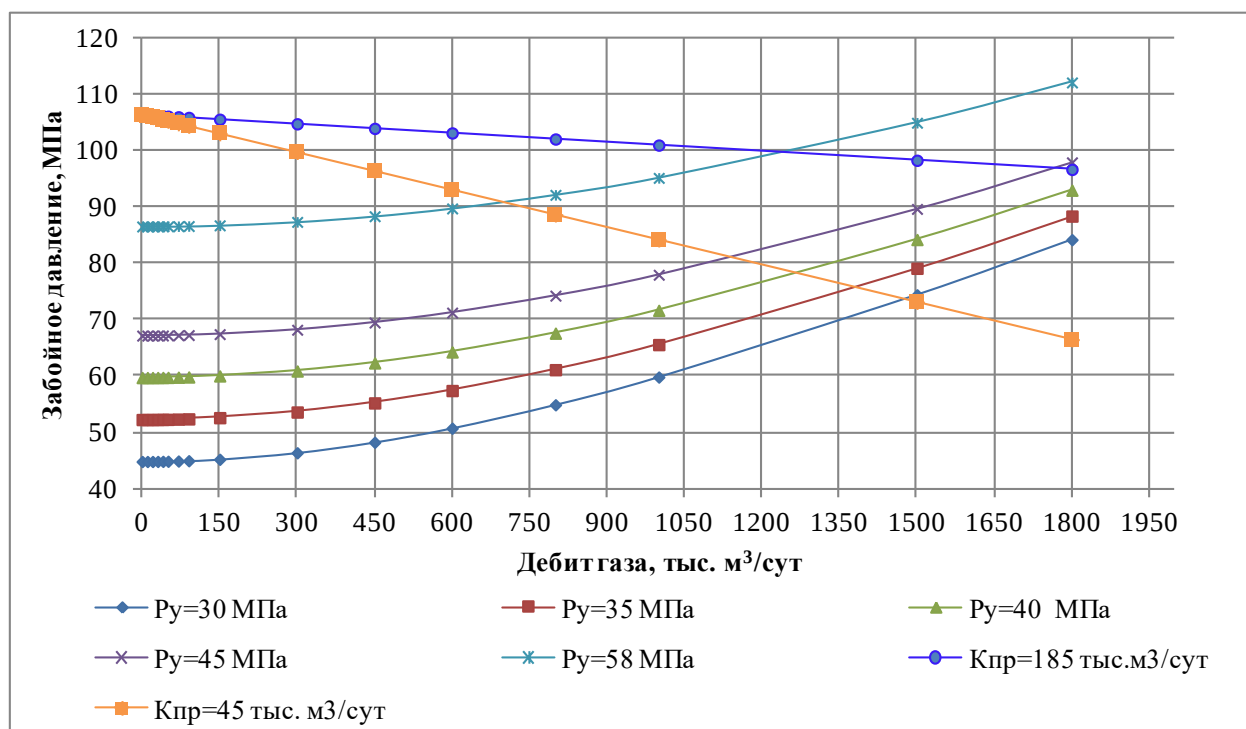


Рисунок 6.1.1 - Режим работы газовых скважин I объекта

Приведенный график на рисунке 6.1.1 позволяет опередить совместную работу пласта

и подъемника при проектируемых условиях (среднесуточный дебит по газу на 1 скважину, устьевое давление, условия работы залежи $\Delta P = \text{const} = 0,7$ МПа, $K_{пр}$ по прогнозируемому дебиту газа и депрессии за первые 10 лет эксплуатации) для I объекта. В соответствии с расчетом, приведенном на графике, режимы работы пласта и подъемника диаметром 88,9 мм, возможны при забойных давлениях $P_{заб}$ от 91,0 до 74 МПа, при давлении на устье Руст от 58 до 30 МПа, дебит газа при этом может изменяться от минимального 675 тыс.м³/сут до максимального 1750 тыс.м³/сут.

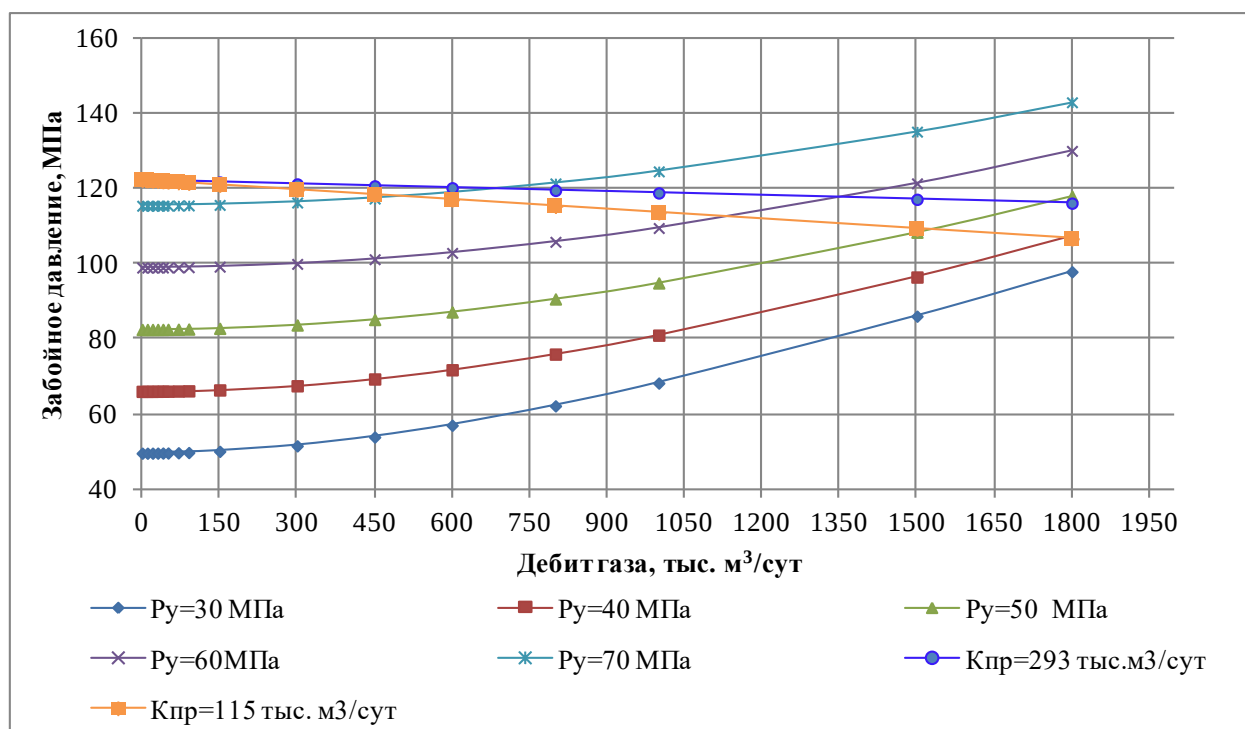


Рисунок 6.1.2 - Режим работы газовых скважин II объекта

Приведенный график на рисунке 6.1.2 позволяет опередить совместную работу пласта и подъемника при проектируемых условиях (среднесуточный дебит по газу на 1 скважину, устьевое давление, условия работы залежи $\Delta P = \text{const} = 0,7$ МПа, $K_{пр}$ по прогнозируемому дебиту газа и депрессии за первые 10 лет эксплуатации) для II объекта. В соответствии с расчетом, приведенном на графике, режимы работы пласта и подъемника диаметром 88,9 мм, возможны при забойных давлениях $P_{заб}$ от 121,0 до 104,0 МПа, при давлении на устье Руст от 70 до 40 МПа, дебит газа при этом может изменяться от минимального 464 тыс.м³/сут до максимального 1780 тыс.м³/сут.

С учётом состояния коллектора в зависимости от коэффициентов фильтрационного сопротивления, продуктивность скважин на практике может отличаться от расчетной как в меньшую, так и в большую сторону. Оценить фактические условия согласования пласта и

подъемника будет возможно после начала отбора газа и получения фактических данных о работе скважин при проектируемых условиях.

Устьевое и внутрискважинное оборудование газовых скважин

Условия эксплуатации газового горизонта подсолевых отложений Р-I, глубина залегания продуктивных объектов, характеристика пород коллектора, определяют выбор подземного оборудования. Устья газовых скважин оснащаются фонтанной арматурой обеспечивающей герметичность с возможностью измерения затрубных и устьевых давлений. При выборе устьевой арматуры и внутрискважинных колонн основополагающим критерием является пластовое давление и наличие в добываемой продукции коррозионно-агрессивных составляющих.

Устье скважины 101 оборудовано следующими элементами: фонтанная арматура Cameron 4 1/16"-3 1/16" 15000Psi, рассчитанная на рабочее давление 105 МПа, адаптер фонтанной арматуры Cameron 11" 15K×4 1/16"15K, колонная головка КазНефтеГазМаш 20 3/4" 5K×20" ВТС, колонная катушка КазНефтеГазМаш 20 3/4" 5K×16 3/4" 10K, колонная катушка КазНефтеГазМаш 16 3/4" 10K х 11" 15K, трубная головка Cameron 11" 15K×11" 15K (рисунок 6.1.2).

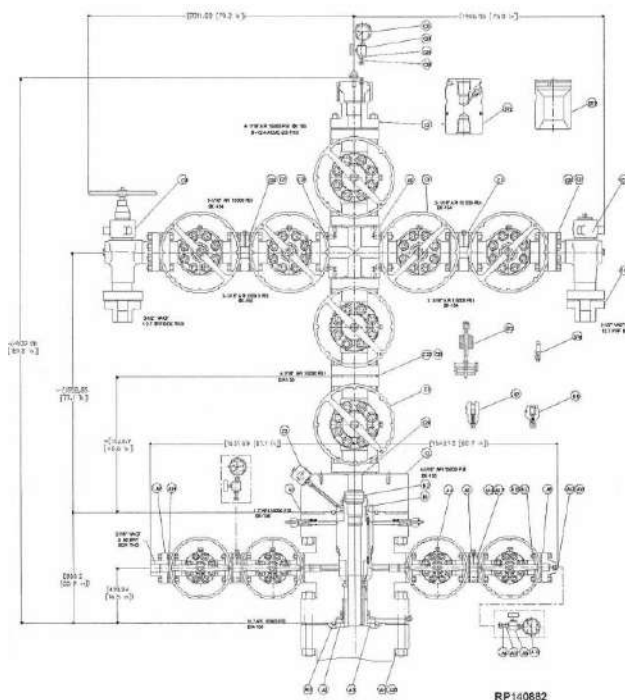


Рисунок 6.1.2 - Схема фонтанной арматуры скважины 101

Управление запорными устройствами (задвижками) на боковых отводах приводится в

действие маховиком (ручным способом). Изменение режима работы скважин осуществляется с помощью штуцеров, установленных на боковых отводах фонтанной елки. Применяемая фонтанная арматура соответствует условиям эксплуатации на месторождении.

Конструкция скважины 101 включает в себя направление диаметром 720 мм и длиной 54 м. Предназначено для монтажа диверторной установки, предотвращения размыва устья и направления восходящего потока бурового раствора в очистную систему. Кондуктор диаметром 508 мм спущен на глубину 391 м для перекрытия зоны поглощения в водоносных горизонтах и монтажа ПВО. Первая промежуточная колонна диаметром 339,7 мм спущена до глубины 2515 м, предназначена для изоляции неустойчивых и поглощающих надсолевых отложений от несовместимых по условиям вскрытия пластичных пород кунгурского яруса, а также для монтажа ПВО. Вторая промежуточная колонна диаметром 273,05 мм до глубины 4932 м предусмотрена для перекрытия текучих пород кунгурского яруса и монтажа ПВО для безопасного вскрытия продуктивных горизонтов. Эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм спущена на глубину 6719,5 м. Большая глубина залегания продуктивных пластов, высокие пластовые давления обусловили применение эксплуатационной колонны с толщиной стенки 11,51, 12,65, 13,72 мм марки стали VM110 SS/ VM110 HC SS.

Новые скважины рекомендуется оснастить фонтанной арматурой и колоннами с аналогичными прочностными характеристиками. Лифтовую колонну следует компоновать из НКТ диаметром 88,9 мм с толщиной стенки 9,52 мм, группа прочности VA95SS. Глубина спуска НКТ обуславливается нижним интервалом перфорации.

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

На дату составления отчета «Проект разработки» на Участке недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал, вскрытые ограниченным количеством пробуренных 3 скважин – Г-1 Алга, 2 Кобяковская и 101 Бурбайтал. На 01.01.2023 г. скважина 101 Бурбайтал является эксплуатационной скважиной.

В сводах этих локальных поднятий были пробурены глубокие подсолевые скважины, в которых при вскрытии подсолевых отложений были получены различные признаки газоносности (от газопроявлений в процессе бурения до получения притока в процессе опробования).

Физико-химические свойства нефти подсолевого отложения месторождения представлены в п 2.3.

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования на нефтяных месторождениях и на участках недр нетрадиционных источниках углеводородов возможны такие виды осложнений, связанные с физико-химическими свойствами добываемой нефти, как:

- образование асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО);
- загрязнения призабойной зоны скважин;
- водопроявления;
- гидратообразование.

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

АСПО

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования нефтяного месторождения Бурбайтал возможны парафино-смоловые отложения во внутрискважинном и наземном оборудовании.

Подсолевой мегакомплекс. Палеозойская группа (PZ). Девонская система (D)

Наиболее древними породами, вскрытые бурением в скважине 101 Бурбайтал, являются отложения франского яруса верхнего девона, представленные известняками. Литологически отложения представлены органогенными известняками, в основном серыми, темно-серыми, мелкокристаллическими с прослоями плотных аргиллитов.

Интенсивность образования АСПО зависит от содержания в нефти парафина, асфальтенов, смол, их свойств, термобарических условий, технологических факторов и т.д.

Изменение термобарических условий потока пластового флюида в процессе эксплуатации добывающих скважин, а также снижение температуры при его движении по стволу скважины и по выкидным линиям за счет выделения и расширения газа могут привести к выпадению парафина в виде твердой фазы, образованию отложений на стенках трубопроводов и уменьшению рабочего сечения. Асфальтены, находящиеся в дисперсном состоянии, могут также являться центрами кристаллизации, способствующими выпадению парафина из нефти при ее охлаждении.

Для борьбы с парафино-смолистыми отложениями в скважинах существуют различные методы: механический, химический, тепловой.

Механический метод предполагает удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для этой цели разработаны скребки различной конструкции, которые применяются как для очистки НКТ, так и трубопроводов системы внутрипромыслового сбора и транспорта.

Химический метод предназначен для удаления АСПО с помощью химических реагентов, растворителей. Для предупреждения АСПО используются ингибиторы.

Тепловой метод основан на способности парафина плавиться при температурах выше температуры насыщения. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла. Технология применения теплоносителя предусматривает нагрев жидкости в специальных нагревателях и подачу ее в скважину. При небольшом количестве парафино-смолистых образований обычно выполняют обработку горячей нефтью (ОГВ) или горячей водой (ОГВ) с добавлением химреагентов.

С целью выбора наиболее эффективного метода удаления образовавшихся отложений для определения компонентного состава АСПО необходимо отбирать пробы АСПО.

По данным Недропользователя на 01.01.2023 г. на месторождении проблемы с АСПО не возникали.

Загрязнение призабойной зоны

Основным мероприятием для очистки призабойной зоны и интервалов перфорации является солянокислотная обработка (СКО). Кислотная обработка скважин – эффективный метод очистки продуктивного пласта от продуктов загрязнения, попавших или образовавшихся в призабойной зоне в процессе вскрытия бурением, цементации обсадной колонны или при эксплуатации скважины. Под воздействием соляной кислоты в породах ПЗС образуются пустоты, каверны, каналы разъедания, вследствие чего увеличивается проницаемость пород, следовательно, производительность нефтяных и приемистость нагнетательных скважин. Технология проведения кислотных обработок осуществляется в соответствии с индивидуальными программами, составленными с учётом характеристик

скважины. Общий объем кислоты, площадь обработки и максимальный расход закачки тщательно рассчитывается для каждой скважины.

Выбор наиболее эффективного метода для восстановления проницаемости необходимо осуществлять на основании специальных комплексных лабораторных исследований. При применении любого из методов необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации технологических рисков, учитывая геолого-физическую характеристику продуктивного коллектора, состояние призабойной зоны скважин и т.д.

Водопроявления

Одной из важнейших проблем, при эксплуатации нефтегазовых месторождений является увеличение притока воды к забоям добывающих скважин. Это приводит к уменьшению конечной нефтеотдачи, к большим затратам на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти.

Как показал опыт разработки месторождений, основными причинами обводнения добываемой продукции являются:

- подтягивание подошвенных вод;
- прорыв воды вследствие системы ППД;
- наличие заколонных перетоков из выше- и нижележащих горизонтов, вызванное плохим качеством цементирования или негерметичностью эксплуатационной колонны.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) проводятся при достижении обводнённости продукции скважин 60 %.

Для выработки рекомендаций по изоляции обводившихся пропластков необходимо проводить специальные исследования с определением профиля и характера притока обводняющихся скважин.

Для обеспечения высокой эффективности РИР необходимо внедрение новых составов и технологий, направленных на снижение обводненности добываемой продукции и регулированию закачки воды в водонагнетательных скважинах. Для регулирования обводненности необходимо вести систематический контроль режимов работы скважин силами промысловой лаборатории.

Гидратообразование

В процессе разработки месторождения Бурбайтал возможно образование гидратов как на устье скважины, так и в выкидных линиях сборной системы.

Гидраты газов представляют собой твердые растворы, где растворителем является вода, молекулы которой за счет водородной связи образуют объемный каркас, в полости которого внедряются легкоподвижные молекулы газов. Основными гидратообразующими

компонентами, входящими в состав газа месторождение Бурбайтал, являются метан, этан, углекислый газ и азот.

В случае изменения режима работы скважин, зная равновесные параметры гидратообразования конкретной скважины, можно прогнозировать возникновение гидратных пробок и, соответственно, разрабатывать мероприятия по их предупреждению и ликвидации.

Для предупреждения гидратообразования применяются методы осушки газа от паров воды, ввод ингибиторов гидратообразования, поддержание температуры выше температуры начала образования гидратов. В ряде случаев для ликвидации гидратов используется метод краткосрочного уменьшения давления ниже давления разложения. При образовании гидратов в призабойной зоне пласта и в стволе скважин может оказаться наиболее эффективным способом локального подогрева газа на забое скважин или же способ ввода ингибитора на забой с последующей его регенерацией в комбинации с осушкой газа.

Методы борьбы с отложениями гидратов определяются местом их накопления, количеством, составом гидрата, а также имеющимися средствами ликвидации. При применении любого из методов ликвидации гидратных пробок необходимо обеспечивать подходы, обеспечивающие минимизацию технологических рисков.

По данным недропользователя, за анализируемый период гидратообразование не наблюдалось. При пуске скважин с низкой температурой применяется метод непрерывной закачки метанола до тех пор, пока не поднимется температура выкидной линии, после чего закачка метанола прекращается.

Выводы и рекомендации:

- При необходимости выполнение мероприятий, направленных на предотвращения выпадения АСПО, а также применение и активное внедрение новых технологий борьбы с АСПО, способствующих увеличению межочистного периода.
- По данным недропользователя, за анализируемый период гидратообразование не наблюдалось.
- Для предупреждения гидратообразования применяются методы осушки газа от паров воды, ввод ингибиторов гидратообразования, поддержание температуры выше температуры начала образования гидратов.
- Проблем с водопроявлением на месторождение не наблюдается.
- Вести поиск и активное внедрение новых изолирующих композиций и технологий для обеспечения высокой эффективности работ по ограничению водопритоков.
- Проводить специальные лабораторные исследования для выбора наиболее эффективных мероприятий и экономически выгодных реагентов различного назначения.

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Ввод в эксплуатацию газовых месторождений осуществляется при условии полного обустройства всех требуемых наземных объектов, предназначенных для сбора, промыслового транспорта и подготовки товарной продукции с дальнейшей реализацией на внутреннем и внешнем рынках.

Наземное обустройство промысла газового месторождения включает в себя систему сбора, состоящую из газопроводов/шлейфов, пункты сбора для осуществления замера дебитов скважин и объединения продукций скважин в единый поток для транспортировки его к объекту подготовки. На объекте подготовки осуществляется подготовка промыслового потока с доведением до товарного качества.

Основные требования к объектам системы сбора и подготовки добываемой продукции проектных скважин в соответствии с «Едиными правилами...»:

- герметичность сбора добываемой продукции;
- достоверный замер дебита продукции каждой скважины и возможность проведения газодинамических исследований;
- учет промысловой продукции месторождения в целом;
- надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- автоматизация всех технологических процессов;
- качество подготовки товарной продукции в соответствии с существующими стандартами РК и требованиями потребителя.

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и подготовки газа к транспорту необходимо учитывать следующие позиции:

- конфигурация месторождения;
- технологию разработки месторождения;
- количество и схемы размещения добывающих скважин;
- проектные дебиты газа;
- физико-химический состав добываемой продукции;
- устьевые параметры добывающих скважин (давление, температура);
- динамика падения устьевого давления в процессе эксплуатации;
- размещение месторождения относительно существующей магистральной газопроводной системы и возможных потребителей;
- размещение месторождения относительно существующей системы

энергоснабжения.

В соответствии с изложенными требованиями для участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал предлагается к реализации герметизированная система внутрипромыслового сбора газа, в соответствии с которой продукция скважин по индивидуальным шлейфам поступает на промысловый газосборный пункт (ГСП), где на тестовых сепараторах осуществляется поскважинный замер добываемой продукции. После замера продукция скважины объединяется с продукцией остальных скважин и общим потоком по газосборному коллектору направляется до единого для всего месторождения установки комплексной подготовки газа (УКПГ), расположенный на территории месторождения Бурбайтал.

Основные технологические процессы на УКПГ включают в себя: низкотемпературную сепарацию, фракционирование с выделением пропанобутановой фракции и ШФЛУ.

Основной объем товарного газа после УКПГ направляется в экспортный газопровод, а также на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и для выработки электроэнергии на нужды промысла.

Пропан-бутановая фракция после УКПГ поступает в емкости хранения и далее насосом откачивается через наливные устройства в специально приспособленные для транспорта пропанобутановой смеси автомашины-пропановозы.

Реализация ШФЛУ осуществляется совместно с товарной нефтью, для чего поток ШФЛУ после УКПГ будет возвращен в систему товарного парка на УПН.

Принципиальная схема будущей системы сбора и подготовки представлена на рисунке 6.3.1.

Для оценки капитальных вложений в технико-экономических расчетах для всех вариантов необходимо выделить следующие основные технологические позиции:

- Индивидуальные шлейфы от скважин;
- Газосборный пункт (ГСП);
- Газопровод от газосборного пункта до УКПГ;
- Установка комплексной подготовки газа (УКПГ);
- Газопоршневая электростанция (ГПЭС);
- Дожимной компрессор;
- ЛЭП;
- Автодорога.

Все элементы обустройства промысла необходимо рассчитывать по производительности установок в зависимости от максимальной годовой добычи газа на весь период развития месторождения.

Все технологические данные по протяженностям всех видов трубопроводов для технико-экономической оценки даны ориентировочно, т.к. размещение всех объектов системы сбора и подготовки будет уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства.

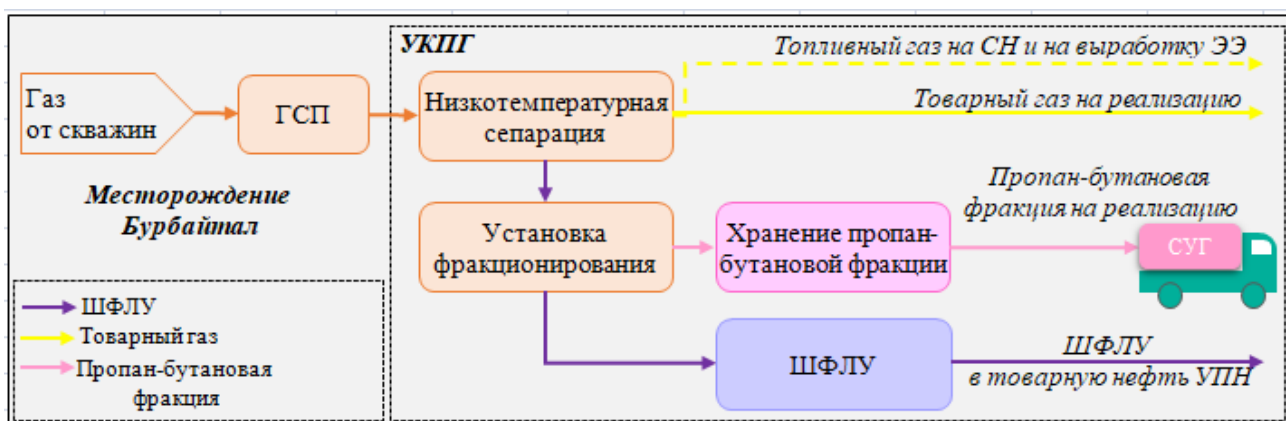


Рисунок 6.3.1 - Принципиальная схема системы сбора и подготовки

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке и (или) утилизации газа

В соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года. (п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании»).

В целях обеспечения экологической безопасности, минимизации объема сжигания углеводородного газа и рационального и комплексного использования попутного газа ТОО «Аскер Мунай» рассматривается вариант строительства единого для месторождения Бурбайтал установки комплексной подготовки попутного газа (УКПП) и экспортного газопровода.

В дальнейшем после завершения строительства УКПП и строительства экспортного газопровода планируется основной объем газа подавать на экспортный газопровод, а также на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и для выработки электроэнергии на нужды промысла.

Все мероприятия по утилизации добываемого газа, распределения газа, в том числе на собственные нужды и т.д. для участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал должны быть представлены в рамках отдельного документа - в «Программе развития переработки сырого газа», разработанной в соответствии с утверждёнными технологическими показателями разработки данного документа.

Расчеты неизбежно сжигаемого газа выполняются в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» утвержденной приказом Министра Энергетики РК № 164 от 05 мая 2018 года и предоставляются в Программе развития переработки сырого газа. В Программе развития переработки сырого газа приводится детальный расчет объемов технологически неизбежного сжигания сырого газа и далее данная Программа развития переработки сырого газа рассматривается и утверждается на заседании Рабочей группы МЭ РК (п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», № 125-VI от 27.12.2017 г.).

6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

На Участке недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал ППД отсутствует. Проектом не предусмотрено.

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

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

7.1.1 Рекомендации к конструкциям скважин

С учетом горно-геологических условий бурения, на основании опыта пробуренных скважин и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан [5, 18], для бурения скважин на подсолевые залежи месторождения Бурбайтал рекомендуются следующие конструкции, в зависимости от целевого горизонта:

Пермский горизонт

- **Направление 508 мм** устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.
- **Кондуктор 339,7 мм** устанавливается с целью перекрытия неустойчивых отложений, установки стандартной колонной обвязки, с целью герметизации и разобщения пространства между колоннами и контроля за давлениями при бурении и эксплуатации скважин. На устье устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Техническая колонна 244,5 мм** устанавливается для перекрытия верхних неустойчивых юрских и триасовых отложений, а также изоляции водоносных горизонтов. Цементируется до устья.
- **Эксплуатационная колонна 177,8 мм** устанавливается для перекрытия соленосных отложений, разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин для разработки пермских продуктивных горизонтов приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 - Рекомендуемая конструкция скважин на пермский продуктивный горизонт

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонн, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
1	2	3	6	7
Направление	660,4	508	70	0
Кондуктор	444,5	339,7	300	0
Техническая колонна	311,1	244,5	1400	0
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	5150	0
Примечание - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубина спуска уточняется по результатам ГИС и устанавливается с учетом перекрытия соответствующих горизонтов.				

Для наклонно-направленных скважин бурение спуск обсадных колонн (направление, кондуктор) производится аналогично вертикальным скважинам.

Рекомендуемые данные для профиля наклонно-направленных скважин:

- проектная глубина по вертикали – $\approx 4950-5050 (\pm 300)$ м;
- тип профиля – тангенциальный, трехинтервальный (возможно использование четырех- и пятиинтервальных профилей);
- смещение забоя скважины по горизонтали – $\approx 700-1000$ м;
- интенсивность набора кривизны – не более $6^\circ/30$ м.

С целью увеличения надежности скважин рекомендуется использовать для эксплуатационных колонн обсадные трубы с газогерметичным резьбовым соединением типа «металл-металл».

Девонский горизонт

- **Направление 508 мм** устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

- **Кондуктор 339,7 мм** устанавливается с целью перекрытия неустойчивых отложений, установки стандартной колонной обвязки, с целью герметизации и разобщения пространства между колоннами и контроля за давлениями при бурении и эксплуатации скважин. На устье устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

- **Техническая колонна 244,5 мм** устанавливается для перекрытия верхних неустойчивых юрских и триасовых отложений, а также изоляции водоносных горизонтов. Цементируется до устья.

- **Эксплуатационная колонна 177,8 мм** устанавливается для перекрытия соленосных отложений и предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при дальнейшем углублении скважины. На устье устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

- **Эксплуатационный хвостовик 114,3 мм** устанавливается для разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до подвески хвостовика.

Рекомендуемая конструкция скважин для разработки девонских продуктивных горизонтов приведена в таблице 7.1.2.

Для наклонно-направленных скважин бурение спуск обсадных колонн (направление, кондуктор) производится аналогично вертикальным скважинам.

Таблица 7.1.2 - Рекомендуемая конструкция скважин на девонский продуктивный горизонт

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонн, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
Направление	660,4	508	70	0
Кондуктор	444,5	339,7	300	0
Техническая колонна	311,1	244,5	1400	0
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	5150	0
Эксплуатационный хвостовик	152,4	114,3	4900-6700*	4900-6700**

Примечание – В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубина спуска уточняется по результатам ГИС и устанавливается с учетом перекрытия соответствующих горизонтов.

* Верхняя часть колонны 114,3 мм устанавливается в интервале 0-4900 м соединяется с подвеской хвостовика и служит лифтовой колонной для добычи.

** По результатам ГИС запланирован спуск цементируемого хвостовика с муфтами (скользящими рукавами) для проведения МГРП.

Рекомендуемые данные для профиля наклонно-направленных скважин:

- проектная глубина по вертикали – $\approx 6600-6700 (\pm 300)$ м;
- тип профиля – тангенциальный, трехинтервальный (возможно использование четырех- и пятиинтервальных профилей);
- смещение забоя скважины по горизонтали – $\approx 800-1000$ м;
- интенсивность набора кривизны – не более $6^\circ/30$ м.

С целью увеличения надежности скважин рекомендуется использовать для эксплуатационных колонн обсадные трубы с газогерметичным резьбовым соединением типа «металл-металл».

Согласно проектным решениям, бурение эксплуатационных скважин планируется в два этапа. Во время первого этапа, скважины бурятся со вскрытием пермского продуктивного горизонта (проектная глубина 5150м). После этого спускается и цементируется эксплуатационная колонна 177,8 мм. Пласты пермского продуктивного горизонта перфорируются и стимулируются с 2-3 стадийным пропантным ГРП, и скважины вводятся в эксплуатацию.

Второй этап бурения включает в себя углубление уже пробуренных скважин со вскрытием девонского продуктивного горизонта. При этом, скважины будут поочередно углубляться до проектной глубины 6700 м, с последующим спуском и цементированием 114,3 мм хвостовика со скользящими муфтами для многостадийного ГРП. Глубина подвески хвостовика определяется, с учетом перекрытия верхних перфорационных отверстий в 177,8 мм эксплуатационной колонне.

В процессе бурения вертикальных скважин необходимо осуществлять периодический контроль за траекторией скважины, отклонение от вертикали не должно

превышать 3-5 град. [18]. Для обеспечения вертикальности скважины рекомендуется использовать оптимальные режимы бурения, применять соответствующие горно-геологическим условиям компоновки бурильной колонны, с включением дополнительных центрирующих элементов и специальных технических средств.

Планируемые работы по восстановлению ранее пробуренных скважин, находящихся в консервации/ликвидации должны выполняться в строгом соответствии с Правилами [18] и включать, но не ограничиваться следующими операциями:

- обследование фактического состояния приустьевой части скважины (анализ воздушной среды и отбор проб газа, состояние бетонной тумбы на устье, наличие признаков грифонообразований);

- обследование фактического состояния обсадных колонн скважины;

- строительство площадки под станок и буровое оборудование;

- подготовка устьевой шахты;

- проведение ГИС исследований;

- определение технического состояния верхней части эксплуатационной колонны;

- переоборудование устья скважины, установка колонной головки;

- опрессовка колонной головки, замена задвижек при необходимости;

- установка ПВО и его опрессовка;

- замена раствора, находящегося в скважине, на промывочную жидкость необходимой;

- плотности (плотность жидкости определяется индивидуально для каждой скважины);

- разбуривание цементных мостов;

- при необходимости, разбуривание металлических остатков в скважине с использованием фрезы;

- проведение ГИС исследований;

- определение технического состояния скважины, а именно качество цементирования, дефектоскопия эксплуатационной обсадной колонны, определение наличия смятия;

- при необходимости выполнение работ по ремонту обсадной колонны;

- при необходимости, перфорация специальных отверстий и закачка цемента или других видов герметизирующих материалов под давлением в интервалах неудовлетворительного цементирования колонны.

Данные операции будут проводиться по утвержденным планам организации работ (ПОР) составляемые на каждую операцию индивидуально для каждой скважины.

Конкретные скважины-кандидаты для восстановления, а также целесообразность выполнения данных работ определяет Недропользователь.

Окончательные решения по конструкции скважин, профилю ствола, смещению забоя от вертикали, выбору типа и компонентного состава бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, а также методам освоения будут приняты при разработке технических проектов на строительство скважин.

7.1.2 Рекомендации к производству буровых работ

Выбор буровой установки производится в соответствии с проектной глубиной и конструкцией скважин. Бурение скважин рекомендуется производить с мобильной буровой установки с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной/бурильной колонны и ведения аварийных работ – допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40 % [5].

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан по безопасности ведения буровых [5, 18].

7.1.3 Рекомендации к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования обсадных колонн и тампонажных материалов проведен с учетом геологических условий, рекомендуемых конструкций скважин и анализа крепления ранее пробуренных скважин.

Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий:

- обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применять ингибированные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования);

- применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, расширяющиеся добавки, регуляторы сроков схватывания, утяжелители и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- применять хлорид натрия в качестве добавки при цементировании соленосных интервалов;
- обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве;
- использовать технологию двухступенчатого цементирования обсадных колонн для обеспечения проектной высоты подъема цемента до устья и предотвращения возможных поглощений;
- использовать две цементирующие пробки для наилучшего разделения бурового и цементного растворов;
- применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин.

Рекомендации по цементированию скважин представлены в таблице 7.1.3.

Таблица 7.1.3 - Рекомендации по цементированию обсадных колонн

Показатели	Кондуктор 339,7мм ×300 м	Техническая колонна 244,5 мм ×1400 м		Эксплуатационная колонна 177,8 мм × 5150 м			Эксплуатацион- ный хвостовик 114,3 мм ×5300 м
	II порции	I порция	II порция	I ступень	II ступень		
					I порция	II порция	
Высота подъема цемента	до устья	до устья	на ≈300 м выше башмака	до МСЦ (≈3500 м)	до устья	на ≈50м выше башмака предыдущей колонны	
Тип цемента	ПЦТ I-CC-100 или G(HSR)						
Плотность цементного раствора, г/см ³	1,55/1,9	1,55	1,9	1,9-1,95	1,55	1,9	1,95-2,2
Добавки	облегчающая добавка, ускоритель схватывания, пеногаситель		понижитель водотдачи, пеногаситель	соль, понижитель водотдачи, расширяющаяся добавка, замедлитель схватывания, пеногаситель	облегчающая добавка, понижитель водотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель	понижитель водотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель	понижитель водотдачи, расширяющаяся добавка, замедлитель схватывания, утяжелитель, пеногаситель
Буферная жидкость	тех.вода, ПАВ			тех. вода, ПАВ, буферный материал			тех. вода, буферный материал, утяжелитель

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

7.2.1 Выбор и обоснование типа промывочной жидкости при первичном вскрытии

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех осложнений, которые базируются на геологической информации по месторождению Бурбайтал.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважины:

- поглощения бурового раствора;
- осыпи стенок скважины;
- флюидопроявления;
- текучесть солей;
- сужения ствола скважины и кавернообразования;
- прихватоопасность из-за осыпей и перепада давлений.

Продуктивные пласты верхнего и нижнего карбона вскрываются совместно с отложениями нижней перми, в разрезе которых содержится более 60 % глин и аргиллитов, склонных к осыпям стенок скважины, сужениям, кавернообразованиям и прихватоопасности. Учитывая глинистость самих продуктивных пластов, при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными аргиллитами и глинами разреза. Это приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, и как следствие, может привести к ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием соленасыщенного NaCl, ингибированного полимерного бурового раствора, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- бурить с использованием минимально допустимой плотности бурового раствора;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не

засоряющими пласт.

В качестве утяжелителя бурового раствора, из-за его высокой плотности, использовать барит, для уменьшения объемного заполнения раствора твердой фазой, можно насытить до плотности 1,18-1,19 г/см³ поваренной солью. Это способствует уменьшению потребности в твердофазных утяжелителях при высоких плотностях бурового раствора (при бурении требуемая плотность до 2,2 г/см³).

В качестве структурообразователя и регулятора реологических свойств бурового раствора применять разновидности ксантанового полимера.

С целью снижения риска дифференциальных прихватов против проницаемых пластов предусмотреть ввод кольмантанта карбоната кальция мелкой и средней фракций в количестве 30-40 кг/м³, который будет препятствовать проникновению мелкодисперстных частиц барита вглубь продуктивных пластов, что минимизирует их загрязнение.

За 100 м до вскрытия продуктивных горизонтов в процессе бурения предусмотреть ввод реагентов поглотителей или нейтрализаторов CO₂.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части его) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 6-7 м³. При необходимости прокачку вязких пачек можно повторять неоднократно.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора, (особенно по содержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита с размерами ячеек, соответствующих проходимому разрезу, песко- и илоотделители, центрифугу использовать при необходимости.

7.2.2 Рекомендации к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин

В зависимости от назначения скважин, геологических и технико-технологических условий, конструкция забоя скважин на месторождении Бурбайтал может быть:

- забой скважины обсажен по всему продуктивному горизонту эксплуатационной колонной (хвостовиком) и зацементирован;
- забой скважины обсажен эксплуатационной колонной (хвостовиком) с нецементируемой компоновкой подземного оборудования с разделяющими пакерами.

Работы по вторичному вскрытию пластов и освоению скважины проводить в

соответствии с Правилами [18] и начинать при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечении следующих условий:

- 1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- 2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;
- 3) установлены сепаратор, емкости для сбора флюида и проведена факельная линия для сжигания попутного газа (в случае необходимости).

Интервалы продуктивных объектов устанавливает геологическая служба недропользователя в зависимости от фактического разреза скважины и по данным ГИС, и выбирает способ вскрытия, наименование перфоратора, тип заряда и плотность перфорации (если скважина обсажена по всему стволу эксплуатационной колонной и зацементирована).

При выборе интервалов перфорации рекомендуется учитывать максимально возможное и технически обоснованное расстояние от крайних перфорационных отверстий до уровня ГНК и ВНК с целью недопущения преждевременного прорыва воды и прорыва газа.

Перфорацию и освоение скважины, и связанные с ними работы проводить по плану организации работ (ПОР), составленному подрядчиком и согласованному с недропользователем с указанием технологии, оборудования и ответственного руководителя работ. До перфорации выполнить мероприятия по предотвращению не контролируемых газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытого фонтанирования (ОФ), составить акт готовности скважины к перфорации и получить письменное разрешение руководителя работ, представителя Заказчика и аварийно-спасательной службы (АСС) на проведение перфорации.

Для проведения перфорации спустить НКТ с перфораторами в интервал перфорации. Оборудовать устье скважины фонтанной арматурой (далее ФА). ФА до установки на устье скважины опрессовать на пробное давление, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Обвязать ФА коммуникациями с наземным оборудованием. Снизить уровень жидкости в скважине свабированием для создания необходимой депрессии на пласт. Перфорировать продуктивный пласт.

Оборудование устья, трубопроводы, установка сепарации и замера продукции скважины должны обеспечивать возможность безопасного отключения скважины в аварийной ситуации.

Проверить готовность скважины к освоению и составить акт с участием

представителей подрядчика, недропользователя и АСС.

Работы по освоению начинать только при соблюдении технологических условий и обеспеченности техническими средствами и материалами, предусмотренными в индивидуальном плане работ на освоение скважины.

Освоение и исследование скважины производить в присутствии ответственного лица.

В процессе освоения скважины проводить комплекс термобарических и гидродинамических исследований и отбор проб пластового флюида.

При получении слабого притока углеводородов рекомендуется проводить работы по интенсификации притока. Интенсификацию притока проводить повторной (или дополнительной) перфорацией или обработкой призабойной зоны, технологию и параметры которой выбирает геологическая и технологическая службы недропользователя в зависимости от геолого-физических свойств пласта.

Если скважина обсажена эксплуатационным хвостовиком со сдвижными муфтами, работы производить в соответствии с программой заканчивания скважин с проведением МГРП.

Комплекс работ по освоению скважины должен обеспечить максимальную очистку призабойной зоны пласта от промывочной жидкости.

Скважину считать освоенной, если в результате проведённых работ определена продуктивность пласта и получен приток флюида, характерный для данного объекта.

Выбор способа эксплуатации, подбор, установку скважинного оборудования, а также дальнейшие работы осуществляет недропользователь в соответствии с проектными документами на разработку.

На проведенные работы по перфорации, освоению и испытанию скважины составляются суточные рапорта по форме, установленной в организации. Результаты проведённых работ оформлять в виде актов.

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

8.1 Выполнение мероприятий по контролю за процессом разработки

Контроль за разработкой месторождения проводится на любой стадии эксплуатации месторождения при использовании промыслово-геофизических исследований скважин; гидродинамических и физико-химических исследований.

На период промышленной эксплуатации Участка недр нетрадиционных источников углеводородов (УНИУВ) Бурбайтал в проекте разработки предусматриваются комплексные исследования, объемы, виды и периодичность геофизических исследований и исследований пластовых флюидов.

В проекте пробной эксплуатации [3] были предусмотрены комплексные исследования, учтенные в настоящем проекте.

Базовыми сведениями являются данные, представленные в отчетах по подсчетам запасов 2019 г. [2] и по состоянию 01.10.2022 г. [4], после которых бурение на месторождении не проводилось.

Характеристика фильтрационно-ёмкостных свойств по состоянию изученности на 01.01.2023 г. выполнена с учётом результатов интерпретации материалов ГИС по трем скважинам, пробуренным на контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» и вскрывшим подсолевые отложения – скважины Алга Г-1, Кобяковская-2 и 101 Бурбайтал (п. 2.2).

8.1.1 Обязательный комплекс промысловых исследований

Информация, получаемая при газогидродинамических исследованиях, может быть разделена на три группы: исследования, позволяющие определить термобарические параметры скважины; исследования, позволяющие определить фильтрационные и емкостные параметры и коэффициенты фильтрационного сопротивления; исследования, позволяющие установить режим эксплуатации скважин. Исследования, позволяющие определить параметры пласта и скважин, по характеру режима фильтрации газа делятся на два вида: при стационарных и нестационарных режимах фильтрации.

Первичные исследования проводятся во всех разведочных и эксплуатационных вновь пробуренных скважинах. Эти исследования являются основными и обязательными, проводятся в полном объеме и позволяют определить:

- параметры пласта;
- продуктивную характеристику;

- установить режим эксплуатации скважины;
- связь между дебитом, забойным и устьевым давлением и температурой;
- количество жидких и твердых примесей при различных режимах работы скважины;
- пластовое давление;
- влияние степени и характера вскрытия на производительность;
- коэффициенты фильтрационного сопротивления.

При первичных исследованиях газовых скважин определяются:

- статическое давление на устье;
- пластовое давление по устьевым замерам расчетным путем или измерением с помощью глубинных манометров или комплексов;
- забойное давление на различных режимах работы скважины, так же как и пластовое давление, по данным замера давления в трубном или затрубном пространстве или измерение с помощью глубинных манометров или комплексов;
- дебит скважины по данным диафрагменного измерителя критического течения или диафрагменного измерителя дифманометра докритического течения в замерном пункте;
- процессы восстановления и стабилизации давления и дебита;
- температура газа на забое и устье на различных режимах, а также процессы восстановления и стабилизации температуры;
- количество выносимой воды, конденсат и твердых примесей на различных режимах;
- физико-химические свойства газа и воды по отобранным на различных режимах работы скважины пробам.

Текущие исследования проводятся на эксплуатационных и переведенных в фонд эксплуатации разведочных скважинах в процессе разработки месторождения. Основная задача текущих исследований сводится к получению информации обо всех или о части параметров, определяемых в процессе первичных исследований для анализа и контроля за разработкой. Объем текущих исследований диктуется конкретными условиями каждого месторождения, изменчивостью контролируемых параметров, необходимостью установить характер изменения этих параметров в процессе разработки. Частично эти изменения устанавливаются по данным эксплуатации скважин.

Замеры дебитов газа, устьевых (буферного и затрубного) давлений, температуры

По всему фонду добывающих скважин необходимо: проводить ежесуточные замеры

дебита газа, динамических устьевых (буферного и затрубного) давлений, температуры на устье.

Измерение статических устьевых давлений по действующему добывающему фонду скважин необходимо проводить при каждой остановке скважины, но не реже одного раза в квартал, если в этом квартале не проводились измерения пластовых или забойных давлений. Замеры статических устьевых давлений в бездействующих скважинах необходимо проводить не реже одного раза в месяц.

Рекомендуется проведение тестовых замеров дебитов газа до и после проведения мероприятий по скважинам, на которых проводились смена оборудования или режима, геолого-технические мероприятия (ГТМ) (обработка призабойной зоны, изоляционные работы и др.).

Измерение пластового давления и пластовой температуры

Необходимо замерять начальные пластовые давления по всем вводимым из бурения скважинам.

Измерение пластового давления и пластовой температуры в скважинах эксплуатационного действующего фонда в начальный период разработки (период опытно-промышленной эксплуатации) необходимо проводить не реже одного раза в квартал.

Пластовые давления в скважинах определяются путём прямого замера глубинными манометрами на забое скважины в период её остановки или по данным исследования методом восстановления давления.

Измерение забойного давления

Забойное давление в действующих скважинах замеряется глубинными манометрами при проведении газогидродинамических исследований методом МУО и КВД. Обязательно проведение контрольных замеров забойных давлений по скважинам, на которых проводились смена оборудования или режима, ГТМ, после проведения мероприятий.

8.1.2 Гидродинамические исследования по контролю за разработкой

Исследования скважин методом режимных исследований (МУО) и методом записи КВД.

При помощи исследований методом МУО определяют:

- зависимость дебита скважин газа, конденсата и воды от депрессии на пласт;
- зависимость дебита скважины от температуры;
- распределение давления и температуры в пласте и в скважине при различных режимах эксплуатации;

- коэффициенты фильтрационных сопротивлений, несовершенство по степени и характеру вскрытия, а также гидравлического сопротивления забойных оборудований и лифтовых труб;

- эффективность проведения работ по интенсификации притока газа к скважине;
- технологический режим эксплуатации скважин;
- фильтрационные параметры газоводонасыщенных интервалов;
- потенциальные возможности скважин по дебиту.

Исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации позволяют получить ряд важных параметров пласта, которые методом МУО определить невозможно. Исследование скважин при нестационарных режимах фильтрации заключается в снятии и обработке кривых восстановления давления после остановки скважины и стабилизации забойного и устьевого давлений и дебита скважины после пуска в эксплуатацию.

Газогидродинамические исследования скважин при стационарных режимах (методом режимных исследований с замером давления глубинным манометром на забое) и при нестационарных режимах фильтрации (методом восстановления давления (КВД)) обязательно проводятся при вводе каждой новой скважины в эксплуатацию, и далее, по мере необходимости. При исследовании скважин методом МУО необходима полная стабилизация устьевых, забойных давлений и дебита на каждом режиме, которых должно быть не менее 6 (4 режима прямого хода и 2 режима обратного).

Запись КВД производится на забое с помощью глубинных электронных манометров. Одновременно с регистрацией КВД на устье скважины регистрируются изменения буферного и затрубного давления скважины для учёта дополнительного притока в скважину.

По скважинам, на которых проводились ГТМ, изменяющие состояние призабойной зоны с изоляцией либо приобщением или без них, рекомендуется проведение газогидродинамических исследований на стационарных и нестационарных режимах после проведения мероприятий.

Для получения более достоверной информации о состоянии объектов, газогидродинамические методы следует выполнять в комплексе с другими методами исследований.

Комплекс геолого-промысловых исследований скважин по контролю за разработкой участка недр нетрадиционных источников УВ Бурбайтал, приведены в таблице 8.1.2.1.

Таблица 8.1.2.1 - Участок недр нетрадиционных источников УВ Бурбайтал. Комплекс геолого-промысловых исследований скважин по контролю за разработкой на 01.01.2023 г.

Виды исследований	Периодичность
1	2
Замер дебитов газа	Ежесуточно
Гестовый замер дебитов газа	До и после проведения ГТМ
Замер динамических устьевых (буферного и затрубного) давлений, температуры на устье	Ежесуточно
Замеры статических устьевых давлений: - в действующих скважинах - в бездействующих скважинах	При каждой остановке скважины, но не реже 1 раза в квартал Не реже 1 раза в месяц
Замер пластового давления и температуры	Не реже 1 раза в квартал
Замер забойного давления	Не реже 1 раза в квартал
Газогидродинамические исследования МУО и КВД	Разовые исследования при вводе скважины в эксплуатацию и в последующем – по мере необходимости
Физико-химические исследования свойств и состава газа, воды	В новых скважинах при опробовании

8.1.3 Геофизические методы контроля за процессом разработки

Контроль процессов разработки на месторождении геофизическими методами согласно [2, 15] выполнялся по двум направлениям – в открытом стволе (ГИС) и в обсаженной скважине (ГИС-к).

Объектом исследования является нефтегазоносная толща, приуроченная к подсолевому карбонатному и карбонатно-терригенному комплексу пород девонской (горизонты D-I и D-II-2) и каменноугольной (горизонты C-I и C-II) систем и нижней перми (P-I) в объеме артинско-сакмарско-ассельского ярусов ($P_{1ar}+P_{1s}+P_{1a}$).

Геофизические исследования в открытом стволе

Промыслово-геофизические исследования в открытых стволах скважин проведены во всех скважинах. Объем и качество проведенных ГИС подробно описаны в отчете по подсчету запасов 2022 [4], а также в подразделе 2.2.1 (табл. 2.2.3). В скважинах выполнены исследования Западно-геофизической экспедицией (ЗКЭГИС); комплекс ГИС включал КВ, БК, ГК, НГК, ГГКп, АК.

В скважине 101 Бурюайтал каротаж проведен компанией «BAKER HUGHES» комплексной аппаратурой ECLIPS, включающий методы: радиоактивного каротажа – ГК (GR), гамма-спектрометрию (СГК, DSL), нейтрон-нейтронный (ННКт, CNC), электрические – ближние и дальние зонды БК (RTeX), широкополосного акустического каротажа (АК, ХМАС) и инклинометрии (ORIT).

Исходя из предоставленной недропользователем информации по скважинам (проводка скважин, акты опробования и др.), геолого-технические условия для проведения геолого-промысловых работ, включая ГИС, *не являются благоприятными*.

Осложнения, обусловленные технологическими факторами и литолого-петрофизическими особенностями вскрываемого разреза пород, в первую очередь, наличие АВПД, предполагающее вскрытие пластов тяжелыми ПЖ с баритом, влияющее на качество методов ГИС, результаты опробования и др. [4].

Геофизические исследования в обсаженном стволе

Исследования в закрытом стволе ГИС-к проводились с целью оценки качества цементационных обсадных колонн (АКЦ) – непосредственно после окончания строительства скважины на этапе строительства скважин (данные АКЦ не предоставлены).

Исследования ГИС-к проведены в добывающей скважине 101 Бурбайтал (3 исследования) – с целью оценки профиля притока, характера поступающего флюида, дебита притока скважины, забойного давления и температуры.

Исследования проводились компанией АО «Казпромгеофизика» комплексным прибором ПЛТ-92 № 561 с датчиками регистрации ГК, термометрии (ТМ), давления (МН), резистивиметрии (РИС), локаций муфт (ЛМ) и влагометрии (ВЛГ), расходомер верхний и нижний (РГД), термоиндикатор притока (СТИ).

Объем выполненных ГИС-к представлен в таблице 8.1.3.1.

Выработка пластов

Всего за рассматриваемый период было проведено 3 исследования в добывающей скважине 101 Бурбайтал.

По результатам ПГИ, проведенных 13.10.2022 г., на показаниях кривых РГД интервалов притока в пределах интервалов перфорации не наблюдается, возможно, они настолько слабые и маломощные, что не фиксируются при работе приборов, что, возможно, обусловлено дебитом меньше 5 м³/сут (порог чувствительности РГД). ВНК в динамическом режиме по данным ВЛГ, ТМ и РИС в пределах исследованного интервала не установился.

По результатам ГИС-к в горизонте Р-I определены коэффициенты охвата разработкой эффективных толщин (Кохв. 1); и охвата перфорированной толщины работой (Кохв. 2):

Кохв. 1 = $\sum \text{Нэфф_раб.} / \text{Нэфф_нефт}$, где Нэфф_газ – эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта;

Кохв. 2 = $\sum \text{Нэфф_раб.} / \text{Нэфф_перф}$, где $\sum \text{Нэфф_раб}$ – суммарная эффективная работающая толщина, Нэфф_перф – суммарная эффективная толщина перфорированного интервала. Кохв. 1 равно 1,0 д.ед., и Кохв. 2 – 0,94 д.ед.

Таблица 8.1.3.1 - Объем, интервал исследований и аппаратура проведенного ГИС-к

Сква- жины	Дата ГИС-к	Цель исследований	Методы ГИС-к	Аппаратурный комплекс/сервисная компания	Интервал исследования, м	Интервал перфорации, м
1	2	3	4	5	6	7
101	26.10.2022 г.	Определение профиля притока	ГК, ЛМ, ТМ, РГД, МН, РИС, ВЛГ, СТИ	ПЛТ-92 № 561 «Казпромгеофизика»	6300-6392	6325-6332, 6333-6340, 6348-6355, 6389-6396
101	13.10.2022 г.				6460-6581	6476-6486, 6494-6499, 6504-6509, 6512-6516, 6516-6522, 6529-6535, 6549-6555, 6566-6570, 6570-6576
101	05.11.2022 г.				4977-5035	5003-5009, 5009-5016

По результатам исследований на дату 05.10.2022 г. перфорированные интервалы работают сильногазированной нефтью. ВНК в динамическом режиме по данным ВЛГ, ТМ и РИС установился на глубине 4992,9 м (под башмаком НКТ).

Результаты определения профиля притока приведены в таблице 8.1.3.2.

Выводы

Приведенные данные по ранее выполненному комплексу геофизических исследований скважин в *открытом стволе* в п. 2.2.1 из отчетов [2, 4], показывают, что выполняемый комплекс ГИС и его качество и полнота, в общем случае, соответствуют требованиям «Технической инструкции...» [9], за исключением недостатков, отмеченных в [4] и п.2.2.1.

Таблица 8.1.3.2 - Результаты интерпретации ГИС-к добывающей скважине 101 Бурбайтал

Скважина	Горизонт	Характеристика по ГИС в открытом стволе						Интервал перфорации, м		Н перф, м	Результаты ГИС - к							Состав притока
		Коллектор, м		Нэф, м	Кп, д.е.	Кнг, д.е.	Характер насыщения	Интервал перфорации, м			Дата ГИС-к	Интервалы притока, м		Н прит, м	Кохв1, д.е.	Кохв2, д.е.	Доля дебита жидкости, %	
		Кров-ля	По-дошва					Кров-ля	По-дошва			Кров-ля	По-дошва					
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	18	17	20	21
101	D-I	6478,5	6481,5	3	0,06	0,66	газ	6476	6486	10	13.10.2022 г.	Детально определить характер притока из перфорированных интервалов затруднительно, из-за их работы через столб воды, а также из за слабоинтенсивной работы, но по данным методов состава резистивиметрии и влагометрии (незначительные отклонения кривых в сторону углеводородов), первые признаки поступления углеводородов в скважину в пределах перфорированной колонны регистрируются с подошвы нижнего интервала перфорации 6570,0-6576,0 м.						
101	D-I	6495	6497,7	2,7	0,09	0,47	газ	6494	6499	5								
101	D-I	6504,9	6507,9	3	0,13	0,81	газ	6504	6509	5								
101	D-I	6512,8	6515	2,2	0,09	0,77	газ	6512	6516	4								
101	D-I	6515,6	6516,6	1	0,07	0,72	газ	6516	6522	6								
101	D-I	6517	6517,4	0,4	0,04	0,63	газ	-	-	-								
101	D-I	6518,9	6522,1	3,2	0,07	0,69	газ	-	-	-								
101	D-I	6529,5	6530,7	1,2	0,04	0,78	газ	6529	6535	6								
101	D-I	6531,3	6533,8	2,5	0,06	0,79	газ	-	-	-								
101	D-I	6548,8	6550,1	1,3	0,08	0,65	газ	6549	6555	6								
101	D-I	6551,2	6554	2,8	0,07	0,51	газ	-	-	-								
101	D-I	6554,4	6555,1	0,7	0,09	0,57	газ	-	-	-								
101	D-I	6566,2	6567,1	0,9	0,12	0,52	газ	6566	6570	4								
101	D-I	6568,5	6569,7	1,2	0,15	0,59	газ	-	-	-								
101	D-I	6570,8	6571,6	0,8	0,11	0,46	газ	6570	6576	6								
101	D-I	6572,1	6572,9	0,8	0,08	0,52	газ	-	-	-								
101	D-I	6573,6	6574,6	1	0,14	0,65	газ	-	-	-								
101	D-I	6576	6576,5	0,5	0,13	0,58	газ	-	-	-								
101	D-I	-	-	29,2	0,09	0,63	газ	-	-	52								
101	C-II	6325,7	6327,2	1,5	0,07	0,57	газ	6325	6332	7	26.10.2022 г.	По записи кривых резистивиметрии поступление из перфорированных интервалов оценивается как нефть, а понижающее значение плотности (0,43-0,53 г/см³), оценивает ее как газированную. Детально и однозначно определить работу и состав поступающего флюида из перфорированных интервалов из за непродолжительной работы перфорированных интервалов не представляется возможным.						
101	C-II	6331,2	6332,7	1,5	0,05	0,43	газ	-	-	-								
101	C-II	6333,3	6335,7	2,4	0,09	0,55	газ	6333	6340	7								
101	C-II	6337	6339,9	2,9	0,09	0,56	газ	-	-	-								
101	C-II	6352,8	6353,8	1	0,07	0,78	газ	6348	6355	7								
101	C-II	-	-	-	-	-	газ	6389	6396	7								
101	C-II	-	-	9,3	0,07	0,58	газ	-	-	28								
101	P-I	5002,9	5004,7	1,8	0,08	б/о	нефть	5003	5016	13	05.11.22 г.	5003	5015,2	12,2	-	-	100	сильногазированная нефть
101	P-I	5011,5	5016,4	4,9	0,09	0,35	нефть	-	-	-		-	-	-	-	-		
101	P-I	-	-	6,7	0,09	0,35	нефть	-	-	13		-	-	12,2	1,0	0,94	-	

Результаты оценки ёмкостных свойств пластов-коллекторов использовались в качестве подсчетных параметров в отчете по подсчету запасов [4].

Геофизические исследования в обсаженном стволе (ГИС-к) проведены в скважине 101 Бурбайтал (3 исследования) с целью определения профиля притока и состава поступающего флюида (табл. 9.1.3.1).

Детально и однозначно определить работу и состав поступающего флюида из перфорированных интервалов из-за непродолжительной работы перфорированных интервалов – не представилось возможным, исключение составляет интервал горизонта Р-I, работающий «сильно разгазированной нефтью», Кохв. 1 равно 1,0 д.ед., и Кохв. 2 – 0,94 д.ед.

Оценка качества цементационных обсадных колонн (АКЦ) – базовые замеры непосредственно после окончания строительства скважины (данные АКЦ не предоставлены).

Фактическое выполнение исследований геофизическими методами по контролю за разработкой на Участке недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал представлено в таблице 8.1.3.3.

Таблица 8.1.3.3 - Выполнение мероприятий проектного и фактического комплекса исследований контролю за разработкой в сравнении с программой исследовательских работ ППЭ [3]

Цель исследований	Категории и виды скважин	Периодичность	Фактическое выполнение
1	2	3	4
Геофизические исследования в открытом стволе			
ГТИ (с 400 м) Комплекс ГИС: ПС, БК(RTeX), ГК, НГК, ННК, ВСП	Во всех категориях скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах	Проводилось
Комплекс ГИС: ПС, СГК, НГК, ННК, БК(RTeX), ВИКИЗ, ГТК-П(ZDNC), ГТК-ЛП, МБК, МКВ, МКЗ, АКШ, Рез, ЯМК (MREX)	Во всех категориях скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах	Скважины после 2020 г. [3] и [4] не пробурены. Вскрывшие подсолевые отложения – скв. Алга Г-1, Кобяковская-2, Бурбайтал 101.
Определение насыщения ИПТ	Во всех категориях скважин	В перспективных интервалах	Выполнялось
Геофизические исследования закрытом стволе			
Изучение технического состояния скважины ЛМ, АКЦ-ФКД, ГГДТ, ЭМДТ	Во всех категориях скважин	Разовые исследования во всех новых пробуренных. Далее при любых изменениях в работе скважины, не связанных с изменением технологического режима	Базовые замеры АКЦ после окончания строительства скважин (данные не представлены)
Выделение работающих интервалов Дебитометрия, ЛМ, ГК(GR), Терм, М, ВЛГ, ГТК-П, плотнометрия	При вводе скважины из бурения. Действующий фонд	Фоновые замеры в статике и на режимах отбора. При любых изменениях в работе, не реже 1 раза в 2 года.	Профиль притока в скважине 101 Бурбайтал (3 исследования)

Рекомендации

Геофизические исследования в открытом стволе (ГИС) на стадии промышленной эксплуатации месторождения выполняются с целью уточнения геологического строения, ёмкостных свойств и положения флюидальных контактов.

ГИС являются разовыми и выполняются после окончания бурения и завершения строительства скважины.

Рекомендуется в проектных скважинах проводить ранее используемый комплекс ГИС (2009-2012 гг.), включающий методы: стандартный каротаж (КВ, ГК, ННК); электрический и индукционный (БК, ИК); микрометоды (БМК); спектральный гамма каротаж (СГК); методы оценки пористости – ННК, АК, литоплотностной (ГГКп+фотоэлектрический (Фе)), термометрию, резистивиметрию. Исследование проводить приборами в многозондовой модификации.

Для контроля проводки скважины и ориентации его в пространстве по мере углубления скважины необходимо выполнять инклинометрию.

Дополнять, по возможности, комплекс ГИС *специальными геофизическими методами* – электрическими (FMI), акустическими ультразвуковыми ВАК (SonicScanner), многоволновым диэлектрическим ВДМ (DielectricScanner) имиджерами и сканерами; пластоиспытателями (MDT, ХРТ), ядерно-магнитным каротажем (ЯМК) (Кп_общ, Кп_отк, Кдин; объем связанного флюида BFV, Кпр) – дающие дополнительную информацию при решении вопроса о работе низкопоровых коллекторов.

Использовать результаты специальных исследований в комплексе с промыслово-геофизическими данными.

Бурение скважин сопровождать геолого – технологическими исследованиями (ГТИ), включающие замеры технологических параметров бурения, газоаналитические исследования и экспресс-анализ шлама.

Геолого-технические условия проведения ГИС не благоприятные – подсолевые отложения бурились в условиях АВПД, а также отмечались осложнения, обусловленные как технологическими факторами, так и литолого-петрофизическими особенностями вскрываемого разреза пород [3], следующие:

- вскрытие пластов тяжелыми ПЖ (с баритами), формирующими большую зону проникновения фильтрата ПЖ в пласт;
- повышенная радиоактивность пород сакмарского и ассельского ярусов вследствие высокого содержания рассеянного органического вещества.

Необходимо отбирать керн из проектных скважин с целью его исследования с целью

получения результатов исследования для уточнения петрофизической модели, граничных значений ФЕС пластов-коллекторов, построения петрофизических зависимостей для оценки Кнг; изучения физико-гидродинамических характеристик (ФГХ) пород-коллекторов.

Необходимо изучение минерализации пластовой воды (при ее наличии).

Для повышения информативности комплекса, выполняемого в открытом стволе, и достоверности интерпретации ГИС недропользователям необходимо повысить требования к подготовке скважин при проведении ГИС; повысить требования к сервисным геофизическим компаниям по качеству получаемой информации.

Рабочие файлы записи кривых ГИС должны содержать помимо сведений о конструкции скважины, промывочной жидкости, приборах, результаты периодической и полевой калибровок приборов, записи перекрытий с предыдущими замерами длиной не менее 50 м и контрольные замеры длиной также 50 м в интервале наибольшей дифференциации показаний.

При обсадке скважин необходимо проводить исследования качества цементирования (АКЦ) и состояния колонн (СГДТ), локатор муфт (ЛМ), замер термометрии (ТМ) и фоновый замер ГК для привязки.

Промыслово-геофизический контроль (ПГК) разработки месторождения проводят с целями, определяющимися стадией состояния разработки месторождения.

На стадии промышленной разработки – определяется эффективность принятой системы разработки, оценивается охват запасов процессами выработки, определяются основные направления фильтрационных потоков, по результатам базовых исследований, экспертируются гидродинамические модели залежей, контролируются технологические параметры работы скважин, обосновываются и проводятся (с оценкой эффективности) ГТМ и КРС, необходимые для поддержания уровня добычи по месторождению, обосновывается необходимость дополнительного бурения [17].

Для контроля используются результаты промыслово-геофизических исследований скважин (в открытом и закрытом стволе) в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

Геофизическими исследованиями по контролю за разработкой *в обсаженных скважинах* осуществляют:

- технический контроль состояния скважин и работы подземного оборудования;
- определение эксплуатационных характеристик вскрытого пласта, включая этапы его освоения и интенсификации – выделения работающих толщин, оценки профиля/приемистости и состава притока (с учетом заколонных межпластовых перетоков и

подтягивания), количественную оценку интервальных дебитов по фазам и компонентам продукции (газу, жидкости, нефти и воде); определение гидродинамических параметров пластов (Рпл, Тем, коэффициентов продуктивности, гидропроводности, проницаемости, скин-фактор);

-контроль за выработкой пластов – выделение действующих (затронутых выработкой) толщин, определение текущих параметров охвата пласта выработкой/заходом; определения текущего характера насыщения пластов и положения флюидальных контактов, определение коэффициентов вытеснения и остаточной нефте- и газонасыщенности.

Контроль за техническим состоянием (ТС) скважин первоначально начинается с оценки качества цементации обсадной колонны (э/к); проводится непосредственно после окончания строительства скважины. Проводить АКЦ модификациями приборов, позволяющих регистрировать фазокорреляционные диаграммы (ФКД) с дополнением одной из модификаций прибора скважинного гамма – дефектомера. В дальнейшем, в течение всего периода нахождения скважины в эксплуатации, при выводе из консервации или при ремонтных работах проводятся исследования по определению технического состояния э/к (герметичность тела и муфтовых соединений обсадных колонн, состояние цементного камня, наличие заколонных перетоков флюида) методами ЛМ, ГГДТ, ЭМДС, МИД-КС.

В интервале продуктивных горизонтов замеры должны быть выполнены в работающей скважине на спуске и подъеме для подтверждения и уточнения работающих интервалов.

Определение эксплуатационных характеристик вскрытого пласта и контроль за выработкой пластов (состоянием профилей притока/приемистости) рекомендуется проводить систематически в добывающих/нагнетательных скважинах в случае, если замечены существенные изменения в технологических показателях работы скважины. Комплекс применяемых методов: ГК (GK, GR); локатор муфт ЛМ; температура ТМ, барометрия (МН), дебитометрия (СТД, РМ), резистивиметрия – (РИ).

Для определения текущей насыщенности коллекторов в продуктивной части разреза выполняется комплекс ГИС, содержащий импульсные виды нейтронного каротажа или углеродно-кислородный каротажи (ИННК, ННК УКК-С/О) и ГК.

Определение *текущего насыщения пластов* (текущее положение контактов) необходимо знать при переходе на другой объект разработки и/или при проведении дополнительной перфорации. Проводится в заявленном интервале в статическом режиме импульсными радиоактивными методами (ИНГК, ИННК, УКК/СО). При этом, исследования эффективны в скважинах, где продуктивные пласты не вскрыты перфорацией.

Достоверность определения текущей нефтегазонасыщенности, ГВК и ВНК против перфорированных пластов-коллекторов снижается из-за искажающего влияния приствольной зоны пласта на показания зондов ИНК.

В зависимости от ситуации, возникшей в скважине в процессе ее работы, все типовые комплексы геофизических исследований скважин подлежат уточнению с представителями геолого-технической службы сервисного геофизического предприятия.

В таблице 8.1.3.4 приведена программа исследовательских работ геофизическими методами в открытом и закрытом стволах скважин; приведены рекомендуемые комплексы геофизических исследований для решения задач по техническому состоянию скважин и подземного оборудования; выработки пластов; текущего состояния характера насыщения пластов и др.; а также их периодичность.

Виды исследований определяются согласно инструкциям по комплексному исследованию нефтяных [15] и газовых [16] залежей; периодичность регламентируется в «Единых правилах по рациональному и комплексному исследованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [5].

Таблица 8.1.3.4 - Виды и периодичность геофизических исследований скважин по контролю за разработкой

	Вид исследований	Периодичность	Количество	Примечание
1	2	3	4	5
Геофизические и литолого-физические исследования				
1	Геофизические исследования в открытом стволе: КВ, ГК, СГК, ННК (W); БМК,БК (2 зонда); АК; ГТКП+РЭ, МТЕМ, MRES.	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах	В соответствии с доразведкой	
2	Литолого-физические исследования	Отбор керна Исследование образцов стандартным и специальным комплексом лабораторных методов.	Базовые стандартные парметры и специальные: УЭС, ККД, Квыт, ОФП	Рациональный выбор коллекции образцов на проведение специальных исследований – с охватом всего диапазона ФЕС обр.
Геофизические исследования по ГИС-к				
<i>Определение технического состояния скважины:</i>				
3	- контроль качества цементажа (сцепление с колонной и породой) АКЦ, ВАК,	Разовые исследования во всех новых пробуренных. Далее при любых изменениях в работе скважины, не связанных с изменением технологического режима.	во всех пробуренных скважинах	
	-негерметичность ЦК, создающая условия для заколонных перетоков флюидов (в статике и динамике методами ТМ, ШС, ГК);	Временные замеры при исследованиях на герметичность ЭК.	При необходимости	
	- выявление негерметичности колонны и уточнение границ фильтра (ТМ с закачкой контрастной по температуре жидкости, БМ, ТА, РИ, ВЛГ, ГК, ЛМ, РМ);	Временные замеры при исследованиях на герметичность ЭК.	При необходимости	
4	- интервалы перфорации и выявление дефектов тела труб ЭК (ЛМ, ГГДТ, ЭМДС, МИД-КС);	Разовые исследования во всех новых пробуренных скважинах; временные замеры при исследованиях на герметичность ЭК.	При необходимости	
	<i>Контроль за выработкой пластов:</i>			
	- определение работающих толщин, профиля притока/приемистости и интервальных дебитов флюида (серия ТМ, СТД, РГД, РМ, ТА, ВЛГ, ПЛ);	Фоновые замеры в статике и на режимах закачки. Далее с периодичностью 1 год.	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию	
5	- определение источника обводнения (серия ТМ, ШС, РМ, ТА, ВЛГ, ПЛ);	по необходимости, в случае появления в продукции воды	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию	По мере необходимости - при резком увеличении обводненности, изменении режима работы скважины, при КРС, при вводе скважины из простоя или бездействия.
6	- определение начального ВНК (ИНК, ВАК, НК, временные ТМ);	Фоновые замеры в статике и на режимах отбора. Далее с периодичностью 2 года		Текущее положение контактов при переходе на другой

8.1.4 Физико-химические исследования свойств нефти, конденсата и газа

Согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» (Приказ министра энергетики Республики Казахстан № 239 от 15 июня 2018 г.), контроль за разработкой эксплуатационных объектов осуществляется в целях оценки эффективности принятой системы разработки, получения информации, необходимой для выработки мероприятий по её совершенствованию.

В обязательный комплекс промысловых исследований входит, в том числе, отбор и исследование глубинных и поверхностных проб продукции скважин.

На участке недр нетрадиционных источников углеводородов месторождения Бурбайтал изучены компонентный состав и физико-химические свойства конденсата продуктивных газовых горизонтов Р-I и Д-I подсолевого комплекса, исследований по горизонтам С-I, С-II и Д-II не проводилось

Всего по состоянию изученности на 01.01.2023 г. по газовым продуктивным горизонтам изучены 5 проб свободного газа (Р-I, Д-I) и 3 пробы конденсата (Р-I, Д-I). Термодинамических исследований газа не проводилось.

Свободный газ газовых залежей подсолевого комплекса месторождения Бурбайтал «сухой» и «полусухой» с низким содержанием гомологов метана и неуглеводородных компонентов.

В целях изучения физико-химических свойств флюидов продуктивных горизонтов, неохваченных исследованиями, и уточнения имеющихся данных, исследования рекомендуется продолжить.

Для этого рекомендуется провести газоконденсатные PVT-исследования с определением таких параметров как: давление начала конденсации, коэффициент сверхсжимаемости, КГФ (конденсато-газовый фактор), плотность и вязкость газа в пластовых условиях и с расчётом потенциального содержания компонентов группы C₅₊.

Кроме того необходимо продолжить отбор и исследование поверхностных проб конденсата со всех продуктивных горизонтов.

График отбора проб флюидов из скважин должен быть составлен геолого-промысловой службой предприятия с учетом ввода в эксплуатацию новых скважин и равномерного распределения их по площади залежей.

Наиболее достоверные данные о свойствах пластового газа в условиях их залегания в недрах получают по результатам лабораторных исследований представительных глубинных проб, отобранных в первые месяцы жизни скважин. Проба считается представительной или информативной, если ее компонентный состав идентичен составу пластового флюида.

Поверхностные и глубинные пробы отбираются из продуктивной части разреза разведочных и эксплуатационных скважин для последующих лабораторных определений физико-химических свойств и состава пластовых флюидов.

Представительной глубинной пробой пластового флюида следует считать газожидкостную смесь, отобранную в потоке с однофазным состоянием этой смеси в скважине, позволяющую восстановить в лабораторных условиях его компонентный состав при пластовых термобарических условиях. Однофазность потока обеспечивается при установившемся режиме работы скважины, когда давление отбора проб превышает давление начала конденсации.

При невозможности отбора глубинных проб по технологическим или техническим причинам отбор проб флюидов может осуществляться на поверхности для последующей их лабораторной рекомбинации и дальнейших PVT-исследований.

Представительной пробой конденсата для рекомбинирования следует считать пробу конденсата, отобранную под давлением в транспортный контейнер из сепаратора или с устья скважины, работающей на установившемся режиме. Пробы газа для рекомбинирования следует отбирать из тех же мест, что и пробы конденсата, под давлением и в количествах, достаточных для обеспечения точности рекомбинирования.

Пробы газа и конденсата следует отбирать только после того, как установятся стабильные условия истечения газа из скважины. Скважина, обвязанная фонтанными трубами с сепарационной установкой, должна обеспечивать возможность:

- установления различных режимов давления сепарации газа;
- проведения замеров давления и температуры газа как на входе в установку, так и в самом сепараторе;
- проведения замеров количества жидкой фазы при заданных давлении и температуре;
- проведение замеров дебитов газа после сепаратора.

Сепаратор установки должен быть рассчитан на такую производительность и эффективность отделения, чтобы практически вся жидкая фаза, выделяющаяся при данных условиях сепарации, была отделена.

Все пробы должны быть доставлены в лабораторию на дальнейшие исследования без изменений их компонентного состава.

В полный комплекс также входят исследование физико-химических свойств поверхностных проб конденсата с определением таких параметров, как плотность, кинематическая вязкость, температура начала кипения и застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов,

селикагелевых смол, серы, фракционный состав, содержание металлов и др.

Лабораторные исследования проб пластового газа необходимо проводить согласно «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин.» Алиев З.С., Зотов Г.А.

Все виды исследований пластовых флюидов и поверхностных проб газа и нефти рекомендуется проводить в испытательных лабораториях, аккредитованных по ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 г. «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

8.1.5 Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин, скважинного оборудования

Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования на месторождении Бурбайтал подсолевое необходимо осуществлять как путем определения параметров их работы, так и при непосредственном их обследовании со спуском скважинных глубинных приборов.

При контроле за эксплуатацией добывающих скважин необходимо проводить регулярный замер дебитов жидкости и нефти, определять обводненность продукции, газовый фактор, содержание механических примесей, фиксировать параметры устьевых, затрубных и межколонных давлений, положения динамического уровня, по результатам которых намечаются геолого-технические мероприятия, и корректируется режим эксплуатации скважин для обеспечения бесперебойной добычи.

Для контроля за эксплуатацией скважин, а также учета добываемой продукции и выполняемых геолого-технических мероприятий недропользователю необходимо вести и хранить на протяжении всего периода операций по недропользованию следующую документацию по месторождению в электронном и бумажном формате:

1. ежесуточный и ежемесячный рапорт по учету (измерению) добытой нефти, газа и воды по месторождению;
2. технологические режимы работы добывающих скважин;
3. файл учета проводимых КРС и ПРС;
4. файл учета ГТМ;
5. файл учета проведения геофизических исследований и др.

Технологические режимы работы добывающих скважин составляются недропользователем ежемесячно или один раз в квартал в зависимости от стабильности условий разработки объекта. Одновременно с технологическими режимами работы

добывающих скважин составляется и утверждается план геолого-технических мероприятий по обеспечению норм отбора жидкости из скважин и эксплуатационного объекта в целом.

В технологических режимах работы добывающих скважин в зависимости от способа эксплуатации указываются следующие основные параметры:

- 1) дебит жидкости, нефти, газа, обводненность, газовый фактор;
- 2) давление на забое и устье скважины или положение динамического уровня жидкости в скважине;
- 3) диаметр штуцера, диаметр и глубина спуска насосно-компрессорных труб (для фонтанных скважин);
- 4) диаметр плунжера, число качаний (ходов), длина хода, типоразмер и глубина спуска насосов (для насосной эксплуатации);
- 6) тип и глубина спуска пакеров, газовых якорей, дозаторов, забойных штуцеров и другие;
- 7) интервалы перфорации, открытого ствола.

Контроль технического состояния наземного и подземного оборудования являются обязательными для выявления и своевременного устранения неисправностей. Результаты технического состояния скважин необходимо использовать при проведении внутрискважинных мероприятий и планово-предупредительных ремонтов.

Зафиксированные данные о работе скважины за весь период её эксплуатации могут служить исходным материалом при установлении оптимального режима работы, а также позволят правильно вести разработку всего месторождения в целом.

9 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Сущность проблемы охраны окружающей среды состоит в обеспечении рационального использования природных ресурсов и безопасном ведении работ на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Планирование мероприятий по охране окружающей среды осуществляется инициатором хозяйственной деятельности. Мероприятия по охране недр и окружающей среды в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на объекты окружающей среды – атмосферу, поверхностную гидросферу, подземные воды, флору, фауну, должны обеспечить формирование системы экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства в окружающую среду в районе разработки месторождения.

В настоящей главе представлены основные мероприятия по снижению возможного влияния на компоненты окружающей среды (ОС) при реализации «Проекта разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал по состоянию на 01.01.2023 г.».

Детальный анализ всех аспектов воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду представлен отдельной книгой в экологической оценке к «Проекту разработки участка недр нетрадиционных углеводородов Бурбайтал по состоянию на 01.01.2023 г.», в которой подробно рассмотрены предварительные качественные и количественные характеристики воздействия на компоненты окружающей среды, а также определены потенциально возможные направления изменений в компонентах окружающей и социально-экономической среды и вызываемых ими последствий в жизни общества и окружающей среды [19-25].

9.1 Общие сведения о месторождении

Недропользователем участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал является ТОО «Аскер Мунай».

В административном отношении территория участка недр нетрадиционных источников углеводородов месторождения Бурбайтал расположена в Курмангазинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Местность представляет собой пустынную слабохолмистую равнину. Абсолютные отметки рельефа изменяются от минус 16,5 до минус 26,5 м с общим моноклиальным понижением в сторону Каспийского моря. Территория обжита крайне слабо. Постоянные населенные пункты на территории

отсутствуют.

Месторождение Бурбайтал надсолевое расположено в 230 км на север от областного центра г.Атырау и в 20 км от поселка Курмангазы. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань, которая в настоящее время находится на реконструкции. В орографическом отношении, площадь представляет собой недавнее дно Каспийского моря и приурочена к поверхности обширной морской хвалынской равнины.

Поверхность равнины сложена солончаками и песками с обилием ракушки. Район расположения проектируемых работ, в экономическом отношении развит слабо. Население занимается животноводством, рыболовством и выращиванием бахчевых культур.

Близлежащих в районе 10 км отсутствуют промышленные зоны, леса, сельскохозяйственные угодья, транспортные магистрали, зон отдыха, территории заповедников, ООПТ, музеи, памятников архитектуры, санатории, дома отдыха и т.д.

9.2 Краткая характеристика климатических условий района

Метеорологические условия Северного Каспия определяются его географическим положением: он находится в зоне континентального климата, и окружающие его районы представляют полупустыню и пустыню. Гидрометеорологический режим этого полузамкнутого, почти изолированного водоема формируется в условиях континентального климата, особого мелководья с максимальной глубиной не более 10 м и во многом зависит от колебаний фонового уровня и стока рек Урал и Волга. Для этой части Каспийского моря характерна, из-за крайне малых уклонов дна прибрежной зоны моря и прилегающей к ней суши, постоянная миграция береговой линии.

Северные и восточные берега моря из-за низменности и равнинности, открыты для свободного проникновения воздушных масс. Атмосферные процессы здесь протекают под влиянием полярного, тропического и арктического вторжений воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь Средней Азии и Ирана. Под влиянием этих воздушных масс формируется резко континентальный, крайне засушливый тип климата, во многом связанный с изменениями уровня Каспийского моря. Поэтому характерным здесь является малое количество осадков, низкая влажность воздуха, значительное испарение, большие перепады температуры воздуха в сезонном и суточном ходе.

Метеорологический режим исследуемой территории представлены данными наблюдений на метеостанции Ганюшкино, как наиболее близко расположенной метеостанции.

Температура воздуха

Среднегодовая температура воздуха над Северным Каспием находится в пределах от 10,5 до 11,5 °С. В зимний период температурное поле над северной частью Каспийского моря крайне неоднородно вследствие наличия ледяного покрова. Температура воздуха везде отрицательна. В самые холодные месяцы года средняя месячная температура воздуха изменяется от минус 1 °С до минус 10 °С.

В наиболее суровые зимы морозы достигают минус 30 °С. Весной температура воздуха быстро повышается, и к концу сезона средняя месячная температура составляет от 16 до 18 °С. Летом средняя месячная температура воздуха повсеместно составляет от 22 до 26 °С, а наибольшая – от 35 до 40 °С.

В начале осени еще сохраняется летний характер погоды, но к середине сезона она становится неустойчивой. Температура воздуха понижается (особенно заметно – на севере моря), и увеличивается ее контрастность. Средняя температура октября составляет от 0 до 3 °С. В холодное время года (октябрь-март) над Северным Каспием отмечаются значимые горизонтальные градиенты температуры воздуха, что связано с влиянием воздушной массы, формирующейся над Средней Азией и Сибирью.

В теплое время термическое поле достаточно сглажено, и температурные контрасты выражены слабо. Большую часть года (с конца августа по апрель) средняя температура воздуха над открытым морем выше, чем на побережье, и лишь во вторую половину весны и летом ее распределение изменяется на обратное.

В районе расположения проектируемых работ среднегодовая температура воздуха находится в пределах от 9,7 до 11,1 °С.

В самый холодный период (январь) средние месячные значения температур воздуха колеблются от минус 4 °С до минус 8 °С, испытывая понижения ночью до минус 16 °С и повышения днем до минус 2 °С. Здесь температура воздуха ниже минус 10 °С держится в среднем около 5-10 дней, максимально - около месяца.

В отдельные аномально холодные зимы здесь отмечаются морозы до минус 30 °С, а в аномально теплые – неожиданные оттепели до 5-15 °С. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца – 5,2 °С.

Средняя температура воздуха самого жаркого месяца (июль) колеблется в пределах 21,8-26,3 °С, претерпевая днем увеличение до 30-33 °С, а ночью понижение до 18-20 °С.

Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца – 13 °С.

Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 30 °С, наступает во второй половине июня и продолжается до середины августа.

В результате охлаждающего воздействия моря жаркая погода на самом Каспии и его побережье имеет меньшую повторяемость. Например, в Курмангазы температура выше 30 °С в среднем наблюдается на протяжении около 25 дней (максимально – 1,5 месяца), а температура выше 35 °С – только 7-8 дней.

Абсолютная максимальная температура воздуха – 40 °С. Продолжительность периода с температурой воздуха выше 10 °С – от 170 до 180 дней.

Влажность воздуха

Относительная влажность в северной части Каспийского моря сравнительно невелика: средняя за лето – 44 %, средняя за год – 56 %. Весной, осенью и особенно зимой относительная влажность северных берегов моря увеличивается до 60-80 %, а в отдельных местах – до 90 %.

Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 68 % (метеостанция Ганюшкино). Максимальная относительная влажность достигает в ноябре-декабре (75-89 %), а минимальная (48 %) - в июне.

Атмосферные осадки

Режим осадков на побережье Каспийского моря зависит, в первую очередь, от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс, а также от особенностей рельефа Каспийского побережья.

Главная причина выпадения осадков на северо-западном побережье Каспийского моря в холодный период года – высотная ложбина холодных масс над Кавказом и Каспийским морем и теплый высотный гребень над Средиземным морем и Скандинавией. Такое расположение барических центров приводит к вторжению холодного воздуха на побережье Каспийского моря.

Четкая сезонная изменчивость количества осадков не прослеживается, слабо выраженный максимум наблюдается в теплый период года.

По сезонному ходу осадков северная и южная половины рассматриваемой акватории различны: максимум осадков на них приурочен соответственно лету и зиме.

В этих особенностях проявляется комбинированное влияние географического положения и собственно водных масс, подавляющих процессы конденсации влаги в атмосфере над морем в теплое время года.

Количество осадков составляет от 160 до 200 мм в год, в дождливые годы оно

возрастает до 365 мм. Осадки выпадают главным образом в виде дождя.

Снег бывает только с ноября по март. На Северном Каспии в январе-феврале в связи с наличием ледяного покрова испарение практически прекращается, а в северо-восточном районе сменяется обратным процессом – конденсацией. В эти месяцы на Северном Каспии количество осадков несколько превышает испарение.

Водный баланс Каспийского моря определяется в основном речным стоком и осадками (приходная часть) и испарением (расходная часть).

В приходной части решающую роль играет сток, доля которого составляет примерно 80 % от общего поступления воды в море. За год Каспийское море отдает в атмосферу в пять раз больше влаги, чем от нее получает.

Наибольшее количество осадков выпадает в холодную половину года (60 %), остальное (40 %) – в теплую. Наибольшая годовая разность между испарением и количеством осадков приходится на Северный Каспий и на северную половину юго-западной части моря.

Снежный покров

Снежный покров в среднем удерживается с 1 января по 6 марта. Первые заморозки наступают в среднем в 9-10 ноября. Средняя многолетняя высота снежного покрова достигает до 8 см. Для района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Ветровой режим

Ветровой режим в различных частях моря неодинаков. Условной границей между областями с разным ветровым режимом можно считать линию, проходящую от острова Чечень к Форт-Шевченко. К северу от этой линии распределение атмосферного давления и ветров имеет четко выраженный сезонный характер и почти целиком зависит от распределения центров действия атмосферы.

Летом в Северном Каспии преобладают северные, северо-восточные и восточные ветры. Средняя скорость ветра в течение года составляет от 3 до 7 м/с. Сильные ветры наблюдаются с октября по апрель.

Повторяемость штормов в открытом море в течение года не превышает 5 %. Среднее годовое число дней со штормами на побережье – от 24 до 32.

Штормовые ветры чаще наблюдаются от востока и северо-востока. Восточные ветры являются нагонными, а западные – сгонными.

Максимальная скорость ветра может достигать 40 м/с; ветры со скоростью 34 м/с отмечаются 1 раз в 40-50 лет. Преобладающими являются восточные ветры, наибольшая их

повторяемость приходится на осень, зиму и раннюю весну.

В холодное время года преобладают восточные и юго-восточные ветры. В первую половину весны нередки ветры и западных направлений, а во вторую половину осени и зимой – северных. Повторяемость слабых ветров менее 6 м/с составляет в среднем летом 63 %, в остальные сезоны – от 40 до 43 %.

Средние месячные скорости ветра в течение года изменяются незначительно от 2,8 до 5,4 м/с (метеостанция Ганюшкино).

Наибольшие средние месячные скорости ветра наблюдаются в зимне-весеннее время. Скорости ветра 10 м/с и более отмечаются во все сезоны года, но с наибольшей повторяемостью зимой.

9.3 Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу

В период разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции. Сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом плановых, технологических и специальных мероприятий. Плановые мероприятия влияют на уменьшение воздействия выбросов предприятия на жилые территории. Проектируемое предприятие находится на значительном расстоянии от ближайших населенных пунктов.

Основные мероприятия по уменьшению выбросов носят организационно-технический характер. При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;

- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;

- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;

- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;

- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;

- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;

- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;

- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения;

- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;

- строгое соблюдение всех технологических параметров;

- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;

- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;

- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;

- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;

- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом.

9.3.1 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями (НМУ) на месторождении являются: пыльные бури; штормовой ветер; штиль; температурная инверсия; высокая относительная влажность (выше 70 %).

В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ

предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество вредных веществ;
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных

газах;

- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле – газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

9.4 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Собственных водозаборов из поверхностных и подземных водоисточников ТОО «Аскер Мунай» не имеет.

Водоснабжение участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» для хозяйственно-бытовых и технических нужд будет осуществляться с помощью водовозов с разъезда 8 км ж/д Атырау-Астрахань.

Бутилированная питьевая вода будет доставляться автотранспортом из города Атырау.

Для питьевых нужд, работающего персонала на производственных площадках используется питьевая бутилированная вода. Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком в соответствии Законом Республики Казахстан от 21.07.2007 № 301-3 «О безопасности пищевой продукции» и Техническим регламентом «Требования к безопасности питьевой воды, расфасованной в емкости», утвержденным Постановлением Правительства РК от 09.06.2008 г. № 551.

Качество воды для работающего персонала должно отвечать требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды используемой в хозяйственно-питьевых целях должно отвечать требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

Поставка питьевой воды на месторождение осуществляется на договорной основе. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

Хозяйственно-бытовые сточные воды будут собираться в специальные септики, оборудованные в соответствии с санитарными требованиями, из которых по мере накопления стоки будут регулярно откачиваться и вывозиться специальным автотранспортом на договорной основе со специализированной организацией.

Сбросы сточных вод непосредственно в водные объекты или на рельеф местности отсутствуют.

Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушения герметичности сальников.

Также, одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные контейнеры для сбора ТБО и септики для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки участка недр нетрадиционных углеводородов Бурбайтал контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения

подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;

- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод;
- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс

опасности, растворимость в воде, летучесть;

- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;

- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;

- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;

- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;

- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;

- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

9.5 Природоохранные мероприятия по сохранению недр

Согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании» № 125-VI от 27.12.2017 года, недра – часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна морей, озер, рек и других водоемов, простирающаяся до глубин, доступных для проведения операций по недропользованию с учетом научно-технического прогресса.

На стадии разработки месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;



- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;
- исключение обводнения месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод;
- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;

- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;

- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;

- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;

- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недра;

- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;

- выполнение противокоррозионных мероприятий;

- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;

- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальными инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

9.6 Мероприятия по уменьшению вредного воздействия отходов на окружающую среду

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на

минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду. Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

Управление отходами предприятия ТОО «Аскер Мунай» представляет собой обращения с отходами на всех этапах технологического цикла, начиная от момента образования отходов и до конечного пункта размещения отходов.

Система управления отходами в ТОО «Аскер Мунай» заключается в следующем:

- раздельный сбор в маркированных контейнерах с целью оптимизации дальнейших способов обращения с ними;
- идентификация образующихся отходов;
- транспортировка отходов, по которым нет собственных мощностей по переработке, на объекты сторонних организаций для дальнейшего безопасного обращения с ними;
- строгий контроль движения всех отходов с регистрацией в журналах, оформлением транспортной документации на каждую перевозимую партию.

На предприятии ведётся регулярный учёт видов, количества и происхождения образовавшихся, собранных, перевезённых, утилизированных или размещённых отходов, образовавшихся в процессе его деятельности. Документация по учёту отходов хранится в течение пяти лет.

Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

ТОО «Аскер Мунай» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку.

Согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования *на срок не более шести месяцев* до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или

самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

На месторождении Бурбайтал контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» сроки временного накопления отходов производства и потребления составляют не более 6 месяцев.

Данная система управлением отходами производства и потребления позволяет минимизировать воздействие отходов на компоненты окружающей среды, посредством системного подхода к их обращению. В целом на предприятии действует хорошо отлаженная система по организации сбора и удаления всех видов отходов. Эта система предусматривает планы сбора, хранения, транспортирования для утилизации и захоронения (ликвидации) отходов, согласно которым проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль за хранением, состоянием и транспортировкой всех отходов производства и потребления.

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- ✓ внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- ✓ реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- ✓ проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами;
- ✓ организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- ✓ снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- ✓ исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- ✓ предотвращения смешивания различных видов отходов;
- ✓ постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- ✓ запрещение несанкционированного складирования отходов.

9.7 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение *шумового воздействия* осуществляется следующими способами:

- ❖ снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- ❖ систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- ❖ применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- ❖ оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- ❖ изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- ❖ снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- ❖ слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования;
- ❖ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- ❖ соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;

- ❖ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- ❖ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- ❖ виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- ❖ применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- ❖ снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- ❖ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- ❖ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30 \%$.

Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актинометрами, а спектральную интенсивность излучения – инфракрасными спектрометрами, такими как, ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

Применение современного оборудования во всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие источников электромагнитного излучения на месторождении позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны не ожидается.

9.8 Радиационная безопасность

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Потенциальными источниками радиационного загрязнения на период разработки могут быть:

- технологическое оборудование;
- эксплуатационные скважины;
- участки разливов пластовых вод, возникающих при аварийных ситуациях.

При добыче нефти на нефтедобывающих предприятиях в окружающую среду поступают природные радионуклиды. Радионуклиды осаждаются на территории организации и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь до уровней, при которых возможно загрязнение окружающей среды.

Первичными источниками радиоактивного загрязнения являются пластовые воды, поступающие в процессе их эксплуатации на поверхность. Пластовые воды сами по себе не представляют радиационной опасности из-за низких содержаний радионуклидов и исключения их из использования для бытовых нужд. Резкое изменение их физико-химического состояния при поступлении на поверхность создает предпосылки для перехода радионуклидов из растворенного состояния в твердую фазу. При этом загрязняются технологическое оборудование и грунт. Многократный контакт пластовых вод с технологическим оборудованием и грунтом приводит к накоплению осажденных радионуклидов на поверхности оборудования и грунтов и, соответственно, – возрастанию их удельной активности. Удельная активность загрязненных технологического оборудования и грунтов на несколько порядков превышает удельную активность пластовых вод. Поэтому вторичные источники представляют основную радиационную опасность.

Возможность превышения уровня вмешательства по радиационной опасности

технологического оборудования и грунтов обуславливает необходимость систематического наблюдения за изменением их радиационных характеристик.

Анализ проведенных исследований по оценке радиационной ситуации на контрактной территории позволяет сделать вывод, что в целом территория месторождения не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам, в процессе обследования радиационные аномалии не выявлены.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении и в дальнейшем будет проводиться радиационно-дозиметрическое обследование технологического оборудования и производственной территории.

9.9 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

К основным факторам негативного потенциального воздействия на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к минимуму воздействие на почвенно-растительный комплекс.

Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как

компонента биосферы и носителя плодородия.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

- инвентаризация и ликвидация бесхозных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв;
- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключая попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах,

своевременный вывоз отходов;

- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

С целью снижения негативного воздействия, должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия (строительство скважин, установка технологического оборудования).

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится по отдельным, специально разрабатываемым проектам. Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт. При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума. С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

9.10 Мероприятия по охране растительного и животного мира

Основными факторами воздействия на растительность при разработке месторождения будут являться:

1. Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.

2. Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. Загрязнение растительности. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- ❖ проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- ❖ озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- ❖ охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ❖ использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- ❖ строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- ❖ выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- ❖ в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- ❖ контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- ❖ своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- ❖ проведение визуального осмотра производственного участка на предмет

обнаружения замазученных пятен;

❖ внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

При соблюдении предусмотренных восстановительных мероприятий, мер по защите растительности, воздействие на растительные ресурсы будет незначительным. Учитывая, что проведение проектируемых работ на площади будет происходить на территории уже в разной степени подверженной антропогенным воздействиям: пастбищному, линейно-техническому; а также вследствие компенсационных возможностей местной флоры.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие при строительных, буровых и дорожных работах;
- временная или постоянная утрата мест обитания;
- химическое загрязнение почв и растительности;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Воздействие на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;

- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.

В целом, при соблюдении мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на животный мир. Комплекс мер, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

9.11 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие

приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан.

Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих экологических технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации на месторождении.

9.12 Заключение

При реализации проектных решений на месторождении важнейшими экологическими аспектами являются: охрана атмосферного воздуха, водных ресурсов, недр, охрана почвенных и растительных ресурсов, охрана животного мира, охрана природной среды при хранении и утилизации отходов производства, радиационный контроль.

Рекомендуемые природоохранные мероприятия в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на компоненты окружающей среды формируют систему экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства и уменьшить воздействие на объекты окружающей среды в районе месторождения.

Тщательное выполнение природоохранных мероприятий позволит своевременно выявить, устранить или свести к минимуму воздействие на окружающую среду и обеспечить экологическую безопасность месторождения и его объектов.

Таким образом, при соблюдении норм технической и экологической безопасности при реализации проектных решений не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения участка недр нетрадиционных углеводородов Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай».

10 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ БУРБАЙТАЛ

Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал по утвержденным запасам УВ отчета «Подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых и подсолевых отложениях месторождения Бурбайтал по состоянию изученности на 01.10.2022 г.» [4] в соответствии с Методикой «Классификация месторождений по величине извлекаемых запасов» [6] по сложности геологического строения отнесен к категории сложных, а по величине начальных извлекаемых запасов по газу (подсолевой) участок относится крупным.

В данном отчете [4] установлено 5 залежей газа в подсолевых отложениях, из них 4 продуктивных горизонта (Д-II и Д-I – в девоне, С-II и С-I – в карбоне), приуроченные к подсолевому поднятию Бурбайтал и пермский горизонт Р-I, приуроченный к брахиантиклинальному поднятию северо-западного простирания, в пределах которого выделяется несколько локальных поднятий (Кобяковская, Алга и Бурбайтал). Контакты ГВК во всех перечисленных залежах газа приняты условно (граф. прил. 4, 5, 6, 7, 8).

В протоколе № 2534-23-У заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых от 02 марта 2023 г. [13] согласно пункту 3.5 недропользователю при дальнейшей работе на Участке недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал (продуктивные залежи подсолевого комплекса) необходимо выполнить:

- пробурить оценочные вертикальные скважины, а также горизонтальные стволы от пробуренных скважин с проведением многостадийного ГРП, с полным охватом неизученной площади участка в целях доизучения/доразведки залежей с запасами по категории C_2 для дальнейшего перевода в промышленную категорию C_1 ;

- уточнить положения ВНК и ГВК установленных залежей;

- в новых скважинах выполнить отбор керна с проведением полного комплекса стандартных и специальных анализов для уточнения петрофизической модели, включая проведения исследований на пиролиз;

- выполнить полный комплекс геофизических исследований с применением новых дополнительных методов изучения коллекторов;

- контролировать качество цементирования колонн и высоту подъема цемента по данным акустической цементометрии;

- провести PLT с целью выделения работающих толщин, характера притока, а также с целью уточнения граничного значения пористости;

-выполнить качественный отбор и анализ глубинных и поверхностных проб пластового флюида для уточнения физико-химических свойств и определения компонентного состава;

-провести исследовательские работы в полном объеме (ГДИС, прямые замеры давлений, замеры ГФ и т.д.), согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» [5].

Соотношение подсчитанных в работе [4] геологических и извлекаемых запасов газа для Участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал (подсолевой комплекс) по категории C_2 к сумме запасов категорий C_1+C_2 составляет 84,7 %. Для уменьшения количества запасов газа категории C_2 запланировано выполнение комплекса мероприятий по доразведке с целью перевода запасов категории C_2 в категорию C_1 .

В ранее выполненных работах [2, 8] для перевода запасов категории C_2 в промышленную категорию C_1 предлагались к бурению 4 проектные оценочные скважины, из которых 3 скважины – для уточнения залежей в надсолевых отложениях и только одна из них для изучения нижнепермских, каменноугольных и девонских отложений и перспектив нефтегазоносности этих отложений и одновременно как дублер скважины Кобяковская-2 – разведочная скважина № 102. В работе [2] бурение ее планировалось выполнить в течение 2019-2021 гг.

В связи с введением в марте 2020 г. режима чрезвычайного положения и последовавшего за ним карантина из-за пандемии коронавирусной инфекции, запланированные работы по бурению данной проектной скважины не выполнены в связи с наложенными ограничениями и неопределенностями.

В соответствии с Едиными правилами [5] при выполнении авторского надзора за реализацией проектных решений при разведке углеводородов допускается изменение графика бурения без уменьшения количества независимых проектируемых скважин, предусмотренных в базовом проектном документе.

В Авторском надзоре за реализацией «Проекта разведочных работ...» [8] предусматривалось скорректировать календарный план бурения проектных скважин и перенос всего объема бурения с 2021 г. на 2022 г.

Однако в связи с окончанием срока разведки (31.12.2022 г.) по Контракту № 1280 от 13 декабря 2003 г., запроектированные на поднятии Бурбайтал разведочные скважины, в т.ч. скважина № 102, не пробурены по объективным причинам.

В апреле 2023 г. недропользователь ТОО «Аскер Мунай» получил Горные отводы для продуктивных залежей:

-первый – для надсолевого комплекса для *месторождения Бурбайтал надсолевое*;

-второй – для продуктивных залежей подсолевого комплекса *Участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал* [12], площадь Участка недр (Горного отвода) приведена на графическом приложении 9.

В отчете [4] из 5 установленных продуктивных горизонтов в подсолевых отложениях (нижнепермских (Р-I), каменноугольных (С-I и С-II) и верхнедевонских (Д-I и Д-II) отложениях (с 5 по 1 газоносные зоны, соответственно)) на площади Участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал, наибольшее суммарное количество запасов категорий C_1+C_2 приходится на нижнепермский горизонт Р-I. При описании строения данного горизонта использовалась информация 3 скважин, основная часть которой принадлежит скважине № 101 Бурбайтал, находящейся на площади категории запасов C_1 и 2 скважинам – Кобяковская-2 и Алга Г-1 – на площади категории C_2 (граф. прил. 9). Граница площади категории C_1 ограничена радиусом 2000 м, а с северо-востока – тектоническими нарушениями F_{11} , f_{10} , F_{10} .

В рекомендациях ГКЗ РК [13] предлагалось выполнить перевод запасов газа из категории C_2 в промышленную категорию C_1 , так как в работе [4] большая часть из утвержденных запасов продуктивных горизонтов подсолевого комплекса Участка недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал приходится на запасы категории C_2 (геологические – 62326 млн.м³, извлекаемые – 45498 млн.м³).

На Участке недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал (площадь категории C_1 – район скважины № 101) выделены 2 объекта разработки: 1 объект – нижнепермский горизонт 1 (Р-I) и 2 объект – каменноугольный горизонт 2 (С-II) и девонские горизонты 1 и 2 (Д-I, Д-II), в которых запасы газа установлены по категориям C_1 и C_2 . Исключение составляет каменноугольный горизонт 1 (С-I), запасы которого в работе [4] подсчитаны только по категории C_2 , при этом геологические/извлекаемые запасы составляют 1379/1007 млн.м³. Этот горизонт на дату выполнения подсчета запасов оказался наименее изученным, хотя в данном горизонте еще в 2022 г. в скважине № 101 были опробованы 6 пластов в интервале 5953-6043 м с эффективной газонасыщенной толщиной 18 м, но, видимого, притока УВ тогда не получили, а во время работы PLT – приборы отказали работать из-за высокой температуры (выше 130 °С).

Для решения вопроса продуктивности пластов каменноугольного горизонта 1 (С-I) в 2024 г. рекомендуется в скважине № 101 выполнить реперфорацию, всех выделенных по ГИС продуктивных пластов данного горизонта, провести качественное опробование их. В случае получения незначительного притока газа выполнить работы по интенсификации

притока, т.е. кислотную обработку продуктивных пластов, а также предусмотреть возможность проведения многостадийного пропантного ГРП с полным охватом всех пластов, чтобы в дальнейшем, при получении промышленных притоков газа перевести запасы из категории C_2 в категорию C_1 , а также выполнить РЛТ с применением высокотемпературных приборов, с целью выделения работающих толщин, характера притока, уточнения ФЕС выделенных продуктивных пластов, провести исследовательские работы в полном объеме (ГДИС, прямые замеры давлений ГФ и т.д.).

В разделе 3.4.2 описаны 3 варианта разработки, при этом во всех вариантах рекомендуемые эксплуатационные скважины будут буриться в два этапа: при первом этапе скважины будут буриться до подошвы продуктивных пластов горизонта Р-I (примерной глубиной 5150 м) (граф. прил. 9). Далее будет спущена эксплуатационная колонна 178 мм, зацементирована, перфорированы пласты горизонта Р-I, проведен комплекс исследовательских работ, а также работы по стимуляции перфорированных интервалов (СКО и ГРП) и начата эксплуатация этих пластов.

В дальнейшем приступят ко второму этапу бурения, включающему углубление уже пробуренных скважин. При этом кустовые (вертикальные и наклонно-направленные) скважины будут поочередно (согласно варианту разработки) углубляться до подошвы зоны девона (глубина 6700 м) со спуском и цементированием 114 мм хвостовика вместе с 139 мм муфтой со скользящими окнами для многостадийного ГРП. При бурении данных скважин будет выполняться весь запланированный комплекс исследовательских работ.

По мере отработки эксплуатационных скважин в нетрадиционных малопроницаемых резервуарах, нужно, на основе наблюдения за параметрами скважин, определить кривую падения дебита по типовой эксплуатационной скважине и выделить на ней участки работы искусственных трещин, работы матрицы и долю адсорбированного газа. Это даст возможность прогнозировать дебиты и суммарную добычу для новых скважин и кустов.

Кроме поднятия Каратобе-Бурбайтал на площади категории C_2 расположены еще 2 поднятия, где ранее были пробурены скважины Кобяковская-2 и Алга Г-1 с забоями в нижнепермских отложениях, в этих скважинах были получены признаки нефтегазоносности, и даже значительные кратковременные фонтанные притоки газа в скважине Кобяковская-2, но, к сожалению, по разным причинам данные результаты были недоизучены и недоисследованы.

На данном этапе предусматривается пробурить, ранее запланированную (как дублер скважины Кобяковская-2) оценочную скважину № 102 (граф. прил. 10) с проектной глубиной 6700 м, в которой рекомендуется произвести отбор керн и испытать объекты в

продуктивных горизонтах (таблица 10.1).

Таблица 10.1 - Рекомендуемые объекты испытания и интервалы отбора керна в проектной скважине 102

Продуктивные горизонты подсолевой толщи	Отбор керна		Объекты испытания	
	Интервалы отбора керна, м	Мощность интервала отбора керна, м	Номера объектов	Интервалы объектов испытания, м
Д-I	6650-6700	9	I	6650-6700
С-II	6570-6600	9	II	6570-6600
	6500-6540	9	III	6500-6540
С-I	6200-6230	9	IV	6200-6230
	6135-6175	9	V	6135-6175
Р-I	5250-5280	9	VI	5250-5280
	5175-5205	9	VII	5175-5205
Примечание: интервалы отбора керна и объекты испытания будут уточняться в процессе бурения по данным ГИС и ГТИ				

11 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Ликвидация последствий недропользования в соответствии с требованиями действующих законодательных документов РК сопровождается значительными финансовыми затратами, что обуславливает создание специального фонда уже в ходе эксплуатации месторождения. Согласно статье 55, Кодекса РК «О недрах и недропользовании» ликвидация проводится за счет недропользователя. Обеспечение исполнения обязательства по ликвидации последствий недропользования осуществляется в пользу Республики Казахстан. Исполнение недропользователем обязательств по ликвидации последствий недропользования обеспечивается залогом банковского вклада.

Ликвидация 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 в порядке, предусмотренном законодательством Республики Казахстан, и подразумевает восстановление структуры территории и окружающей среды до первоначального состояния.

Расчет стоимости ликвидационных работ, по месторождению произведен по следующим объектам:

- демонтаж добывающих скважин;
- демонтаж установки подготовки газа (УПГ);
- демонтаж трубопроводов системы газосбора;
- демонтаж автоматической замерной установки (АГЗУ);
- демонтаж электротехнического оборудования;
- демонтаж поселка для обслуживающего персонала
- техническая рекультивация нарушенных земель.

Стоимость ликвидационных работ приведена в таблице 11.1.

Общая сметная стоимость ликвидационных работ, без учета НДС составит – 591 314,30 тыс.тенге.

Для определения ежегодных отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования, был использован удельный норматив на добычу одной тысячи метра кубического газа, представляющий собой отношение затрат на ликвидацию объектов недропользования к суммарному проектируемому объему добычи газа за лицензионный

период. Лицензионный период принят до 2047 г.

Таблица 11.1 - Расчет стоимости затрат ликвидационных работ

№	Направления затрат	Единицы измерения	Сметная стоимость
1	2	3	4
	Глава 1 Затраты на подготовительные работы по территории строительства		
1	Техническая рекультивация нарушенных земель	тыс. тенге	34 320,00
2	Демонтаж добывающих скважин (11 скв.)	тыс. тенге	292 245,69
3	Демонтаж установки подготовки газа (УКПП)	тыс. тенге	176 253,23
4	Демонтаж трубопроводов системы газосбора	тыс. тенге	14 395,35
5	Демонтаж автоматической замерной установки (АГЗУ)	тыс. тенге	340,83
6	Демонтаж электротехнического оборудования	тыс. тенге	11 309,93
7	Демонтаж поселка для обслуживающего персонала	тыс. тенге	47 397,30
	Итого по главе 1	тыс. тенге	576 262,33
	Глава 2 Основные объекты демонтажа		
	Итого по главе 2	тыс. тенге	0,00
	Глава 3 Объекты подсобного и обслуживающего назначения		
	Итого по главе 3	тыс. тенге	0,00
	Глава 4 Объекты энергетического хозяйства		
	Итого по главе 4	тыс. тенге	0,00
	Глава 5 Объекты транспортного хозяйства и связи		
	Итого по главе 5	тыс. тенге	0,00
	Глава 6 Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения		
	Итого по главе 6	тыс. тенге	0,00
	Глава 7 Благоустройство и озеленение территории		
	Итого по главе 7	тыс. тенге	0,00
	Итого по главам 1-7	тыс. тенге	576 262,33
	Глава 8 Временные здания и сооружения		
	Итого по главе 8	тыс. тенге	0,00
	Итого по главам 1-8	тыс. тенге	576 262,33
	Глава 9 Прочие работы и затраты		
1	Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных (ремонтно-строительных) работ связанные с климатическими условиями температурной зоны стройки 0,6%	тыс. тенге	3 457,57
	Итого по главе 9	тыс. тенге	3 457,57
	Итого по главам 1-9	тыс. тенге	579 719,91
	Непредвиденные работы и затраты	тыс. тенге	11 594,40
	Итого сметная стоимость, без учета НДС	тыс. тенге	591 314,30
	Налог на добавленную стоимость (НДС)	тыс. тенге	70 957,72
	Всего сметная стоимость, с учетом НДС	тыс. тенге	662 272,02

Расчет норматива, отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования, приведен в таблице 11.2.

Таблица 11.2 - Определение базового норматива отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования

Показатели	Ед. изм.	Значение
Всего сметная стоимость, с учетом НДС	тыс.тенге	662 272,02
Всего сметная стоимость, без учета НДС	тыс.тенге	591 314,30
Накопленная сумма отчислений для ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	110 780,52
Итого сумма отчислений для ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	480 533,78
Проектируемая суммарная добыча газа	млн.м ³	6 627,8
Норматив отчислений для ликвидации последствий недропользования	тенге/тыс.м³	72,50

Норматив для расчета отчислений составил – 72,50 тенге/тыс.м³ газа.

В таблице 11.3 приведены отчисления по исполнению обязательств ликвидации последствий недропользования по годам.

Таблица 11.3 - Расчет отчислений по исполнению обязательств ликвидации последствий недропользования

Годы	Проектируемый уровень добычи газа млн.м ³	Норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования тенге/тыс.м ³	Планируемые отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования тыс.тенге	Планируемые отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования тыс.долл.
2025	5,5	72,50	398,04	0,90
2026	31,8	72,50	2 308,47	5,21
2027	161,6	72,50	11 713,56	26,42
2028	293,1	72,50	21 251,93	47,93
2029	300,0	72,50	21 750,68	49,05
2030	300,0	72,50	21 750,68	49,05
2031	300,0	72,50	21 750,68	49,05
2032	375,0	72,50	27 188,36	61,32
2033	400,0	72,50	29 000,91	65,41
2034	400,0	72,50	29 000,91	65,41
2035	400,0	72,50	29 000,91	65,41
2036	416,0	72,50	30 160,95	68,02
2037	450,0	72,50	32 626,03	73,58
2038	410,0	72,50	29 727,20	67,04
2039	373,6	72,50	27 085,94	61,09
2040	340,4	72,50	24 679,36	55,66
2041	310,2	72,50	22 486,60	50,71
2042	282,6	72,50	20 488,66	46,21
2043	257,5	72,50	18 668,24	42,10
2044	234,6	72,50	17 009,57	38,36
2045	213,8	72,50	15 498,27	34,95
2046	194,8	72,50	14 121,25	31,85
2047	177,5	72,50	12 866,58	29,02
Итого	6 627,8		480 533,8	1 083,7

Суммарные отчисления за проектируемый период составят – 480 53,88 тыс.тенге или 1 083,7 тыс.долларов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Проект оценочных работ на участке Каратобе-Бурбайтал» на контрактной территории ТОО «Аскер Мунай», Калимов А.М., Алданов А.А и др., г. Алматы, 2017 г.
2. «Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых отложениях на площади Каратобе-Бурбайтал по состоянию изученности на 01.07.2019 г.», ТОО «АктюбНИГРИ», Ли В.Ч., Горяева Н.В. и др. г. Актобе, 2019 г.
3. «Проект пробной эксплуатации месторождения Бурбайтал» (по состоянию на 01.01.2020 г.). ТОО «АктюбНИГРИ. Баянов М.С., Горяева Н.В. и др., г. Актобе, 2020 г.
4. «Подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых и подсолевых отложениях месторождения Бурбайтал Атырауской области Республики Казахстан», по состоянию изученности на 01.10.2022 г. (Протокол № 2534-23-У заседания ГКЗ от 02 марта 2023 г.). ТОО «АктюбНИГРИ», Н.В.Горяева, г. Актобе, 2022 г..
5. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом Министра энергетики РК № 239 от 15.06.2018 г.
6. Методические рекомендации по проведению проекта разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, 2018 г.
7. Проект разведочных работ по оценке залежей углеводородов на контрактной территории ТОО «Аскер Мунай», согласно Контракту № 1280 от 13.12.2003 г. АктюбНИГРИ, Актобе, 2019 г.
8. «Авторский надзор за реализацией Проекта разведочных работ по оценке залежей углеводородов на контрактной территории ТОО «Аскер Мунай». Горяева Н.В., 2022 г.
9. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. МЭ РФ, М, 2001 г.
10. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных, Москва, Недра, 1984 г.
11. Инструкция по подсчету запасов полезных ископаемых, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам. Утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан. Астана, 28.09.2022 г.
12. Письмо от Комитета геологии Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан от № 31-09/1194 от 12.05.2023 г. с ответом на исх. № 18 от 10 апреля 2023 г. ТОО «АСКЕР МУНАЙ» направляет участки недр (горный отвод) для

осуществления операций по недропользованию на месторождении Бурбайтал надсолевое и месторождении Бурбайтал подсолевое (участок недр нетрадиционных источников углеводородов) в Атырауской области на основании протокола Компетентного органа (№ 13/2 от 3 апреля 2023 года). Астана, май, 2023 г.

13. Протокол № 2534-23-У заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан от 02 марта 2023 г.

14. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» № 125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.01.2023 г.).

15. РД 153-39.0-109-01. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Москва, 2002 г.

16. «Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» под ред. Алиева З.С., Зотова Г.А., Москва, Недра, 1980 г.

17. «Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов». А.И.Ипатов, М.И.Кременецкий, г. Москва, 2005 г.

18. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.

19. Экологический кодекс РК № 400-VI от 02.01.2021 года.

20. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

21. Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года.

22. Земельный кодекс РК № 442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).

23. Водный кодекс РК № 481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).

24. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II (с последними изменениями и дополнениями).

25. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» № 125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями на 29.06.2018 г.).

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ



Таблица П.4.1.1 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Вывод скважин из консервации, ед.	Перевод скважин из I на II объект, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут
								нач.	тек.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2025	0	1	0	1	6,3	1	5,5	0,07	0,07	5,5	0,07	0,000	31,2
2026	2	0	0	3	18,9	1	31,9	0,39	0,39	37,4	0,46	0,003	44,6
2027	3	0	0	6	37,8	3	215,0	2,6	2,6	252,4	3,1	0,022	134,4
2028	3	0	0	9	56,7	6	300,0	3,7	3,8	552,4	6,7	0,049	113,2
2029	3	0	0	12	75,6	9	300,0	3,7	3,9	852,4	10,4	0,076	81,0
2030	3	0	0	15	94,5	12	300,0	3,7	4,1	1152,4	14,0	0,102	63,1
2031	0	0	2	15	94,5	15	350,2	4,3	5,0	1502,6	18,3	0,134	66,6
2032	0	0	2	15	94,5	15	400,2	4,9	6,0	1902,8	23,2	0,169	76,1
2033	0	0	2	15	94,5	15	450,0	5,5	7,1	2352,8	28,7	0,209	85,6
2034	0	0	2	15	94,5	15	450,0	5,5	7,7	2802,8	34,1	0,249	85,6
2035	0	0	2	15	94,5	15	475,0	5,8	8,8	3277,8	39,9	0,291	90,3
2036	0	0	2	15	94,5	15	525,0	6,4	10,6	3802,8	46,3	0,338	99,8
2037	0	0	2	15	94,5	15	549,2	6,7	12,5	4352,0	53,0	0,387	104,4
2038	0	0	1	15	94,5	15	550,0	6,7	14,2	4902,0	59,7	0,436	104,6
2039	0	0	0	15	94,5	15	474,7	5,8	14,3	5376,7	65,5	0,478	90,3
2040	0	0	0	15	94,5	15	409,7	5,0	14,5	5786,4	70,5	0,514	77,9
2041	0	0	0	15	94,5	15	353,6	4,3	14,6	6140,1	74,8	0,546	67,3
2042	0	0	0	15	94,5	15	305,2	3,7	14,7	6445,3	78,5	0,573	58,0
2043	0	0	0	15	94,5	15	263,4	3,2	14,9	6708,7	81,7	0,596	50,1
2044	0	0	0	15	94,5	15	227,4	2,8	15,1	6936,1	84,5	0,617	43,2
2045	0	0	0	15	94,5	15	196,2	2,4	15,4	7132,3	86,9	0,634	37,3
2046	0	0	0	15	94,5	15	169,4	2,1	15,7	7301,7	88,9	0,649	32,2
2047	0	0	0	15	94,5	15	146,2	1,8	16,1	7447,9	90,7	0,662	27,8
2048	0	0	0	15	94,5	15	126,2	1,5	16,5	7574,1	92,2	0,673	24,0
2049	0	0	0	15	94,5	15	108,9	1,3	17,1	7683,0	93,6	0,683	20,7
2050	0	0	0	15	94,5	15	94,0	1,1	17,8	7776,9	94,7	0,691	17,9

продолжение таблицы П.4.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2051	0	0	0	15	94,5	15	81,1	1,0	18,6	7858,1	95,7	0,699	15,4
2052	0	0	0	15	94,5	15	70,0	0,9	19,8	7928,1	96,5	0,705	13,3
2053	0	0	0	15	94,5	15	60,4	0,7	21,3	7988,5	97,3	0,710	11,5
2054	0	0	0	15	94,5	15	52,2	0,6	23,3	8040,7	97,9	0,715	9,9
2055	0	0	0	15	94,5	15	45,0	0,5	26,3	8085,7	98,5	0,719	8,6
2056	0	0	0	15	94,5	15	38,9	0,5	30,8	8124,6	98,9	0,722	7,4
2057	0	0	0	15	94,5	15	33,5	0,4	38,4	8158,1	99,3	0,725	6,4
2058	0	0	0	15	94,5	15	28,9	0,4	53,7	8187,0	99,7	0,728	5,5
2059	0	0	0	15	94,5	15	25,0	0,3	100,0	8212,0	100,0	0,730	4,8

Таблица П.4.1.2 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. I объект. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Вывод скважин из консервации, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Пластовое давление, МПа	Давление на устье, МПа	Забойное давление, МПа	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут
								нач.	тек.							
2025	0	1	1	5	0	1	5,5	0,24	0,24	5,5	0,24	0,002	106,5	56,9	105,8	31,2
2026	2	0	3	15	0	3	31,9	1,41	1,44	37,4	1,66	0,012	105,2	56,2	104,5	44,6
2027	3	0	6	30	0	6	215,0	9,5	10,7	252,4	11,2	0,082	97,8	52,2	97,1	134,4
2028	3	0	9	45	0	9	300,0	13,3	15,0	552,4	24,5	0,179	87,5	46,7	86,8	113,2
2029	3	0	12	60	0	12	300,0	13,3	17,6	852,4	37,8	0,276	77,1	41,1	76,4	81,0
2030	3	0	15	76	0	15	300,0	13,3	21,3	1152,4	51,0	0,373	66,8	35,6	66,1	63,1
2031	0	0	15	76	2	15	275,2	12,2	24,9	1427,6	63,2	0,462	57,3	30,5	56,6	52,3
2032	0	0	15	76	2	13	250,2	11,1	30,1	1677,8	74,3	0,542	48,7	25,8	48,0	47,6
2033	0	0	15	76	2	11	225,0	10,0	38,8	1902,8	84,3	0,615	41,0	21,7	40,3	49,4
2034	0	0	15	76	2	9	150,0	6,6	42,2	2052,8	90,9	0,664	35,8	18,9	35,1	38,9
2035	0	0	15	76	2	7	100,0	4,4	48,7	2152,8	95,3	0,696	32,4	17,0	31,7	31,7
2036	0	0	15	76	2	5	75,0	3,3	71,3	2227,8	98,7	0,720	29,8	15,7	29,1	30,6
2037	0	0	15	76	3	2	30,2	1,3	100,0	2258,0	100,0	0,730	28,8	15,1	28,1	17,2

Таблица П.4.1.3 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. II объект. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Перевод скважин из I объекта, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Пластовое давление, МПа	Давление на устье, МПа	Забойное давление, МПа	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут
							нач.	тек.							
2031	0	2	2	2,5	2	75,0	1,3	1,3	75,0	1,3	0,009	163,0	106,4	163,0	205,5
2032	0	2	4	5,0	4	150,0	2,5	2,6	225,0	3,8	0,028	122,4	79,4	121,7	209,9
2033	0	2	6	7,6	6	225,0	3,8	4,1	450,0	7,6	0,055	115,7	75,0	115,0	211,4
2034	0	2	8	10,1	8	300,0	5,0	5,8	750,0	12,6	0,092	111,2	72,1	110,5	212,2
2035	0	2	10	12,6	10	375,0	6,3	7,8	1125,0	18,9	0,138	105,5	68,4	104,8	212,7
2036	0	2	12	15,1	12	450,0	7,6	9,3	1575,0	26,5	0,193	98,8	64,0	98,1	213,0
2037	0	2	14	17,6	14	519,0	8,7	11,9	2094,0	35,2	0,257	91,0	58,9	90,3	210,8
2038	0	1	15	18,9	15	550,0	9,2	14,2	2644,0	44,4	0,324	82,7	53,5	82,0	209,2
2039	0	0	15	18,9	15	474,7	8,0	14,3	3118,7	52,4	0,382	75,6	48,9	74,9	181,1
2040	0	0	15	18,9	15	409,7	6,9	14,5	3528,4	59,3	0,433	69,5	44,9	68,8	156,3
2041	0	0	15	18,9	15	353,6	5,9	14,6	3882,1	65,2	0,476	64,1	41,4	63,4	134,9
2042	0	0	15	18,9	15	305,2	5,1	14,7	4187,3	70,3	0,513	59,6	38,4	58,9	116,4
2043	0	0	15	18,9	15	263,4	4,4	14,9	4450,7	74,8	0,546	55,6	35,8	54,9	100,5
2044	0	0	15	18,9	15	227,4	3,8	15,1	4678,1	78,6	0,574	52,2	33,6	51,5	86,7
2045	0	0	15	18,9	15	196,2	3,3	15,4	4874,3	81,9	0,598	49,3	31,7	48,6	74,8
2046	0	0	15	18,9	15	169,4	2,8	15,7	5043,7	84,7	0,618	46,7	30,0	46,0	64,6
2047	0	0	15	18,9	15	146,2	2,5	16,1	5189,9	87,2	0,636	44,5	28,6	43,8	55,8
2048	0	0	15	18,9	15	126,2	2,1	16,5	5316,0	89,3	0,652	42,6	27,4	41,9	48,1
2049	0	0	15	18,9	15	108,9	1,8	17,1	5424,9	91,1	0,665	41,0	26,3	40,3	41,5
2050	0	0	15	18,9	15	94,0	1,6	17,8	5518,9	92,7	0,677	39,6	25,4	38,9	35,8
2051	0	0	15	18,9	15	81,1	1,4	18,6	5600,1	94,1	0,687	38,4	24,6	37,7	30,9
2052	0	0	15	18,9	15	70,0	1,2	19,8	5670,1	95,2	0,695	37,3	23,9	36,6	26,7
2053	0	0	15	18,9	15	60,4	1,0	21,3	5730,5	96,2	0,703	36,4	23,3	35,7	23,0
2054	0	0	15	18,9	15	52,2	0,9	23,3	5782,7	97,1	0,709	35,6	22,8	34,9	19,9
2055	0	0	15	18,9	15	45,0	0,8	26,3	5827,7	97,9	0,715	34,9	22,3	34,2	17,2
2056	0	0	15	18,9	15	38,9	0,7	30,8	5866,6	98,5	0,719	34,4	22,0	33,7	14,8
2057	0	0	15	18,9	15	33,5	0,6	38,4	5900,1	99,1	0,723	33,9	21,6	33,2	12,8
2058	0	0	15	18,9	15	28,9	0,5	53,7	5929,0	99,6	0,727	33,4	21,3	32,7	11,0
2059	0	0	15	18,9	15	25,0	0,4	100,0	5954,0	100,0	0,730	33,0	21,1	32,3	9,5

Таблица П.4.1.4 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 3 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Вывод скважин из консервации, ед.	Перевод скважин из I на II объект, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут
								нач.	тек.				
2025	0	1	0	1	6,3	1	5,5	0,07	0,07	5,5	0,07	0,0005	31,2
2026	2	0	0	3	18,9	3	31,5	0,38	0,39	37,0	0,45	0,0033	44,1
2027	3	0	0	6	37,8	6	215,0	2,6	2,7	252,0	3,1	0,022	134,4
2028	3	0	0	9	56,7	9	300,0	3,7	3,9	552,0	6,7	0,049	113,2
2029	3	0	0	12	75,6	12	300,0	3,7	4,1	852,0	10,4	0,076	81,0
2030	3	0	0	15	94,5	15	300,0	3,7	4,1	1152,0	14,0	0,102	63,1
2031	3	0	0	18	113,4	18	300,0	3,7	4,2	1452,0	17,7	0,129	51,7
2032	3	0	0	21	132,3	21	300,0	3,7	4,4	1752,0	21,3	0,156	43,7
2033	0	0	4	21	132,3	21	300,0	3,7	4,6	2052,0	25,0	0,182	40,8
2034	0	0	4	21	132,3	21	450,0	5,5	7,3	2502,0	30,5	0,222	61,1
2035	0	0	4	21	132,3	21	550,0	6,7	9,6	3052,0	37,2	0,271	74,7
2036	0	0	4	21	132,3	21	675,0	8,2	13,1	3727,0	45,4	0,331	91,7
2037	0	0	4	21	132,3	21	781,0	9,5	17,4	4508,0	54,9	0,401	106,1
2038	0	0	1	21	132,3	21	800,0	9,7	21,6	5308,0	64,6	0,472	108,7
2039	0	0	0	21	132,3	21	720,0	8,8	24,8	6028,0	73,4	0,536	97,8
2040	0	0	0	21	132,3	21	550,9	6,7	25,2	6578,9	80,1	0,585	74,8
2041	0	0	0	21	132,3	21	421,5	5,1	25,8	7000,4	85,2	0,622	57,3
2042	0	0	0	21	132,3	21	322,5	3,9	26,6	7322,8	89,2	0,651	43,8
2043	0	0	0	21	132,3	21	246,7	3,0	27,7	7569,5	92,2	0,673	33,5
2044	0	0	0	21	132,3	21	188,8	2,3	29,4	7758,3	94,5	0,690	25,6
2045	0	0	0	21	132,3	21	144,4	1,8	31,8	7902,7	96,2	0,703	19,6
2046	0	0	0	21	132,3	21	110,5	1,3	35,7	8013,2	97,6	0,712	15,0
2047	0	0	0	21	132,3	21	84,5	1,0	42,5	8097,8	98,6	0,720	11,5
2048	0	0	0	21	132,3	21	64,7	0,8	56,6	8162,5	99,4	0,726	8,8
2049	0	0	0	21	132,3	21	49,6	0,6	100,0	8212,0	100,0	0,730	6,7

Таблица П.4.1.5 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. I объект. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 3 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Вывод скважин из консервации, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Пластовое давление, МПа	Давление на устье, МПа	Забойное давление, МПа	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут
								нач.	тек.							
2025	0	1	1	5,0	0	1	5,5	0,24	0,24	5,5	0,24	0,002	106,5	56,9	105,8	31,2
2026	2	0	3	15,1	0	3	31,5	1,40	1,42	37,0	1,64	0,012	105,2	56,2	104,5	44,1
2027	3	0	6	30,2	0	6	215,0	9,5	10,7	252,0	11,2	0,081	97,8	52,3	97,1	134,4
2028	3	0	9	45,4	0	9	300,0	13,3	15,0	552,0	24,4	0,178	87,5	46,7	86,8	113,2
2029	3	0	12	60,5	0	12	300,0	13,3	17,6	852,0	37,7	0,275	77,2	41,1	76,5	81,0
2030	3	0	15	75,6	0	15	300,0	13,3	21,3	1152,0	51,0	0,372	66,8	35,6	66,1	63,1
2031	3	0	18	90,7	0	18	300,0	13,3	27,1	1452,0	64,3	0,469	56,5	30,0	55,8	51,7
2032	3	0	21	105,8	0	21	300,0	13,3	37,2	1752,0	77,6	0,566	46,2	24,5	45,5	43,7
2033	0	0	21	105,8	4	17	150,0	6,6	29,6	1902,0	84,2	0,615	41,0	21,7	40,3	20,4
2034	0	0	21	105,8	4	13	150,0	6,6	42,1	2052,0	90,9	0,663	35,8	18,9	35,1	25,2
2035	0	0	21	105,8	4	9	100,0	4,4	48,5	2152,0	95,3	0,696	32,4	17,1	31,7	21,9
2036	0	0	21	105,8	4	5	75,0	3,3	70,8	2227,0	98,6	0,720	29,8	15,7	29,1	23,8
2037	0	0	21	105,8	4	1	31,0	1,4	100,0	2258,0	100,0	0,730	28,8	15,1	28,1	17,7

Таблица П.4.1.6 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. II объект. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 3 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Перевод скважин из I объекта, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Пластовое давление, МПа	Давление на устье, МПа	Забойное давление, МПа	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут
							нач.	тек.							
2033	0	4	4	5,0	4	150,0	2,5	2,6	150,0	2,5	0,018	163,0	106,4	163,0	70,4
2034	0	4	8	10,1	8	300,0	5,0	5,5	450,0	7,6	0,055	122,4	79,4	121,7	140,7
2035	0	4	12	15,1	12	450,0	7,6	8,9	900,0	15,1	0,110	108,9	70,6	108,2	127,3
2036	0	4	16	20,2	16	600,0	10,1	13,5	1500,0	25,2	0,184	99,9	64,7	99,2	121,5
2037	0	4	20	25,2	20	750,0	12,6	20,2	2250,0	37,8	0,276	88,7	57,4	88,0	118,3
2038	0	1	21	26,5	21	800,0	13,4	21,6	3050,0	51,2	0,374	76,6	49,6	75,9	111,2
2039	0	0	21	26,5	21	720,0	12,1	24,8	3770,0	63,3	0,462	65,8	42,5	65,1	97,8
2040	0	0	21	26,5	21	550,9	9,3	25,2	4320,9	72,6	0,530	57,6	37,1	56,9	74,8
2041	0	0	21	26,5	21	421,5	7,1	25,8	4742,3	79,6	0,582	51,2	33,0	50,5	57,3
2042	0	0	21	26,5	21	322,5	5,4	26,6	5064,8	85,1	0,621	46,4	29,8	45,7	43,8
2043	0	0	21	26,5	21	246,7	4,1	27,7	5311,5	89,2	0,651	42,7	27,4	42,0	33,5
2044	0	0	21	26,5	21	188,8	3,2	29,4	5500,3	92,4	0,674	39,9	25,5	39,2	25,6
2045	0	0	21	26,5	21	144,4	2,4	31,8	5644,7	94,8	0,692	37,7	24,1	37,0	19,6
2046	0	0	21	26,5	21	110,5	1,9	35,7	5755,2	96,7	0,706	36,0	23,1	35,3	15,0
2047	0	0	21	26,5	21	84,5	1,4	42,5	5839,8	98,1	0,716	34,8	22,2	34,1	11,5
2048	0	0	21	26,5	21	64,7	1,1	56,6	5904,5	99,2	0,724	33,8	21,6	33,1	8,8
2049	0	0	21	26,5	21	49,6	0,8	100,0	5954,0	100,0	0,730	33,0	21,1	32,3	6,7

Таблица П.4.2.1 - Расчет капитальных вложений. Вариант 2

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость	Стоимость	Распределение капитальных вложений													
				ед-цы	всего	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
				тыс.долл.	тыс.долл.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
I	Строительство скважин (подземное строительство)																		
1	Стоимость строительства одной газодобывающей скважины (включая ГРП)	скв.	14	7 000,0	98 000	0	14 000	21 000	21 000	21 000	21 000	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из консервации	скв.	1	1 000,0	1 000	1 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин с других объектов (включая ГРП)	скв.	15	5 000,0	75 000	0	0	0	0	0	0	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	5 000
	Итого строительство скважин				174 000	1 000	14 000	21 000	21 000	21 000	21 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	5 000
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				195 521	1 000	14 280	21 848	22 285	22 731	23 186	11 262	11 487	11 717	11 951	12 190	12 434	12 682	6 468
II	Надземное строительство																		
	Обустройство промысла																		
1	Стоимость обустройства одной скважины (площадка, обвязка, подключение скважины)	скв.	14	56,4	789	0	113	169	169	169	169	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Шлейфы (для газовых скважин), Ø100 мм	км	8	74,0	555	0	79	119	119	119	119	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Автоматическая групповая замерная установка (АГЗУ)	ед.	1,0	157,1	157	0	0	157	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Установка подготовки газа (УКПГ), (1,6 млн.м ³ /сутки)				44 625	6 375	0	6 375	0	6 375	0	6 375	0	0	6 375	0	6 375	0	6 375
5	Дожимные компрессоры для УКПГ	ед.	6	1 930,0	11 580	0	0	3 860	0	1 930	0	1 930	0	0	1 930	0	1 930	0	0
6	Факельная установка закрытого типа (Н=16 м, Ø 3,6 м, факел ФЗТ)	ед.	2	250,0	500	0	250	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Газопоршневая электростанция (ГПЭС), 2 МВт	ед.	1	1 000,0	1 000	1 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Система очистка трубопровода (в т.ч. камеры запуска и приема скребка, дренажные емкости для сбора)	ед.	1	150,0	150	0	0	0	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Поселок для обслуживающего персонала				500	0	250	0	0	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Линии электропередач (ЛЭП)				500	0	71	107	107	107	107	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Автомобильная дорога				3 000	0	429	643	643	643	643	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				63 357	7 375	1 192	11 680	1 188	9 343	1 288	8 305	0	0	8 305	0	8 305	0	6 375
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				71 390	7 375	1 216	12 152	1 261	10 113	1 422	9 353	0	0	9 925	0	10 326	0	8 247
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				237 357	8 375	15 192	32 680	22 188	30 343	22 288	18 305	10 000	10 000	18 305	10 000	18 305	10 000	11 375
	Всего со строительством скважин с учетом инфляции				266 911	8 375	15 496	34 000	23 546	32 844	24 608	20 614	11 487	11 717	21 876	12 190	22 760	12 682	14 715
	Коэффициент инфляции					1,000	1,020	1,040	1,061	1,082	1,104	1,126	1,149	1,172	1,195	1,219	1,243	1,268	1,294

Таблица П.4.2.2 - Расчет капитальных вложений. Вариант 3

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы	Стоимость всего	Распределение капитальных вложений															
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
				тыс.долл.	тыс.долл.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
I	Строительство скважин (подземное строительство)																				
1	Стоимость строительства одной газодобывающей скважины (включая ГРП)	скв.	20	7 000,0	140 000	0	14 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из консервации	скв.	1	1 000,0	1 000	1 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин с других объектов (включая ГРП)	скв.	21	5 000,0	105 000	0	0	0	0	0	0	0	0	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	5 000	0	0
	Итого строительство скважин				246 000	1 000	14 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	5 000	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				281 518	1 000	14 280	21 848	22 285	22 731	23 186	23 649	24 122	23 433	23 902	24 380	24 867	25 365	6 468	0	0
II	Надземное строительство																				
	Обустройство промысла																				
1	Стоимость обустройства одной скважины (площадка, обвязка, подключение скважины)	скв.	20	56,4	1 128	0	113	169	169	169	169	169	169	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Шлейфы (для газовых скважин), Ø100 мм	км	10	74,0	740	0	74	111	111	111	111	111	111	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Автоматическая групповая замерная установка (АГЗУ)	ед.	2,0	157,1	314	0	0	157	157	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Установка подготовки газа (УКПГ), (2,2 млн.м³/сутки)				51 000	6 375	0	6 375	0	6 375	0	6 375	0	0	6 375	0	6 375	0	6 375	0	6 375
5	Дожимные компрессоры для УКПГ	ед.	6	1 930,0	11 580	0	0	3 860	0	1 930	0	1 930	0	0	1 930	0	1 930	0	0	0	0
6	Факельная установка закрытого типа (Н=16 м, Ø 3,6 м, факел ФЗТ)	ед.	2	250,0	500	0	250	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Газопоршневая электростанция (ГПЭС), 2 МВт	ед.	1	1 000,0	1 000	1 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Система очистка трубопровода (в т.ч. камеры запуска и приема скребка, дренажные емкости для сбора)	ед.	1	150,0	150	0	0	0	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Поселок для обслуживающего персонала				500	0	250	0	0	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Линии электропередач (ЛЭП)				500	0	50	75	75	75	75	75	75	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Автомобильная дорога				4 500	0	450	675	675	675	675	675	675	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				71 912	7 375	1 187	11 672	1 337	9 335	1 280	9 335	1 030	0	8 305	0	8 305	0	6 375	0	6 375
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				82 441	7 375	1 211	12 144	1 419	10 105	1 413	10 513	1 183	0	9 925	0	10 326	0	8 247	0	8 580
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				317 912	8 375	15 187	32 672	22 337	30 335	22 280	30 335	22 030	20 000	28 305	20 000	28 305	20 000	11 375	0	6 375
	Всего со строительством скважин с учетом инфляции				363 959	8 375	15 491	33 992	23 704	32 836	24 599	34 162	25 306	23 433	33 827	24 380	35 194	25 365	14 715	0	8 580
	Коэффициент инфляции					1,000	1,020	1,040	1,061	1,082	1,104	1,126	1,149	1,172	1,195	1,219	1,243	1,268	1,294	1,319	1,346

Таблица П.4.2.3 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант2

Годы	Объем добычи газа	Расчет дохода от продажи товарного газа			Расчет дохода от продажи пропан-бутановой смеси			Расчет дохода от продажи ШФЛУ			Общий доход предприятия (без НДС)
		Объем продажи	Цена реализации	Валовый доход предприятия от реализации газа (без НДС)	Объем продажи	Цена реализации	Валовый доход предприятия от реализации пропан-бутановой фракции (без НДС)	Объем продажи	Цена реализации	Валовый доход предприятия от реализации ШФЛУ (без НДС)	
	млн.м ³	млн.м ³	долл./тыс.м ³	тыс.долл.	тыс.тонн	долл./тонну	тыс.долл.	тыс.тонн	долл./тонну	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	5,5	4,9	100,0	494,1	0,6	115,0	70,4	0,3	247,5	81,5	646,0
2026	31,9	24,3	102,0	2 477,4	1,7	117,3	196,3	0,9	252,5	227,4	2 901,0
2027	215,0	179,2	104,0	18 639,0	11,3	119,6	1 347,3	6,1	257,5	1 561,2	21 547,5
2028	300,0	248,3	106,1	26 352,4	15,7	122,0	1 917,5	8,5	262,6	2 222,0	30 492,0
2029	300,0	242,9	108,2	26 286,9	15,7	124,5	1 955,9	8,5	267,9	2 266,5	30 509,2
2030	300,0	242,9	110,4	26 812,6	15,7	127,0	1 995,0	8,5	273,3	2 311,8	31 119,4
2031	350,2	285,3	112,6	32 131,6	18,3	129,5	2 375,4	9,9	278,7	2 752,6	37 259,6
2032	400,2	327,6	114,9	37 633,1	21,0	132,1	2 768,8	11,3	284,3	3 208,5	43 610,5
2033	450,0	369,8	117,2	43 322,1	23,6	134,7	3 175,6	12,7	290,0	3 679,9	50 177,7
2034	450,0	369,8	119,5	44 188,5	23,6	137,4	3 239,2	12,7	295,8	3 753,5	51 181,2
2035	475,0	390,9	121,9	47 650,5	24,9	140,2	3 487,5	13,4	301,7	4 041,3	55 179,3
2036	525,0	433,2	124,3	53 863,0	27,5	143,0	3 931,7	14,8	307,7	4 556,0	62 350,7
2037	549,2	453,6	126,8	57 533,5	28,8	145,8	4 194,9	15,5	313,9	4 861,1	66 589,5
2038	550,0	454,4	129,4	58 775,0	28,8	148,8	4 285,3	15,5	320,2	4 965,8	68 026,1
2039	474,7	396,1	131,9	52 267,9	24,9	151,7	3 772,6	13,4	326,6	4 371,7	60 412,2
2040	409,7	341,1	134,6	45 913,8	21,5	154,8	3 321,3	11,6	333,1	3 848,7	53 083,8
2041	353,6	293,7	137,3	40 317,9	18,5	157,9	2 923,9	10,0	339,8	3 388,2	46 630,0
2042	305,2	252,7	140,0	35 389,4	16,0	161,0	2 574,1	8,6	346,6	2 982,9	40 946,4
2043	263,4	217,4	142,8	31 048,4	13,8	164,2	2 266,2	7,4	353,5	2 626,0	35 940,6
2044	227,4	186,9	145,7	27 224,6	11,9	167,5	1 995,0	6,4	360,6	2 311,8	31 531,5
2045	196,2	160,5	148,6	23 856,2	10,3	170,9	1 756,4	5,5	367,8	2 035,3	27 647,8
2046	169,4	137,8	151,6	20 888,5	8,9	174,3	1 546,2	4,8	375,1	1 791,8	24 226,4
2047	146,2	118,2	154,6	18 273,5	7,7	177,8	1 361,2	4,1	382,6	1 577,4	21 212,2
2048	126,2	101,3	157,7	15 969,1	6,6	181,3	1 198,4	3,6	390,3	1 388,7	18 556,2
2049	108,9	86,7	160,8	13 938,1	5,7	185,0	1 055,0	3,1	398,1	1 222,5	16 215,6
2050	94,0	74,0	164,1	12 147,6	4,9	188,7	928,8	2,7	406,0	1 076,3	14 152,6
2051	81,1	63,2	167,3	10 568,8	4,2	192,4	817,7	2,3	414,2	947,5	12 334,0
2052	70,0	53,8	170,7	9 176,5	3,7	196,3	719,8	2,0	422,5	834,2	10 730,5
2053	60,4	45,7	174,1	7 948,1	3,2	200,2	633,7	1,7	430,9	734,4	9 316,2
2054	52,2	38,7	177,6	6 864,1	2,7	204,2	557,9	1,5	439,5	646,5	8 068,5
2055	45,0	32,6	181,1	5 907,1	2,4	208,3	491,2	1,3	448,3	569,2	6 967,5
2056	38,9	27,4	184,8	5 061,9	2,0	212,5	432,4	1,1	457,3	501,1	5 995,4
2057	33,5	22,9	188,5	4 315,1	1,8	216,7	380,7	0,9	466,4	441,1	5 136,9
2058	28,9	19,0	192,2	3 651,3	1,5	221,1	334,9	0,8	475,8	388,1	4 374,2
2059	25,0	18,4	196,1	3 607,4	1,3	225,5	295,0	0,7	485,3	341,9	4 244,4
Итого расчет. период 2025-2059	8 212,0	6 715,0		870 495,1	430,4		64 303,1	231,8		74 514,2	1 009 312,4

Таблица П.4.2.4 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант3

Годы	Объем добычи газа	Расчет дохода от продажи товарного газа			Расчет дохода от продажи пропан-бутановой смеси			Расчет дохода от продажи ШФЛУ			Общий доход предприятия (без НДС)
		Объем продажи	Цена реализации	Валовый доход предприятия от реализации газа (без НДС)	Объем продажи	Цена реализации	Валовый доход предприятия от реализации пропан-бутановой фракции (без НДС)	Объем продажи	Цена реализации	Валовый доход предприятия от реализации ШФЛУ (без НДС)	
	млн.м ³	млн.м ³	долл./тыс.м ³	тыс.долл.	тыс.тонн	долл./тонну	тыс.долл.	тыс.тонн	долл./тонну	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	5,5	4,9	100,0	494,1	0,6	115,0	70,4	0,3	247,5	81,5	646,0
2026	31,5	23,9	102,0	2 440,7	1,7	117,3	193,6	0,9	252,5	224,4	2 858,7
2027	215,0	179,2	104,0	18 639,0	11,3	119,6	1 347,3	6,1	257,5	1 561,2	21 547,5
2028	300,0	248,3	106,1	26 352,4	15,7	122,0	1 917,5	8,5	262,6	2 222,0	30 492,0
2029	300,0	242,9	108,2	26 286,9	15,7	124,5	1 955,9	8,5	267,9	2 266,5	30 509,2
2030	300,0	242,9	110,4	26 812,6	15,7	127,0	1 995,0	8,5	273,3	2 311,8	31 119,4
2031	300,0	242,9	112,6	27 348,9	15,7	129,5	2 034,9	8,5	278,7	2 358,0	31 741,8
2032	300,0	242,9	114,9	27 895,8	15,7	132,1	2 075,6	8,5	284,3	2 405,2	32 376,6
2033	300,0	242,9	117,2	28 453,7	15,7	134,7	2 117,1	8,5	290,0	2 453,3	33 024,1
2034	450,0	369,8	119,5	44 188,5	23,6	137,4	3 239,2	12,7	295,8	3 753,5	51 181,2
2035	550,0	454,4	121,9	55 385,0	28,8	140,2	4 038,1	15,5	301,7	4 679,4	64 102,5
2036	675,0	560,1	124,3	69 641,4	35,4	143,0	5 055,0	19,0	307,7	5 857,7	80 554,2
2037	781,0	649,8	126,8	82 407,3	40,9	145,8	5 965,8	22,0	313,9	6 913,2	95 286,3
2038	800,0	665,9	129,4	86 134,8	41,9	148,8	6 233,2	22,6	320,2	7 223,0	99 591,0
2039	720,0	603,6	131,9	79 649,7	37,7	151,7	5 722,1	20,3	326,6	6 630,7	92 002,4
2040	550,9	460,6	134,6	61 985,7	28,9	154,8	4 465,5	15,5	333,1	5 174,6	71 625,8
2041	421,5	351,1	137,3	48 197,2	22,1	157,9	3 484,9	11,9	339,8	4 038,3	55 720,4
2042	322,5	267,3	140,0	37 433,1	16,9	161,0	2 719,6	9,1	346,6	3 151,5	43 304,2
2043	246,7	203,3	142,8	29 029,2	12,9	164,2	2 122,4	7,0	353,5	2 459,4	33 611,0
2044	188,8	154,2	145,7	22 467,1	9,9	167,5	1 656,3	5,3	360,6	1 919,3	26 042,7
2045	144,4	116,7	148,6	17 342,2	7,6	170,9	1 292,6	4,1	367,8	1 497,9	20 132,7
2046	110,5	88,0	151,6	13 339,0	5,8	174,3	1 008,7	3,1	375,1	1 168,9	15 516,7
2047	84,5	66,0	154,6	10 211,0	4,4	177,8	787,2	2,4	382,6	912,2	11 910,4
2048	64,7	49,2	157,7	7 765,8	3,4	181,3	614,4	1,8	390,3	711,9	9 092,1
2049	49,6	36,5	160,8	5 863,2	2,6	185,0	480,1	1,4	398,1	556,4	6 899,6
Итого расчет. период 2025-2049	8 212,0	6 767,0		855 764,4	430,4		62 592,3	231,8		72 531,7	990 888,4

Таблица П.4.2.5 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Годы	Расходы относимые на себестоимость продукции												Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость одной тонны нефти и свободного газа
	ФОТ ППП	Расходы на персонал	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Производственные расходы	Производственно-технические расходы	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Ремонт скважин	Затраты, зависящие от фонда скважин	Арендные затраты	Экологические расходы	Страхование	Затраты на НИОКР	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	долл./тыс.м ³
2025	316,0	52,7	5,6	53,1	7,4	112,8	28,2	0,7	13,2	5,3	10,5	0,0	49,4	40,1	125,6	215,1	820,5	149,5
2026	316,0	53,7	93,2	314,9	44,1	115,1	28,8	0,7	13,2	31,5	10,7	5,9	249,3	40,1	358,0	647,4	1 675,1	52,4
2027	316,0	54,8	1 559,4	2 161,7	302,6	117,4	88,0	2,1	13,2	216,2	11,0	9,8	1 867,6	40,1	866,6	2 774,2	7 626,4	35,5
2028	316,0	55,9	3 121,7	3 076,6	430,7	119,8	179,5	4,3	13,2	307,7	11,2	46,2	2 641,2	40,1	1 196,4	3 877,7	11 560,3	38,5
2029	316,0	57,0	4 459,5	3 138,2	439,3	122,2	274,6	6,6	13,2	313,8	11,4	73,2	2 637,3	40,1	1 642,2	4 319,6	13 544,5	45,1
2030	316,0	58,1	5 504,4	3 200,9	448,1	124,6	373,5	9,0	13,2	320,1	11,6	88,3	2 690,8	40,1	1 944,5	4 675,3	15 143,1	50,5
2031	316,0	59,3	7 548,6	3 811,3	533,6	127,1	476,2	11,4	13,2	381,1	11,9	100,5	3 224,3	40,1	2 171,1	5 435,5	18 825,6	53,8
2032	316,0	60,5	9 422,7	4 442,6	622,0	129,6	485,7	11,7	13,2	444,3	12,1	129,0	3 775,8	40,1	2 230,2	6 046,1	22 135,3	55,3
2033	316,0	61,7	11 584,2	5 095,3	713,3	132,2	495,5	11,9	13,2	509,5	12,3	155,0	4 346,3	40,1	2 264,6	6 650,9	25 751,1	57,2
2034	316,0	62,9	13 402,3	5 197,2	727,6	134,9	505,4	12,1	13,2	519,7	12,6	184,2	4 434,1	40,1	2 419,0	6 893,1	27 981,2	62,2
2035	316,0	64,2	15 390,7	5 595,6	783,4	137,6	515,5	12,4	13,2	559,6	12,8	203,7	4 781,5	40,1	2 400,8	7 222,4	30 826,9	64,9
2036	316,0	65,5	19 910,1	6 308,4	883,2	140,3	525,8	12,6	13,2	630,8	13,1	228,3	5 405,5	40,1	2 511,3	7 956,8	37 004,0	70,5
2037	316,0	66,8	22 758,7	6 730,8	942,3	143,1	536,3	12,9	13,2	673,1	13,4	281,7	5 774,1	40,1	2 402,9	8 217,1	40 705,3	74,1
2038	316,0	68,1	25 239,8	6 875,7	962,6	146,0	547,0	13,1	13,2	687,6	13,6	315,2	5 899,6	40,1	2 282,2	8 221,9	43 419,9	78,9
2039	316,0	69,5	21 207,1	6 053,1	847,4	148,9	558,0	13,4	13,2	605,3	13,9	341,8	5 243,8	40,1	1 903,6	7 187,5	37 375,1	78,7
2040	316,0	70,9	17 814,5	5 329,0	746,1	151,9	569,1	13,7	13,2	532,9	14,2	292,3	4 606,4	40,1	1 585,5	6 232,0	32 095,6	78,3
2041	316,0	72,3	14 960,6	4 691,4	656,8	154,9	580,5	13,9	13,2	469,1	14,5	250,2	4 045,1	40,1	1 318,3	5 403,5	27 596,9	78,0
2042	316,0	73,7	12 559,8	4 130,1	578,2	158,0	592,1	14,2	13,2	413,0	14,7	214,6	3 550,8	40,1	1 093,9	4 684,8	23 762,5	77,9
2043	316,0	75,2	10 540,1	3 636,0	509,0	161,2	604,0	14,5	13,2	363,6	15,0	184,4	3 115,5	40,1	905,5	4 061,1	20 493,2	77,8
2044	316,0	76,7	8 841,1	3 201,0	448,1	164,4	616,0	14,8	13,2	320,1	15,3	158,7	2 732,0	40,1	747,4	3 519,5	17 705,0	77,9
2045	316,0	78,3	7 411,9	2 818,1	394,5	167,7	628,4	15,1	13,2	281,8	15,7	136,9	2 394,3	40,1	614,8	3 049,2	15 326,5	78,1
2046	316,0	79,8	6 209,6	2 480,9	347,3	171,0	640,9	15,4	13,2	248,1	16,0	118,4	2 096,8	40,1	503,6	2 640,5	13 297,0	78,5
2047	316,0	81,4	5 198,0	2 184,1	305,8	174,5	653,7	15,7	13,2	218,4	16,3	102,7	1 834,6	40,1	410,5	2 285,2	11 564,9	79,1
2048	316,0	83,0	4 346,9	1 922,8	269,2	177,9	666,8	16,0	13,2	192,3	16,6	89,4	1 603,7	40,1	332,5	1 976,2	10 086,3	79,9
2049	316,0	84,7	3 630,5	1 692,8	237,0	181,5	680,2	16,3	13,2	169,3	16,9	78,1	1 400,1	40,1	267,3	1 707,5	8 823,9	81,0
2050	316,0	86,4	3 027,5	1 490,2	208,6	185,1	693,8	16,7	13,2	149,0	17,3	68,5	1 220,7	40,1	212,8	1 473,6	7 745,9	82,4
2051	316,0	88,1	2 519,5	1 311,9	183,7	188,8	707,6	17,0	13,2	131,2	17,6	60,4	1 062,5	40,1	167,4	1 270,0	6 825,1	84,1
2052	316,0	89,9	2 091,1	1 155,0	161,7	192,6	721,8	17,3	13,2	115,5	18,0	53,5	923,1	40,1	129,6	1 092,8	6 038,3	86,2
2053	316,0	91,7	1 729,3	1 016,8	142,4	196,5	736,2	17,7	13,2	101,7	18,3	47,6	800,1	40,1	98,3	938,4	5 365,7	88,8
2054	316,0	93,5	1 422,7	895,2	125,3	200,4	750,9	18,0	13,2	89,5	18,7	42,6	691,6	40,1	72,3	804,0	4 790,0	91,8
2055	316,0	95,4	1 161,4	788,1	110,3	204,4	766,0	18,4	13,2	78,8	19,1	38,4	595,8	40,1	51,0	686,9	4 296,2	95,4
2056	316,0	97,3	935,9	693,8	97,1	208,5	781,3	18,8	13,2	69,4	19,5	34,7	511,3	40,1	33,6	584,9	3 870,3	99,6
2057	316,0	99,2	735,5	610,8	85,5	212,7	796,9	19,1	13,2	61,1	19,8	31,6	436,6	40,1	19,5	496,2	3 497,6	104,3
2058	316,0	101,2	538,3	537,3	75,2	216,9	812,9	19,5	13,2	53,7	20,2	28,9	370,3	40,1	8,5	418,9	3 152,2	109,0
2059	316,0	103,3	131,2	473,4	66,3	221,3	829,1	19,9	13,2	47,3	20,7	26,3	363,7	40,1	0,4	404,2	2 672,0	107,0
Итого расчет. период 2025-2059	11 059,1	2 632,8	267 013,4	103 114,0	14 436,0	5 641,8	19 446,2	466,7	460,8	10 311,4	526,6	4 221,0	87 375,7	1 402,3	35 292,1	124 070,1	563 399,7	68,6

Таблица П.4.2.6 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

Годы	Расходы относимые на себестоимость продукции												Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость одной тонны нефти и свободного газа
	ФОТ ППП	Расходы на персонал	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Производственные расходы	Производственно-технические расходы	Услуги производствен-ного характера, выпол-ненные сторонними организациями	Ремонт скважин	Затраты, зависмые от фонда скважин	Арендные затраты	Экологические расходы	Страхование	Затраты на НИОКР	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	долл./тыс.м ³
2025	316,0	52,7	5,6	53,1	7,4	112,8	28,2	0,7	13,2	5,3	10,5	0,0	49,4	40,1	125,6	215,1	820,5	149,5
2026	316,0	53,7	91,9	310,7	43,5	115,1	86,3	2,1	13,2	31,1	10,7	5,9	245,7	40,1	357,9	643,7	1 723,8	54,7
2027	316,0	54,8	1 559,0	2 161,7	302,6	117,4	176,0	4,2	13,2	216,2	11,0	10,3	1 867,6	40,1	866,4	2 774,1	7 716,5	35,9
2028	316,0	55,9	3 127,2	3 076,6	430,7	119,8	269,3	6,5	13,2	307,7	11,2	47,0	2 641,3	40,1	1 198,6	3 879,9	11 660,9	38,9
2029	316,0	57,0	4 464,6	3 138,2	439,3	122,2	366,2	8,8	13,2	313,8	11,4	74,2	2 637,3	40,1	1 644,2	4 321,6	13 646,4	45,5
2030	316,0	58,1	5 509,1	3 200,9	448,1	124,6	466,9	11,2	13,2	320,1	11,6	89,3	2 690,8	40,1	1 946,2	4 677,1	15 246,3	50,8
2031	316,0	59,3	7 024,0	3 265,0	457,1	127,1	571,5	13,7	13,2	326,5	11,9	101,5	2 745,8	40,1	2 376,0	5 161,9	17 448,4	58,2
2032	316,0	60,5	8 198,1	3 330,3	466,2	129,6	680,0	16,3	13,2	333,0	12,1	118,5	2 801,5	40,1	2 650,3	5 491,8	19 165,6	63,9
2033	316,0	61,7	9 338,4	3 396,9	475,6	132,2	693,6	16,6	13,2	339,7	12,3	132,1	2 858,2	40,1	2 878,8	5 777,0	20 705,3	69,0
2034	316,0	62,9	17 038,5	5 197,2	727,6	134,9	707,5	17,0	13,2	519,7	12,6	144,4	4 436,4	40,1	3 246,1	7 722,6	32 614,0	72,5
2035	316,0	64,2	23 823,8	6 479,2	907,1	137,6	721,7	17,3	13,2	647,9	12,8	242,1	5 560,0	40,1	3 356,2	8 956,3	42 339,2	77,0
2036	316,0	65,5	35 342,4	8 110,7	1 135,5	140,3	736,1	17,7	13,2	811,1	13,1	324,8	6 991,9	40,1	3 526,8	10 558,8	57 585,1	85,3
2037	316,0	66,8	47 401,3	9 572,1	1 340,1	143,1	750,8	18,0	13,2	957,2	13,4	458,8	8 274,7	40,1	3 377,1	11 691,9	72 742,7	93,1
2038	316,0	68,1	52 917,6	10 001,1	1 400,2	146,0	765,8	18,4	13,2	1 000,1	13,6	596,2	8 650,0	40,1	2 886,8	11 576,9	78 833,2	98,5
2039	316,0	69,5	45 885,7	9 181,0	1 285,3	148,9	781,2	18,7	13,2	918,1	13,9	656,5	7 994,5	40,1	2 093,1	10 127,7	69 415,6	96,4
2040	316,0	70,9	34 368,0	7 164,9	1 003,1	151,9	796,8	19,1	13,2	716,5	14,2	577,0	6 222,0	40,1	1 533,5	7 795,5	53 006,9	96,2
2041	316,0	72,3	23 499,5	5 591,5	782,8	154,9	812,7	19,5	13,2	559,1	14,5	439,0	4 837,4	40,1	1 017,9	5 895,4	38 170,3	90,6
2042	316,0	73,7	15 989,9	4 363,6	610,9	158,0	829,0	19,9	13,2	436,4	14,7	312,6	3 756,8	40,1	665,5	4 462,4	27 600,2	85,6
2043	316,0	75,2	10 803,7	3 405,4	476,8	161,2	845,5	20,3	13,2	340,5	15,0	223,7	2 913,5	40,1	425,6	3 379,2	20 075,7	81,4
2044	316,0	76,7	7 222,7	2 657,6	372,1	164,4	862,5	20,7	13,2	265,8	15,3	161,2	2 255,1	40,1	263,6	2 558,8	14 706,7	77,9
2045	316,0	78,3	4 747,6	2 074,0	290,4	167,7	879,7	21,1	13,2	207,4	15,7	117,1	1 741,1	40,1	155,2	1 936,4	10 864,3	75,2
2046	316,0	79,8	3 029,2	1 618,5	226,6	171,0	897,3	21,5	13,2	161,9	16,0	85,9	1 339,7	40,1	84,0	1 463,7	8 100,5	73,3
2047	316,0	81,4	1 815,2	1 263,1	176,8	174,5	915,2	22,0	13,2	126,3	16,3	63,7	1 026,1	40,1	38,6	1 104,7	6 088,4	72,0
2048	316,0	83,0	887,8	985,7	138,0	177,9	933,5	22,4	13,2	98,6	16,6	47,8	780,9	40,1	11,3	832,3	4 552,9	70,4
2049	316,0	84,7	355,1	770,3	107,8	181,5	952,2	22,9	13,2	77,0	16,9	35,6	590,3	40,1	-2,0	628,4	3 561,7	71,9
Итого расчет. период 2025-2049	7 899,4	1 686,8	364 446,0	100 369,1	14 051,7	3 614,6	16 525,5	396,6	329,1	10 036,9	337,4	5 065,1	85 908,1	1 001,6	36 723,3	123 633,1	648 391,2	79,0

Таблица П.4.2.7 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Годы	Расходы периода						Налоги и отчисления		Итого налоги и платежи, включаемые в расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления для ликвидации последствий недропользования	Итого расходы периода
	ФОТ АУП и персонала по сбыту	Расходы на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Страхование	Арендные затраты	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП и персонала по сбыту	Прочие налоги и отчисления в Бюджет				
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	237,0	101,6	47,0	6,8	52,7	0,0	30,0	1,9	31,9	0,0	0,9	477,8
2026	237,0	103,6	48,0	6,9	52,7	89,7	30,0	2,3	32,3	5,9	5,2	581,2
2027	237,0	105,7	48,9	7,0	52,7	166,1	30,0	2,6	32,6	9,8	26,4	686,2
2028	237,0	107,8	49,9	7,2	52,7	390,2	30,0	3,5	33,5	46,2	47,9	972,3
2029	237,0	109,9	50,9	7,3	52,7	316,5	30,0	3,2	33,3	73,2	49,1	929,8
2030	237,0	112,1	51,9	7,5	52,7	424,5	30,0	3,7	33,7	88,3	49,1	1 056,7
2031	237,0	114,4	53,0	7,6	52,7	355,8	30,0	3,4	33,5	100,5	49,1	1 003,3
2032	237,0	116,7	54,0	7,8	52,7	344,5	30,0	3,4	33,4	129,0	61,3	1 036,3
2033	237,0	119,0	55,1	7,9	52,7	280,4	30,0	3,1	33,2	155,0	65,4	1 005,7
2034	237,0	121,4	56,2	8,1	52,7	312,4	30,0	3,3	33,3	184,2	65,4	1 070,7
2035	237,0	123,8	57,3	8,3	52,7	434,5	30,0	3,8	33,8	203,7	65,4	1 216,4
2036	237,0	126,3	58,5	8,4	52,7	364,2	30,0	3,5	33,6	228,3	68,0	1 176,9
2037	237,0	128,8	59,6	8,6	52,7	523,9	30,0	4,2	34,2	281,7	73,6	1 400,1
2038	237,0	131,4	60,8	8,8	52,7	459,6	30,0	3,9	34,0	315,2	67,0	1 366,5
2039	237,0	134,0	62,0	8,9	52,7	506,7	30,0	4,1	34,2	341,8	61,1	1 438,4
2040	237,0	136,7	63,3	9,1	52,7	310,2	30,0	3,4	33,4	292,3	55,7	1 190,3
2041	237,0	139,4	64,5	9,3	52,7	264,5	30,0	3,2	33,2	250,2	50,7	1 101,6
2042	237,0	142,2	65,8	9,5	52,7	226,9	30,0	3,1	33,1	214,6	46,2	1 028,0
2043	237,0	145,1	67,2	9,7	52,7	195,0	30,0	2,9	33,0	184,4	42,1	966,0
2044	237,0	148,0	68,5	9,9	52,7	168,0	30,0	2,9	32,9	158,7	38,4	913,9
2045	237,0	150,9	69,9	10,1	52,7	145,0	30,0	2,8	32,8	136,9	35,0	870,2
2046	237,0	153,9	71,3	10,3	52,7	125,4	30,0	2,7	32,8	118,4	31,8	833,6
2047	237,0	157,0	72,7	10,5	52,7	108,8	30,0	2,7	32,7	102,7	29,0	803,1
2048	237,0	160,2	74,1	10,7	52,7	94,8	30,0	2,6	32,7	89,4	0,0	751,5
2049	237,0	163,4	75,6	10,9	52,7	82,8	30,0	2,6	32,7	78,1	0,0	733,1
2050	237,0	166,6	77,1	11,1	52,7	72,6	30,0	2,6	32,6	68,5	0,0	718,3
2051	237,0	170,0	78,7	11,3	52,7	64,0	30,0	2,6	32,6	60,4	0,0	706,6
2052	237,0	173,4	80,3	11,6	52,7	56,6	30,0	2,6	32,6	53,5	0,0	697,5
2053	237,0	176,8	81,9	11,8	52,7	50,4	30,0	2,6	32,6	47,6	0,0	690,7
2054	237,0	180,4	83,5	12,0	52,7	45,1	30,0	2,6	32,6	42,6	0,0	685,8
2055	237,0	184,0	85,2	12,3	52,7	40,5	30,0	2,6	32,6	38,4	0,0	682,6
2056	237,0	187,6	86,9	12,5	52,7	36,7	30,0	2,6	32,6	34,7	0,0	680,7
2057	237,0	191,4	88,6	12,8	52,7	33,4	30,0	2,6	32,6	31,6	0,0	680,0
2058	237,0	195,2	90,4	13,0	52,7	30,5	30,0	2,6	32,6	28,9	0,0	680,3
2059	237,0	199,1	92,2	13,3	52,7	27,7	30,0	2,6	32,7	26,3	0,0	680,9
Итого расчет. период 2025-2059	8 294,3	5 077,6	2 350,7	338,5	1 843,2	7 147,8	1 051,7	104,4	1 156,1	4 221,0	1 083,7	31 513,0

Таблица П.4.2.8 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом. Вариант 3

Годы	Расходы периода						Налоги и отчисления		Итого налоги и платежи, включаемые в расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления для ликвидации последствий недропользования	Итого расходы периода
	ФОТ АУП и персонала по сбыту	Расходы на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Страхование	Арендные затраты	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП и персонала по сбыту	Прочие налоги и отчисления в Бюджет				
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	237,0	101,6	47,0	6,8	52,7	0,0	30,0	1,9	31,9	0,0	0,9	477,8
2026	237,0	103,6	48,0	6,9	52,7	89,7	30,0	2,3	32,3	5,9	5,2	581,2
2027	237,0	105,7	48,9	7,0	52,7	166,6	30,0	2,6	32,6	10,3	26,4	687,2
2028	237,0	107,8	49,9	7,2	52,7	391,0	30,0	3,5	33,6	47,0	47,9	974,0
2029	237,0	109,9	50,9	7,3	52,7	319,1	30,0	3,2	33,3	74,2	49,1	933,4
2030	237,0	112,1	51,9	7,5	52,7	425,4	30,0	3,7	33,7	89,3	49,1	1 058,6
2031	237,0	114,4	53,0	7,6	52,7	356,7	30,0	3,4	33,5	101,5	49,1	1 005,3
2032	237,0	116,7	54,0	7,8	52,7	469,0	30,0	3,9	33,9	118,5	61,3	1 150,8
2033	237,0	119,0	55,1	7,9	52,7	395,5	30,0	3,6	33,6	132,1	65,4	1 098,4
2034	237,0	121,4	56,2	8,1	52,7	388,8	30,0	3,6	33,6	144,4	65,4	1 107,5
2035	237,0	123,8	57,3	8,3	52,7	592,4	30,0	4,4	34,5	242,1	65,4	1 413,4
2036	237,0	126,3	58,5	8,4	52,7	585,8	30,0	4,4	34,4	324,8	68,0	1 495,9
2037	237,0	128,8	59,6	8,6	52,7	831,2	30,0	5,4	35,4	458,8	73,6	1 885,6
2038	237,0	131,4	60,8	8,8	52,7	876,9	30,0	5,6	35,6	596,2	67,0	2 066,4
2039	237,0	134,0	62,0	8,9	52,7	834,3	30,0	5,4	35,5	656,5	61,1	2 082,0
2040	237,0	136,7	63,3	9,1	52,7	607,6	30,0	4,5	34,6	577,0	55,7	1 773,6
2041	237,0	139,4	64,5	9,3	52,7	549,6	30,0	4,3	34,4	439,0	50,7	1 576,7
2042	237,0	142,2	65,8	9,5	52,7	332,5	30,0	3,5	33,5	312,6	46,2	1 232,0
2043	237,0	145,1	67,2	9,7	52,7	237,7	30,0	3,1	33,2	223,7	42,1	1 048,2
2044	237,0	148,0	68,5	9,9	52,7	171,4	30,0	2,9	32,9	161,2	38,4	919,8
2045	237,0	150,9	69,9	10,1	52,7	124,7	30,0	2,7	32,7	117,1	35,0	829,9
2046	237,0	153,9	71,3	10,3	52,7	91,5	30,0	2,6	32,6	85,9	31,8	767,0
2047	237,0	157,0	72,7	10,5	52,7	68,0	30,0	2,5	32,6	63,7	29,0	723,1
2048	237,0	160,2	74,1	10,7	52,7	51,0	30,0	2,5	32,5	47,8	0,0	665,9
2049	237,0	163,4	75,6	10,9	52,7	38,0	30,0	2,4	32,5	35,6	0,0	645,6
Итого расчет. период 2025-2049	5 924,5	3 253,1	1 506,1	216,9	1 316,6	8 994,5	751,2	87,9	839,1	5 065,1	1 083,7	28 199,6

Таблица П.4.2.9 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на одну тонну нефти и свободного газа	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
	тыс.долл.	долл./тыс.м ³	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	1 298,4	236,5	-652,4	1 106,3	2 399,0	-1 753,1
2026	2 256,3	70,6	644,7	3 154,8	5 317,9	-2 416,9
2027	8 312,6	38,7	13 234,9	7 653,1	14 406,3	7 141,2
2028	12 532,6	41,8	17 959,3	10 210,2	19 621,2	10 870,8
2029	14 474,4	48,2	16 034,8	14 281,7	24 296,5	6 212,7
2030	16 199,8	54,0	14 919,6	16 917,7	27 613,1	3 506,2
2031	19 829,0	56,6	17 430,6	17 768,1	30 048,4	7 211,1
2032	23 171,6	57,9	20 438,9	14 975,3	28 724,2	14 886,3
2033	26 756,8	59,5	23 420,9	13 147,9	28 320,5	21 857,2
2034	29 051,8	64,6	22 129,4	14 667,8	30 317,3	20 863,9
2035	32 043,4	67,5	23 135,9	12 239,6	28 892,4	26 286,9
2036	38 180,9	72,7	24 169,8	13 849,6	32 120,4	30 230,3
2037	42 105,4	76,7	24 484,2	11 530,7	30 877,3	35 712,2
2038	44 786,3	81,4	23 239,8	12 834,8	32 381,3	35 644,8
2039	38 813,6	81,8	21 598,7	10 713,9	28 320,4	32 091,8
2040	33 285,9	81,2	19 797,9	9 425,0	24 896,3	28 187,4
2041	28 698,6	81,2	17 931,5	8 204,6	21 942,5	24 687,5
2042	24 790,5	81,2	16 155,8	7 156,9	19 387,7	21 558,7
2043	21 459,2	81,5	14 481,3	6 240,5	17 159,7	18 780,9
2044	18 618,9	81,9	12 912,6	5 441,9	15 219,7	16 311,8
2045	16 196,7	82,5	11 451,1	4 745,4	13 530,2	14 117,6
2046	14 130,6	83,4	10 095,8	4 138,1	12 059,2	12 167,3
2047	12 368,1	84,6	8 844,1	3 608,5	10 778,6	10 433,6
2048	10 837,8	85,9	7 718,4	3 146,6	9 637,6	8 918,6
2049	9 557,0	87,8	6 658,6	2 743,9	8 670,4	7 545,2
2050	8 464,2	90,1	5 688,5	2 392,7	7 829,4	6 323,2
2051	7 531,6	92,8	4 802,4	2 086,5	7 098,7	5 235,3
2052	6 735,8	96,2	3 994,7	1 819,5	6 464,2	4 266,3
2053	6 056,3	100,2	3 259,9	1 586,6	5 913,7	3 402,5
2054	5 475,8	105,0	2 592,7	1 383,5	5 436,7	2 631,9
2055	4 978,8	110,6	1 988,7	1 206,5	5 023,8	1 943,6
2056	4 551,0	117,1	1 444,4	1 052,1	4 667,2	1 328,2
2057	4 177,7	124,6	959,2	917,4	4 359,6	777,3
2058	3 832,5	132,5	541,8	800,0	4 094,2	280,1
2059	3 353,0	134,2	891,4	697,6	3 919,4	325,0
Итого расчет. период 2025-2059	594 912,8	72,4	414 399,7	243 845,6	571 745,0	437 567,4

Таблица П.4.2.10 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на одну тонну нефти и свободного газа	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогообла- гаемый доход
	тыс.долл.	долл./тыс.м ³	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	1 298,4	236,5	-652,4	1 106,3	2 399,0	-1 753,1
2026	2 305,0	73,1	553,7	3 150,8	5 363,9	-2 505,2
2027	8 403,7	39,1	13 143,9	7 643,7	14 488,4	7 059,1
2028	12 635,0	42,1	17 857,0	10 219,1	19 726,9	10 765,1
2029	14 579,8	48,6	15 929,4	14 281,9	24 397,0	6 112,2
2030	16 304,9	54,3	14 814,5	16 913,2	27 709,0	3 410,4
2031	18 453,7	61,5	13 288,0	20 967,5	32 397,3	-655,5
2032	20 316,4	67,7	12 060,2	23 562,7	35 680,9	-3 304,3
2033	21 803,6	72,7	11 220,5	19 639,0	32 104,3	919,8
2034	33 721,6	74,9	17 459,6	21 473,3	38 156,4	13 024,8
2035	43 752,6	79,6	20 349,9	17 977,2	37 905,9	26 196,6
2036	59 081,0	87,5	21 473,1	19 747,3	43 485,9	37 068,2
2037	74 628,3	95,6	20 658,0	16 519,7	43 746,7	51 539,6
2038	80 899,6	101,1	18 691,4	17 960,1	45 942,1	53 648,8
2039	71 497,5	99,3	20 504,9	15 050,0	40 661,9	51 340,5
2040	54 780,5	99,4	16 845,3	16 442,8	36 855,3	34 770,5
2041	39 747,0	94,3	15 973,4	13 767,5	30 015,0	25 705,4
2042	28 832,3	89,4	14 471,9	12 103,6	24 946,0	18 358,2
2043	21 123,9	85,6	12 487,1	10 537,7	20 857,8	12 753,2
2044	15 626,6	82,8	10 416,2	9 191,9	17 595,8	8 446,9
2045	11 694,3	81,0	8 438,4	8 015,0	14 961,6	5 171,1
2046	8 867,6	80,2	6 649,1	6 989,3	12 827,7	2 689,0
2047	6 811,5	80,6	5 098,9	6 094,7	11 091,0	819,4
2048	5 218,8	80,7	3 873,3	5 314,7	9 645,7	-553,6
2049	4 207,3	84,9	2 692,3	4 634,5	8 486,7	-1 587,1
Итого расчет. период 2025-2049	676 590,7	82,4	314 297,7	319 303,6	631 448,3	359 440,1

Таблица П.4.2.11 - Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Годы	НДПИ	Налог на имущество	Корпоративный подходный налог	Налог на сверхприбыль	Подходный налог с физических лиц	Социальные отчисления, социальный налог и отчисления в ФОМС	Прочие налоги	Всего
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	49,4	125,6	0,0	0,0	40,6	70,1	1,9	287,6
2026	249,3	358,0	0,0	0,0	40,6	70,1	2,3	720,3
2027	1 867,6	866,6	594,3	576,7	40,6	70,1	2,6	4 018,5
2028	2 641,2	1 196,4	2 174,2	1 817,2	40,6	70,1	3,5	7 943,2
2029	2 637,3	1 642,2	1 242,5	1 336,7	40,6	70,1	3,2	6 972,7
2030	2 690,8	1 944,5	701,2	0,0	40,6	70,1	3,7	5 450,9
2031	3 224,3	2 171,1	1 442,2	1 415,3	40,6	70,1	3,4	8 367,0
2032	3 775,8	2 230,2	2 977,3	3 359,9	40,6	70,1	3,4	12 457,2
2033	4 346,3	2 264,6	4 371,4	3 879,7	40,6	70,1	3,1	14 975,9
2034	4 434,1	2 419,0	4 172,8	4 212,5	40,6	70,1	3,3	15 352,3
2035	4 781,5	2 400,8	5 257,4	4 646,3	40,6	70,1	3,8	17 200,4
2036	5 405,5	2 511,3	6 046,1	5 536,2	40,6	70,1	3,5	19 613,3
2037	5 774,1	2 402,9	7 142,4	6 105,3	40,6	70,1	4,2	21 539,6
2038	5 899,6	2 282,2	7 129,0	6 494,0	40,6	70,1	3,9	21 919,5
2039	5 243,8	1 903,6	6 418,4	5 628,0	40,6	70,1	4,1	19 308,6
2040	4 606,4	1 585,5	5 637,5	4 826,5	40,6	70,1	3,4	16 770,0
2041	4 045,1	1 318,3	4 937,5	4 161,3	40,6	70,1	3,2	14 576,1
2042	3 550,8	1 093,9	4 311,7	3 594,6	40,6	70,1	3,1	12 664,8
2043	3 115,5	905,5	3 756,2	3 113,5	40,6	70,1	2,9	11 004,4
2044	2 732,0	747,4	3 262,4	2 709,5	40,6	70,1	2,9	9 564,8
2045	2 394,3	614,8	2 823,5	2 348,5	40,6	70,1	2,8	8 294,6
2046	2 096,8	503,6	2 433,5	2 048,9	40,6	70,1	2,7	7 196,2
2047	1 834,6	410,5	2 086,7	1 793,4	40,6	70,1	2,7	6 238,6
2048	1 603,7	332,5	1 783,7	1 571,5	40,6	70,1	2,6	5 404,7
2049	1 400,1	267,3	1 509,0	1 385,8	40,6	70,1	2,6	4 675,5
2050	1 220,7	212,8	1 264,6	1 227,3	40,6	70,1	2,6	4 038,8
2051	1 062,5	167,4	1 047,1	1 092,1	40,6	70,1	2,6	3 482,4
2052	923,1	129,6	853,3	976,7	40,6	70,1	2,6	2 996,0
2053	800,1	98,3	680,5	876,5	40,6	70,1	2,6	2 568,6
2054	691,6	72,3	526,4	614,7	40,6	70,1	2,6	2 018,2
2055	595,8	51,0	388,7	397,9	40,6	70,1	2,6	1 546,7
2056	511,3	33,6	265,6	0,0	40,6	70,1	2,6	923,8
2057	436,6	19,5	155,5	0,0	40,6	70,1	2,6	724,9
2058	370,3	8,5	56,0	0,0	40,6	70,1	2,6	548,1
2059	363,7	0,4	65,0	0,0	40,6	70,1	2,6	542,4
Итого расчет. период 2025-2059	87 375,7	35 292,1	87 513,5	77 746,5	1 420,8	2 454,0	104,4	291 906,9

Таблица П.4.2.12 - Расчет дохода Государства, в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

Годы	НДПИ	Налог на имущество	Корпоративный подходный налог	Налог на сверхприбыль	Подходный налог с физических лиц	Социальные отчисления, социальный налог и отчисления в ФОМС	Прочие налоги	Всего
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	49,4	125,6	0,0	0,0	40,6	70,1	1,9	287,6
2026	245,7	357,9	0,0	0,0	40,6	70,1	2,3	716,6
2027	1 867,6	866,4	560,2	518,1	40,6	70,1	2,6	3 925,6
2028	2 641,3	1 198,6	2 153,0	1 832,1	40,6	70,1	3,5	7 939,2
2029	2 637,3	1 644,2	1 222,4	1 299,8	40,6	70,1	3,2	6 917,7
2030	2 690,8	1 946,2	682,1	0,0	40,6	70,1	3,7	5 433,5
2031	2 745,8	2 376,0	0,0	0,0	40,6	70,1	3,4	5 235,9
2032	2 801,5	2 650,3	0,0	0,0	40,6	70,1	3,9	5 566,3
2033	2 858,2	2 878,8	0,0	0,0	40,6	70,1	3,6	5 851,2
2034	4 436,4	3 246,1	1 997,0	0,0	40,6	70,1	3,6	9 793,8
2035	5 560,0	3 356,2	5 239,3	6 344,1	40,6	70,1	4,4	20 614,8
2036	6 991,9	3 526,8	7 413,6	8 566,7	40,6	70,1	4,4	26 614,2
2037	8 274,7	3 377,1	10 307,9	10 821,1	40,6	70,1	5,4	32 896,9
2038	8 650,0	2 886,8	10 729,8	11 730,4	40,6	70,1	5,6	34 113,4
2039	7 994,5	2 093,1	10 268,1	10 367,1	40,6	70,1	5,4	30 839,0
2040	6 222,0	1 533,5	6 954,1	7 943,2	40,6	70,1	4,5	22 768,0
2041	4 837,4	1 017,9	5 141,1	5 763,3	40,6	70,1	4,3	16 874,8
2042	3 756,8	665,5	3 671,6	4 180,7	40,6	70,1	3,5	12 388,8
2043	2 913,5	425,6	2 550,6	3 063,0	40,6	70,1	3,1	9 066,5
2044	2 255,1	263,6	1 689,4	2 128,6	40,6	70,1	2,9	6 450,3
2045	1 741,1	155,2	1 034,2	1 132,9	40,6	70,1	2,7	4 176,9
2046	1 339,7	84,0	537,8	0,0	40,6	70,1	2,6	2 074,8
2047	1 026,1	38,6	163,9	0,0	40,6	70,1	2,5	1 341,7
2048	780,9	11,3	0,0	0,0	40,6	70,1	2,5	905,4
2049	590,3	-2,0	0,0	0,0	40,6	70,1	2,4	701,5
Итого расчет. период 2025- 2049	85 908,1	36 723,3	72 316,2	75 691,2	1 014,8	1 752,9	87,9	273 494,4

Таблица П.4.2.13 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Года	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный походный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	-1 753,1	0,0	0,0	-652,4	0,0	-652,4
2026	-2 416,9	0,0	0,0	644,7	0,0	644,7
2027	7 141,2	2 971,3	594,3	12 640,7	576,7	12 063,9
2028	10 870,8	10 870,8	2 174,2	15 785,2	1 817,2	13 967,9
2029	6 212,7	6 212,7	1 242,5	14 792,3	1 336,7	13 455,6
2030	3 506,2	3 506,2	701,2	14 218,3	0,0	14 218,3
2031	7 211,1	7 211,1	1 442,2	15 988,3	1 415,3	14 573,1
2032	14 886,3	14 886,3	2 977,3	17 461,6	3 359,9	14 101,8
2033	21 857,2	21 857,2	4 371,4	19 049,5	3 879,7	15 169,7
2034	20 863,9	20 863,9	4 172,8	17 956,6	4 212,5	13 744,1
2035	26 286,9	26 286,9	5 257,4	17 878,5	4 646,3	13 232,2
2036	30 230,3	30 230,3	6 046,1	18 123,8	5 536,2	12 587,5
2037	35 712,2	35 712,2	7 142,4	17 341,7	6 105,3	11 236,5
2038	35 644,8	35 644,8	7 129,0	16 110,8	6 494,0	9 616,8
2039	32 091,8	32 091,8	6 418,4	15 180,3	5 628,0	9 552,3
2040	28 187,4	28 187,4	5 637,5	14 160,4	4 826,5	9 333,9
2041	24 687,5	24 687,5	4 937,5	12 994,0	4 161,3	8 832,7
2042	21 558,7	21 558,7	4 311,7	11 844,1	3 594,6	8 249,5
2043	18 780,9	18 780,9	3 756,2	10 725,1	3 113,5	7 611,6
2044	16 311,8	16 311,8	3 262,4	9 650,2	2 709,5	6 940,8
2045	14 117,6	14 117,6	2 823,5	8 627,6	2 348,5	6 279,0
2046	12 167,3	12 167,3	2 433,5	7 662,4	2 048,9	5 613,4
2047	10 433,6	10 433,6	2 086,7	6 757,4	1 793,4	4 964,0
2048	8 918,6	8 918,6	1 783,7	5 934,6	1 571,5	4 363,2
2049	7 545,2	7 545,2	1 509,0	5 149,6	1 385,8	3 763,8
2050	6 323,2	6 323,2	1 264,6	4 423,8	1 227,3	3 196,5
2051	5 235,3	5 235,3	1 047,1	3 755,3	1 092,1	2 663,2
2052	4 266,3	4 266,3	853,3	3 141,4	976,7	2 164,7
2053	3 402,5	3 402,5	680,5	2 579,3	876,5	1 702,8
2054	2 631,9	2 631,9	526,4	2 066,3	614,7	1 451,7
2055	1 943,6	1 943,6	388,7	1 600,0	397,9	1 202,1
2056	1 328,2	1 328,2	265,6	1 178,7	0,0	1 178,7
2057	777,3	777,3	155,5	803,8	0,0	803,8
2058	280,1	280,1	56,0	485,7	0,0	485,7
2059	325,0	325,0	65,0	826,4	0,0	826,4
Итого расчет. период 2025-2059	437 567,4	437 567,4	87 513,5	326 886,2	77 746,5	249 139,7

Таблица П.4.2.14 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

Года	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.
2025	-1 753,1	0,0	0,0	-652,4	0,0	-652,4
2026	-2 505,2	0,0	0,0	553,7	0,0	553,7
2027	7 059,1	2 800,9	560,2	12 583,7	518,1	12 065,6
2028	10 765,1	10 765,1	2 153,0	15 704,0	1 832,1	13 871,9
2029	6 112,2	6 112,2	1 222,4	14 706,9	1 299,8	13 407,1
2030	3 410,4	3 410,4	682,1	14 132,4	0,0	14 132,4
2031	-655,5	0,0	0,0	13 288,0	0,0	13 288,0
2032	-3 304,3	0,0	0,0	12 060,2	0,0	12 060,2
2033	919,8	0,0	0,0	11 220,5	0,0	11 220,5
2034	13 024,8	9 984,8	1 997,0	15 462,7	0,0	15 462,7
2035	26 196,6	26 196,6	5 239,3	15 110,6	6 344,1	8 766,5
2036	37 068,2	37 068,2	7 413,6	14 059,5	8 566,7	5 492,7
2037	51 539,6	51 539,6	10 307,9	10 350,1	10 821,1	-471,0
2038	53 648,8	53 648,8	10 729,8	7 961,6	11 730,4	-3 768,9
2039	51 340,5	51 340,5	10 268,1	10 236,8	10 367,1	-130,4
2040	34 770,5	34 770,5	6 954,1	9 891,2	7 943,2	1 948,0
2041	25 705,4	25 705,4	5 141,1	10 832,3	5 763,3	5 069,0
2042	18 358,2	18 358,2	3 671,6	10 800,3	4 180,7	6 619,6
2043	12 753,2	12 753,2	2 550,6	9 936,5	3 063,0	6 873,5
2044	8 446,9	8 446,9	1 689,4	8 726,8	2 128,6	6 598,1
2045	5 171,1	5 171,1	1 034,2	7 404,2	1 132,9	6 271,3
2046	2 689,0	2 689,0	537,8	6 111,3	0,0	6 111,3
2047	819,4	819,4	163,9	4 935,1	0,0	4 935,1
2048	-553,6	0,0	0,0	3 873,3	0,0	3 873,3
2049	-1 587,1	0,0	0,0	2 692,3	0,0	2 692,3
Итого расчет. период 2025-2049	359 440,1	361 580,8	72 316,2	241 981,5	75 691,2	166 290,3

Таблица П.4.2.15 - Расчет потока денежной наличности. Вариант 2

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	В.Н.П. (IRR), без учета инфляции	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) (дисконт 10%), без учета инфляции	Срок окупаемости (дисконт 10%), без учета инфляции
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	%	тыс.долл.	лет
2025	-652,4	-9 021,8	-9 021,8	0,0	-8 201,6	
2026	644,7	-14 758,0	-23 779,8	0,0	-20 425,2	
2027	12 063,9	-20 377,1	-44 156,9	0,0	-35 668,4	
2028	13 967,9	-6 456,6	-50 613,5	0,0	-40 743,6	
2029	13 455,6	-14 929,3	-65 542,7	0,0	-50 544,6	
2030	14 218,3	-4 885,1	-70 427,9	0,0	-54 261,9	
2031	14 573,1	1 507,3	-68 920,6	0,0	-54 012,0	
2032	14 101,8	12 037,6	-56 883,0	0,0	-49 598,9	
2033	15 169,7	15 037,4	-41 845,6	0,0	-44 906,9	
2034	13 744,1	5 270,2	-36 575,4	0,0	-44 596,8	
2035	13 232,2	16 432,9	-20 142,4	0,0	-40 701,1	
2036	12 587,5	9 737,6	-10 404,8	0,0	-39 676,6	
2037	11 236,5	21 312,8	10 908,0	0,0	-35 683,6	
2038	9 616,8	20 141,8	31 049,8	0,0	-32 542,3	
2039	9 552,3	30 759,4	61 809,2	1,6	-27 048,6	
2040	9 333,9	27 148,5	88 957,7	3,7	-22 731,7	
2041	8 832,7	23 793,3	112 751,0	5,1	-19 369,4	
2042	8 249,5	20 809,2	133 560,2	6,0	-16 754,1	
2043	7 611,6	18 151,7	151 711,9	6,7	-14 727,4	
2044	6 940,8	15 781,9	167 493,9	7,2	-13 162,2	
2045	6 279,0	13 690,9	181 184,8	7,5	-11 958,1	
2046	5 613,4	11 823,0	193 007,8	7,7	-11 036,0	
2047	4 964,0	10 162,0	203 169,8	7,9	-10 321,0	
2048	4 363,2	8 710,0	211 879,8	8,1	-9 766,9	
2049	3 763,8	7 394,3	219 274,1	8,2	-9 339,3	
2050	3 196,5	6 224,0	225 498,1	8,3	-9 011,9	
2051	2 663,2	5 182,7	230 680,8	8,3	-8 763,1	
2052	2 164,7	4 255,8	234 936,6	8,4	-8 560,0	
2053	1 702,8	3 432,1	238 368,8	8,4	-8 413,4	
2054	1 451,7	2 874,4	241 243,1	8,4	-8 310,0	
2055	1 202,1	2 363,5	243 606,6	8,5	-8 239,7	
2056	1 178,7	2 114,6	245 721,2	8,5	-8 195,3	
2057	803,8	1 539,2	247 260,4	8,5	-8 171,8	
2058	485,7	1 024,0	248 284,5	8,5	-8 163,7	
2059	826,4	957,6	249 242,1	8,5	-8 157,6	
Итого расчет. период 2025-2059	249 139,7	249 242,1	249 242,1	8,5	-8 157,6	за пределами периода

Таблица П.4.2.16 - Расчет потока денежной наличности. Вариант 3

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	В.Н.П. (IRR), без учета инфляции	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) (дисконт 10%), без учета инфляции	Срок окупаемости (дисконт 10%), без учета инфляции
	тыс.долл.	тыс.долл.	тыс.долл.	%	тыс.долл.	лет
2025	-652,4	-9 021,8	-9 021,8	0,0	-8 201,6	
2026	553,7	-14 844,9	-23 866,7	0,0	-20 495,6	
2027	12 065,6	-20 367,6	-44 234,3	0,0	-35 773,8	
2028	13 871,9	-6 705,3	-50 939,6	0,0	-41 015,4	
2029	13 407,1	-14 964,0	-65 903,6	0,0	-50 835,9	
2030	14 132,4	-4 957,6	-70 861,2	0,0	-54 590,0	
2031	13 288,0	-13 850,3	-84 711,6	0,0	-62 991,2	
2032	12 060,2	-5 047,4	-89 759,0	0,0	-66 717,2	
2033	11 220,5	-2 874,3	-92 633,4	0,0	-69 369,0	
2034	15 462,7	-1 325,9	-93 959,3	0,0	-71 447,7	
2035	8 766,5	8 210,4	-85 748,9	0,0	-69 210,4	
2036	5 492,7	5 641,5	-80 107,4	0,0	-69 605,2	
2037	-471,0	21 565,5	-58 541,9	0,0	-66 376,8	
2038	-3 768,9	34 434,0	-24 108,0	0,0	-60 225,2	
2039	-130,4	45 755,3	21 647,4	0,0	-52 065,3	
2040	1 948,0	27 736,1	49 383,4	0,0	-47 739,0	
2041	5 069,0	28 568,4	77 951,9	0,5	-43 356,1	
2042	6 619,6	22 609,5	100 561,4	1,8	-40 193,7	
2043	6 873,5	17 677,2	118 238,6	2,7	-37 923,2	
2044	6 598,1	13 820,8	132 059,4	3,3	-36 250,0	
2045	6 271,3	11 019,0	143 078,4	3,7	-35 107,8	
2046	6 111,3	9 140,5	152 218,9	4,0	-34 360,6	
2047	4 935,1	6 750,3	158 969,1	4,1	-33 893,9	
2048	3 873,3	4 761,1	163 730,2	4,2	-33 615,6	
2049	2 692,3	3 047,4	166 777,7	4,3	-33 466,3	
Итого расчет. период 2025-2049	166 290,3	166 777,7	166 777,7	4,3	-33 466,3	за пределами периода

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

1. Приложение 1 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Геолого-геофизический профиль через скважины 2-Кобяковская и 101-Бурбайтал. Масштаб гор. 1:50 000, верт. 1:20 000.
2. Приложение 2 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Структурная карта по кровле нижнепермских отложений (P_1 отражающий горизонт). Масштаб 1:50 000.
3. Приложение 3 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Глубинный сейсмический разрез по профилю 425. Масштаб гор. 1:50 000, верт. 1:20 000.
4. Приложение 4 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Продуктивный горизонт D-II. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Масштаб 1:25 000.
5. Приложение 5 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Продуктивный горизонт D-I. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Масштаб 1:25 000.
6. Приложение 6 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Продуктивный горизонт C-II. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Масштаб 1:25 000.
7. Приложение 7 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Продуктивный горизонт C-I. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Масштаб 1:25 000.
8. Приложение 8, лист 1 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Продуктивный горизонт P-I. Структурная карта по кровле коллектора. Масштаб 1:50 000.
9. Приложение 8, лист 2 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Продуктивный горизонт P-I. Карта эффективных газонасыщенных толщин. Масштаб 1:50 000.
10. Приложение 9 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Сводная схема условных газоводяных контактов подсолевых отложений поднятия Бурбайтал. Масштаб 1:50 000.
11. Приложение 10 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов

Бурбайтал. Схема расположения рекомендуемых к бурению скважин для перевода запасов из категории C_2 в категорию C_1 . Масштаб 1:25 000.

12. Приложение 11 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Карта проектных и пробуренных скважин. 1 вариант. Масштаб 1:50 000.

13. Приложение 12 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Карта проектных и пробуренных скважин. 2 вариант. Масштаб 1:50 000.

14. Приложение 13 - Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Бурбайтал. Карта проектных и пробуренных скважин. 3 вариант. Масштаб 1:50 000.