

**ЧАСТНАЯ КОМПАНИЯ «TAIQONYR ENERGY LTD.»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ОПТИМУМ»**

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ЧК «Tatqonyr Energy Ltd.»

Камалидин Б.Б.

2026 г.



**ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИДОРОЖНОЕ
по состоянию на 01.01.2026 г.**

Договор № 01/03-08-63

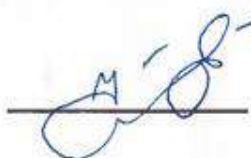
**Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ»**



Құрманов Б.К.

г. Актау, 2026 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Заместитель ген. директора по науке (общее руководство)		А.Н. Карайдарова
Руководитель службы разработки (общее руководство, введение, разд. 1, 3, п. разд. 4.1, 4.3, 8.3, 8.4, 8.5)		Р.А. Бекбаева
Старший специалист службы разработки, ответственный исполнитель (введение, разд. 1, 3, п. разд. 4.1, 4.3, 8.3, 8.4, 8.5, граф.приложения 17, 18)		А.А. Кушербаева
Руководитель службы подсчета запасов (п. разд. 2.1, 2.2, 2.3, 2.5, 8.2, 8.4, разд. 10)		К.М. Абексева
И.о. руководителя службы петрофизики (п. разд. 2.2, 2.4, 8.1, 8.4)		А. Н. Мухамбетярова
Главный специалист службы техники и технологии добычи нефти и газа (разд. 6, п. разд. 8.4, 11)		Н.С. Пагуба
Руководитель службы охраны окружаю- щей среды (разд. 9)		К.А. Жубатова
Главный специалист службы проектиро- вания и строительства скважин (разд. 7)		Ю.М. Кулиев
Старший специалист службы подсчета запасов (п. разд. 2.3)		Л. Х. Райкулова
Ведущий специалист службы петрофизики (п. разд. 2.2, 2.4, 8.1, 8.4)		Ш. Е. Молдабекова
Экономист по технико-экономическому обоснованию (ТЭО) службы разработки (п. разд. 3.5, 4.2, разд. 5, 12)		Г.Ч. Султанова
Руководитель службы оформления проектов		О.Н. Баталова

Приложение № 1
к Договору № 01/03-08-63
от 15.09.2025г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проведение работ по составлению: «Дополнение к проекту разработки газового месторождения Придорожное» и «Отчет о возможных воздействиях (ОВВ)» (по состоянию на 01.07.2025 г.)

Заказчик	ЧК «TAIQONYR ENERGY LTD.»
Исполнитель	ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»
Наименование услуг	«Дополнение к проекту разработки газового месторождения Придорожное» (по состоянию на 01.07.2025 г.)
Основание для проведения услуг	1. Кодекс Республики Казахстан «О недрах недропользовании» от 27.12.2017г. (с дополнениями и изменениями от 12.01.2023г.). 2. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр №239 от 15.06.2018г.
Требования к научно-технической продукции	«Дополнение к проекту разработки газового месторождения Придорожное» выполняется согласно Методическим указаниям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений с учетом требований «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (Постановления Правительства Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239), «Единых правил охраны недр при разработке месторождений полезных ископаемых в РК», «Кодекса закона о Недрах и Недропользовании».
Особые требования к исполнителю:	Исполнитель обязан: - иметь лицензию на проектную деятельность; - быть аккредитованным на территории РК в качестве субъекта научной и (или) научно-технической деятельности; - быть сертифицированным на соответствие требованиям стандарта СТ РК ISO 9001-2016, СТ РК ISO 14001-2016, СТ РК OHSAS 18001-2008; - иметь современное программное обеспечение («Solver», «Pertel», «Map Info»); - иметь квалифицированный персонал; - иметь собственное офисное здание.
Перечень исходных данных, предоставляемых исполнителю	- «Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Придорожное», утвержденный ЦКРР (№78/11 от 18 ноября 2016 г.); - «Подсчет запасов газа месторождения Придорожное», 2015 г.; - «Дополнение к проекту оценочных работ на месторождении Придорожное на контрактной территории ТОО «МАНГЫШЛАК-МУНАЙ», ТОО «НПЦ Туран Гео», 2014 г.; - «Проект разработки газового месторождения Придорожное» 2023 г.

ЮРИСТ
ЧК «Taqonyr Energy Ltd.»

Состав и содержание работы:	Введение 1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-физическая характеристика месторождения 2.1. Характеристика геологического строения месторождения 2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности 2.3. Свойства и состав газа, конденсата и воды 2.4. Физико-гидродинамические характеристики 2.5. Запасы конденсата и газа 3 Подготовка геолого-промысловой и технико-экономической основы для проектирования разработки 3.1 анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов 3.2. Анализ текущего состояния разработки месторождения 3.2.1 анализ структуры фонда скважин и текущих дебитов, технологических показателей разработки 3.2.2 анализ выработки запасов углеводородов и текущего состояния разработки 3.3 обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов 3.3.1 обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки 3.3.2 идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки 3.4 обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки 3.4.1 обоснование выделения объектов разработки 3.4.2 обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики 3.5 обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей 4. Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки 4.1. Технологические показатели вариантов разработки 4.2 Экономические показатели вариантов разработки 4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения газа и конденсата (нефти) 5. Технико-экономический анализ проектных решений 5.1 технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта. 6. Техника и технология добычи газа и конденсата 6.1. Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин 6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов
-----------------------------	---

ЮРИСТ
ЧК «Tatqonyr Energy Ltd.»

	6.3 требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин 6.4. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа 6.5. Требования и рекомендации к системе ппд, качеству используемого агента 7. Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин 7.1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ 7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин 8. Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования 9. Охрана недр и окружающей среды 10. Мероприятия по доработке месторождения 11. Опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений 12. Расчет суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования Табличные приложения Графические приложения Протокол геолого-технического совещания компании-недропользователя
В отчете необходимо:	1. Технологические показатели разработки: - Основные технологические показатели разработки остаются без изменений. 2. Из проекта исключаются следующие объекты: - ДКС (Дожимная компрессорная станция); - Газопровод. 3. Дальнейшая переработка: Производится только товарный газ.
Графическая часть отчета должна быть представлена следующими материалами:	-Геологические профили по основным направлениям. -Структурные карты по кровле продуктивных горизонтов. -Карта эффективных газонасыщенных толщин. -Карта изобар по основным объектам разработки. -Карты накопленных и текущих отборов газа по продуктивным горизонтам. - Схема расположения пробуренных и проектных скважин по объектам эксплуатации и в целом.
Завершение услуг	- Отчет сдать в геологический отдел ЧК «TAIQONYR ENERGY LTD.» в 3-х экземплярах в аналоговом и в 2-х экземплярах в цифровом вариантах (CD диск). - Получить протокол ГТС ЧК «TAIQONYR ENERGY LTD.». - Необходимое количество экземпляров отчета отправить в ЦКРР МЭ РК для назначения экспертов. - После назначения ЦКРР МЭ РК экспертов на отчет, Исполнитель принимает активное участие по устранению замечаний экспертов до получения положительных заключений.

ЮРИСТ
ЧК «Taiqonyr Energy Ltd.»

	- После получения положительных заключений Исполнитель совместно с Заказчиком обязан провести защиту отчета в ЦКРР МЭ РК. - К защите отчета Исполнитель обязан подготовить необходимое количество аннотаций.
Сроки выполнения	Согласно Приложению №2 – Графика оказания Услуг

ЗАКАЗЧИК:

ЧК «Taigonyr Energy Ltd.»

Генеральный директор


 / Б.Б. Камалидин

ИСПОЛНИТЕЛЬ:

ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ»

Генеральный директор


 / Б.К. Құрманов



ЮРИСТ
ЧК «Taigonyr Energy Ltd.»

РЕФЕРАТ

Книга - текст отчета содержит 238 страниц, из них 61 таблица, 26 рисунков, 25 табличных приложений.

Папка - графические приложения содержит 18 графических приложений, все предназначены для служебного пользования.

Целью данного проекта является обоснование наиболее рационального и экономически эффективного варианта разработки газовых залежей месторождения Придорожное, обеспечивающего максимально возможное извлечение запасов газа.

В проекте приведены сведения о геологическом строении месторождения и геолого-физическая характеристика продуктивного горизонта, физико-химические свойства, компонентный состав газа, также приведены запасы газа. Представлена информация о результатах опробования, газодинамических и других исследованиях скважин и пластов. Рассмотрены 2 варианта дальнейшей разработки месторождения, отличающиеся между собой системами разработки, а также учитывающие использование добытого газа: реализацию (сбыт) газа потребителям; использования добытого газа в качестве топлива для выработки электрической, тепловой энергии и дальнейшая их реализация потребителям. На основании рассмотренных вариантов разработки проведена технико-экономическая оценка и выбран рекомендуемый вариант.

Для рекомендованного варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю разработки, доразведки месторождения, охраны недр и окружающей среды.

Объект разработки – газовые залежи месторождения Придорожное.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГАЗОВАЯ ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, ЗАПАСЫ, ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, СКВАЖИНА, БУРЕНИЕ, РАСКОНСЕРВАЦИЯ, ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ДЕБИТ, ДОБЫЧА, РЕЖИМ ИСТОЩЕНИЯ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ТОВАРНЫЙ ГАЗ.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	16
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	19
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	21
2.1 Характеристика геологического строения месторождения	21
2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика.....	21
2.1.2 Тектоника.....	25
2.1.3 Газоносность	28
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	32
2.3 Свойства и состав газа и воды.....	43
2.3.1 Компонентный состав и физические свойства газа.....	43
2.3.2 Свойства и состав воды	52
2.4 Физико-гидродинамические характеристики	58
2.5 Запасы свободного газа и содержащихся в газе компонентов	61
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	67
3.1 Анализ результатов газодинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов	68
3.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения	81
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин и текущих дебитов, технологических показателей разработки	81
3.2.2 Анализ выработки запасов углеводородов и текущего состояния разработки.....	82
3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	83
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов.....	83
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки.....	83
3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки	88
3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	89
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки	89
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	93
3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	99
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	103
4.1 Технологические показатели вариантов разработки.....	103
4.2 Экономические показатели вариантов разработки	111
4.2.1. Капитальные затраты	114
4.2.2. Эксплуатационные затраты	115
4.2.3. Экономические показатели эффективности реализации проекта	123
4.2.4. Бюджетная эффективность проекта.....	129
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения газа	136
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	137
5.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.....	137
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА	142
6.1 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин.	142
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	147
6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.....	153
6.3.1 Рекомендации по системе внутрипромыслового сбора и промыслового транспорта газа.....	153
6.3.2 Рекомендации по техническому обеспечению схемы подготовки газа	154
6.3.3 Рекомендации по техническому обеспечению сдачи товарного газа	169
6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	170
7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	171
7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	171
7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	173
8. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	175

8.1 Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин	175
8.2 Газогидрохимические исследования при контроле за разработкой пластов	179
8.3 Газодинамические методы контроля за процессом разработки	181
8.4 Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования	184
8.5 Рекомендации по проведению испытаний при расконсервации скважин	187
9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	189
9.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу	189
9.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов	190
9.3 Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира	191
10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	194
11. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	197
12. РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	198
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	202
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....	204

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 – Характеристика залежей	32
Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин пластов	34
Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)	36
Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности по объектам разработки	39
Таблица 2.2.4 – Статистические ряды распределений проницаемости продуктивных горизонтов.....	42
Таблица 2.3.1.1 – Физико-химические свойства и компонентный состав свободного газа.....	47
Таблица 2.3.1.2 - Средние значения компонентов состава газа по горизонтам.....	50
Таблица 2.3.1.3- Средние значения физико-химических свойств газа по горизонтам.....	51
Таблица 2.3.2.1 - Содержание ионов и примесей в закачиваемой воде по состоянию на 01.01.2026 г.	
Месторождения Придорожное	54
Таблица 2.3.2.2 – Физико-химические показатели свойств воды месторождения Придорожное	56
Таблица 2.5.1 – Сводная таблица запасов свободного газа месторождения Придорожное	62
Таблица 2.5.2 – Подсчет запасов серы месторождения Придорожное.....	65
Таблица 2.5.3 Подсчет запасов азота и углекислого газа месторождения Придорожное	66
Таблица 2.5.4 - Подсчет запасов гелия месторождения Придорожное	66
Таблица 3.1.1 - Начальные пластовые давления и температуры по залежам, полученные расчетным путем	69
Таблица 3.1.2 – Объекты испытания в открытом стволе.....	77
Таблица 3.1.3 –Начальные фильтрационные характеристики по горизонтам	79
Таблица 3.2.1.1 – Характеристика фонда скважин	82
Таблица 3.2.1.2 – Техническое состояние пробуренных скважин на 01.01.2026 г.	82
Таблица 3.4.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки.....	92
Таблица 3.4.2.1 - Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки.....	96
Таблица 3.4.2.2 - График бурения и ввода в эксплуатацию скважин по вариантам разработки.	96
Таблица 3.4.2.3 - Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам	99
Таблица 3.5.1. Нормативы для расчета капитальных затрат	100
Таблица 3.5.2.– Нормативы для расчета эксплуатационных затрат	101
Таблица 3.5.3 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции.....	102
Таблица 4.1.1 – Месторождение Придорожное. Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа	105
Таблица 4.1.2 - Месторождение Придорожное. I объект (горизонт D-3). Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа	106
Таблица 4.1.3 – Месторождение Придорожное. II объект (горизонт C-1). Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа	107
Таблица 4.1.4 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт D-2). Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа	108
Таблица 4.1.5 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт D-1). Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа	109
Таблица 4.1.6 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт CD-2). Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа	109
Таблица 4.1.7 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт CD-1). Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа	110
Таблица 4.2.1 – Расчет дохода от реализации продукции в рекомендуемом 2 варианте, тыс. тенге.....	113
Таблица 4.2.1.1. - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту	117
Таблица 4.2.2.1- Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в рекомендуемом 2 варианте без УМК, тыс.тенге	118
Таблица 4.2.2.2- Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в рекомендуемом 2 варианте с УМК, тыс.тенге	119
Таблица 4.2.2.3 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в рекомендуемом 2 варианте без УМК, тыс.тенге.....	121
Таблица 4.2.2.4 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в рекомендуемом 2 варианте с УМК, тыс.тенге.....	122
Таблица 4.2.3.1 - Расчет чистой прибыли в тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту без УМК.....	124
Таблица 4.2.3.2 - Расчет чистой прибыли в тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту с УМК	125
Таблица 4.2.3.3 - Расчет потоков денежной наличности в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге без УМК	127

Таблица 4.2.3.4 - Расчет потоков денежной наличности в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге с УМК	128
Таблица 4.2.4.1. - Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 2 варианте без УМК, тыс.тенге	131
Таблица 4.2.4.2. - Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 2 варианте с УМК, тыс.тенге	132
Таблица 4.2.4.3.- Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности 2 варианта разработки без УМК, тыс. тенге	134
Таблица 4.2.4.4.- Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности 2 варианта разработки с УМК, тыс. тенге.....	135
Таблица 4.3.1– Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения газа	136
Таблица 5.1.1. - Техничко-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения	141
Таблица 6.1.1 – Показатели эксплуатации скважин.....	142
Таблица 6.1.2 – Компоновка колонны насосно-компрессорных труб	145
Таблица 6.3.1-Технические характеристики блока очистки газа от сероводорода	157
Таблица 6.3.2 – Технические характеристики установки осушки газа.....	159
Таблица 6.4.1 – Техническая характеристика оборудования	170
Таблица 7.1.1-Рекомендуемая конструкция эксплуатационной газовой скважины для I объекта.....	172
Таблица 7.1.2 Рекомендуемая конструкция эксплуатационной газовой скважины для II объекта	172
Таблица 8.1 – Виды и периодичность исследований по контролю за разработкой	186
Таблица 8.5.1 – Ожидаемые объемы добычи свободного газа за период испытаний скважин.	188
Таблица 10.1 – Запасы газа категории C2 по месторождению Придорожное	194
Таблица 14.1 - Расчет отчислений в ликвидационный фонд по вариантам	199
Таблица 14.2 - Прогнозные отчисления в ликвидационный фонд 2 рекомендуемого варианта	201

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Обзорная схема	20
Рисунок 2.1.2.1 - Структурная карта по IV отражающему горизонту (поверхность верхнедевонских отложений-D3).....	26
Рисунок 2.1.2.2 - Структурная карта отражающему горизонту внутри C1t+D3 (ТОО «RES» 2014г.)	27
Рисунок 2.1.2.3 - Структурная карта по отражающему горизонту Шк	28
Рисунок 2.3.1.1 – Схема содержания азота по пробам газа	46
Рисунок 2.4.1 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для отложений девона, скв. 15.....	59
Рисунок 2.4.2 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для отложений девона, скв. 16.....	59
Рисунок 2.4.3 – Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для отложений девона, скв 17.....	59
Рисунок 2.4.4 – Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости	60
Рисунок 2.4.5 – Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости	60
Рисунок 3.1.1 – Зависимость начального пластового давления от глубины	69
Рисунок 3.1.2 – Зависимость начальной пластовой температуры от глубины	70
Рисунок 3.1.3 – Индикаторные кривые по исследованиям МУО верхнедевонских отложений	80
Рисунок 3.1.4 – Индикаторные кривые по исследованиям МУО нижнекаменноугольных отложений	81
Рисунок 3.4.1.1 – Распределение геологических запасов газа	90
Рисунок 5.1.1. - Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 7; 10; 12,23%, по вариантам за рентабельный период	139
Рисунок 5.1.2. - Сравнение экономических показателей по вариантам за рентабельный период	140
Рисунок. 6.1.1 – Зависимость скорости потока от дебита газа для забойных условий в НКТ по I объекту (горизонт D-3).....	144
Рисунок 6.1.2 – Зависимость скорости потока от дебита газа для забойных условий в НКТ по II объекту (горизонт С-1).....	144
Рисунок 6.2.1 – Равновесные параметры гидратообразования верхнедевонских горизонтов	148
Рисунок 6.2.2 – Равновесные параметры гидратообразования горизонта С-1	150
Рисунок 6.3.1 - Принципиальная технологическая схема установки комплексной подготовки газа (УКПГ).....	156
Рисунок 6.3.2 - Принципиальная схема работы установки очистки газа от сероводорода и регенерации амина.....	157
Рисунок 6.3.3 - Принципиальная схема установки получения элементарной серы методом Клауса ...	160
Рисунок 6.3.4 - Принципиальная схема получения гелиевого концентрата (вариант I):	167
Рисунок 6.3.5 - Принципиальная схема получения гелиевого концентрата (вариант II):	167

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 – Результаты испытания поисковых скважин в процессе бурения	205
Приложение 2 – Результаты опробования скважин в колонне	207
Приложение 3 – Результаты газодинамических исследований оценочных скважин методом КВД	211
Приложение 4 – Месторождение Придорожное. Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа	212
Приложение 5 – Месторождение Придорожное. I объект (горизонт D-3). Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа	213
Приложение 6 – Месторождение Придорожное. II объект (горизонт C-1). Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа	214
Приложение 7 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт D-2). Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа	215
Приложение 8 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт D-1). Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа	216
Приложение 9 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт CD-2). Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа	216
Приложение 10 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт CD-1). Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа	217
Приложение 11 - Расчет дохода от продажи продукции в тыс.тенге ценах по 1 варианту	218
Приложение 12 - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по 1 варианту	219
Приложение 13 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 1 варианте без УМК, тыс.тенге	220
Приложение 14 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 1 варианте с УМК, тыс.тенге.....	221
Приложение 15 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в 1 варианте без УМК, тыс.тенге	223
Приложение 16 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в 1 варианте с УМК, тыс.тенге	224
Приложение 17- Расчет бюджетной эффективности 1 варианта разработки без УМК, тыс. тенге	225
Приложение 18- Расчет бюджетной эффективности 1 варианта разработки с УМК, тыс. тенге.....	227
Приложение 19- Расчет налогооблагаемого дохода в 1 варианте без УМК, тыс.тенге	228
Приложение 20- Расчет налогооблагаемого дохода в 1 варианте с УМК, тыс.тенге.....	229
Приложение 21 - Расчет чистой прибыли в 1 варианте без УМК, тыс.тенге	231
Приложение 22- Расчет чистой прибыли в 1 варианте с УМК, тыс.тенге	232
Приложение 23 - Расчет потоков денежной наличности в 1 варианте без УМК, тыс.тенге.....	234
Приложение 24 - Расчет потоков денежной наличности в 1 варианте с УМК, тыс.тенге	235
Приложение 25 - Прогнозные отчисления в ликвидационный фонд по 1 варианту.....	237

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	Номер приложения	Номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1	Месторождение Придорожное Средне-нормальный разрез	1	1	1:2000	ДСП
2	Месторождение Придорожное Структурная карта по отражающему горизонту Шк (подосва жезказганской свиты C2+3dg)	2	2	1:25000	ДСП
3	Месторождение Придорожное Структурная карта по кровле продуктивного горизонта CD-1 (внутри C1t+D3)	3	3	1:25000	ДСП
4	Месторождение Придорожное Структурная карта по ОГ IV кровля верхнедевонских отложений D3	4	4	1:25000	ДСП
5	Месторождение Придорожное Геолого-геофизический разрез по линии CL10130	5	5	гор.1:25000 верт. 1:10000	ДСП
6	Месторождение Придорожное Геолого-геофизический разрез по линии IL2290	6	6	гор.1:25000 верт. 1:10000	ДСП
7	Месторождение Придорожное Геолого-литологический профиль по каменноугольным и девонским отложениям по линии IL2290	7	7	1:50000	ДСП
8	Месторождение Придорожное Геолого-литологический профиль по каменноугольным и девонским отложениям по линии 12-17	8	8	1:50000	ДСП
9	Месторождение Придорожное. Горизонт C1 а) Структурные карты по кровле коллектора б) Карты эффективных газонасыщенных толщин	9	9	1:25000	ДСП
10	Месторождение Придорожное. Горизонт C2 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	10	10	1:25000	ДСП
11	Месторождение Придорожное. Горизонт C3 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	11	11	1:25000	ДСП

1	2	3	4	5	6
12	Месторождение Придорожное. Горизонт CD-1 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	12	12	1:25000	ДСП
13	Месторождение Придорожное. Горизонт CD-2 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	13	13	1:25000	ДСП
14	Месторождение Придорожное. Горизонт D-1 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	14	14	1:25000	ДСП
15	Месторождение Придорожное. Горизонт D-2 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	15	15	1:25000	ДСП
16	Месторождение Придорожное. Горизонт D-3 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	16	16	1:25000	ДСП
17	Месторождение Придорожное. Схема расположения проектных и фактически пробуренных скважин по объектам разработки Вариант 1, 2	17	17	1:25000	ДСП
18	Месторождение Придорожное. Фонд проектных и пробуренных скважин	18	18	1:25000	ДСП

Всего 18 графических приложений.

Из них: ДСП – 18 приложений.

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Придорожное является Частная Компания «TAIQONYR ENERGY Ltd.», осуществляющее деятельность на основании Контракта на добычу газа №4631-УВС-МЭ от 30.07.2018 г. Срок действия контракта установлен до 30.07.2043 г. Права и обязанности по данному Контракту перешли от ТОО «Мангышлак-Мунай» в пользу ЧК «TAIQONYR ENERGY Ltd.» на основании Дополнения №3, которое было подписано сторонами и прошло государственную регистрацию в Компетентном органе 26 сентября 2025 года за № 5543-УВС.

Поднятие Придорожное было выявлено (КМПВ, МОБ) и подготовлено к бурению сейсморазведочными работами МОБ в 1968-1969 гг. В своде структуры подготовленной сейсморазведкой МОБ была пробурена в 1970 г. скважина 2. Скважина установила в ниже-каменноугольных отложениях тектонические нарушения субширотного и субмеридионального направлений взбросо-сдвигового и сбросового характеров, с большой амплитудой смещения пород.

Месторождение природного газа Придорожное было открыто в 1972 г. Скважиной первооткрывательницей является скважина 3, где в ходе бурения из терригенных отложений верхнего девона был получен аварийный фонтанный приток горючего газа с глубины 2456 м. По результатам поисково-разведочных работ в пределах структуры установлена промышленная газоносность терригенных отложений верхнего девона и карбонатных отложений визейского яруса нижнего карбона.

По обеим залежам по итогам работ 1970-74 гг. были представлены и приняты ЦКЗ МинГео СССР (1975 г.), запасы газа и гелия. По девонской залежи все запасы первоначально были утверждены по категории C_1 , по визейскому горизонту запасы утверждены по категории C_1 и C_2 . Несколько позднее все запасы перевели в категорию C_1 .

В 1976 г. был написан отчет «О результатах поисково-разведочных работ за 1975 г. на месторождениях Айракты, Амангельды, Придорожное в Южном Казахстане и по приросту оперативных запасов газа и гелия», которым был завершен этап поисково-разведочных работ на месторождении Придорожное и месторождение было законсервировано.

С 1969 по 1976 гг. на месторождении было пробурено 13 поисково-разведочных скважин.

В 2009 г. ТОО «НПЦ «Туран Гео» был разработан «Проект разведки залежей газа на месторождении Придорожное» [3] и утвержден в ЦКР при МЭиМР Республики Казахстан. В работе предлагалось проведение сейсморазведки 3Д в объеме 20 кв.км, а

также бурение 3-х разведочных скважин проектными глубинами 2300 м (± 250 м). Проектный горизонт – верхний девон (подсоленосная толща).

В 2010-2011 гг. по заказу ТОО «МАНГЫШЛАК-МУНАЙ», ТОО «ДАНК» была проведена сейсморазведка 3Д на площади 84,3 кв.км, вместо 20 кв.км. ТОО «PGD Services» проведена обработка и интерпретация материалов сейсморазведки 3D.

В 2012 г. компанией ТОО «НПЦ «Туран Гео» на основе структурной модели ТОО «PGD Services» был разработан «Проект оценочных работ на месторождении Придорожное» [4], который был рассмотрен ЦКРР при МНГ Республики Казахстан и утвержден КГиН МИНТ Республики Казахстан. В работе предлагалось бурение 3-х разведочных скважин проектными глубинами 2600 (± 250 м). Проектный горизонт – протерозой.

В 2012 г. ТОО «МАНГЫШЛАК-МУНАЙ» приобрел АО «Самрук-Энерго». В последующем в Компетентном органе была обоснована необходимость продления разведочных работ на месторождении Придорожное и в 2013 г. от Компетентного органа было получено разрешение на продление периода разведки до 29.08.2016 г. (письмо МНГ Республики Казахстан № 07-04/16707 от 22.10.2013 г.), а также рекомендовало разработать и представить в ЦКРР МНГ Республики Казахстан проектный документ на период продления разведки (протокол ЦКРР МНГ Республики Казахстан № 43/2 от 13.12.2013 г.).

В 2014 г. ТОО «НПЦ «Туран Гео» было составлено «Дополнение к проекту оценочных работ на месторождении Придорожное» (письмо Комитета геологии и недропользования МИНТ РК № 22-04-363-и от 20.05.2014 г.) [6], в связи с корректировкой рабочей программы в части изменений сроков бурения рекомендованных ранее разведочных скважин 15, 16, 17. Согласно Дополнению, в период март 2014 г. – январь 2015 г. пробурено три разведочные скважины 15, 16, 17.

Во всех вновь пробуренных скважинах получены высокодебитные притоки газа. Были исследованы пробы газа, отобранные из устьев и из различных глубин в скважинах, определены свойства и компонентные составы газов.

В 2015 г. ТОО «Reservoir Evaluation Services» подготовлен отчет «Подсчет запасов газа и попутных компонентов месторождения Придорожное в Созакском районе Южно-Казахстанской области Республики Казахстан» (по состоянию изученности на 01.07.2015 г.) [8]. Запасы газа утверждены ГКЗ Республики Казахстан протоколом № 1633-15-У от «14» декабря 2015 г. и поставлены на учет в Государственный баланс. Подсчитанные запасы природного газа по месторождению составили:

по категории C_1 геологические – 11745 млн.м³, извлекаемые - 9585 млн.м³,

по категории C_2 геологические – 4730 млн.м³, извлекаемые - 3949 млн.м³,

В 2016 г. ТОО «Научно-производственный центр» выполнен «Проект опытно-промышленной эксплуатации газовых залежей месторождения Придорожное», утвержденный КГН МИиР РК (Письмо №27-5-2510-И от 22.12.2016 г.) [9]. Срок реализации Проекта ОПЭ был рассчитан на 3 года, начиная с 2020 года.

В 2023 г. ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» был составлен «Проект разработки газового месторождения Придорожное» (протокол заседания ЦКРР РК № 46/15 от 14.12.2023 г.).

Настоящее «Дополнение к Проекту разработки газового месторождения Придорожное» (по состоянию на 01.01.2026 г.) выполнено ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» по договору (№ 01/03-08-63) с ЧК «TAIQONYR ENERGY Ltd.» согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений» [3] с учетом требований «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [2], и Технического задания Недропользователя.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Придорожное расположено в пределах блоков XXXI-44-Д (частично), Е (частично) в Созакском районе Туркестанской области Республики Казахстан и имеет географические координаты $45^{\circ}25'-45^{\circ}30'$ с.ш. и $68^{\circ}5'-68^{\circ}17'$ в.д.

Блилежащими промышленными центрами (по прямой) являются г. Жезказган в 260 км севернее, г. Кызылорда – в 223 км юго-западнее, г. Туркестан – в 240 км южнее и областной центр – г. Шымкент – в 365 км юго-восточнее (рис. 1.1).

Месторождение географически расположено в пределах степи Бетпакдала, где рельеф представляет слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками «плюс» 240-260 м.

Климат района резко континентальный, сухой, типичный для пустынных степей с колебаниями температуры от «плюс» 40°C – летом до «минус» 40°C – зимой. Атмосферные осадки выпадают мало. В районе месторождения почти все время года не прекращаются ветры с частыми пыльными бурями в летнее время и метелями – зимой.

Район отличается безводьем. Источниками питьевой и технической воды являются весьма редкие колодцы и артезианские скважины.

Растительный и животный мир района типичен для пустынных и полупустынных зон Казахстана.

Пути сообщения до районного и областного центров служат асфальтированная дорога, построенная для обеспечения близрасположенных объектов АО «НАК «КазАтомПром», грейдерная и грунтовые дороги, пригодные для транспорта лишь в сухое время года и труднопроходимых в период дождей и снеготаяния.



Рисунок 1.1 – Обзорная схема

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения месторождения

Месторождение Придорожное открыто в 1972 г. скважиной 3, в которой был получен фонтан газа из девонских отложений.

По состоянию на 01.01.2026 г. на балансе недропользователя числятся 11 поисковых скважин, из них во временной консервации находятся три скважины (16, 15, 17), в ликвидированном фонде - восемь скважин (2, 3, 4, 5, 6, 7, 12, 13).

После выполнения проекта разработки [11] новых скважин на месторождении не пробурено, в связи с чем изменений в представлении геологического строения месторождения не появилось.

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

Месторождение Придорожное расположено в Шу-Сарысуйской газогелиеносной области, где в разрезе палеозоя выделяются две соленосные толщи: нижняя — фаменская и верхняя — нижнепермская, соленосные толщи выполняют роль покрышек.

В геологическом строении месторождения принимают участия три структурных этажа:

- нижний – каледонский складчатый фундамент;
- средний - породы среднего, верхнего палеозоя (отложения девона и карбона);
- верхний – платформенный, сложен отложениями мезозоя (верхний мел) и кайнозоя (палеоген).

Палеозойская эра, PZ

Нерасчлененная толща нижнего и среднего девона, D₁₊₂

Породы этого возраста вскрыты тремя скважинами 4, 15, 16 на глубинах 2495 м, 2501,7 м, 2451,6 м соответственно.

В разрезе присутствуют гравелиты и алевролиты. Гравелиты коричневатого-серые, зеленоватого-серые, полимиктовые, грубообломочные, плотные среднекрепкие, крепкие. Алевролиты коричневатого-зеленоватого-серые, тонкозернистые, частично грубозернистые, плотные средней крепости.

Максимальная вскрытая толщина составляет 92 м в скважине 15.

Средний девон, D₂

Среднедевонские отложения в пределах рассматриваемого участка развиты не повсеместно. На месторождении Придорожное они вскрыты скважинами 5, 6, 10 и представлены терригенными породами: песчаниками преимущественно бурого цвета, реже серого, среднезернистыми, переходящие вниз к крупно- и грубозернистым, на

глинисто-железистом цементе. Встречаются редкие тонкие прослои серо-зеленого плотного аргиллита.

Вскрытая толщина составляет 48 м (скв.10), 83 м (скв. 5), 217,8 м (скв.6).

Верхний девон, D₃

Верхнедевонские отложения по литологическому составу разделяются на соленосную (условно стратифицируется как верхнедевонско-турнейские отложения) и терригенную подсоленосную толщу.

Подсолевая толща представлена преимущественно песчаниками с редкими прослоями аргиллитов и доломитов. В скважинах 4, 15, 16, 17 перекрывает размытую поверхность фундамента. В скважинах 5, 6, 10 верхнедевонские отложения залегают на среднедевонских песчаниках.

Породы в нижней части представлены серо-коричневыми гравелитами, вверх по разрезу зернистость уменьшается, и в кровельной части они переходят глинистые разности, с наличием маломощных пропластков глинистых песчаников.

Вскрытая толщина верхнедевонских отложений составляет от 164 м (скв.5) до 416 м (скв.15).

В разрезе верхнего девона выделяются три продуктивных горизонта: D-1, D-2, D-3 (сверху вниз).

Каменноугольная+Верхнедевонская система C₁+D₃

Турнейский + Верхнедевонский ярусы C_{1t}+D₃

Толща верхнедевон-турнейского возраста литологически представлена глинами с переслаиванием аргиллитов, реже алевролитов и песчаников, известняков и доломитов. Встречаются прослойки вкрапления каменной соли.

Соль прозрачная, сероватая, темно-серая с примесью глинисто-алевритового материала.

Глины от светло-серых до темно-серых, тонкослоистые, плитчатые, с рассеянными неравномерно мелкими кристаллами галита.

Алевролиты серые с зеленоватым оттенком, темно-серые, коричневато-красные на глинисто-галитовом цементе, слоистые с включениями соли и ангидрита и галита в виде гнезд.

Песчаники темно-серые микрозернистые на карбонатно-галитовом цементе, косолоистые. Угол падения слоев 45°.

Известняки темно-серые, почти черные, мелкооолитовый, песчано-оолитовый материал крепко сцементирован карбонатно-галитовым цементом.

Аргиллиты бурые, плотные, с прослоями серо-зеленоватых, без следов слоистости.

В породе отмечаются субвертикальные трещины шириной 0,5-0,8 см, выполненные галитом и ангидритом.

Толщина отложений варьирует от 180 м (скв.15) до 720м (скв.2).

В разрезе выделены два продуктивных горизонта CD-1 и CD-2.

Каменноугольная система С

Нижний карбон С₁

Каменноугольный комплекс, кроме нерасчленной девонско-турнейской пачки, представлен верхней частью турнейского яруса и нерасчленными отложениями визейско-серпуховского ярусов.

Турнейский ярус С_{1t}

Отложения турнейского яруса представлены двумя толщами: в нижней части – соленосной и в верхней – карбонатной.

Верхняя часть турнейского яруса сложена известняками темно-серого цвета с обилием фауны брахиопод. Известняки зернистой структуры, трещиноватые, переслаиваются с аргиллито-алевролитовыми породами (толщиной до 15м) и ангидритами. Толщина отложений турнейского разреза варьирует от 186м (скв.11) до 217м (скв.6).

Визейско-серпуховский ярус (нерасчлененный) С_{1v-s}

По литологическому составу отложения разделяются на три толщи: нижняя - терригенно-карбонатная, средняя – карбонатная, верхняя - карбонатно-терригенная.

Нижняя терригенно-карбонатная толща представлена известняками темно-серыми с прослоями алевролитов, аргиллитов, мергелей. Повсеместно отмечаются желваки ангидритов. В ней выделен продуктивный горизонт С-3. Толщина нижней пачки 146 м (скв 4)

Средняя карбонатная толща представлена известняками светло-серыми, темно-серыми, плотными, окремненными, с включениями ангидрита и обильной фауной брахиопод. В разрезе этой толщи выделен продуктивный горизонты С-2. Толщина карбонатной части 230 м (скв. 4).

Верхняя карбонатно-терригенная толща представлена переслаиванием темно-серых мергелей, алевролитов, песчаников, аргиллитов с одиночными прослоями известняков. В разрезе этой толщи выделен продуктивный горизонт С-1. Толщина верхней пачки 225 м (скв.4)

Средний карбон-С₂

В разрезе месторождения средний карбон представлен отложениями тастыкольской и джезказганской свит.

Тастыкольская свита (С₂tast)

Отложения тастыкольской свиты вскрыты только в скважине 10 и представлены терригенными породами, вскрытая толщина равна 410 м.

Средний-верхний карбон (С₂₊₃)**Жезказганская свита (С₂₊₃dg)**

На морских отложениях нижнего карбона с размывом трансгрессивно залегают отложения жезказганской свиты средне-верхнего карбона.

Нижняя половина представлена переслаиванием красноцветных песчаников кварц-полевошпатового состава, алевролитов и аргиллитов, реже встречаются прослои известняков от светло-серых до темно-серых слабо доломитизированных.

В верхней половине разреза преобладают песчаники с пропластками алевроитистых песчаников толщиной до 5-6 м и глин. Цвет пород преимущественно темно-коричневый. Глины алевроитистые, вязкие и плотные.

Толщина отложений жезказганской свиты изменяется за счет эрозионного среза от 586м (скв.14) на своде, до 730м (скв.5) на периклинале.

В скважине 10 с учетом тастыкольской свиты толщина средне-верхнекаменноугольных отложений С₂₊₃ составляет 1149м.

Пермская система Р**Нижняя пермь Р₁****Жиделисайская свита Р₁gd**

Отложения нижней перми вскрыты всеми скважинами. Литологически разделены на три пачки: нижняя – соленосная, средняя терригенная, верхняя- соленосная.

Нижняя пачка несогласно залегает на отложениях жезказганской свиты средне-верхнего карбона, сложена ангидритами с прослоями красноцветных алевролитов, песчаников и известняков.

Средняя терригенная пачка литологически представлена в нижней половине темно-коричневыми алевролитами с прослоями песчаников и аргиллитов, встречаются желваки ангидритов, в верхней половине – темно коричневыми аргиллитами с тонкими прослоями алевролитов и песчаников.

Верхняя соленосная пачка несогласно залегает на терригенной пачке. Породы представлены красно-коричневыми алевролитами, аргиллитами и гипсами (в виде гнезд и

прожилков), с подчиненными включениями ангидритов. Общая толщина нижнепермских отложений колеблется от 151 м (скв.15) до 626 м (скв.11).

Мезозойская эра (MZ)

Меловая система K

Верхний мел K₂

Отложения верхнего мела залегают с угловым несогласием на размытой поверхности нижнепермских отложений. Литологически породы представлены песками и песчаниками с прослоями глин и галечников. Пески и песчаники темно-серые, кварцевые, микрозернистые, переслаиваются с песчанистыми глинами серого цвета.

Толщина отложений колеблется от 86 м (скв.14) до 196 м (скв.10).

Кайнозойская эра (Kz)

Палеогеновая система P

Верхний эоцен- P_{2_3} и Средний эоцен- P_{2_2}

Отложения палеогена залегают с размывом на породах верхнего мела и представлены эоценом, состоящим из верхнего и среднего ярусов. Литологически сложены переслаиванием пестроцветных глин, песков, в верхней части разреза с включениями галечников.

Толщина отложений среднего эоцена варьирует от 82 м (скв. 4) до 130 м (скв.11).

Толщина отложений верхнего эоцена варьирует от 48 м (скв.2) до 81 м (скв.4).

2.1.2 Тектоника

Структура Придорожная расположена в восточной бортовой части Кокпансорской впадины, в которой выделено 9 структур 2-го порядка.

По данным сейсмики на площади Придорожная были построены структурные карты по основным отражающим горизонтам, при этом наблюдается совпадение структурных планов по девонским и нижнекаменноугольным отложениям с увеличением контрастности структур с глубиной. Имеются локальные различия в восточной части участка (в районе скважины 6) между каменноугольными и девонскими горизонтами.

По поверхности *верхнедевонских отложений* (ОГ IV) структура Придорожная представляет собой антиклиналь, примыкающую с севера к разлому F1. Свод по замкнутой изогипсе –2160 м имеет размеры 5,0 х 1,5 км. В сводовой части структура осложняется серией малоамплитудных субширотных и субмеридиональных сбросов. Разломом f₆ структура делится на два блока I и II (Рис. 2.1.2.1)

На севере за разломом F_1 отмечается опущенное крыло, на юго-западе за разломом f_8 отмечается малоамплитудное поднятие размерами 4,7 x 0,6 км по оконтуривающей изогипсе -2280 м.

Структурная карта по *отражающему горизонту внутри $C_{1t}+D_3$* отражает строение продуктивного горизонта CD-1. Структура вырисовывается в виде полуантиклинальной складки примыкания к разлому F_1 со сводом на глубине -1800-1940 м, также делится на два блока - I и II. На юго-западе участка прослеживаются следы сформированной в девонском комплексе отложений небольшой полуантиклинальной складки, примыкающей к разломам f_8 и f_{13} (Рис.2.1.2.2).

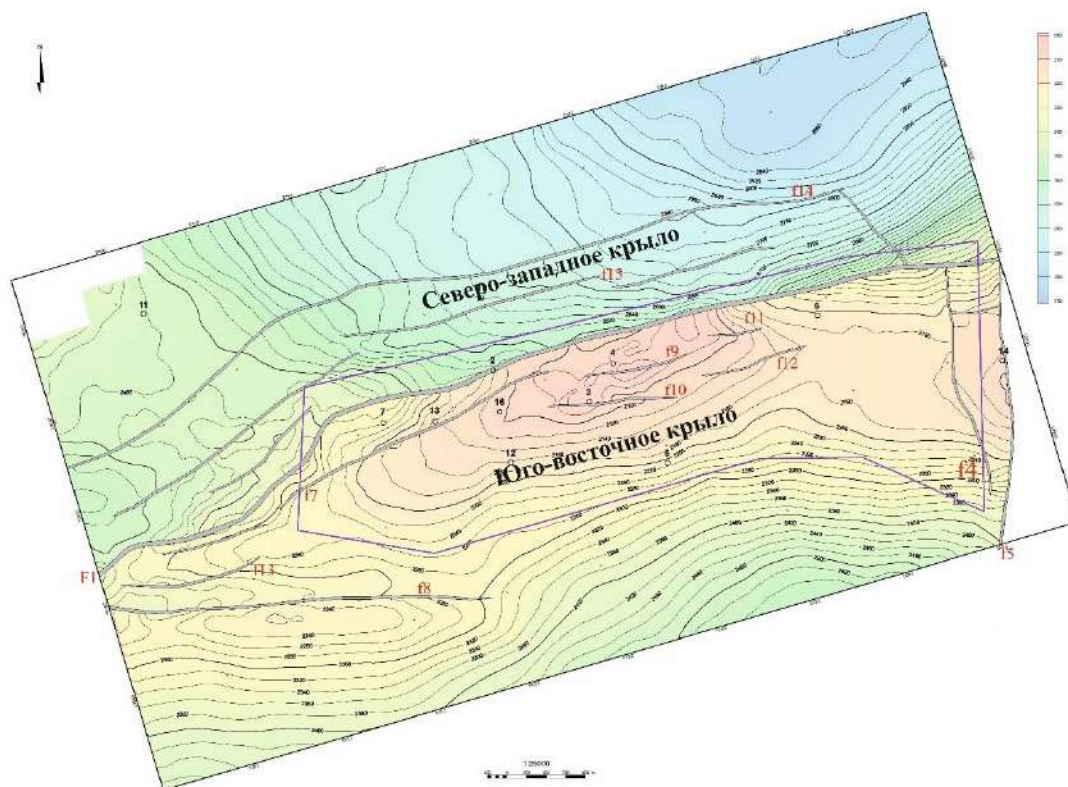


Рисунок 2.1.2.1 - Структурная карта по IV отражающему горизонту (поверхность верхнедевонских отложений-D3)

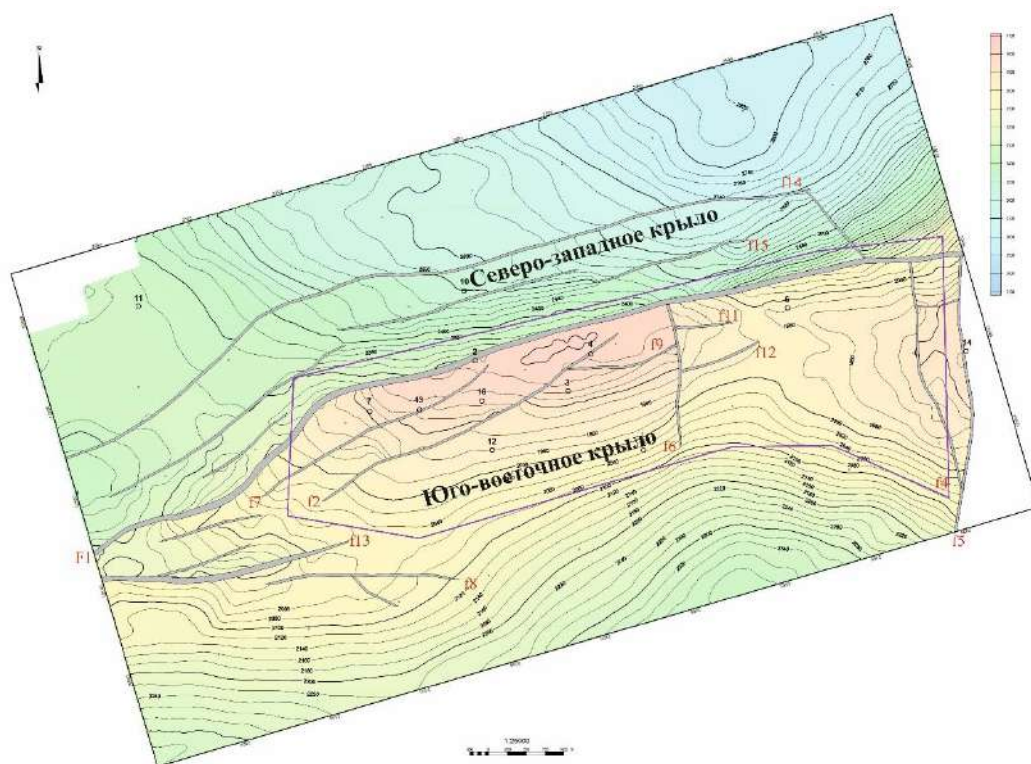


Рисунок 2.1.2.2 - Структурная карта отражающему горизонту внутри C1t+D3 (ТОО «RES» 2014г.)

По *отражающему горизонту IIIк* (подошва жезказганской свиты - C_{2+3dg}) определяющему строение продуктивных горизонтов C-1, C-2, C-3, представлена как широкая линейная антиклинальная складка, примыкающая с юга к взбросу (F_1) амплитудой до 450-660 м. Свод оконтуривается изолинией -780 м и осложнен малоамплитудным разрывным нарушением. Размеры структуры по замыкающей изогипсе -1140 м и ограничивающим линиям разрывных нарушений составляют 11,3 x 3,3 км (рис. 2.1.2.3).

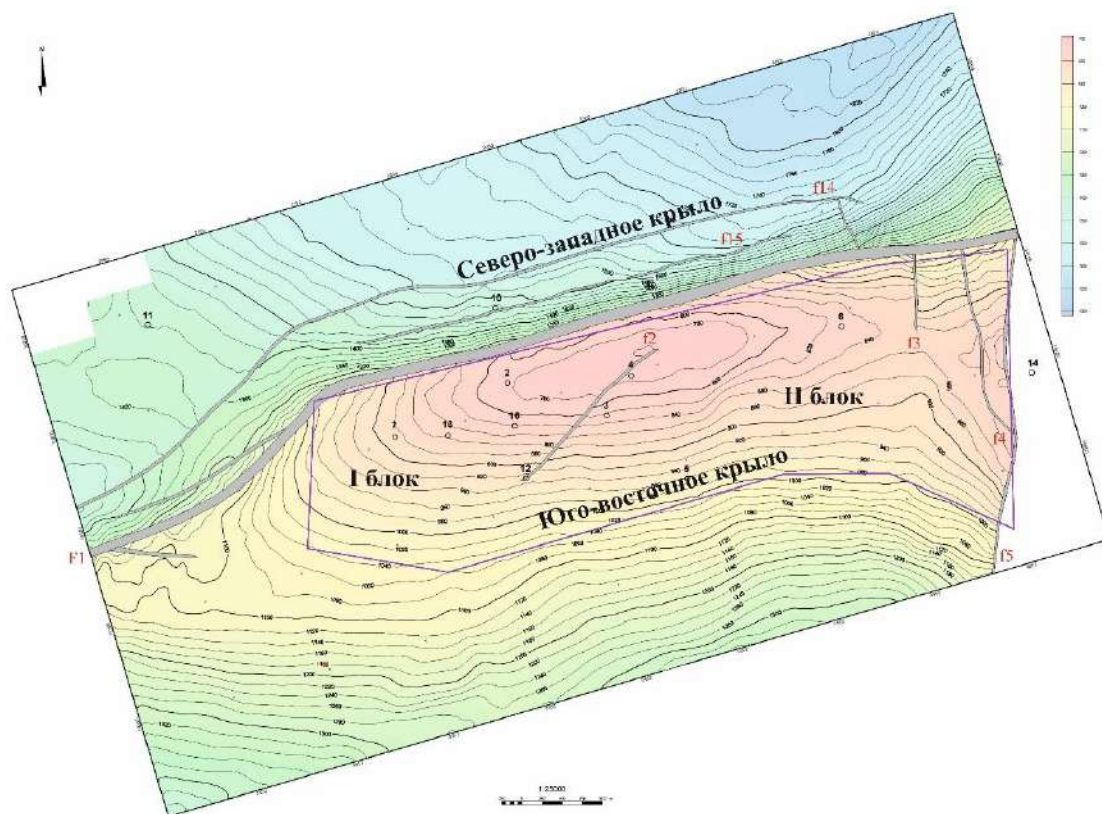


Рисунок 2.1.2.3 - Структурная карта по отражающему горизонту Шк

2.1.3 Газоносность

Месторождение Придорожное в газоносном отношении относится к Шу-Сарысуйской газоносной провинции.

По состоянию на 01.01.2026 год на месторождение пробурены 11 скважин, из них 8 скважин поисковые, пробуренные в период с 1969 по 1975 годы и три скважины разведочные, пробуренные в 2014-2015 годы. Все поисковые скважины ликвидированы, разведочные находятся во временной консервации.

На месторождении по данным ГИС и опробований, проведенных при бурении поисковых и разведочных скважин, было выявлено 8 газоносных горизонтов, приуроченных к каменноугольной (визейско-серпуховский ярус C_{1v-s}) - горизонты С-1, С-2, С-3, к нерасчлененной каменноугольной - верхнедевонской толще (карбон-девон) - горизонты CD-1, CD-2 и к отложениям верхнего девона - горизонты D-1, D-2, D-3.

Пласты коллекторы горизонтов С-1, С-2, С-3 литологически представлены известняками и доломитами с включениями аргиллитов и ангидритов. Известняки и доломиты темно-серого до светло-серого цвета, крепкие, плотные, трещиноватые.

Продуктивный разрез горизонтов CD-1 и CD-2 литологически представлен известняками, доломитами и глинами серого, зеленовато-серого цвета, известняки тонко-мелкозернистые, доломитистые, доломиты - известковистые.

Пласты-коллекторы горизонтов D-1 D-2 D-3 представлены песчаниками, гравелитами, алевролитами, аргиллитами, доломитами и ангидритами бурого, серого и темно-серого цвета.

Пустотное пространство представлено порами и трещинами.

Ниже приведено описание горизонтов, в таблице 2.1.1 приведена краткая характеристика горизонтов.

Горизонт С-1 вскрыт всеми скважинами 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12, 13, 15, 16, 17. По ГИС в скважинах 2, 3, 4, 5, 6, 7, 12, 13, 15, 16, 17 выделены газонасыщенные коллекторы, в скважинах 10, 11 - водонасыщенные. Продуктивность подтверждена опробованием в эксплуатационной колонне в скважинах 2, 4, 6, 13, 15, 16, 17, в которых были получены притоки газа дебитами от 4,7 тыс.м³/сут ($\varnothing=5,3$ мм) в скважине 13 до 24,3 тыс.м³/сут ($\varnothing=21$ мм) в скважине 16. Залежь оконтурена в пределах двух блоков, ГВК в пределах I блока находится на отметке -1115 м, принят по прямому ГВК в скважине 7. При этом, нижняя отметка получения притока газа наблюдается на абс. отметке -1105,6 м в скважине 16, а верхняя отметка пластовой воды в скважине 7 находится на отметке -1114,7 м. ГВК во II блоке ниже на 50 метров, отбит на абс. отметке -1155,6 м по прямому разделу газ-вода в скважине 12.

По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная.

Горизонт С-2 вскрыт всеми скважинами 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12, 15, 16, 17, за исключением скважины 13. По ГИС газонасыщенные коллекторы выделены в скважинах 2 и 16, пробуренных в пределах I блока, в скважинах, пробуренных в пределах II блока коллекторы водонасыщенные. Продуктивность подтверждена опробованием в открытом стволе в скважине 2, где был получен слабый приток горючего газа.

ГВК для I блока принят на отметке -1301 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 16. При этом, кровля водонасыщенного коллектора отмечается в скважине 7 на отметке -1322 м.

По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически-экранированная.

Горизонт С-3 вскрыт всеми скважинами 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12, 15, 16, 17, за исключением скважины 13. По ГИС только в скважине 2, пробуренной в пределах I блока, выделены газонасыщенные коллекторы, в остальных скважинах коллекторы водонасыщенные. Продуктивность подтверждена опробованием в открытом стволе в скважине 2, где был получен слабый приток горючего газа. ГВК принят по подошве

газонасыщенного пласта в скважине 2 на отметке -1401,1 м. Кровля водонасыщенного пласта в скважине 16 находится на отметке -1404,2 м.

По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически-экранированная.

Горизонт CD-1 вскрыт скважинами 2, 3, 4, 5, 6, 10, 11, 12, 15, 16, 17. По ГИС в разрезе горизонта выделены газонасыщенные коллекторы в скважинах 3, 4, 6, 15, 16, водонасыщенные в скважинах 2, 5, 10, 11, 12, 17.

Продуктивность горизонта подтверждена опробованием в эксплуатационной колонне в скважинах 4, 16. В скважине 4 был получен слабый приток газа, в скважине 16 дебитом 59,8 тыс. м³/сут (Ø=15мм).

В скважине 15 был перфорирован интервал 2058,5-2064,2 м, 2084,9-2090,0 м (совместно CD-1+CD-2+D-1), но притока газа из пласта получено не было, а был получен незначительный приток технической воды.

ГВК в пределах обоих блоков принят условно по подошве газонасыщенного пласта, в пределах I блока он находится на отметке -1872,7 м (скважина 3), во II блоке на отметке -1994 м (скважина 6).

По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная.

Горизонт CD-2 вскрыт скважинами 2, 3, 4, 5, 6, 10, 11, 12, 15, 16, 17. По ГИС в разрезе выделены газонасыщенные коллекторы в скважинах 3, 4, 6, 15, 16, 17, водонасыщенные в скважинах 2, 5, 10, 11, 12.

Продуктивность подтверждена опробованием в эксплуатационной колонне в скважинах 16 и 4, пробуренных в пределах I блока, в которых были получены притоки газа дебитом 9,9 тыс.м³/сут (Ø=7мм) и 31,7 тыс. м³/сут (Ø=7,7мм) соответственно. В скважинах 15 и 17 горизонт был тестирован с помощью прибора PLT, и по результатам освоения, притока из пласта получено не было.

ГВК в пределах I блока обоснован на отметке -2035,9 м по самой низкой отметке подошвы газонасыщенного пласта в скважине 17. Нижняя отметка получения газа наблюдается в скважине 16 на такой же глубине -2035,9м.

Залежь в пределах II блока оконтурена по результатам ГИС скважины 6, ГВК принят по подошве газонасыщенного пласта этой скважины на отметке -2128,7 м.

По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная.

Горизонт D-1 вскрыт скважинами 2, 3, 4, 5, 6, 10, 11, 12, 15, 16, 17, из них в скважинах 3, 4, 6, 15, 16, 17 выделены газонасыщенные коллекторы, в остальных скважинах - водонасыщенные.

Продуктивность подтверждена в пределах I блока, опробованием совместно с горизонтом D-2 скважины 16, в которой был получен приток газа дебитом 9,9 тыс.м³/сут (Ø=7мм). В скважинах 15 и 17 было выполнено тестирование с помощью прибора PLT, но притока получено не было.

По данным интерпретации ГИС самая нижняя отметка газонасыщенного пласта в блоке I отмечается в скважине 16 на глубине -2135,3 м, пласт опробован до отметки -2133,0 м. Кровля водонасыщенного пласта отбивается на глубине -2161м в скважине 12, то есть на 26 м ниже, с учетом этих данных ГВК принят по подошве газонасыщенного пласта в скважине 16 на абс. отметке -2135,3 м. Для блока II ГВК принят условно на отметке -2234,5м по подошве газонасыщенного пласта в скважине 6.

По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная.

Горизонт D-2 вскрыт скважинами 3, 4, 5, 6, 10, 11, 12, 15, 16, 17. По ГИС газонасыщенные коллекторы выделены в скважинах 3, 4, 6, 12, 15, 16, 17 водонасыщенные в скважинах 5, 10. Продуктивность подтверждена опробованием в эксплуатационной колонне в скважине 16, в которой был получен приток газа дебитом $Q_{г}=9,9$ тыс.м³/сут (Ø=7мм) совместно с горизонтом D-1.

В блоке I по данным интерпретации ГИС самая низкая подошва газонасыщенного пласта отмечается в скважине 12 на отметке -2221,2 м, верхняя отметка кровли водонасыщенного пласта отмечается в скважине 5 на абс. отметке -2240,9 м. Нижняя отметка перфорационного пласта, из которого получен газ в скважине 16, находится на абс. глубине -2161,6 м. Учитывая вышесказанное, для I блока ГВК принят условно на отметке -2221,2 м. Для II блока ГВК принят по подошве газонасыщенного пласта в скважине 6 на абсолютной отметке -2266,4 м.

По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная.

Горизонт D-3 вскрыт скважинами 4, 5, 6, 10, 11, 12, 15, 16, 17. По ГИС горизонт газонасыщен в скважинах 4, 12, 15, 16, 17, в скважинах 5 и 6 отмечается прямой контакт газ-вода, водонасыщен в скважинах 10, 11.

Продуктивность подтверждена опробованием в эксплуатационной колонне в скважинах 4, 12, 15, 16, 17, в которых были получены притоки газа дебитом от 7,4

тыс.м³/сут (Ø=1,88мм) в скважине 12 до 82,5 тыс.м³/сут. (Ø=34,92мм) в скважине 4. В скважинах 15 и 17 по PLT были отмечены слабые притоки газа. Залежь не делится на блоки, так как разломы трассируются только в своде и на уровень ГВК не оказывают влияние. ГВК принят на абс. отметке -2302,9 м, по скважинам 5 и 6, в которых по ГИС отмечается четкий раздел газ-вода.

По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная.

Таблица 2.1.1 – Характеристика залежей

Гори- зонт, залежь	Блок	Тип залежи	Характер насыщения	Абс. отметка ГВК, м	Площадь газонасыщенности и тыс. м ²
1	2	3	4	5	6
С-1	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная	газовый	-1115	5634
	II			-1155,6	14445
С-2	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	газовый	-1301	2597
С-3	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	газовый	-1401,1	1858
CD-1	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная	газовый	-1872,7	2854
	II			-1994	4925
CD-2	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная	газовый	-2035,9	2693
	II			-2128,7	2777
D-1	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная	газовый	-2135,3	3582
	II			-2234,5	6096
D-2	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная	газовый	-2221,2	6191
	II			-2266,4	5462
D-3	I	Пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная	газовый	-2302,9	15041

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

Как уже отмечалось выше, на месторождении выделено 8 горизонтов, с которыми связаны газовые залежи, три из них приурочены к каменноугольным отложениям (С-1, С-2, С-3), две к нерасчлененной толще карбон-девона (CD-1, CD-2) и три к отложениям девона (D-1, D-2, D-3).

По ГИС пробуренных скважин горизонты (залежи) четко выделяются в разрезе и прослеживаются по всей площади, разделом между горизонтами являются плотные породы, которые являются покрывкой.

Промышленная продуктивность горизонтов С-1, С-2, С-3 и CD-1, CD-2 связана с карбонатным коллектором, представленным известняками и доломитами, и их переходными разностями известняками доломитистыми и доломитами известковистыми. Промышленная продуктивность горизонтов D-1, D-2, D -3 связана с терригенным коллектором, представленным песчаниками и алевролитами.

Общая толщина залежи посчитана как разница между подошвой нижнего и кровлей верхнего коллекторов, а там, где выделен один коллектор, высчитывалась как разница между кровлей и подошвой этого коллектора. Общая толщина выделенных коллекторов изменяется от первых метров до десятков метров.

Средние значения общих толщин по залежам изменяются в пределах от 15,8 до 184,2 м (таблица 2.2.1). Наименьшую общую толщину менее 20 метров имеют залежи CD-1, CD-2 толщины соответственно равны 17,5 и 15,8 м. Наибольшая средняя общая толщина отмечается по залежи С-1 и равна 184,2 м.

Эффективная толщина в скважине определялась как сумма эффективных толщин всех выделенных коллекторов, она всегда меньше общей толщины, так как при определении эффективной толщины из общей толщины вычитались плотные и глинистые прослои. Колебания средних значений эффективных толщин составляют от 12,0 м (залежь CD-2) до 149,7 м (залежь С-1).

Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин пластов

Пласт	Толщина	Наименование	Зоны пласта		В целом по горизонту
			газовая	газоводяная	
1	2	3	4	5	6
С-1	Общая	Количество скважин	6	5	11
		Средняя, м	180,8	188,3	184,2
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,002	0,001	0,096
		Интервал изменения, м	163,0-191,1	183,5-195,3	163,0-195,3
	Эффективная	Количество скважин	6	5	11
		Средняя, м	150,3	153,6	149,7
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,025	0,005	0,154
		Интервал изменения, м	115,3-182,2	154,6-180,6	115,3-182,2
	Газонасыщенная	Количество скважин	6	5	11
		Средняя, м	150,3	87,6	128,9
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,025	0,091	0,277
		Интервал изменения, м	115,3-182,2	50,3-108,6	50,3-182,2
С-2	Общая	Количество скважин	1*	1*	2
		Средняя, м	88,5*	92,9*	90,7
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,001
		Интервал изменения, м	-	-	88,5-92,9
	Эффективная	Количество скважин	1*	1*	2
		Средняя, м	88,5*	1,3*	44,9
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,943
		Интервал изменения, м	-	-	1,3-88,5
	Газонасыщенная	Количество скважин	1*	1*	1
		Средняя, м	88,5*	1,3*	44,9
		Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	0,943
		Интервал изменения, м	-	-	1,3-88,5
С-3	Общая	Количество скважин		1*	1*
		Средняя, м		98,7*	98,7
		Коэффициент вариации, д.ед.		-	-
		Интервал изменения, м		-	-
	Эффективная	Количество скважин		1*	1*
		Средняя, м		98,7*	98,7*
		Коэффициент вариации, д.ед.		-	-
		Интервал изменения, м		-	-
	Газонасыщенная	Количество скважин		1*	1*
		Средняя, м		52,6*	52,6*
		Коэффициент вариации, д.ед.		-	-
		Интервал изменения, м		-	-
CD-1	Общая	Количество скважин	5	-	5
		Средняя, м	17,5	-	17,5
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,217	-	0,217
		Интервал изменения, м	10,2-32,7	-	10,2-32,7
	Эффективная	Количество скважин	5	-	5
		Средняя, м	12,6	-	12,6
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,077	-	0,077
		Интервал изменения, м	8,6-18,2	-	8,6-18,2
	Газонасыщенная	Количество скважин	5	-	5
		Средняя, м	12,6	-	12,6
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,077	-	0,077
		Интервал изменения, м	8,6-18,2	-	8,6-18,2

Продолжение таблица 2.2.1

CD-2	Общая	Количество скважин	5	1*	6
		Средняя, м	15,2	18,5*	15,8
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,209	-	0,168
		Интервал изменения, м	9,7-28,7	-	9,7-28,7
	Эффективная	Количество скважин	5	1*	6
		Средняя, м	11,7	13,8*	12,0
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,310	-	0,248
		Интервал изменения, м	1,9-22,2	-	1,9-22,2
	Газонасыщенная	Количество скважин	5	1*	6
		Средняя, м	11,7	11,7*	11,7
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,310	-	0,258
		Интервал изменения, м	1,9-22,2	-	1,9-22,2
D-1	Общая	Количество скважин	6	-	6
		Средняя, м	29,8	-	29,8
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,055	-	0,055
		Интервал изменения, м	17,0-39,1	-	17,0-39,1
	Эффективная	Количество скважин	6	-	6
		Средняя, м	23,9	-	23,9
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,170	-	0,170
		Интервал изменения, м	7,3-39,1	-	7,3-39,1
	Газонасыщенная	Количество скважин	6	-	6
		Средняя, м	23,9	-	23,9
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,170	-	0,170
		Интервал изменения, м	7,3-39,1	-	7,3-39,1
D-2	Общая	Количество скважин	7		7
		Средняя, м	26,5		26,5
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,011		0,011
		Интервал изменения, м	23,7-31,0		23,7-31,0
	Эффективная	Количество скважин	7		7
		Средняя, м	24,2		24,2
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,029		0,029
		Интервал изменения, м	16,7-31,0		16,7-31,0
	Газонасыщенная	Количество скважин	7		7
		Средняя, м	10,4		10,4
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,029		0,029
		Интервал изменения, м	16,7-31,0		16,7-31,0
D-3	Общая	Количество скважин	5	2	7
		Средняя, м	90,2	94	91,3
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,006	0,004	0,006
		Интервал изменения, м	79,3-100,9	88,3-99,7	79,3-100,9
	Эффективная	Количество скважин	5	2	7
		Средняя, м	71,3	92,3	77,3
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,067	0,002	0,057
		Интервал изменения, м	53,8-97,9	87,7-96,6	53,8-97,9
	Газонасыщенная	Количество скважин	5	2	7
		Средняя, м	71,3	31,7	60,0
		Коэффициент вариации, д.ед.	0,067	0,001	0,157
		Интервал изменения, м	53,8-97,9	30,5-32,9	30,5-97,9

На графических приложениях 9-16 видно, что зоны литологического замещения коллекторов отсутствуют, т.е. коэффициенты распространения всех залежей равны 1.

Коэффициент песчанистости, характеризующий долю коллектора имеет широкий диапазон, составляющий от 0,5 до 0,91. Наиболее высокими значениями песчанистости ($\geq 0,8$ д.ед.) при низких значениях вариации ($\leq 0,2$ д.ед.) обладают пласты С-1, CD-1, D-2, D-3 что свидетельствует об устойчивом развитии песчаных интервалов и их относительной однородности по площади. Низкая вариабельность песчанистости говорит об отсутствии резких изменений коллекторских свойств, что подтверждает латеральную выдержанность этих пластов и их устойчивость.

Средние значения коэффициента расчлененности колеблются от 1,0 до 5,0 д.ед. Наиболее однородными пластами, обладающие низкими средними значениями расчлененности и низкими коэффициентами вариации – это пласты CD-1, CD-2. Наиболее неустойчивое развитие, слабая выдержанность пропластков по разрезу, судя по низкому коэффициенту расчлененности и высокому коэффициенту вариации, характерно для пласта D-2.

В таблице 2.2.2. приведены статистические показатели характеристик неоднородности залежей.

Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)

Пласт	Кол-во скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, (доля коллектора) доли ед.			Коэффициент расчлененности, доли ед.			Характеристика прерывистости
		среднее значение	коэфф. вариации	интервал изменения	среднее значение	коэфф. вариации	интервал изменения	
С-1	11	0,84	0,017	0,63-0,98	5,0	0,495	2-13	нет
С-2	2	0,5	0,961	0,01-1,0	1,0	0	1-1	нет
С-3	1*	0,91*	-	-	2,0*	-	-	нет
CD-1	5	0,85	0,121	0,26-1,0	1,2	0,111	1-2	нет
CD-2	6	0,76	0,138	0,17-1,0	1,7	0,200	1-3	нет
D-1	6	0,78	0,091	0,43-1,0	3,2	0,645	1-8	нет
D-2	7	0,91	0,014	0,70-1,0	2,6	0,858	1-8	нет
D-3	7	0,84	0,035	0,59-0,99	4,4	0,173	1-7	нет

Характеристика фильтрационно-емкостных свойств выполнена на основе интерпретации материалов ГИС по 13 скважинам и данных, полученных на керне, отобранном в 11 скважинах. Во всех пробуренных скважинах проведены общие и детальные промыслово-геофизические исследования.

Выделение пластов-коллекторов проводилось по качественным признакам ГИС, с привлечением данных ГТИ, опробований и PLT. С целью недопущения пропуска коллекторов количественный критерий граничного значения пористости не учитывался.

Объемная глинистость коллекторов рассчитывалась по методу ГК; пористость определялась по комплексу методов АК-НК-ГГКП [9]. Коэффициент газонасыщенности коллекторов рассчитывался по методам сопротивления с использованием петрофизических связей, построенных на керне месторождения. Проницаемость по ГИС не рассчитывалась.

Общая проходка с отбором керна составила 1529,53м; вынесено 741,94м или 48,51% от проходки. В интервале продуктивных горизонтов проходка с отбором керна составила 314,62м; вынос 267,47м или 85,01% от проходки.

Анализы керна проведены на образцах из 4 скважин - 13, 15, 16, 17. Всего изучено стандартным комплексом 737 образцов керна; из них представительных 620 образцов, специальные исследования проведены на 93 образцах.

Стандартный комплекс состоял из определения спектрометрического гамма-каротажа; абсолютной газопроницаемости параллельно напластованию пород; пористости по гелию; плотности зерен; фракционного состава и карбонатности пород.

Специальные исследования включали определение относительной фазовой проницаемости методом центрифугирования; кривых капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны; ядерно-магнитного резонанса; петрографическое описание шлифов; рентгенографический анализ пород и глинистых минералов; палинологический и биостратиграфический анализы.

Каменноугольные отложения C1v+s (горизонты C-1, C-2, C-3) вскрыты всеми пробуренными скважинами. Пласты-коллекторы охарактеризованы керном, отобранным из скважин 11, 13, 15, 16, 17, и представлены известняками, доломитами, аргиллитами и ангидритами. Пористость трещинная, межгранулярная.

Вынос керна по продуктивным отложениям C-1 составил 136,3 м (74,3% от проходки), изучено 235 образцов: пористость изменяется от 0,001 до 0,04 д.ед., проницаемость - от 0,001 до $5,072 \cdot 10^{-3}$ мкм². По продуктивным отложениям C-2 вынесено 27,54 м (100% от проходки), изучено 66 образцов. Пористость изменяется в пределах 0,001-0,081 д.ед., проницаемость - 0,002 до $23,37 \cdot 10^{-3}$ мкм². Из пластов-коллекторов C-3-горизонта вынесено 1,74 м (91,58% от проходки). Изучено 5 образцов, пористость которых варьирует в диапазоне 0,004 до 0,05 д.ед., проницаемость - от 0,005 до $2,825 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Отложения нижнего карбона турнейского яруса и верхнего девона C1t+D₃ (горизонты CD-1, CD-2) вскрыты скважинами 2, 3, 4, 5, 6, 10, 11, 12, 15, 16, 17. Пласты-коллекторы охарактеризованы керном, отобранным из скважин 5, 6, 10, 11, 15, 16, 17, и

представлены известняками, доломитами и аргиллитоподобными глинами. Пористость трещинная, межгранулярная.

Вынос керна по продуктивным отложениям CD-1 составил 16,44 м (100% от проходки), изучено 9 образцов. Пористость для горизонта изменяется в пределах от 0,006 до 0,24 д.ед., проницаемость - от 0,011 до $5,716 \cdot 10^{-3}$ мкм². По продуктивным пластам горизонта CD-2 вынесено 8,3 м (100% от проходки), изучено 15 образцов. Пористость изменяется от 0,106 до 0,17 д.ед., проницаемость - от 0,131 до $83,8 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Верхнедевонские отложения D₃ (горизонты D-1, D-2, D-3): отложения горизонта D-1 вскрыты скважинами 2, 3, 4, 5, 6, 10, 11, 12, 15, 16, 17. Пласты-коллекторы охарактеризованы керном, отобранным из скважин 3 и 6. По геологическому описанию они представлены алевритами, аргиллитами, песчаниками, доломитами и ангидритами. Пористость трещинная, межгранулярная.

Керн горизонта D-1 стандартным комплексом не изучен, поэтому фильтрационно-емкостная характеристика коллекторов приведена только по ГИС: пористость изменяется в диапазоне 0,02-0,03 д.ед.; проницаемость не определялась.

Отложения горизонта D-2 вскрыты скважинами 3, 4, 5, 6, 10, 11, 12, 15, 16, 17. Пласты-коллекторы охарактеризованы керном, отобранным из скважин 6, 10, 16, 17. По геологическому описанию горизонт представлен песчаниками и алевритистыми глинами.

Вынос керна по продуктивным отложениям горизонта D-2 составил 18,52 м (100% от проходки), изучено 55 образцов. Пористость для пластов-коллекторов D-2 изменяется в пределах от 0,02 до 0,08 д.ед., проницаемость - от 0,008 до $3,989 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Отложения горизонта D-3 вскрыты скважинами 4, 5, 6, 10, 11, 12, 15, 16, 17. Пласты-коллекторы охарактеризованы керном, отобранным из скважин 5, 6, 10, 11, 15, 16, 17, и представлены песчаниками и гравелитами с редким включением аргиллита.

По продуктивным отложениям D-3 вынесено 60,37 м керна (99,92% от проходки), изучено 195 образцов. Пористость варьирует в диапазоне 0,01 - 0,17 д.ед., проницаемость - 0,004 - $286,32 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности по объектам разработки

Метод определения	Наименование	Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	Пористость, д.ед.	Газонасыщенность, д.ед.
1	2	3	4	5
С-1				
Лабораторные исследования	количество скважин	4	4	-
	кол-во определений	168	235	-
	среднее значение	0,076	0,015	-
	коэфф. вариации	5,482	0,825	-
	интервал изменений	0,001-5,072	0,0002-0,043	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	13	13
	кол-во определений	-	13	11
	среднее значение	-	0,033	0,59
	коэфф. вариации	-	0,275	0,061
	интервал изменений	-	0,02-0,05	0,52-0,67
Газодинамические исследования	количество скважин	2	-	-
	кол-во определений	3	-	-
	среднее значение	0,519	-	-
	коэфф. вариации	1,392	-	-
	интервал изменений	0,0042-1,54	-	-
С-2				
Лабораторные исследования	количество скважин	3	3	-
	кол-во определений	62	66	-
	среднее значение	0,519	0,0213	-
	коэфф. вариации	5,715	0,917	-
	интервал изменений	0,002-23,37	0,0017-0,081	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	13	13
	кол-во определений	-	12	2
	среднее значение	-	0,033	0,715
	коэфф. вариации	-	0,311	0,091
	интервал изменений	-	0,02-0,05	0,65-0,78
Газодинамические исследования	количество скважин	1	-	-
	кол-во определений	1	-	-
	среднее значение	7	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
С-3				
Лабораторные исследования	количество скважин	1	1	-
	кол-во определений	5	5	-
	среднее значение	0,746	0,00295	-
	коэфф. вариации	1,461	0,383	-
	интервал изменений	0,005-2,825	0,0038-0,0513	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	13	13
	кол-во определений	-	12	1
	среднее значение	-	0,027	0,55
	коэфф. вариации	-	0,234	-
	интервал изменений	-	0,02-0,04	-
Газодинамические исследования	количество скважин	1	-	-
	кол-во определений	1	-	-
	среднее значение	7	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5
CD-1				
Лабораторные исследования	количество скважин	2	2	-
	кол-во определений	6	9	-
	среднее значение	1,15	0,0516	-
	коэфф. вариации	1,782	1,325	-
	интервал изменений	0,011-5,716	0,0061-0,2396	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	13	13
	кол-во определений	-	9	4
	среднее значение	-	0,041	0,67
	коэфф. вариации	-	0,406	0,082
	интервал изменений	-	0,01-0,07	0,58-0,73
Газодинамические исследования	количество скважин	2	-	-
	кол-во определений	2	-	-
	среднее значение	0,035	-	-
	коэфф. вариации	0,707	-	-
	интервал изменений	0,006-0,035	-	-
CD-2				
Лабораторные исследования	количество скважин	1	1	-
	кол-во определений	15	15	-
	среднее значение	9,45	0,0127	-
	коэфф. вариации	2,149	0,138	-
	интервал изменений	0,131-83,8	0,106-0,174	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	13	13
	кол-во определений	-	9	5
	среднее значение	-	0,034	0,598
	коэфф. вариации	-	0,309	0,045
	интервал изменений	-	0,01-0,05	0,56-0,64
Газодинамические исследования	количество скважин	1	-	-
	кол-во определений	1	-	-
	среднее значение	0,035	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
D-1				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	12	12
	кол-во определений	-	7	4
	среднее значение	-	0,023	0,7
	коэфф. вариации	-	0,198	0,11
	интервал изменений	-	0,02-0,03	0,6-0,8
Газодинамические исследования	количество скважин	2	-	-
	кол-во определений	2	-	-
	среднее значение	0,029	-	-
	коэфф. вариации	0,228	-	-
	интервал изменений	0,022-0,035	-	-

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5
D-2				
Лабораторные исследования	количество скважин	2	2	-
	кол-во определений	55	55	-
	среднее значение	0,201	0,0509	-
	коэфф. вариации	3,687	0,322	-
	интервал изменений	0,008-3,989	0,018-0,08	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	13	13
	кол-во определений	-	9	7
	среднее значение	-	0,044	0,644
	коэфф. вариации	-	0,187	0,155
	интервал изменений	-	0,03-0,05	0,52-0,81
Газодинамические исследования	количество скважин	1	-	-
	кол-во определений	1	-	-
	среднее значение	0,022	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
D-3				
Лабораторные исследования	количество скважин	3	3	-
	кол-во определений	190	195	-
	среднее значение	10,623	0,0657	-
	коэфф. вариации	2,767	0,501	-
	интервал изменений	0,004-286,3	0,01-0,1708	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	13	13
	кол-во определений	-	9	7
	среднее значение	-	0,055	0,619
	коэфф. вариации	-	0,21	0,075
	интервал изменений	-	0,03-0,07	0,58-0,73
Газодинамические исследования	количество скважин	3	-	-
	кол-во определений	3	-	-
	среднее значение	0,962	-	-
	коэфф. вариации	0,875	-	-
	интервал изменений	0,116-2,11	-	-

Таблица 2.2.4 – Статистические ряды распределений проницаемости продуктивных горизонтов

№№ п/п	По данным геофизических исследований		По данным лабораторного изучения керна	
	Интервалы изменения, *10 ⁻³ мкм ²	Число случаев	Интервалы изменения, *10 ⁻³ мкм ²	Число случаев
1	2	3	4	5
C-1				
1	0,0-0,1	-	0,0-0,1	54
2	0,1-1	-	0,1-1	-
3	1-10	-	1-10	-
4	10-100	-	10-100	-
5	100-1000	-	100-1000	-
C-2				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	38
	0,1-1	-	0,1-1	2
	1-10	-	1-10	1
	10-100	-	10-100	1
	100-1000	-	100-1000	-
C-3				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	3
	0,1-1	-	0,1-1	1
	1-10	-	1-10	1
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-
CD-1				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	-
	0,1-1	-	0,1-1	3
	1-10	-	1-10	-
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-
CD-2				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	7
	0,1-1	-	0,1-1	5
	1-10	-	1-10	8
	10-100	-	10-100	2
	100-1000	-	100-1000	-
D-1				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	-
	0,1-1	-	0,1-1	-
	1-10	-	1-10	-
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-
D-2				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	75
	0,1-1	-	0,1-1	2
	1-10	-	1-10	2
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-
D-3				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	81
	0,1-1	-	0,1-1	23
	1-10	-	1-10	11
	10-100	-	10-100	7
	100-1000	-	100-1000	1

2.3 Свойства и состав газа и воды

С целью определения физико-химических свойств и компонентного состава свободного газа всего по месторождению было проанализировано 72 пробы, отобранные из скважин 2, 3, 4, 5, 6, 12, 13, 15, 16 и 17. Из общего числа проанализированных проб 15 относятся к глубинным пробам газа. После выполнения проекта разработки [11] отбор и исследование новых проб газа не проводились.

По скважинам, пробуренным в период поисковых работ, свойства и химический состав газа изучались в лабораториях ЮКТГУ, СредАзНИИГаза, ВНИГНИ и ВНИГРИ. В большинстве случаев газ отбирался на устье скважин. Пробы, отобранные в 2014–2015 гг., были исследованы в лабораториях: глубинные пробы — в ТОО «Kazpetrotest LLP» (г. Аксай), устьевые пробы — в ТОО «Хим.Лаб. Сервис КЗ» (г. Актобе).

Из общего числа проб были отбракованы 2 пробы из скважин 15 (дата отбора: 26.02.2015г.) и 16 (дата отбора: 26.11.2014г) по причине несоответствия полученных свойств (аномально низкое содержание метана) в сравнении с остальными пробами, а также из-за высокого значения относительной плотности по воздуху.

2.3.1 Компонентный состав и физические свойства газа

Газ месторождения Придорожное представляет собой смесь предельных углеводородов, главным образом метана, а также примесей, таких как этан, пропан, бутаны, пентаны, гексан+высшие, углекислый газ, азот, гелий и другие компоненты.

Горизонт С-1 охарактеризован по результатам 40 анализов проб, отобранных из скважин 2, 4, 6, 13, 15, 16 и 17. Содержание компонентов углеводородной части газа составляет: метан – 84,44%, этан – 2,33%, пропан – 0,28%, бутаны – 0,61%, пентаны – 0,07% и гексан и высшие – 0,07%. Из неуглеводородных соединений в газе обнаружено присутствие азота, углекислого газа, гелия и сернистых соединений. Содержание азота по отдельным пробам колеблется в широких пределах – от 0,25% до 21,47%, в среднем составляя 9,45%. Содержание углекислого газа, за исключением непредставительных проб, изменяется от 0,01% до 3,60%, в среднем – 0,56%. Содержание гелия определено по всем пробам. По имеющимся данным его концентрация составляет от 0,02% до 1,24%, среднее значение по залежи – 0,23%. Содержание сероводорода в среднем составляет 1,56%.

Относительная плотность газа в среднем по горизонту составила 0,634. Плотность газа при стандартных условиях составляет в среднем – 0,766 кг/м³, что определяется в зависимости от его состава. Коэффициент сверхсжимаемости составил: в стандартных

условиях – 0,998. Теплотворная способность газа составляет высшая – 34,49 мДж/м³, низшая – 31,11 мДж/м³.

Горизонт CD-1 анализировался по 5 пробам, отобранным из скважин 4 и 16. Содержание метана равно 81,28%, этана – 3,49%, пропана – 0,87%, бутанов – 0,71%, пентанов – 0,18% и гексан+высших – 0,02%. В составе газа также присутствуют: азот – 12,86%, углекислый газ – 0,35%, гелий – 0,08%, кислород – 0,23% и водород – 0,02%. Наличие сероводорода не обнаружено.

Относительная плотность по воздуху составляет в среднем 0,650. Плотность газа при стандартных условиях составляет 0,821 кг/м³. Коэффициент сверхсжимаемости в стандартных условиях – 0,998. Теплотворная способность газа составляет высшая – 28,39 мДж/м³, низшая – 25,10 мДж/м³.

Горизонт CD-1 охарактеризован по результатам одной пробы, отобранной из скважины 4. Содержание метана равно 65,00%, этана – 0,70%, пропана – 0,14%, бутаны – 0,40%. Из углеводородных компонентов в составе газа установлен азот – 32,30%, углекислый газ – 1,2%, гелий – 0,23%. Сероводород не обнаружен.

Относительная плотность по воздуху составляет 0,709.

Горизонт D-2 изучен по 2 пробам, отобранным из скважины 3.

Согласно результатам анализа, средний компонентный состав газа по двум пробам характеризуется преобладанием метана – 77,23%. Содержание других углеводородов составляет: этан – 1,57%, пропан – 0,017%, бутаны – 0,08%, пентаны – 0,005%, гексан и более тяжелые – 0,005%. Неуглеводородные компоненты включают азот (20,56%), углекислый газ (0,15%), гелий (0,22%), кислород (0,005%). Сероводород в пробах не обнаружен.

Среднее значение относительной плотности по воздуху – 0,651.

Горизонт D-3 характеризуется по результатам 18 анализов, выполненных на пробах, отобранных из скважин 4, 5, 12, 15, 16, 17. Основу углеводородной части газа составляет метан – 69,98%. Также установлено содержание более тяжелых углеводородов: этана – 1,86%, пропана – 0,15%, бутанов – 0,25%, пентанов – 0,04, гексан и высшие – 0,04%. Содержание азота варьирует от 24,17% до 36,92%, при среднем значении 27,31%. Концентрация углекислого газа составляет от полного отсутствия до 0,58%, в среднем – 0,18%. Гелий выявлен во всех проанализированных пробах: его содержание находится в диапазоне от 0,11% до 0,23%, со средним значением 0,20%.

Относительная плотность по воздуху составляет в среднем 0,677. Плотность газа при стандартных условиях составляет 0,819 кг/м³. Коэффициент сверхсжимаемости в

стандартных условиях – 0,998. Теплотворная способность газа составляет высшая – 26,68 мДж/м³, низшая – 24,15 мДж/м³.

Кроме того, из совместных горизонтов **CD-2+D-1,2** были отобраны 4 пробы из скважины 16.

По углеводородным компонентам природный газ с месторождения Придорожное классифицируется как сухой, содержание метана свыше 59 % мол., гомологи метана (C₂+выше <3 % мол.) По неуглеводородным компонентам является азотистым (N₂>20 % мол.), по содержанию двуокиси углерода – низкоуглекислый (CO₂<1 % мол.). Конденсат в составе газа не содержится.

Основные различия в составе газа выявлены между визейской и верхнедевонской залежью. Для горизонта С-1 характерно более низкое, максимальное содержание азота достигает 21,47%, при наличии сероводорода до 2,99%. Для верхнедевонских горизонтов сероводород в пробах отсутствует, и содержание азота в пробах достигает 36,9%.

Следует отметить расхождения результатов анализов, выполненных в период поисков и в период оценки. Так по горизонту С-1 три пробы скв. №6 от 10.10.1974 и две пробы от 6.6.1975 содержат повышенный объем азота от 19,65 до 22%. Но пробы по скважинам 2014-2015 г. показывают низкое содержание азота, а по верхнедевонским горизонтам наоборот содержание азота по пробам 2014-2015 г значительно выше значений, полученных в 1974 году (рис. 2.3.1.1).

По содержанию сероводорода наиболее точные и повторяемые замеры получены по глубинным пробам, со значениями в интервале от 2,43 до 3,0%. По многим старым пробам объемная доля углекислого газа указана в сумме с сероводородом, и часто сероводород не определялся вовсе.

Аналогично для содержания гелия и остальных компонентов, глубинные пробы имеют наиболее сходные и достоверные значения, при этом замеры всех верхнедевонских горизонтов имеют близкие значения. Расчет осреднения состава и свойств газа выполнен по всем пробам и представлен в таблицах 2.3.1.2 и 2.3.1.3.

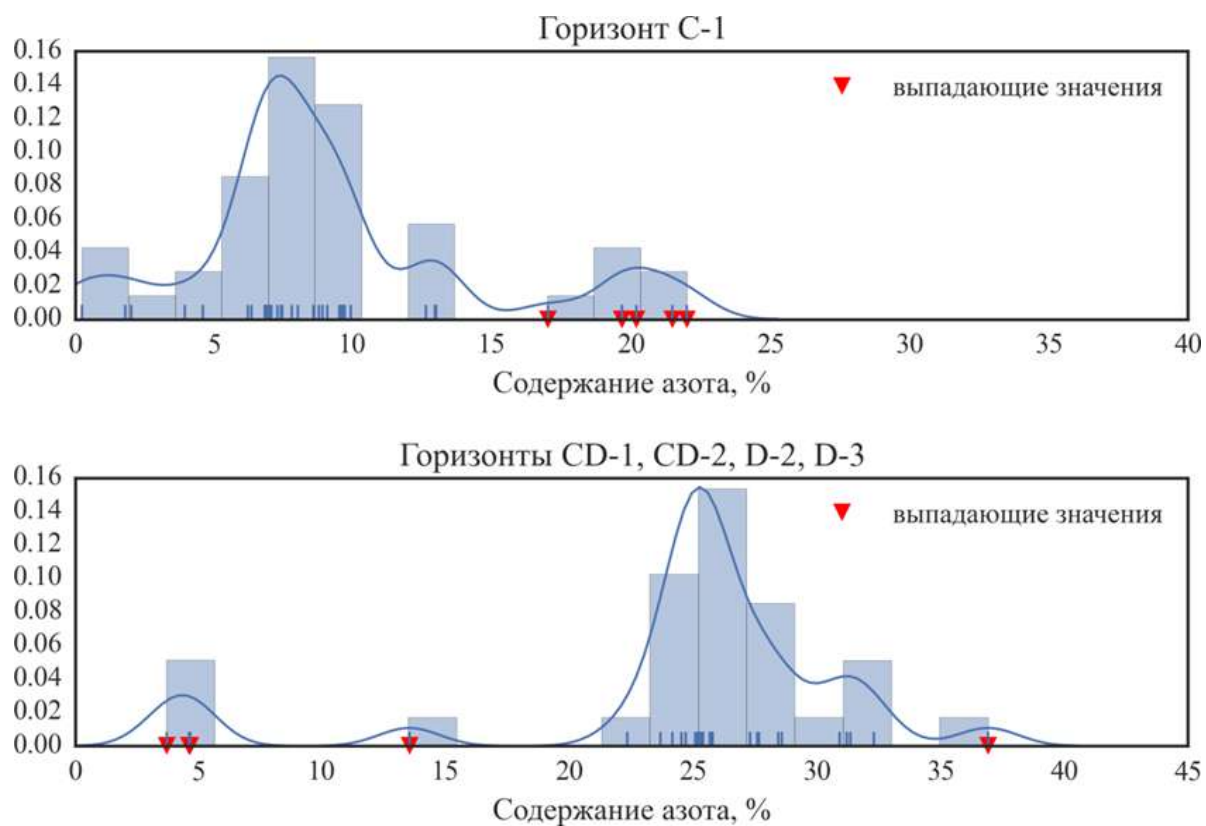


Рисунок 2.3.1.1 – Схема содержания азота по пробам газа

Таблица 2.3.1.1 – Физико-химические свойства и компонентный состав свободного газа

№ пп	№ скв	Дата	Интервал перфорации, м		Глубина отбора, м	Горизонт	Содержание, мольные %															Плотность при ст. усл., кг/м³	Относительная плотность газа по воздуху	Коэф.сверхсжи-масности	Вязкость, МПа*с	Теплотворная способность мДж*м³ высш.,	Теплотворная способность мДж*м³ низш.,	Число Воббе, высш. мДж*м³	Число Воббе, низш. мДж*м³			
		отбора					Водород	Кислород	Гелий	Азот	H₂S	Диоксид углерода	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексан+в	Сумма											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30			
1	2		1256	1300		C-1	0		0.11	0.25	0.06	1.35	88.3	1.73	0.2		0.07		0.04	0	92.11		0.614									
2	2		1190	1300		C-1	0		0.19	7.45	2.57	0.11	87.8	1.75	0.21		0.07		0.04	0	100		0.615									
3								0		0.16	7.4	0.06	0.55	89.95	1.73	0.21		0.07		0.04	0	100		0.603								
4								0		0.2	6.82	0.49		88.14	1.94	0.27		0.12		0.04	0	98.02		0.654								
5								0		0.18	9.5	0.2		88.62	1.5	0.14		0.04		0.04	0	100		0.605								
6								0		0.21	0.25	1.51		87.63	1.97	0.26		0.13		0.04	0	92		0.662								
7	4	28.01.1975	1213	1296		C-1	0		0.19	8	0	1.35	88.55	1.77	0.18	0.1	0.1	0	0.08	0.01	100		0.613									
8	4	17.12.1974	1350	1410		C-1	0.18		0.02	1.8	0	0.25	89.4	6	1.22	0.33	0.3	0	0.27	0.25	100		0.625									
9	4	09.01.1975	1273	1410		C-1	0		0.23	7.8	0	0.95	89.2	1.76	0.18		0.07		0.04	0	100		0.608									
10								0.21	17		1.24	79.1	0.51	0.14		0		0	0	98.2		0.629										
11	4	07.12.1974	1340	1410		C-1	0	0.3	0.05	4.6		3.6	86.9	3.05	1	0.27	0.16	0.07	0	0	100		0.642									
12	6	10.10.1974	1290	1361		C-1		0.39	0.17	19.66		0.99	76.06	2.11	0.36	0.21		0.05	0	0	100		0.664									
13								0.48	0.17	19.65		0.88	76.23	1.98	0.36	0.21		0.04	0	0	100		0.663									
14								0.2	0.25	22		0.8	75.4	1	0.29	0.05	0.03		0	0	100		0.662									
15	6	06.06.1975	1290	1361		C-1	0	0	0.19	20.18		0.58	76.16	2.14	0.45	0.25		0.05	0	0	100		0.662									
16							0	0	0.18	21.47		0.58	74.97	2.23	0.48	0.24		0.05	0	0	100		0.669									
17	13	16.05.1976	1220	1350		C-1	0	0	0.17	8.89		0.84	87.98	1.84	0.2	0.08		0	0	0	100		0.61									
18							0	0	0.18	8.76		0.55	88.26	1.93	0.23	0.09		0	0	0	100		0.608									
19							0		0.19	9.9		1.1	87.05	1.7	0.19	0.02	0.03		0.01	0	100		0.617									
20							0	1.2	0.12	9.7		1.4	85.99	1.45	0.2	0.03	0.03	0	0	0	100		0.625									
21	15	26.02.2015	1250	1330	1240	C-1	0.02		0.19	6.95	2.43	0.09	88.23	1.64	0.21	0.04	0.04	0.02	0.03	0.11	100	0.738	0.614	0.998		34.91	31.49	44.55	40.19			
22							0.02		0.19	6.95	2.53	0.08	88.23	1.63	0.21	0.06	0.06	0.01	0.02	0.06	100	0.735	0.612									
23							0.02		0.19	6.94	2.52	0.13	88.2	1.63	0.21	0.05	0.06	0.01	0.02	0.05	100	0.736	0.613									
24								0.01	0.15	6.87	0.37	0.2	85.88	1.75	4.14			0.07	0.05	0.53	100	0.782	0.649	0.998		6.07*	5.59*	14.61*	13.45*			
25	15*	26.02.2015	1250	1330		C-1		0.01	0.15	6.35	6.18	0.08	69.77	1.54	0.18	5.57	9.24	0.06	0.02	0.87	100		0.869									
26	16*	26.11.2014	1177	1199		C-1		0.03	0.18	6.22	0.3	0.08	78.1	1.62	0.25	13.38	0.09	0.01	0.01	0.01	100		0.789									
27	16	26.11.2014	1177	1199				0.01	0.09	2.03	0.006	0.63	86.96	4.52	4.43*	0.15	1.04	0.05	0.06	0.03	100	0.788	0.653	0.998		8.68*	7.98*	20.94*	19.26*			
28								0.02	0.19	3.95	1.98	0.27	85.44	1.83	4.83*	0.32	1.03	0.04	0.07	0.04	100	0.798	0.662	0.998		9.18*	7.75*	23.61*	20.38*			
29					29.11.2014		1177	1353	устье		0.01		0.21	7.05	2.41	0.1	87.82	1.62	0.21	0.04	0.06	0.03	0.04	0.38	99.98	0.749	0.622					
30		01.12.2014	1177	1353	1100	C-1	0.01		0.2	7.03	2.67	0.06	87.95	1.66	0.21	0.04	0.05	0.02	0.01	0.13	100	0.739	0.615	0.998		34.82	31.40	44.40	40.04			
31							0.01		0.2	7.05	2.7	0.07	87.94	1.67	0.21	0.04	0.05	0.02	0.01	0.07	100	0.738	0.614									
32	17	05.06.2015	1304	1395		C-1			0.39	8.57	2.55	0.04	80	7.04	0.18	0.01	1.17	0.02	0.01	0.01	100	0.792	0.657	0.997		11.46*	10.57*	21.85*	20.16*			
33									1.24	9.07	0.0002	0.23	81.47	4.73	0.18	0.1	0.31	0.02	0.17	0.16	100	0.739	0.614	0.998		11.78*	11.15*	19.56*	18.2*			
34									1.04	6.92	0.0002	0.35	82.47	5.06	0.24	0.02	1.04	0.02	0.06	0.15	100	0.740	0.614	0.996		11.21*	10.73*	18.94*	18.48*			
35									0.17	7.27	0.0002	0.31	82.84	4.63	0.27	0.05	1.26	0.01	0.03	0.15	100	0.745	0.618	0.998		10.97*	10.36*	20.81*	18.06*			

Продолжение таблицы 2.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
36	17	18.04.-	1250	1330		C-1		0.009	0.15	12.62	2.98	0.03	77.67	1.91	0.15	2.66	1.58	0.24			100	0.844	0.7	0.999		6.48*	5.97*	12.63*	11.64*
37		20.04.2015						0.0005	0.15	12.95	3.01	0.01	80.08	1.98	0.16	0.81	0.84	0.01			100	0.796	0.66	0.998		3.43*	3.16*	7.43*	6.84*
38		18.04.2015						0.0005	0.17	12.94	3.12	0.01	80.06	1.98	0.16	0.25	1.3	0.01			100	0.795	0.66	0.998		3.31*	3.05*	7.19*	6.62*
39								0.0005	0.12	12.97	2.37	0.01	80.61	2.11	0.16	0.8	0.81	0.01			99.97	0.791	0.657	0.999		3.42*	3.15*	7.47*	6.92*
40	17	05.06.2015	1304	1395	устье	C-1	0.02		0.2	9.6	2.9	0.29	84.7	1.89	0.25	0.04	0.05	0.01	0.02	0.07	100	0.756	0.629						
41							0.2	9.52	2.89	0.3	84.72	1.91	0.27	0.05	0.05	0.02	0.02	0.16	100	0.756	0.629								
42							0.2	9.63	2.99	0.29	84.57	1.88	0.25	0.04	0.04	0.01	0.02	0.09	100	0.758	0.631	0.998				33.75	30.45	42.49	38.33
Среднее по горизонту C-1							0.013	0.164	0.225	9.45	1.56	0.56	84.44	2.33	0.28	0.24	0.37	0.03	0.036	0.068		0.766	0.634	0.998		34.49	31.11	43.81	39.52
43	4	25.10.1974	2052	2067		CD-1	0	0.72	0	4.66		0	86.69	4.8	1.69		1.14		0.3	0	100		0.64						
44							0.06	0	0.01	3.7		0.19	88.21	4.75	1.45		1.14		0.4	0.09	100		0.635						
45							0	0.34	0.02	4.6		0.83	90.4	2.44	0.77	0.53	0.07		0	0	100		0.611						
46	16	24.10.2014	2105	2114		CD-1		0.04	0.2	23.68	0	0.43	72.46	2.87	0.25	0.004	0.02	0.02	0.01	0.01	100	0.810	0.672	0.999		31.34	28.76	34.92	29.81
47							0.05	0.19	27.66	0	0.3	68.66	2.58	0.19	0.004	0.26	0.02	0.08	0.01	100	0.832	0.691	0.997		31.59	27.62	25.66	21.09	
Среднее по горизонту CD-1							0.02	0.23	0.084	12.86	0	0.35	81.28	3.49	0.87	0.18	0.53	0.02	0.158	0.022		0.821	0.650	0.998		31.47	28.19	30.29	25.45
48	16	09.10.2014	2270	2410		CD-2+D-1,2		0.01	0.17	22.34	0	0.31	73.9	2.65	0.47	0.05	0.06	0.02	0.01	0.01	100	0.807	0.67	0.998		29.81	26.88	36.42	32.85
49							0.01	0.18	24.53	0	0.34	71.54	2.77	0.47	0.05	0.06	0.02	0.03	0	100	0.817	0.679	0.998		27.54	22.84	31.05	24.17	
50	16	10.10.2014	2270	2410	2000	CD-2+D-1,2	0.01		0.2	25.73		0.33	71.66	1.79	0.13	0.02	0.03	0.01	0.02	0.12	100	0.814	0.676	0.999		28.08	25.32	34.15	30.80
51							0.01		0.21	25.67		0.33	71.68	1.79	0.14	0.02	0.03	0.02	0.02	0.11	100	0.814	0.677	0.999		28.13	25.37	34.19	30.83
Среднее по горизонту CD-2+D-1,2							0.01	0.01	0.19	24.57		0.33	72.20	2.25	0.3	0.04	0.05	0.02	0.02	0.06		0.813	0.676	0.998		28.39	25.10	33.95	29.66
52	4	30.07.1974	2233	2260		CD-2	0	0.03	0.23	32.3		1.2	65	0.7	0.14	0.2	0.2	0	0	0	100		0.709						
Среднее по горизонту CD-2							0	0.03	0.23	32.3		1.2	65	0.7	0.14	0.2	0.2	0	0	0	100		0.709						
53	3	02.11.1973	2373	2456		D-2		0.1	0.23	27.6		0.3	70.4	1.2	0.11	0.01	0.03	0.01	0	0.01	100		0.679						
54	3	23.12.1972	2430	2456		D-2		0	0.2	13.52		0	84.05	1.94	0.22	0.08		0	0	0	100		0.622						
Среднее по горизонту D-2								0.05	0.22	20.56		0.15	77.23	1.57	0.17	0.05	0.03	0.01		0.005			0.651						
55	4	01.01.1974	2391	2412		D-3		0	0.18	24.17		0	73.02	2.1	0.33	0.1	0.06	0.02	0	0.02	100		0.67						
56								0.18	25.8		0.3	71.95	1.75	0.12	0.04		0.03	0	0	100.		0.675							
57	5	15.03.1974	2527	2550		D-3			0.11	27.3		0	70.36	1.85	0.23	0.01	0.04	0.01	0.02	0	99.93		0.679						
58							0.01	0.77	0.17	31.35		0.58	65.33	1.61	0.12	0.06		0	0	0	100		0.703						
59							0	0.59	0.18	31.22		0.39	65.83	1.62	0.12	0.05		0	0	0	100		0.699						
60	12		2511	2530		D-3			0.2	24.7		1	72.5	1.66	0.1		0.02		0.01	0	100		0.684						
61	12		2489	2503		D-3			0.18	36.92		0.4	60.62	1.94	0.19		0.09		0.04	0	100		0.595						

Продолжение таблицы 2.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
62	15	05.01.2015	2357	243 9	2331	D-3	0.01		0.22	25.33	0	0.03	71.98	1.87	0.21	0.03	0.05	0.03	0.04	0.18	99.9 8	0.815	0.678						
63							0.01		0.21	25.4	0	0.03	72.13	1.87	0.17	0.02	0.04	0.02	0.02	0.09	100	0.811	0.674	0.999		28.41	25.62	34.61	31.21
64							0.01		0.21	25.4	0	0.03	72.17	1.87	0.16	0.02	0.04	0.02	0.02	0.07	100	0.810	0.673						
65	15	29.12.2014	2357	243 9		D-3		0.007	0.19	28.59	0.001	0.02	67.89	1.65	0.13	1.47	0.02	0	0.01	0.022	100	0.846	0.703	0.996		27.28	25.19	30.98	29.21
66	15	02.01.2015	2357	243 9		D-3		0.012	0.19	25.08	0	0.02	71.35	1.73	0.14	1.46	0.02	0.01	0.007	0	100	0.828	0.689	0.997		25.39	22.88	30.42	27.42
67	16	11.09.2014	2420	247 3		D-3			0.22	28.43	0	0.14	69.12	2.01	0.004	0.015	0.038	0.02	0.004	0.01	100	0.823	0.683	0.94*	1.01 0	27.05	24.38	32.71	29.49
68	16	10.09.2014	2420	247 3		D-3			0.23	30.93	0	0.17	66.37	2.15	0.006	0.015	0.04	0.02	0.026	0.01	100	0.836	0.695	0.946*	1.00 9	23.54	21.23	24.35	21.96
69	17	23.04.2015	2421	257 3	усть е	D-3	0.01		0.21	25.19	0	0.04	72.28	1.94	0.16	0.02	0.04	0.02	0.02	0.1	100	0.810	0.673						
70	17	23.04.2015	2421	257 3	2400	D-3	0.01		0.21	25.2	0	0.04	72.28	1.94	0.16	0.02	0.04	0.02	0.02	0.09	100	0.809	0.673						
71					2400		0.01		0.21	25.27	0	0.03	72.24	1.93	0.16	0.02	0.04	0.02	0.02	0.07	100	0.809	0.673	0.999		28.41	25.62	34.63	31.23
72					2380		0.01		0.21	25.25	0	0.03	72.25	1.94	0.16	0.02	0.04	0.02	0.02	0.08	100	0.809	0.672						
Среднее по горизонту D-3							0.00 9	0.276	0.195	27.31	0,00	0.18	69.98	1.86	0.15	0.21	0.04	0.02	0.015	0.041		0.819	0.677	0.998	1,01	26.68	24.15	31.28	28.42

* - отбракованные пробы и значения

Таблица 2.3.1.2 - Средние значения компонентов состава газа по горизонтам

Показатель	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Средние значения	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Средние значения
	Скв	проб			скв	проб		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Содержание компонента % (моль.):								
	С-1				CD-1			
Метан	7	40	74,97-89,95	84,44	2	5	68,66-90,40	81,28
Этан	7	40	0,51-7,04	2,33	2	5	2,44-4,80	3,49
Пропан	7	37	0,14-1,22	0,28	2	5	0,19-1,69	0,87
Изобутан	6	31	0,01-2,66	0,24	2	3	0-0,53	0,18
Н-Бутан	7	33	0-1,58	0,37	2	5	0,02-1,14	0,53
Изо-Пентан	6	30	0-0,07	0,03	1	2	0,02	0,02
Н-пентан	7	36	0-0,27	0,04	2	5	0-0,40	0,16
Гексаны+высш	7	36	0-0,53	0,07	2	5	0-0,09	0,02
Азот	7	40	0,25-21,47	9,45	2	5	3,7-27,66	12,86
Кислород	6	16	0,00-1,20	0,16	2	5	0-0,72	0,23
Углекислый газ	7	37	0,01-3,60	0,56	2	5	0-0,83	0,35
Гелий	7	40	0,02-1,24	0,23	2	5	0-0,20	0,08
Водород	7	23	0-0,18	0,01	1	3	0-0,6	0,02
Сероводород	6	29	0-3,01	1,56	1	2	Отс.	отс
Метил-, этилмеркаптаны, мг/м³	2	5	Отс.	Отс.	1	2	Отс.	отс
	CD-2				D-2			
Метан	1	1	-	65,0	1	2	70,40-84,05	77,23
Этан	1	1	-	0,70	1	2	1,20-1,94	1,57
2Пропан	1	1	-	0,14	1	2	0,11-0,22	0,17
Изобутан	1	1	-	0,20	1	2	0,01-0,08	0,05
Н-Бутан	1	1	-	0,20	1	1	-	0,03
Изо-Пентан	1	1	-	0	1	2	0-0,01	0,005
Н-пентан	1	1	-	0	-	-	-	-
Гексаны+высш	1	1	-	0	1	2	0-0,01	0,005
Азот	1	1	-	32,3	1	2	13,52-27,60	20,56
Кислород	1	1	-	0,03	1	2	0-0,10	0,005
Углекислый газ	1	1	-	1,2	1	2	0-0,30	0,15
Гелий	1	1	-	0,23	1	2	0,20-0,23	0,22
Водород	1	1	-	0	-	-	-	-
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-
Метил-, этилмеркаптаны, мг/м³								
	D-3				CD-2+D-1,2			
Метан	6	18	60,62-73,02	69,98	1	4	71,54-73,90	72,20
Этан	6	18	1,61-2,15	1,86	1	4	1,79-2,77	2,25
Пропан	6	18	0-0,33	0,15	1	4	0,13-0,47	0,30
Изобутан	5	16	0,01-1,47	0,21	1	4	0,02-0,05	0,04
Н-Бутан	6	15	0,02-0,09	0,04	1	4	0,03-0,06	0,05
Изо-Пентан	5	16	0-0,03	0,02	1	4	0,01-0,02	0,02
Н-пентан	6	18	0-0,04	0,02	1	4	0,01-0,03	0,02
Гексаны+высш	6	18	0-0,18	0,04	1	4	0-0,12	0,06
Азот	6	18	24,17-36,92	27,31	1	4	22,34-25,73	24,57
Кислород	3	5	0-0,77	0,28	1	2	0,01	0,01
Углекислый газ	6	18	0-0,58	0,18	1	4	0,31-0,34	0,33
Гелий	6	18	0,11-0,23	0,20	1	4	0,17-0,21	0,19
Водород	3	9	0-0,01	0,009	1	2	0,01	0,01
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-
Метил-, этилмеркаптаны, мг/м³	1	2	Отс. -0,00002	0,00001	1	2	отс	отс

Таблица 2.3.1.3- Средние значения физико-химических свойств газа по горизонтам

Показатель	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Средние значения
	скв	проб		
С-1				
Плотность в стандартных условиях	3	20	0,738-0,844	0,766
Относительная плотность газа по воздуху	7	40	0,603-0,701	0,634
Коэффициент сжимаемости в стандартных условиях (20°С и Ратм)	3	14	0,996-0,999	0,998
Вязкость газа в стандартных условиях, мПа*с (20°С и Ратм)	-	-	-	-
Теплотворная способность высшая, МДж*м ⁻³	3	3	33,75-34,91	34,49
Теплотворная способность низшая, МДж*м ⁻³	3	3	30,45-31,40	31,11
Число Воббе, высшее	3	3	42,49-44,55	43,81
Число Воббе, низшее	3	3	38,33-40,03	39,52
CD-1				
Плотность в стандартных условиях	1	2	0,810-0,832	0,821
Относительная плотность газа по воздуху	2	5	0,611-0,691	0,650
Коэффициент сжимаемости в стандартных условиях (20°С и Ратм)	1	2	0,997-0,999	0,998
Вязкость газа в стандартных условиях (20°С и Ратм)	-	-	-	-
Теплотворная способность, высшая	1	2	31,34-31,59	31,47
Теплотворная способность, низшая	1	2	27,62-28,76	28,19
Число Воббе, высшее	1	2	25,66-34,92	30,29
Число Воббе, низшее	1	2	21,09-29,81	25,45
CD-2				
Плотность в стандартных условиях	1	1	-	0,854
Относительная плотность газа по воздуху	1	1	-	0,709
Коэффициент сжимаемости в стандартных условиях (20°С и Ратм)	-	-	-	-
Вязкость газа в стандартных условиях (20°С и Ратм)	-	-	-	-
Теплотворная способность, высшая	-	-	-	-
Теплотворная способность, низшая	-	-	-	-
Число Воббе, высшее	-	-	-	-
Число Воббе, низшее	-	-	-	-
D-2				
Плотность в стандартных условиях	1	2	0,749-0,817	0,783
Относительная плотность газа по воздуху	1	2	0,622-0,679	0,651
Коэффициент сжимаемости в стандартных условиях (20°С и Ратм)	-	-	-	-
Вязкость газа в стандартных условиях (20°С и Ратм)	-	-	-	-
Теплотворная способность, высшая	-	-	-	-
Теплотворная способность, низшая	-	-	-	-
Число Воббе, высшее	-	-	-	-
Число Воббе, низшее	-	-	-	-
D-3				
Плотность в стандартных условиях	3	11	0,809-0,846	0,819
Относительная плотность газа по воздуху	6	18	0,595-0,703	0,677
Коэффициент сжимаемости в стандартных условиях (20°С и Ратм)	3	4	0,996-0,999	0,998
Вязкость газа в стандартных условиях (20°С и Ратм)	1	2	1,0104-1,0094	1,01
Теплотворная способность, высшая, МДж*м ⁻³	3	6	23,54-28,41	26,68
Теплотворная способность, низшая, МДж*м ⁻³	3	6	21,23-25,62	24,15
Число Воббе, высшее, МДж*м ⁻³	3	6	24,35-34,61	31,28
Число Воббе, низшее, МДж*м ⁻³	3	6	21,96-31,21	28,42

Продолжение таблицы 2.3.1.3

1	2	3	4	6
CD-2+D-1,2				
Плотность в стандартных условиях	1	4	0,807-0,817	0,813
Относительная плотность газа по воздуху	1	4	0,670-0,679	0,676
Коэффициент сжимаемости в стандартных условиях (20°C и Ратм)	1	4	0,998-0,999	0,998
Вязкость газа в стандартных условиях, мПа*с (20°C и Ратм)	-	-	-	-
Теплотворная способность высшая, МДж*м ⁻³	1	4	27,54-29,81	28,39
Теплотворная способность низшая, МДж*м ⁻³	1	4	22,84-26,88	25,10
Число Воббе, высшее	1	4	31,05-36,42	33,95
Число Воббе, низшее	1	4	24,17-32,85	29,66

2.3.2 Свойства и состав воды

В гидрогеологическом отношении месторождение Придорожное расположено в пределах восточной части Кокпансорской впадины и приурочено к Шу-Сарысуйского артезианского бассейна I порядка.

Свойства и состав пластовых вод продуктивных горизонтов изучены по результатам исследований, выполненных в период 1974-1976 годов со скважин 4, 5, 6, 10, 13, 14, а также в 2013 году по пробе из водозаборной скважины 4668 и в 2015 году со скважины 17.

Всего проанализировано 17 проб воды, из которых 2 пробы признаны представительными, 7 проб оказались некондиционными, 7 пробы отобраны вне продуктивных горизонтов, одна проба воды отобрана из водозаборной скважины. Некондиционные пробы и пробы, отобранные вне продуктивных горизонтов, в расчетах не использовались и были отбракованы из-за существенных отклонений (пониженная-повышенная минерализация, низкое или высокое содержание анион-катионов).

Исследования были выполнены в промысловой химико-аналитической лаборатории ЮКТГУ (Южно-Казахстанское территориальное геологическое управление).

Ниже приводятся результаты исследования свойств и состав воды по объектам.

I объект D-3 (верхнедовонских отложений-D₃)

Воды I объекта D-3 изучены по результатам анализов пяти проб, из которых две пробы со скважины 5 и одна проба из скважины 6 были отбракованы в связи с существенными отклонениями значений минерализации и содержания анион-катионов.

По степени минерализации воды при значениях 175,7-189,4 г/дм³ относятся к крепким рассолам хлоркальциевого типа. Кислотно-щелочная реакция среды изменяется от очень кислой 4,60 до сильно щелочной 10,50, при среднем значении рН=7,55 воды характеризуются как щелочные. Воды отличаются очень высокой жесткостью,

обусловленной повышенным содержанием концентрации ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , суммарная жесткость составляет 380,9 мг-экв/дм³.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ варьирует в диапазоне 55193-69961 мг/дм³, в среднем составляя 62577 мг/дм³, Ca^{2+} находится в диапазоне 3607-11022 мг/дм³, в среднем составляя 7314,5 мг/дм³, Mg^{2+} изменяется в диапазоне 121-243 мг/дм³, в среднем составляя 182 мг/дм³, Cl^- варьирует в диапазоне 95850-113600 мг/дм³, в среднем составляя 104725 мг/дм³, SO_4^{2-} изменяется в диапазоне 1833-13440 мг/дм³, в среднем составляя 7636,5 мг/дм³, HCO_3^- варьирует в диапазоне 24-109 мг/дм³, в среднем составляя 66,5 мг/дм³. Из микрокомпонентов определены железо (250 мг/дм³) и аммоний (210 мг/дм³).

II объект С-1 (серпуховско-визейский нижнекаменноугольных отложений-(C_{1s-v}))

Воды II объекта С-1 освещены результатами анализов двух проб со скважины 13, однако, пробы признаны некондиционными в связи с пониженными значениями минерализации и низким содержанием анион-катионов (табл. 2.3.2.2).

Возвратные объекты: CD-1, CD-2 верхнедевонско-нижнекаменноугольных турнейских комплекса отложений (D₃-C_{1t})

Воды возвратных объектов: CD-1, CD-2 изучены по результатам анализов двух проб со скважины 10. Пробы также признаны непредставительными и отбракованы из-за существенно пониженных значений минерализации и низкого содержания анион-катионов (табл. 2.3.2.2).

Вне горизонтов отобрано семь проб из 4-х скважин 4, 10, 14, 17. Все пробы являются некондиционными.

Для изучения свойств и состава *верхнетурон-сенонских вод* в 2013 году отобрана 1 проба из водозаборной скважины 4668. Минерализация вод составляет 3,9 г/дм³, что позволяет отнести их к солоноватым рассолам хлоркальциевого типа. По кислотнo-щелочным свойствам (pH=7,80) воды характеризуются как щелочные. Суммарное содержание ионов Ca^{2+} Mg^{2+} в количестве 22,9 мг-экв/дм³ характеризует воды жесткими. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Ca^{2+} составляет 274 мг/дм³, Mg^{2+} 110,1 мг/дм³, Cl^- 1821 мг/дм³, SO_4^{2-} 1477,2 мг/дм³, HCO_3^- 170,8 мг/дм³. Из микрокомпонентов присутствует железо 0,50 мг/дм³.

Таблица 2.3.2.1 - Содержание ионов и примесей в закачиваемой воде по состоянию на 01.01.2026 г. Месторождения Придорожное

Содержание ионов, мг/дм³ и примесей, г/дм³	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
	I объект D-3 (верхнедовонских отложений-D3)			
Cl ⁻	1	2	95850-113600	104725
SO ₄ ⁻⁻	1	2	1833-13440	7636,5
HCO ₃ ⁻	1	2	24-109	66,5
Ca ⁺⁺	1	2	3607-11022	7314,5
Mg ⁺⁺	1	2	121-243	182
Na ⁺ + K ⁺	1	2	55193-69961	62577
Общее содержание железа,	1	1	250	250
Тяжелые металлы:	-	-	-	-
Барий	-	-	-	-
Стронций	-	-	-	-
Марганец	-	-	-	-
Кобальт	-	-	-	-
Медь	-	-	-	-
Никель	-	-	-	-
Алюминий	-	-	-	-
Цинк	-	-	-	-
Литий	-	-	-	-
Содержание: бора	-	-	-	-
йода	-	-	-	-
брома	-	-	-	-
Содержание:сероводорода	-	-	-	-
Оксида кремний	-	-	-	-
Общая жесткость	1	2	200,6-561,2	380,9
Суммарная минерализация	1	2	175,7-189,4	182,6
Тип воды	1	2	ХК	ХК
Содержание мех. примесей, мг/дм³	-	-	-	-
pH	1	2	4,60-10,50	7,55

Выводы и рекомендации:

Для изучения свойств и состава пластовых вод всего по месторождению отобрано 17 проб, из которых кондиционными признаны только две пробы, характеризующие воды I объекта D-3 (верхнедовонских отложений-D3) как крепкие рассолы хлоркальциевого типа, очень жесткие и щелочные.

В целом по месторождению состав пластовых вод изучен не в полной мере, микрокомпонентный состав практически не определен, значения газосодержания и объемного коэффициента не определялись.

Рекомендуется продолжить комплексные исследования состава пластовых вод. Комплекс исследований должен включать в себя определение общего компонентного состава, замера плотности, вязкости, pH среды, определения микрокомпонентов, таких как, барий, литий, стронций, цинк, алюминий, кобальт и др., определения растворенных газов (двуокиси углерода, сероводорода, кислорода, нефтяных газов). Для ежегодного прослеживания изменения свойств пластовых вод, продолжить исследования проб

пластовой воды с определением всех параметров и микрокомпонентов, это позволит проследить степень изменения состава вод.

В дальнейшем при введении в эксплуатацию других скважин и обводненных скважин, возобновить изучение полного компонентного состава пластовых вод. Периодичность таких исследований должна составлять ежеквартально (на экспресс-анализ), а в скважинах с начальными признаками обводнения - ежемесячно (на полный анализ).

Рекомендуется периодически проводить исследования в испытательных лабораториях, аккредитованных по ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 г. «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

Таблица 2.3.2.2 – Физико-химические показатели свойств воды месторождения Придорожное

Скважина Горизонт	Дата отбора Интервал перфорации	Плот- ность воды, при 20 ⁰ С, г/см ³		рН	Компонентный состав, мг/дм ³ / мг-экв/дм ³						Минера- лизация, г/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Тип воды по В.А.Сулину	мг/дм ³	
					Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃				е	Н ₄ ⁺
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	I объект D-3 (верхнедевонских отложений-D ₃)														
5* D-3 (D ₃)	4.02.1975 2570-2605	-		7,70	67266 2924,6	40080 2004	486 40,5	170400 4800	7680 158,7	250 41,7	286,2*	2044,5	ХК	-	-
	14.08.1975 2535-2560	-		7,70	67265 2924,6	52905 2645,3	486 40,5	195960 5520	3840 79,3	280 46,7	320,7*	2685,8	ХК	0,80	-
5 D-3 (D ₃)	13.04.1974 гл. 2532	-		10,50	69961 3041,8	3607 180,4	243 20,3	113.600 3200	1833 37,9	109 18,17	189,4	200,6	ХК	-	-
	13.12.1974 2560-2585	-		4,60	55193 2399,7	11022 551,1	121 10,1	95850 2700	13440 277,7	24 4	175,7	561,2	ХК	250	210
6* D-3 (D ₃)	25.04.1974 гл. 2564	-		9,55	44670 1942,2	4008 200,4	129 10,8	73840 2080	336 6,94	134 22,3	123,1*	211,2	ХК	-	-
Среднее значение		-		7,55	62577 2720,7	7314,5 365,7	182 15,2	104725 2950	7636,5 157,8	66,5 11,1	182,6	380,9	ХК	250	210
минимальное				4,60	55193	3607	121	95850	1833	24	175,7	200,6		-	-
максимальное				10,50	69961	11022	243	113600	13440	109	189,4	561,2		-	-
	II объект C-1 (серпуховско-визейский нижнекаменноугольных отложений-C _{1s-v})														
13* C-1 (C _{1s-v})	7.05.1976 1220-1350	-		9,10	2733 118,8	2838 141,9	525 43,8	8154 229,7	1180 24,4	- -	15,4*	185,7	ХК	0,80	0,40
		-		9,20	467.9 20,3	2900 145	525 43,8	10603 298,7	1863 38,5	168 28	16,5*	188,8	ХК	0,80	-
	Возвратные объекты CD-1, CD-2 (верхнедевонско-нижнекаменноугольных турнейских комплекса отложений D ₃ -C _{1t})														
10* CD-1 (D ₃ -C _{1t})	26.04.1976 2749-2758	-		-	278.8 12,12	5,20 0,26	5,34 0,45	279,9 7,9	4,45 0,09	5 0,83	0,6*	0,7	ХК	-	-
10* CD-2 (D ₃ -C _{1t})	26.04.1976 2867-2874	-		-	69 3	6 0,30	3,28 0,27	69,99 1,97	4,28 0,09	4 0,67	0,2*	0,6	КН	-	-

Примечания: (*)-не кондиционная проба, отбракована из за существенных отклонений (высокая-низкая содержания минерализации и анион-катионов), в расчетах не участвует.

Продолжение таблицы 2.3.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Верхнестурон-сенонских вод														
<u>Водоз-я скв.</u> <u>4668</u> <u>K₂t₂-с</u>	<u>2013</u> 196-240 266-290	-	7,80	- -	<u>274</u> 13,7	<u>110,1</u> 9,18	<u>1821,1</u> 51,3	<u>1477,2</u> 30,52	<u>170,8</u> 28,47	3,9	22,9	ХК	0,50	-
Вне горизонта														
<u>4*</u> ВГ	<u>20.11.1974</u> устье-2132	-	8,30	<u>12622</u> 548,78	<u>3006</u> 150,3	<u>316</u> 26,3	<u>355</u> 10	<u>3233</u> 66,8	<u>3233</u> 538,83	22,8*	176,6	КН	-	400
		-	5,10	<u>135472</u> 5890,1	<u>8316</u> 415,8	<u>486</u> 40,5	<u>113600</u> 3200	<u>153523</u> 3171,96	<u>97</u> 16,2	411,5*	456,3	СН	3050	450
		-	6,20	<u>1551</u> 67,43	<u>296</u> 14,8	<u>104</u> 8,67	<u>2059</u> 58	<u>1541</u> 31,84	<u>55</u> 9,17	5,6*	400	СН	-	-
<u>10*</u> ВГ	<u>26.04.1976</u> <u>2771-2779</u>	-	-	<u>1681,25</u> 73,10	<u>20,40</u> 1,02	<u>0,82</u> 0,07	<u>1649,9</u> 46,48	<u>19,54</u> 0,40	- -	3,4*	1,1	КН	-	-
		-	-	<u>1432</u> 62,26	<u>74,40</u> 3,72	<u>0,82</u> 0,07	<u>1429,9</u> 40,28	<u>73,45</u> 1,52	<u>4</u> 0,67	3*	3,8	КН	-	-
<u>14*</u> ВГ	<u>28.11.1975</u> <u>1406-1412</u>	-	6,60	<u>34239</u> <u>1488,7</u>	<u>21800</u> <u>1090</u>	<u>4377</u> <u>364,8</u>	<u>103660</u> <u>2920</u>	<u>960</u> <u>19,8</u>	<u>122</u> <u>20,3</u>	165,2*	1454,8	ХК	1	60
<u>17*</u> ВГ	<u>20.05.2015</u> гл. 1920	1,196	5,14	- -	- -	- -	- -	- -	<u>488</u> 8	307,6*	95	-	-	-

Примечания: (*)-не кондиционная проба, отбракована из за существенных отклонений (высокая-низкая содержания минерализации и анион-катионов), в расчетах не участвует.

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

Физико-гидродинамическая характеристика коллекторов основана на специальных исследованиях образцов керна, выполненных лабораторией ТОО «Везерфорд-КЭР».

Методика проведения специальных исследований подробно изложена в работе [9] и в отчетах лаборатории.

Кривые капиллярного давления и зависимости остаточной водонасыщенности от пористости и проницаемости

На образцах из 3 скважин (15, 16, 17) получены зависимости содержания остаточной воды от капиллярного давления (капиллярные кривые) методом полупроницаемой мембраны (рисунках 2.4.1-2.4.3).

Вид кривых меняется в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств исследуемых пород. Величина капиллярного давления меняется от 1,5 psi (0,01 МПа) до 200 psi (1,38 МПа). При увеличении давления, прикладываемого к несмачиваемой фазе коллектора, увеличивается задействование меньших по размеру пор.

В скв.15 кривые капиллярометрии построены на образцах керна, представленного только гравелитом. Коэффициент остаточной водонасыщенности изменяется от 0,33 до 0,55 д.ед., что может говорить о различной степени водоудерживающей способности породы.

В скв.16 кривые капиллярометрии, построены на образцах керна, представленного песчаником и песчаником с прослоями глины. На рис. 2.4.2 можно заметить, что кривые капиллярометрии, построенные при исследовании на образцах, представленных песчаником с прослоями глин, образуют группу и $K_{ов}$ изменяется от 0,42 до 0,50 д.ед. Кривые капиллярометрии, построенные при исследовании на образцах, представленных песчаником, отмечаются значительной изменчивостью $K_{ов}$. Водоудерживающая способность образцов песчаника изменяется в широких пределах от 0,18 до 0,55 д. ед и 0,7д.ед. (единичный образец). Такой значительный разброс $K_{ов}$ указывает на неоднородность ФЕС песчаников девона.

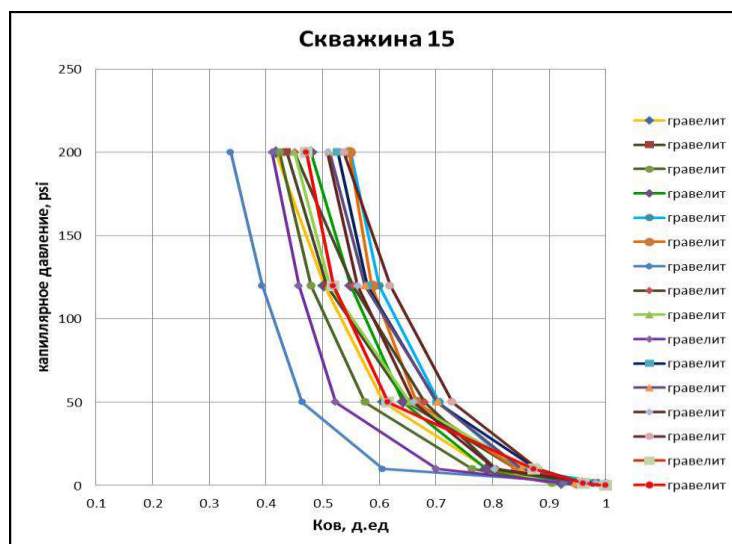


Рисунок 2.4.1 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для отложений девона, скв. 15.

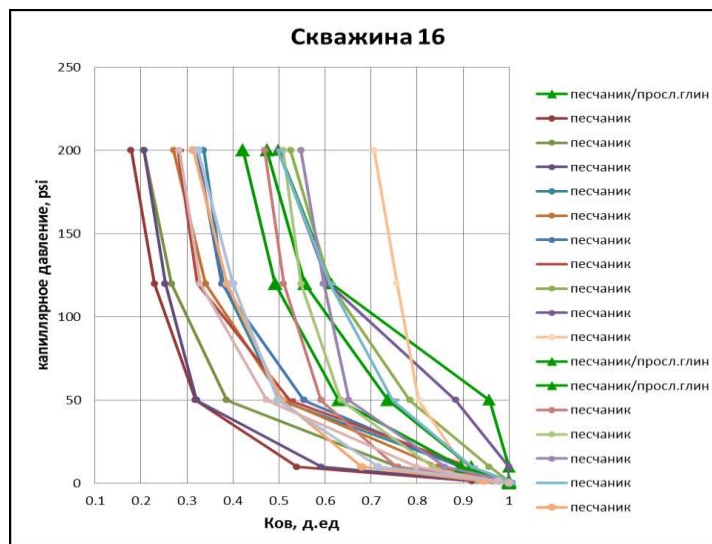


Рисунок 2.4.2 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для отложений девона, скв. 16.

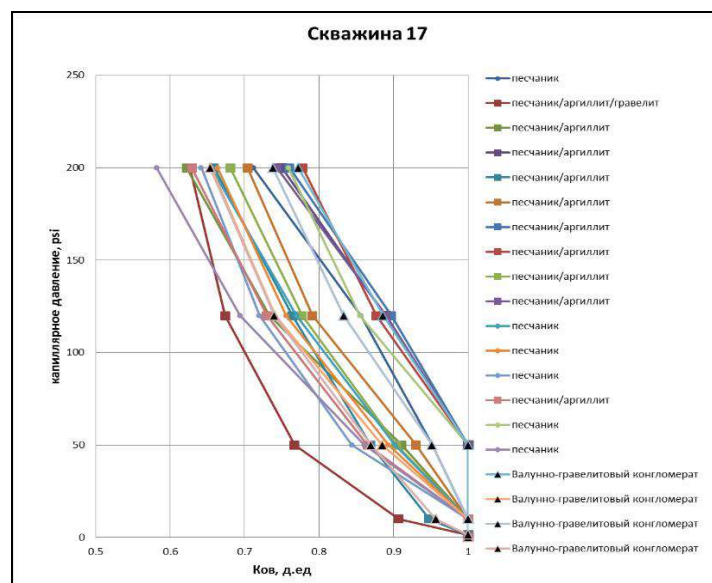


Рисунок 2.4.3 – Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для отложений девона, скв 17.

В скв.17 кривые капиллярметрии построены на образцах керна, представленного песчаником, песчаником с присутствием аргиллита и гравелита и валунно-гравелитовым конгломератом. Характер расположения кривых капиллярметрии указывает на значительный разброс $K_{ов}$ во всех литологических разностях и указывает на неоднородность ФЕС. $K_{ов}$ изменяется от 0,58 до 0,77 д.ед.

На основании капиллярных кривых для различных значений пористости и проницаемости, построены усредненные зависимости $K_{во}=f(K_p)$ (рис. 2.4.4) и $K_{во}=f(K_{пр})$ (рис. 2.4.5), имеющие вид:

$$K_{во}=0,133 \cdot K_p^{-0,469} \quad R^2=0,39$$

$$K_{во}=0,4991 \cdot K_{пр}^{-0,08} \quad R^2=0,36$$

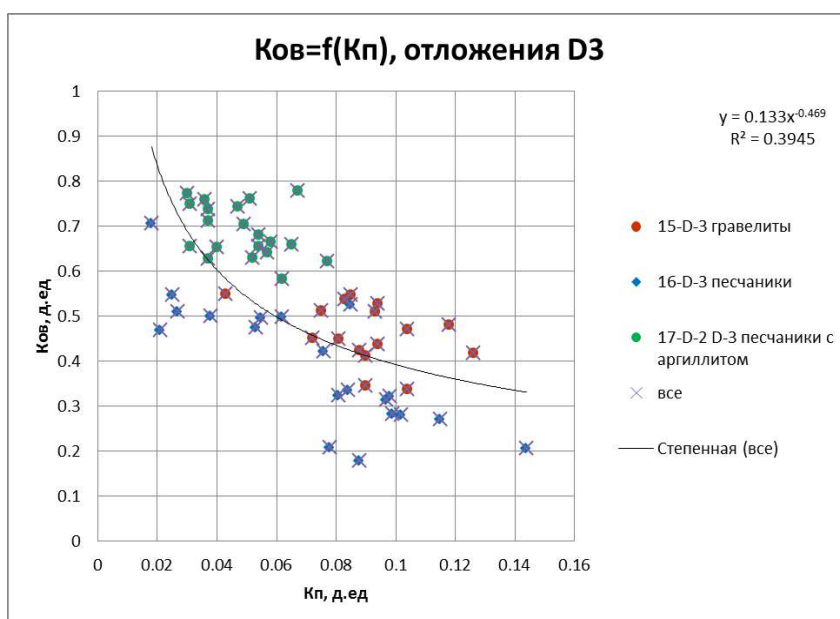


Рисунок 2.4.4 – Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости

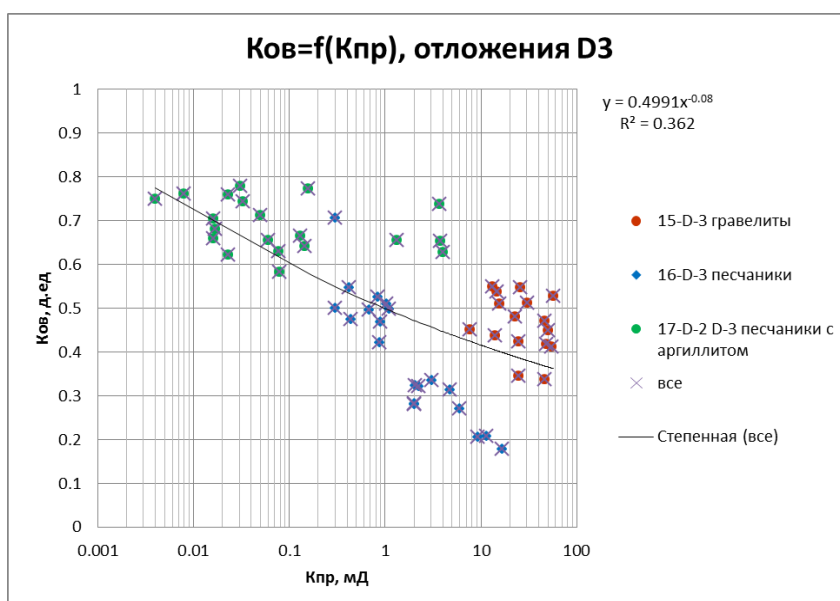


Рисунок 2.4.5 – Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости

2.5 Запасы свободного газа и содержащихся в газе компонентов

Впервые запасы природного газа были подсчитаны в 1975 г. после завершения поисково-разведочного этапа, по результатам бурения поисковых скважин и утверждены в ЦКЗ Министерства Геологии СССР по категории С₁. По результатам рассмотрения в Государственном балансе полезных ископаемых СССР по месторождению Придорожное были учтены запасы природного газа в количестве 7,306 млрд.м³,

в том числе: - по залежи верхнедевонских отложений – 5,722 млрд.м³;

- по залежи нижнекаменноугольных отложений – 1,584 млрд.м³.

Повторный подсчет запасов был выполнен в 2015 г. компанией ТОО «Reservoir Evaluation Services», был подготовлен отчет «Подсчет запасов газа и попутных компонентов месторождения Придорожное в Созакском районе Южно-Казахстанской области Республики Казахстан» (по состоянию изученности на 01.07.2015 г.), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 1633-15-У от 14 декабря 2015 г.). Запасы были посчитаны по результатам бурения 16 скважин по 8 залежам, из них три залежи приурочены к верхнедевонским отложениям (D-1, D-2, D-3), две - к нерасчлененной толще верхнего девона и нижнего карбона (CD-1, CD-2) и три залежи нижнего карбона (C-1, C-2, C-3).

В таблице 2.5.1 представлены подсчетные параметры и утвержденные запасы природного газа по категориям, блокам, зонам насыщения по 8 залежам и в целом по месторождению Придорожное.

Геологические запасы природного газа по месторождению по промышленной категории С₁ были учтены в Государственном балансе полезных ископаемых в количестве 11745 млн.м³, из которых на долю продуктивного горизонта C-1 приуроченного к нижнекаменноугольным отложениям приходится 47,2%, на долю продуктивного горизонта D-3 приуроченного к верхнедевонским отложениям - 44,1 % от всех запасов месторождения.

Таблица 2.5.1 – Сводная таблица запасов свободного газа месторождения Придорожное

Таблица 2.3.1 - Сводная таблица запасов свободного газа месторождения Придорожное														
Гори зонт	блок	зона	Катего рия	Площадь газонасы щенности, тыс.м ²	Средневзв, газонасыщ толщина, м	Кэф. пори стости, д.ед	Кэф. Газона сыщен., д.ед	Начальное пластовое давление, МПа	Поправка на отклонение от закона Бойля- Мариотта	Темпера турная поправка	Кэф. перевода технических ед. в физи ческие	Геологи ческие запасы газа, млн.м ³	Кэф. извлечения газа, д.ед.	Извлекаемые запасы газа, млн. м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
С-1	I	г	C1	2071	141,5	0,044	0,623	14,2	1,131	0,911	9,87	1159	0,7072	820
		гв		2705	88,3	0,038	0,623	14,2	1,131	0,911	9,87	822	0,7072	581
		ИТОГО		4776							1981		1401	
		гв	C2	858	17,4	0,041	0,623	14,2	1,131	0,911	9,87	55	0,7072	39
	II	г	C1	3041	146,0	0,037	0,581	14,2	1,131	0,911	9,87	1386	0,7072	980
		гв		4856	116,1	0,046	0,581	14,2	1,131	0,911	9,87	2176	0,7072	1539
		Итого		7927							3562		2519	
		г	C2	215	126,1	0,021	0,581	14,2	1,131	0,911	9,87	48	0,7072	34
		гв		6303	53,6	0,035	0,581	14,2	1,131	0,911	9,87	985	0,7072	697
		Итого		6518							1033		731	
		Всего по горизонту			C1							5543		3920
		C2								1088		770		
C1+C2								6631		4690				
С-2	I	г	C2	821	76,6	0,045	0,675	14,6	1,122	0,897	9,87	276	0,7072	195
		гв		1776	36,4	0,042	0,675	14,6	1,122	0,897	9,87	264	0,7072	187
		Итого		2597							540		382	
С-3	I	гв	C2	1858	41,0	0,031	0,550	14,6	1,118	0,892	9,87	184	0,7072	130
Итого С-1+С-2+С-3			C1									5543		3920
			C2									1812		1282
			C1+C2									7355		5202
CD-1	I	г	C1	2479	11,7	0,057	0,608	24,2	1,014	0,870	9,87	210	0,9135	192
		гв		375	4,8	0,052	0,608	24,2	1,014	0,870	9,87	12	0,9135	11
		ИТОГО		2854								222		203
	II	г	C2	3520	9,5	0,053	0,580	24,2	1,012	0,864	9,87	211	0,9135	193
		гв		1405	5,0	0,042	0,580	24,2	1,012	0,864	9,87	36	0,9135	33
		ИТОГО		4925								247		226
Итого CD-1			C1									222		203
			C2									247		226
			C1+C2									469		429

Продолжение таблица 2.5.1

Продолжение таблицы 2184															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
CD-2	I	Г	C1	1761	9.2	0.037	0.566	25.7	1.001	0.861	9.87	74	0.9135	68	
		ГВ		937	6.2	0.038	0.566	25.7	1.001	0.861	9.87	27	0.9135	25	
		ИТОГО		2693								101		92	
	II	Г	C2	2007	8.0	0.032	0.58	25.7	1.000	0.857	9.87	64	0.9135	58	
		ГВ		770	4.9	0.038	0.580	25.7	1.000	0.857	9.87	18	0.9135	16	
		ИТОГО		2777								82		75	
Итого CD-2			C1									101		92	
			C2									82		75	
			C1+C2									183		167	
Итого CD-1+ CD-2			C1									323		295	
			C2									329		301	
			C1+C2									652		596	
D-1	I	Г	C1	1287	22,5	0,039	0,590	26,2	0,996	0,857	9,87	146	0,9135	133	
		ГВ		771	10,1	0,035	0,590	26,2	0,996	0,857	9,87	35	0,9135	32	
		ИТОГО		2058								182		166	
		Г	C2	1059	18,2	0,053	0,590	26,2	0,996	0,857	9,87	132	0,9135	121	
		ГВ		465	9,5	0,038	0,590	26,2	0,996	0,857	9,87	22	0,9135	20	
		ИТОГО		1524								154		141	
	II	Г	C2	3341	31,8	0,039	0,600	26,2	0,995	0,853	9,87	549	0,9135	502	
		ГВ		2755	25,0	0,034	0,600	26,2	0,995	0,853	9,87	310	0,9135	283	
		ИТОГО		6096								860		786	
Итого D-1			C1									182		166	
			C2										1014		927
			C1+C2										1196		1093
D-2	I	Г	C1	3127	21.5	0.048	0.648	26.7	0.992	0.855	9.87	464	0.9135	424	
		ГВ		972	8.7	0.047	0.648	26.7	0.992	0.855	9.87	58	0.9135	53	
		ИТОГО		4099								522		477	
		Г	C2	1710	24.1	0.044	0.648	26.7	0.992	0.855	9.87	262	0.9135	239	
		ГВ		382	11.1	0.039	0.648	26.7	0.992	0.855	9.87	24	0.9135	22	
		ИТОГО		2092								286		261	

Продолжение таблица 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
D-2	II	Г	C2	4160	19,3	0,037	0,520	26,7	0,991	0,852	9,87	346	0,9135	316	
		ГВ		1302	10,8	0,036	0,520	26,7	0,991	0,852	9,87	59	0,9135	54	
		ИТОГО		5462								405	0,9135	370	
Итого D-2			C1									522		477	
			C2									691		631	
			C1+C2									1213		1108	
D-3	I	Г	C1	4491	74,3	0,068	0,591	27,2	0,988	0,852	9,87	3026	0,9135	2764	
		ГВ		5705	44,2	0,64	0,591	27,2	0,988	0,852	9,87	2149	0,9135	1963	
		ИТОГО		10196								5175		4727	
		ГВ	C2	4845	26,9	0,051	0,591	27,2	0,988	0,852	9,87	884	0,9135	808	
Итого D-3			C1									5175		4727	
			C2										884		808
			C1+C2										6059		5535
Итого D-1+ D-2+D-3			C1										5879		5370
			C2										2589		2366
			C1+C2										8468		7736
Всего по месторождению			C1										11745		9585
			C2										4730		3949
			C1+C2										16475		13534

Геологические запасы природного газа категории C_2 , как запасы требующие доразведки, составляют 4730 млн. m^3 . Всего запасы категории C_1+C_2 составляют 16475 млн. m^3 . Соотношение геологических запасов природного газа месторождения по категориям составляет $C_1 - 71,3\%$ и $C_2 - 28,7\%$.

Коэффициент извлечения газа для залежей нижнего карбона (С-1, С-2, С-3) составляет 0,7072 д. ед., для остальных залежей он несколько выше и составляет 0,9135 д. ед. Таким образом, в целом по месторождению извлекаемые запасы свободного газа составляют 13534 млн. m^3 , из них по категории C_1 - 9585 млн. m^3 и по категории C_2 -3949 млн. m^3 . Соотношение извлекаемых запасов природного газа категории C_1 составляет 70,8%, категории C_2 - 29,2%.

Так как в составе природного газа присутствует гелий, азот, углекислый газ и сероводород в промышленных концентрациях, то были посчитаны запасы этих компонентов. Гелий (He) присутствует во всех залежах и его содержание составляет 0,200 -210 мол.%, а согласно требованиям ГКЗ он поддается учету при концентрации более 0,05 %. Азот и углекислый газ также присутствует во всех залежах. Содержание азота для залежей нижнего карбона С-1, С-2, С-3 составляет 7,8 мол %, для остальных залежей значительно больше - 25,4 мол%. Содержание углекислого газа составляет 0,1 мол.%. Согласно требованиям ГКЗ запасы азота и углекислого газа подлежат учету при их содержании в газе не менее 15,0% и запасах газа не менее 1 млрд. m^3 .

Ниже в таблицах 2.5.2 -2.5.4 приведены запасы компонентов, находящиеся в природном газе.

Таблица 2.5.2 – Подсчет запасов серы месторождения Придорожное

Горизонт	Категория	Запасы газа, млн. m^3		Содержание сероводорода, г/ m^3	Запасы сероводорода, тыс. т		Запасы серы, тыс. т	
		Геолог.	Извлек.		Геолог.	Извлек.	Геолог.	Извлек.
С-1	C_1	5543	3920	39,2	217,3	153,7	204,3	144,5
	C_2	1088	770	39,2	42,7	30,2	40,1	28,4
	C_1+C_2	6631	4690		260,0	183,9	244,4	172,9
С-2	C_2	540	382	39,2	21,2	15,0	19,9	14,1
С-3	C_2	184	130	39,2	7,2	5,1	6,8	4,8
Итого С-1+2+3	C_1	3624	3920		217,3	153,7	204,3	144,5
	C_2	3731	1282		71,0	50,3	66,8	47,3
	C_1+C_2	7355	5202		288,4	204,0	271,1	191,7
Всего по месторождению	C_1	3624	3931		135,8	107,1	127,7	100,7
	C_2	3731	3438		149,2	117,6	140,2	110,6
	C_1+C_2	7355	6559		285,0	224,7	267,9	211,2

Таблица 2.5.3 Подсчет запасов азота и углекислого газа месторождения Придорожное

Горизонт	Категория	Запасы газа, млн. м ³		Содержание азота, мол%	Запасы азота, млн. м ³		Содержание углекислого газа, мол%	Запасы углекислого газа, млн. м ³	
		Геолог.	Извлеч.		Геолог.	Извлеч.		Геолог.	Извлеч.
C-1	C ₁	5543	3920	7,8	434,6	307,3	0,1	5,0	3,5
	C ₂	1088	770	7,8	85,3	60,4	0,1	1,0	0,7
	C ₁ +C ₂	6631	4690		519,9	367,7		6,0	4,2
C-2	C ₂	540	382	7,8	42,3	29,9	0,1	0,5	0,4
C-3	C ₂	184	130	7,8	14,4	10,2	0,1	0,2	0,1
CD-1	C ₁	222	203	25,4	56,5	51,6	0,1	0,3	0,3
	C ₂	247	226	25,4	62,8	57,5	0,1	0,3	0,3
	C ₁ +C ₂	469	429		119,3	109,1		0,6	0,6
CD-2	C ₁	101	92	25,4	25,7	23,4	0,1	0,1	0,1
	C ₂	82	75	25,4	20,9	19,1	0,1	0,1	0,1
	C ₁ +C ₂	183	167		46,5	42,5		0,2	0,2
D-1	C ₁	182	166	25,4	46,3	42,2	0,1	0,2	0,2
	C ₂	1014	927	25,4	257,9	235,7	0,1	1,3	1,2
	C ₁ +C ₂	1196	1093		304,1	277,9		1,6	1,4
D-2	C ₁	808	738	25,4	205,5	187,7	0,1	1,1	1,0
	C ₂	405	370	25,4	103,0	94,1	0,1	0,5	0,5
	C ₁ +C ₂	1213	1108		308,5	281,8		1,6	1,4
D-3	C ₁	5175	4727	25,4	1316,0	1202,1	0,1	6,7	6,1
	C ₂	884	808	25,4	224,8	205,5	0,1	1,1	1,1
	C ₁ +C ₂	6059	5535		1540,8	1407,6		7,9	7,2
Всего по месторождению	C ₁	12184	9986		2084,5	1814,3		13,4	11,2
	C ₂	4290	3547		811,4	712,4		5,1	4,3
	C ₁ +C ₂	16474	13533		2895,8	2526,7		18,5	15,6

Таблица 2.5.4 - Подсчет запасов гелия месторождения Придорожное

Горизонт	Категория	Запасы газа, млн. м ³		Содержание гелия, мол %	Запасы гелия, млн.м ³	
		Геологические	Извлекаемые		Геологические	Извлекаемые
C-1	C ₁	5543	3920	0,200	11,1	7,8
	C ₂	1088	770	0,200	2,2	1,5
	C ₁ +C ₂	6631	4690		13,3	9,4
C-2	C ₂	540	382	0,200	1,1	0,8
C-3	C ₂	184	130	0,200	0,4	0,3
CD-1	C ₁	222	203	0,210	0,5	0,4
	C ₂	247	226	0,210	0,5	0,5
	C ₁ +C ₂	469	429		1,0	0,9
CD-2	C ₁	101	92	0,210	0,2	0,2
	C ₂	82	75	0,210	0,2	0,2
	C ₁ +C ₂	183	167		0,4	0,4
D-1	C ₁	182	166	0,210	0,4	0,3
	C ₂	1014	927	0,210	2,1	1,9
	C ₁ +C ₂	1196	1093		2,5	2,3
D-2	C ₁	522	477	0,210	1,1	1,0
	C ₂	691	631	0,210	1,5	1,3
	C ₁ +C ₂	1213	1108		2,5	2,3
D-3	C ₁	5175	4727	0,210	10,9	9,9
	C ₂	884	808	0,210	1,9	1,7
	C ₁ +C ₂	6059	5535		12,7	11,6
Всего по месторождению	C ₁	12184	9986		24,1	19,7
	C ₂	4290	3547		9,8	7,5
	C ₁ +C ₂	16474	13533		33,9	27,3

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

Интерпретация результатов газодинамических исследований скважин (ГДИС), выполненных на месторождении, проводилась в соответствии с действующими методическими рекомендациями по составлению проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений, а также с применением современных подходов к анализу установившихся и неуставившихся режимов фильтрации.

В основу интерпретации положен комплексный подход, включающий обработку данных, полученных при исследованиях методом установившихся отборов (МУО), а также при исследованиях неуставившихся режимов фильтрации по кривым восстановления давления (КВД).

При анализе результатов МУО определялись зависимости между дебитом газа, забойным и устьевым давлениями, а также депрессией на пласт. На основании индикаторных диаграмм рассчитывались коэффициенты фильтрационных сопротивлений (а и б) в уравнении притока газа, коэффициенты продуктивности скважин и величины абсолютно-свободного дебита.

Обработка данных неуставившейся фильтрации выполнялась по кривым восстановления давления с использованием логарифмических методов анализа. По результатам интерпретации КВД определялись пластовое давление, коэффициенты газопроводности и пьезопроводности, проницаемость коллекторов, а также скин-фактор, характеризующий состояние призабойной зоны пласта.

Дополнительно при интерпретации учитывались данные геофизических исследований скважин, результаты испытаний на приток, а также информация о проведенных мероприятиях по интенсификации притока (соляно-кислотные и глино-кислотные обработки, гидропескоструйная перфорация и др.).

Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов проводилась с учетом неоднородности продуктивных пластов, различий в литологическом составе и степени их загрязнения в процессе бурения.

В результате комплексной интерпретации ГДИС были получены основные параметры, характеризующие энергетическое состояние залежей и фильтрационные свойства пластов, которые использованы в дальнейшем для обоснования технологических показателей разработки месторождения.

3.1 Анализ результатов газодинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов

Для оценки величины начального пластового давления по нижнекаменноугольным и верхнедевонским отложениям было рассмотрено распределение значений пластового давления по глубине, определенным в процессе опробования поисковых и оценочных скважин.

Для анализа были рассмотрены все значения $P_{пл}$, определенные при опробовании в эксплуатационной колонне в скважинах 2, 4, 6, 12, 15, 16, 17 и при проведении газодинамических исследований в скважинах 15, 16, 17 (Рис. 3.1.1).

По работе [10] была получена зависимость, которая описывается следующим уравнением (коэффициент корреляции $R^2 = 0,98$):

$$P_{пл} = 0,010 \cdot H_{абс} + 3,845,$$

где $H_{абс}$ – абсолютная отметка середины интервала перфорации, м;

$P_{пл}$ – начальное пластовое давление, в МПа.

По залежам, начальные пластовые давления на уровне ГВК согласно уравнению приведены в таблице 3.1.1. Как видно из таблицы, полученные пластовые давления выше гидростатических, коэффициент аномальности составляет по горизонтам 1,16-1,33.

Следует отметить, что проявление аномально-высокого пластового давления (АВПД) является признаком, подтверждающим запечатанность залежей. Наличие АВПД положительно влияет на разработку залежей в связи с тем, что их энергетические ресурсы больше, чем в залежах, где пластовое давление поддерживается на уровне гидростатического.

Также определено значение начальной пластовой температуры для каждой залежи. Характер распределения начальной пластовой температуры по глубине на месторождении Придорожное приведен на рисунке 3.1.2. Для построения этой зависимости были использованы замеры пластовых температур, выполненные в период опробования и в результате получено уравнение с коэффициентом корреляции $R^2 = 0,918$.

$$T_{пл} = 0,019 \times H_{абс} + 28,03$$

где $T_{пл}$ – пластовая температура, $^{\circ}\text{C}$.

Пластовая температура изменяется в пределах 44,7-72,8 $^{\circ}\text{C}$ и в среднем по месторождению 59,9 $^{\circ}\text{C}$. Градиент температуры 1,9 $^{\circ}\text{C}$ на 100 м. Геотермическая ступень - 52,63 м. Пластовая температура по горизонтам представлены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Начальные пластовые давления и температуры по залежам, полученные расчетным путем

Продуктивный горизонт	Блоки					
	I			II		
	Глубина (абс.отм.), м	Давление, МПа	Температура, °С	Глубина (абс.отм.), м	Давление, МПа	Температура, °С
C-1	-1115,0	15,0	49,2	-1155,6	15,4	50,0
C-2	-1301,0	16,9	52,7	-	-	-
C-3	-1401,1	17,9	54,7	-	-	-
CD-1	-1872,7	22,6	63,6	-1994,0	23,8	65,9
CD-2	-2035,9	24,2	66,7	-2128,7	25,1	68,5
D-1	-2135,4	25,2	68,6	-2234,5	26,2	70,5
D-2	-2221,2	26,1	70,2	-2266,4	26,5	71,1
D-3	-2302,9	26,9	-	-	-	-

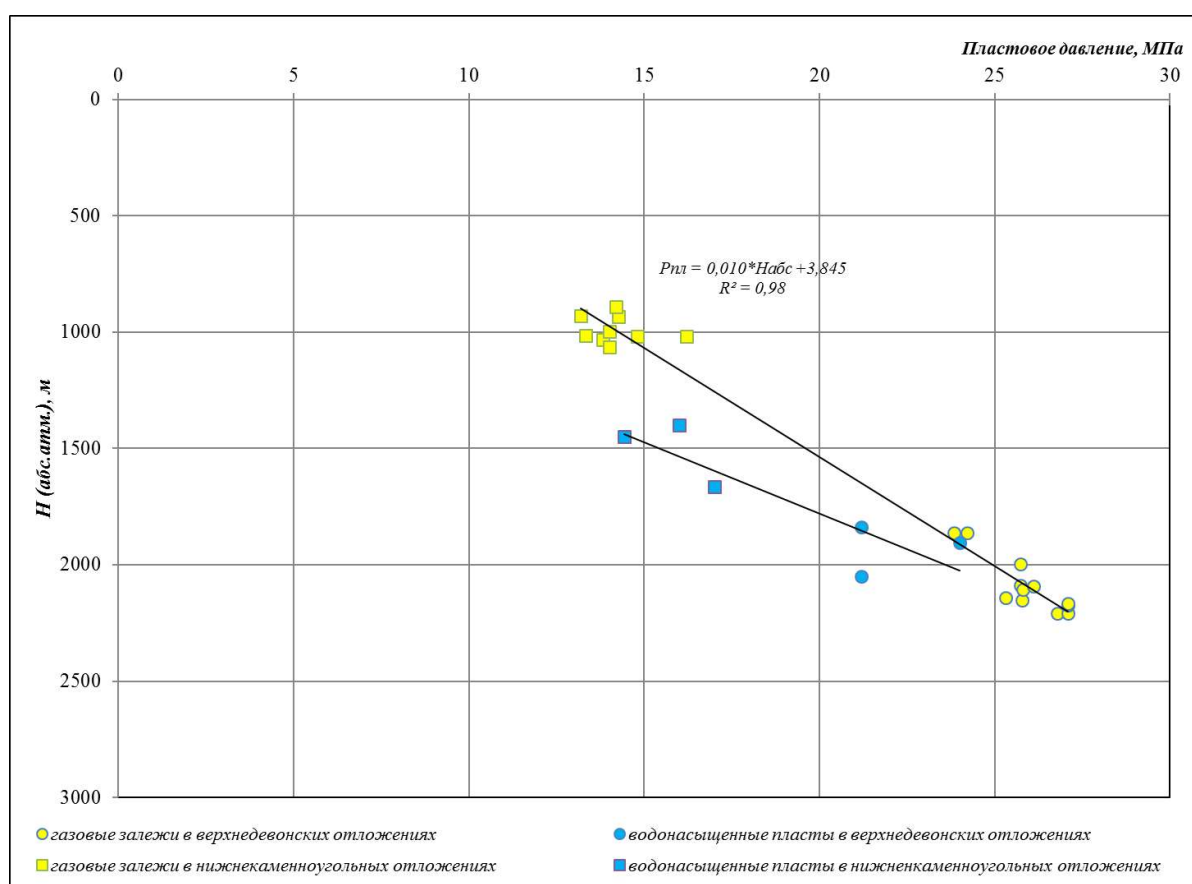


Рисунок 3.1.1 – Зависимость начального пластового давления от глубины

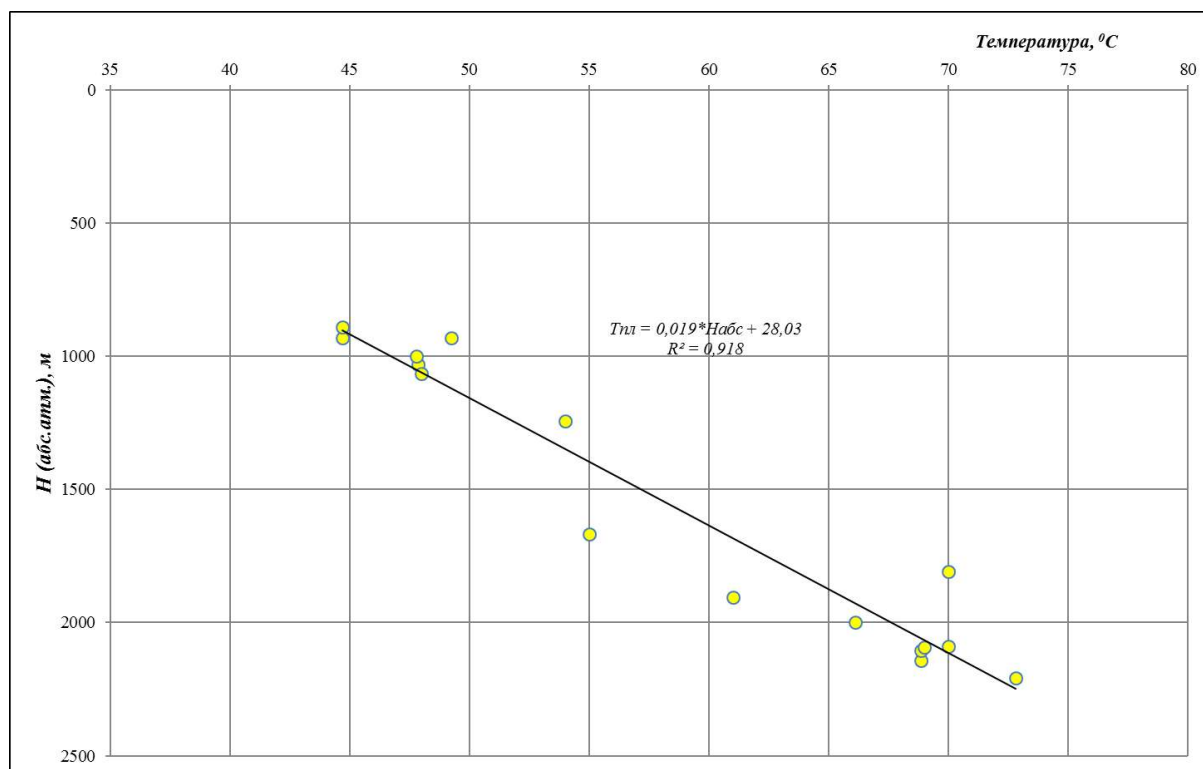


Рисунок 3.1.2 – Зависимость начальной пластовой температуры от глубины

Анализ результатов опробования скважин

Так как нижнекаменноугольные и верхнедевонские залежи не были в опытно-промышленной эксплуатации, в данной работе приводится полная характеристика залежей начиная с периода опробования.

Оценка начальных пластовых характеристик продуктивных залежей, представленных терригенно-карбонатными отложениями, осуществлена на основе исследований установившейся фильтрации (МУО) и при нестационарных режимах фильтрации (КВД), выполненных при опробовании газонасыщенных интервалов пласта, как в процессе бурения, так и в процессе опробования.

Испытание интервалов в старых поисковых скважинах (2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 11, 12, 13, 14) в процессе бурения проводилось на бурильных трубах пластоиспытателями КИИ-2-146. В результате получены притоки газа, воды различной интенсивности, в некоторых случаях притоки не получены. Результаты испытания по скважинам представлены в табличном приложении 1, количество объектов испытания и характер притока представлены в таблице 3.1.2.

Большинство объектов опробования, из которых получены притоки воды или незначительные притоки газа, исследованы на одном, реже двух режимах. В случае получения промышленных притоков углеводородов исследование проводилось на пяти и

более режимах работы скважины методом «прямого хода». Результаты исследований представлены в табл. приложении 2.

Поисковая скважина 2. Пробурена в 1970 г. В скважине испытание 7 объектов в открытом стволе.

I-IV объекты получены непромышленные притоки газа дебитами:

В интервале 1300-1573 м (горизонты С-1, С-2) до 1,3 тыс.м³/сут.

В интервале 1497-1660 м (горизонты С-1, С-2, С-3) горючий газ - 1,5 тыс.м³/сут.

В интервале 1638-1939 м (горизонт С-3 и вне горизонта) до 1,6 тыс.м³/сут.

В интервале 1824-1952 м (вне горизонта) до 1,8 тыс.м³/сут.

V-VI объекты. Интервалы 1876-1948 м. и 2802-2944 м (вне горизонта). Притока не получено, пласт «сухой».

VII объект. Интервал 1431-1968 м (вне горизонта и горизонты С-1, С-2, С-3). Получен приток пластовой воды дебитом 202 м³/сут.

Опробование в колонне производилось в 4-х объектах.

I объект. Интервал 1310-1340 м (горизонт С-1). Приток не получен - объект «сухой».

II объект. Интервалы перфорации 1210-1220, 1222-1232, 1246-1252, 1264-1268, 1274-1278, 1282-1292, 1311-1316 м (горизонт С-1). Были проведены работы по интенсификации притока - гидropескоструйной перфорации на пласт. Получен приток газа дебитом 6 тыс.м³/сут. Замеренное пластовое давление 13,33 МПа.

III объект. Интервал 1235-1300 м (горизонт С-1). Заряд ПК-103-820 отв. Получен приток газа дебитом 16 тыс. м³/сут.

IV объект. Интервал перфорации 1190-1235 м (горизонт С-1). Заряд ПК-103-900 отв. Получен приток газа с дебитом от 3 до 5 тыс. м³/сут.

Поисковая скважина 3. Пробурена в 1973 г. В этой скважине испытание двух объектов в открытом стволе произведено испытателем пластов на кабеле КИИ-146.

I объект. Интервал 1793-2079 м (вне горизонта). Получен фильтрат с водой. Объект водоносный.

II объект. Интервал 2373-2456 м (горизонт D-2, вне горизонта). Получен аварийный фонтан сухого газа через выкидной превентор 1,6 млн. м³ на глубине 2436-2451 м при бурении наблюдалось поглощение бурового раствора с потерей циркуляции.

Поисковая скважина 4. Пробурена в 1973 г. В этой скважине испытание двух объектов в открытом стволе произведено испытателем пластов на кабеле КИИ-146.

I объект. Интервал 2451-2555 м (горизонт D-3, вне горизонта). Получен фильтрат с газом.

II объект. Интервал 2421-2568 м (горизонт D-3, вне горизонта). Получен приток сильно разгазированной воды до 300 л.

В скважине восемь объектов опробовано в колонне:

I объект. Интервалы перфорации 2391-2412, 2422-2433, 2436-2440, 2445-2450 м (горизонт D-3). Заряды ПК-80 - 210 отв. Освоение скважины проводилось сменой бурового раствора на воду. Исследование на диафрагмах 4,98 мм, 12,23 мм, 19,03 мм, 24,97 мм, 28,52 мм, 34,92 мм. Максимальный дебит на 34,92 мм – 824,65 тыс. м³/сут.

II объект. Интервалы перфорации 2233-239, 2252-2260 м (горизонт CD-2). Заряд ПК-103-280 отв. Получен приток газа свободным дебитом 31,7 тыс. м³/сут на диафрагме 7,7 мм. Пластовое давление составило 25,72 МПа.

III объект. Интервал 2048-2064 м (горизонт CD-1). Опробование проводилось методом снижения уровня жидкости компрессором УКП-80 и ЦА-320. Получен незначительный приток горючего газа, который промышленного значения не имеет.

IV объект. Интервалы перфорации 1273-1310, 1320-1338, 1354-1357, 1370-1376, 1402-1405 м (горизонт C-1 и вне горизонта). Получен приток газа и воды.

V объект. Интервал перфорации 1273-1405 м (горизонт C-1, C-2). Испытатель пластов КИИ-95 Получен слабый приток пластовой воды. Объект водоносный.

VI объект. Интервалы перфорации 1230-1273, 1273-1296 м (горизонт C-1). Заряды ПК-89 -170 отв. Получен приток газа на диафрагмах 3,21 мм, 5,33 мм, 7,7 мм, 9,57 мм, 15,2 мм, 19 мм соответственно дебиты 14; 19; 22; 24; 27; 32 тыс. м³/сут. Рассчитано пластовое давление 14,8 МПа.

VII объект. В интервале перфорации 1185-1230 м (горизонт C-1) опробование проводилось методом переменных давлений. Заряды ПК-103-910 отв. Объект «сухой».

VIII объект. Интервал 1176-1236 м (горизонт C-1). Слабое выделение газа.

Поисковая скважина 5. Пробурена в 1974 году в рамках проекта оценочных работ. Испытание в открытом стволе на трубах КИИ-2-146:

I объект. Интервал 2130-2346 м (фильтр 2271-2275 м, горизонт CD-3 и вне горизонта). Притока не получено. Объект «сухой».

II объект. Интервал 2527-2550 м (горизонт D-3). Получен слабый приток горючего газа.

III объект. Интервал перфорации 2550-2685 м (горизонт D-3, вне горизонта). Получен приток слабо разгазированного фильтрата с водой 2,7 м³.

IV объект. Интервал 2529-2685 м (горизонт D-3, вне горизонта). Получен приток слабогазированной пластовой воды 3,7 м³.

В скважине 9 объектов опробовано в колонне:

Освоение I - II объектов в интервалах перфорации 2380-2391 м (горизонт CD-2) и 2512-2535 м (горизонт D-3) методом снижения уровня жидкости компрессором УКП-80 и ЦА-320 притока не получено, пласт «сухой».

III объект. Интервал 2535-2560 м (горизонт D-3). Вскрыт перфорацией зарядами ПК-103, 230 отв. Освоение проводилось пластоиспытателем КИИ-95. Получен слабый приток воды, отобрана 6 л воды для анализа.

IV объект. Интервал 2512-2560 м (горизонт D-3). Получен слабый приток слабогазированной пластовой жидкости.

V - VIII объекты. Интервалы 2564-2620 м, 2526-2620 м (горизонт D-3, вне горизонта), 2460-2495 м (горизонты D-1, D-2), 2426-2445 м (горизонт D-1, вне горизонта). Притоки газа и воды не получены.

IX объект. Интервал 2276-2296 м (горизонт CD-1, вне горизонта). Получен слабый приток жидкости методом снижением уровня жидкости.

Поисковая скважина 6. Пробурена в 1974 г. Испытание в открытом стволе на трубах КИИ-2-146:

I - II объект. Интервалы перфорации 2564-2706 м и 2561-2766 м (горизонт D-3, вне горизонта). Получен приток пластовой воды. Объекты водоносные.

III объект. Солянокислотная обработка интервала перфорации 1181-1360 м (горизонт C-1, вне горизонта). На выкиде получен интенсивный приток газа с ориентировочным дебитом до 800 тыс. м³/сут.

В скважине один объект опробован в колонне. Интервал перфорации 1290-1306 м (горизонт C-1). Заряды ПК-103 -480 отв. Получен приток горючего газа. Исследование на 6-ти режимах: 22 мм - 94 тыс.м³/сут; 18,5 мм – 83,6 тыс.м³/сут; 10,7 мм – 79,36 тыс.м³/сут; 7,7 мм -56,67 тыс.м³/сут, 5,84 мм – 39,14 тыс.м³/сут; 3,2 мм – 12,05 тыс.м³/сут. Пластовое давление составило 11,05 МПа.

Поисковая скважина 7. Пробурена в 1974 г. Охвачено 6 объектов испытанию в открытом стволе, в процессе испытания в объектах приток не получены. Исследуемые интервалы являются непроницаемыми или слабопроницаемыми коллекторами.

Поисковая скважина 8. Пробурена в 1974 г. В этой скважине испытание два объекта в открытом стволе произведено испытателем пластов на кабеле КИИ-146.

I объект. Интервал 1558-1898 м. Получен приток газа с водой.

II объект. Интервал перфорации 1526-1902 м. Получен приток пластовой воды.

Поисковая скважина 10. Пробурена в 1975 году в рамках проекта оценочных работ. Испытание в открытом стволе проводилось на трубах КИИ-146 в 6-ти объектах. Интервалы - 2948-3153 м, 2500-2889 м, 2944-3153 м, 2902-3153 м, 1876-2005 м, 1661-1880 м. В процессе испытания в открытом стволе, в вышеприведенных объектах приток не получен, либо получен приток фильтрат бурового раствора. Исходя из характера изменения давления, можно сделать вывод, что исследуемые интервалы являются непродуктивными.

Поисковая скважина 11. Пробурена в 1976 г. Испытание в открытом стволе на трубах КИИ-2-146 в 6-ти объектах. Интервалы 1798-1941 м, 1840-2002 м, 2796-2880 м, 2731-2880 м, 2739-2880 м, 2461-2687 м. В процессе испытания в объектах приток не получен, либо получен приток фильтрат бурового раствора. В интервале 2731-2880 м испытание проведено неудачно. Причины неудачного применения испытателя пластов из-за низких качеств резинового элемента, в результате произошло разгерметизация (лопнула резина пакера).

Поисковая скважина 12. Пробурена в 1975 г. Испытание в открытом стволе:

I-II объекты. Интервалы 2215-2334 м (горизонт CD-1, вне горизонта) и 1400-1682 м (горизонт C-1, C-2, вне горизонта).. Испытание на трубах КИИ-146. В результате получен слабый приток воды.

III объект. Интервал 1165-1432 м (горизонт C-1, вне горизонта). Получен приток фильтрата.

В период 07.02-14.06.1976г. проведено опробование нескольких объектов. Интервалы опробования 2532-2560, 2511-2530, 2488-2503, 2464-2487, 2438-2458, 2400-2430, 2375-2395, 2335-2350 м. Результаты опробования показали в основном сухие пласты, слабые притоки газа получены в интервалах 2511-2530, 2488-2503, 2438-2458 м.

Поисковая скважина 13. Пробурена в 1975 г. В этой скважине испытание двух объектов в открытом стволе произведено испытателем пластов на кабеле КИИ-146. Интервалы перфорации горизонта C-1: 1295-1433 м (I объект) и 1294-1360 м (II объект). Притока газа не получено, пласт «сухой».

В открытом стволе с последующим освоением компрессором УКП-80 и ЦА-320 в интервале 1221-1456 м (горизонт C-1) получен приток горючего газа и пластовой воды. Исследование на диафрагмах 1,88 мм, 3,3 мм, 4,74 мм, 5,3 мм, 7,7 мм. Максимальный дебит на 5,3 мм – 4,7 тыс. м³/сут. Объект газоносный.

Поисковая скважина 14. Пробурена в 1975 г. В этой скважине испытание четырех объектов (горизонт С-1) в открытом стволе произведено испытателем пластов на кабеле КИИ-146.

I объект. Интервал 1195-1277 м. Притока не получено. Объект «сухой».

II объект. Интервал 1282-1406 м. Получен приток пластовой воды. Объект водоносный.

III объект. Интервал 1254-1100 м. Получен слабый приток горючего газа.

IV объект. Интервал 1107-1137 м. Притока не получено. Объект «сухой».

Оценочная скважина 15. Пробурена в 2014 г. Испытания в обсаженном стволе проведены в следующих объектах:

I объект. Интервалы перфорации 2357,1-2362,7, 2366,2-2369, 2374,8-2389,8, 2399,3-2404,3, 2408-2439 м (горизонт D-3). Заряды ORION102-04 НМХ St 18 1080 отв. Получен приток газа на диафрагмах 23 мм, 21 мм, 19 мм, 17 мм, 15 мм, 13 мм. Максимальный дебит газа был получен на диафрагме 21 мм - 337,4 тыс. м³/сут. Проведено ГДИС методом МУО с последующим закрытия скважины на КВД. В результате исследования пластовое давление составило 25,31 МПа, пластовая температура – 68,85 °С. За время опробования добыто 1,610 млн. м³ природного газа.

II объект. Интервалы перфорации 2058,5-2064,2, 2084,9-2090, 2141,7-2171, 2210-2220,6, 2294-2315 м (горизонт CD-1, CD-2, D-1, вне горизонта). Опробование проводилось методом компрессирования АКС-250 с последующим соляно-кислотной обработкой ПЗС, результаты были неуспешны - приток газа не получен. Далее скважину закрыли на КВД, измеряли пластовое давление на глубине 2058,5 м – 21,2 МПа, пластовая температура составила 70 °С.

III объект. Интервалы перфорации 1606,3-1619,5, 1640-1658,2, 1670,3-1695,4, 1738,3-1746,6, 1773,5-1799,0 м (горизонт С-3, вне горизонта). вызов притока осуществлялось с помощью АКС-250. На выходе получили техническую воду.

IV объект. Интервалы перфорации 1250-1312, 2320-1330 м (горизонт С-1, вне горизонта). Получен приток газа на штуцерах 5 мм, 7 мм, 3 мм, 3,21 мм, 5 мм, 7 мм соответственно дебиты 0,3; 0,01; 0,04; 0,2; 1,8 тыс. м³/сут. В скважине проведено газодинамическое исследование методом КВД. Полученное пластовое давление составило 13,82 МПа, пластовая температура 47,85 °С. Отобраны глубинные проб газа. За время опробования данного объекта получена 2311 м³ газа.

V объект. Интервалы перфорации 1142,8-1168,9, 1181-1184, 1188,8-1234 м (горизонт С-1). Получен приток газа, максимальный дебит при штуцере 9 мм 5,777 тыс.

м³/сут. Пластовое давление, полученное при КВД, составило 14,3 МПа, температура - 44,68 °С. За время опробования добыто 8487 м³ природного газа.

Оценочная скважина 16. Пробурена в 2014 г. В скважине пять объектов опробовано в колонне:

I объект. Интервал перфорации 2419,7-2473,4 м (горизонт D-3). проведены прострелочные работы перфоратором марки 4505 POWERJET Omega 859 отв. Далее проведена глино-кислотная обработка в объеме 10,74 м³, при запуске скважины на отработки наблюдался выход газа с жидкостью. После выхода скважины на стабильный режим проведены работы по ГИС для определения профиля притока на трех режимах (7-9-15 мм), кривой восстановления давления КВД, а также МУО. В процессе ГДИС была определена фильтрационные параметры пласта. Пластовое давление составило 26,78 МПа, температура -72,8 °С. За время опробования добыто 0,543 млн.м³ газа.

II объект. Интервалы перфорации 2269,7-2284,5, 2355,3-2382, 2396,8-2410,3 м (горизонт CD-2, D-1, D-2). Перфорация проведена зарядами ORION 102-04 НМХ 806 отв., после проведена обработка ПЗС комбинированным кислотным раствором: в нижних интервалах 2355,3-2382, 2396,8-2410,3 м - ГКО, в верхних интервалах 2269,7-2284,5 м - СКО. Вызов притока пластового газа осуществлен с помощью азотно-компрессорной станции путем закачки азота в затрубное пространство скважины. Закрыли скважину на КВД 64 ч. и провели запись профиля притока на 7-5 мм штуцерах: Рпл=25,74 МПа, Т=69 °С. За время опробования добыто 0,070 млн. м³ газа.

III объект. Интервал перфорации 2105-2114,3 м (горизонт CD-1). Проведена СКО ПЗП в объеме 9,3 м³. Вызов притока пластового газа осуществлен с помощью азотно-компрессорной станции, получен приток газа. Проведены в скважине работы по ГДИС (КВД и МУО), в результате получены Рпл=23,84 МПа, Т=97,54 °С.

IV объект. Интервалы перфорации 1490,9-1519,8, 1531,4-1538,2, 1556,9-1558,6, 1656,4-1719,5 м (горизонт C-2, C-3). Вызов притока осуществлялось с помощью компрессирования АКС-250 с последующим СКО призабойной зоны пласта. В результате получен слабый приток жидкости.

V объект. Интервалы перфорации 1177,2-1199,4, 1230,3-1250, 1256-1276,5, 1288-1353,2 м (горизонт C-1). Вызов притока осуществлен путем компрессирования агрегатом АКС-250 с последующим СКО ПЗП в объеме 127,6 м³, в результате чего получен приток газа. Скважину останавливали 61 часов на КВД, пластовое давление на глубине 1177,2 м – 13,0 МПа, температура 49,2 °С. Проведено ГДИ методом установившихся отборов на 5 режимах. За время опробования добыто 2,196 млн.м³ газа.

Оценочная скважина 17. Пробурена в 2015 г. В скважине шесть объектов опробовано в колонне:

I объект. Интервалы перфорации 2421-2462, 2469-2520, 2568-2573 м (горизонт D-3, вне горизонта). Вызов притока осуществлен путем компрессирования агрегатом АКС-250 с последующим ГКО ПЗП, в результате получен приток газа. Проведены ГДИС методом КВД с последующим МУО на 3-х режимах. Рпл=27,08 МПа, T=66,1 °С.

II объект. Интервалы перфорации 2345-2378, 2390-2404,2 м. По результатам профиля притока установлено, что в интервале 2394,0-2403,0 м (горизонт D-1, D-2) происходило поглощение, приемистость составила 4,7 м³/с.

III объект. По результатам профиля притока установлено, что из интервала 2156,0-2162,0 м (интервал горизонта CD-1, CD-2) поступает вода дебитом 1,0 м³/сут.

IV объект. Интервалы перфорации 1578-1585, 1600-1608, 1900-1923,2 м (горизонт C-2, вне горизонта). По данным профиля притока интервал 1916,0-1923,3 м (за пределами границ горизонта) работает водой дебитом 8,9 м³/сут.

V объект. Интервалы перфорации 1304-1332,2, 1337,5-1348,4, 1356-1368,7, 1374,2-1395,2 м (горизонт C-1). Максимальный приток газа составил 1,2 тыс. м³/сут на 13 мм диаметре штуцера. По данным профиля притока установлено, что работает верхний интервал.

VI объект. Интервал перфорации 1206,0-1238,3 м и 1270,0-1290,0 м (горизонт C-1) притока не было получено, объект опробования оказался «сухим».

Таблица 3.1.2 – Объекты испытания в открытом стволе

Горизонт	скв. 2	скв. 3	скв. 4	скв. 5	скв. 6	скв.10	скв. 11	скв. 12	скв. 13	скв. 14				
C-1	1				1	1	2	1	1	2	1	1	1	3
C-2	4	2						1						
C-3														
CD-1	1			1		1	1	1						
CD-2														
D-1														
D-2		1												
D-3		1	1	1	1	2	1	2	1	1				
в/г	2					2	1	1	1	1				

Примечание: 1, 2, 3, 4 - количество объектов испытания на горизонтах указанных в таблице;

газ вода фильтрат бурового раствора нет притока

Анализ результатов испытаний (таблица 3.1.2) показывает: в целом можно сделать вывод, что в поисковых скважинах применялись малоэффективные перфораторы с низкой глубиной проникновения в продуктивные пласты. В процессе бурения продуктивные коллектора были засорены вследствие проникновения бурового раствора. В оценочных

скважинах пробуренные в 2014-2015 гг. после спуска эксплуатационной колонны, ее цементации и перфорации, применялись обработки ПЗС в виде СКО и ГКО, а после - осуществляли вызов притока. Обработки ПЗС оценочных скважин дали положительные результаты, о чем свидетельствуют данные о фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов, полученные по результатам проведенных ГДИС методом исследований на неустановившихся отборах - КВД.

В ходе исследований замеры устьевых и забойных давлений и температуры, запись градиентов, а также регистрация кривых восстановления осуществлялись сервисной компанией ТОО «ГеоМунайРесурс». Глубинные замеры выполнялись глубинным комплексным прибором ПиК-38. Были использованы результаты комплексных гидродинамических исследований, включающих исследование методом установившихся отборов при отработке скважины на режимах и исследование неустановившейся фильтрации при последующей остановке скважины для снятия КВД.

В таблице 3.1.3 показан фактический объем по горизонтам выполненных гидродинамических исследований на скважинах за весь период опробования.

На рисунках 3.1.3 - 3.1.4 приведены индикаторные диаграммы (ИД), построенные по результатам режимных исследований скважин в процессе их освоения. При построении ИД обращалось внимание на достижение при смене штуцера установившегося режима, что определялось длительностью отработки скважины и наличие более двух исследований на различных штуцерах. Как видно из рисунков, индикаторные диаграммы имеют выпуклую по отношению к оси дебитов зависимость дебита от забойного давления, характерны для режимов истощения.

При обработке материалов ГДИ основное внимание уделено определению коэффициентов фильтрационного сопротивления (КФС), а также установлению основных зависимостей между дебитом, устьевым и забойным давлением, депрессией на пласт, гидропроводности, пьезопроводности, коэффициент продуктивности. Основные результаты обработки ГДИ приведены в табличном приложении 3.

По материалам обработки исследований скважин и с учетом неоднородности опробованных интервалов получены следующие значения коэффициентов фильтрационного сопротивления скважины, которые использовались в дальнейших расчетах:

для горизонта D-3

- $a = 2,4782 \text{ [(МПа}^2\text{)/тыс. м}^3\text{]};$

- $b = 0,0028 \text{ [(МПа}^2\text{)/ (тыс. м}^3\text{)}^2\text{]};$

- абсолютно-свободный дебит: $Q_{a.c.} = 340$ тыс. м³/сут;

для горизонтов $D-2+D-1+CD-2+CD-1$

- $a = 38,1300$ [(МПа²)/тыс. м³];

- $b = 2,7050$ [(МПа²)/(тыс. м³)²];

- абсолютно-свободный дебит: $Q_{a.c.} = 11$ тыс. м³/сут;

для горизонта $C-1$

- $a = 16,4424$ [(МПа²)/тыс. м³];

- $b = 0,0615$ [(МПа²)/(тыс. м³)²];

- абсолютно-свободный дебит: $Q_{a.c.} = 493$ тыс. м³/сут.

Таким образом, результаты газодинамических исследований показали, что залежи месторождения характеризуются наличием аномально высокого пластового давления, значительной неоднородностью коллекторов и различной степенью их продуктивности.

Таблица 3.1.3 – Начальные фильтрационные характеристики по горизонтам

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту
	скв.	измерений		
1	2	3	4	5
горизонт D-3				
Пластовое давление, МПа	3	3	25,75-27,14	26,66
Дебит газа, тыс. м ³ /сут	3	3	119,47-276,86	195,60
<i>Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:</i>				
A , МПа ² /(тыс.м ³ /сут)	3	3	1,1670-5,0500	2,4782
B , МПа ² /(тыс.м ³ /сут) ²	3	3	0,0003-0,0014	0,0028
Абсолютно-свободный дебит, тыс.м ³ /сут	3	3	124,74-489,68	340,31
Пластовая температура, °С	3	3	66,1-72,8	69,3
Коэффициент продуктивности, тыс.м ³ /сут /МПа	3	3	31,14-55,76	40,33
Газопроводимость, мкм ³ *м/мПа*с	3	3	1,17-4,25	1,91
Пьезопроводность, см ² /с	3	3	16,1-219,7	100,37
Проницаемость, мД	3	3	0,116-2,110	0,962
Скин-фактор	3	3	-0,19-9,48	-2,11

Продолжение таблицы 3.1.3

1	2	3	4	5
совместные горизонты D-2+D-1+CD-2+CD-1				
Пластовое давление, МПа	2	2	24,25-26,08	25,17
Дебит газа, тыс.м ³ /сут	2	2	2,26-23,0	12,63
<i>Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:</i>				
A, МПа ² /(тыс.м ³ /сут)	1	1	38,1300	38,1300
B, МПа ² /(тыс.м ³ /сут) ²	1	1	2,7050	2,7050
Абсолютно-свободный дебит, тыс.м ³ /сут	1	1	10,65	10,65
Пластовая температура, °С	3	3	67,5-70,0	68,85
Коэффициент продуктивности, тыс.м ³ /сут /МПа	2	2	0,001-0,010	0,005
Газопроводимость, мкм ³ *м/мПа*с	2	2	0,002-0,050	0,026
Пьезопроводность, см ² /с	2	2	6,06-1,25	3,66
Проницаемость, мД	3	3	0,006-0,035	0,021
Скин-фактор	3	3	-3,62-1,8	-1,53
горизонт С-1				
Пластовое давление, МПа	3	3	13,64-14,16	13,93
Дебит газа, тыс.м ³ /сут	4	4	3,70-371,69	97,95
<i>Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:</i>				
A, МПа ² /(тыс.м ³ /сут)	3	3	0,0654-30,4418	16,4424
B, МПа ² /(тыс.м ³ /сут) ²	3	3	0,00004-0,093	0,0615
Абсолютно-свободный дебит, тыс.м ³ /сут	3	3	6,41-1462	492,89
Пластовая температура, °С	4	4	44,7-49,2	47,7
Коэффициент продуктивности, тыс.м ³ /сут /МПа	3	3	0,01-317,59	106,03
Газопроводимость, мкм ³ *м/мПа*с	4	4	0,01-4,90	1,24
Пьезопроводность, см ² /с	4	4	0,55-232,9	59,61
Проницаемость, мД	2	3	0,004-1,540	0,519
Скин-фактор	4	4	-5,9-(-0,35)	-2,66

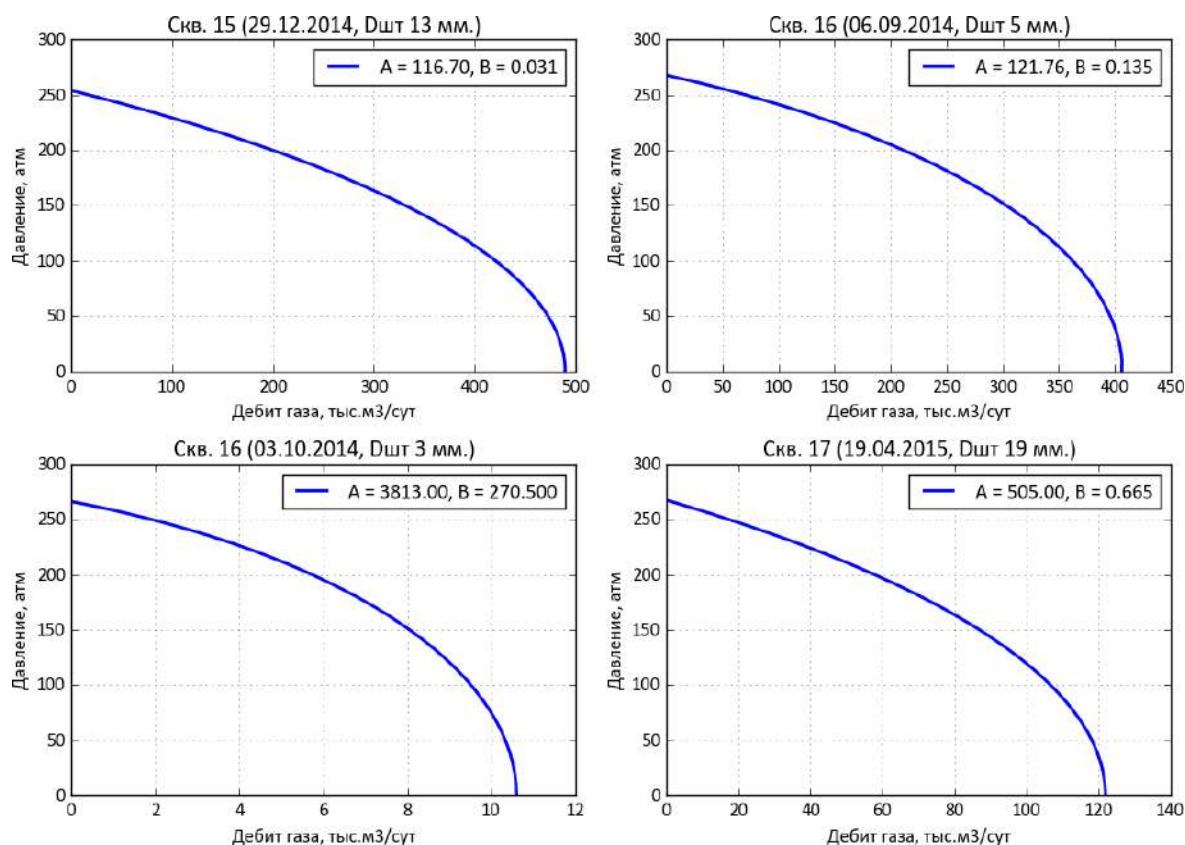


Рисунок 3.1.3 – Индикаторные кривые по исследованиям МУО верхнедевонских отложений

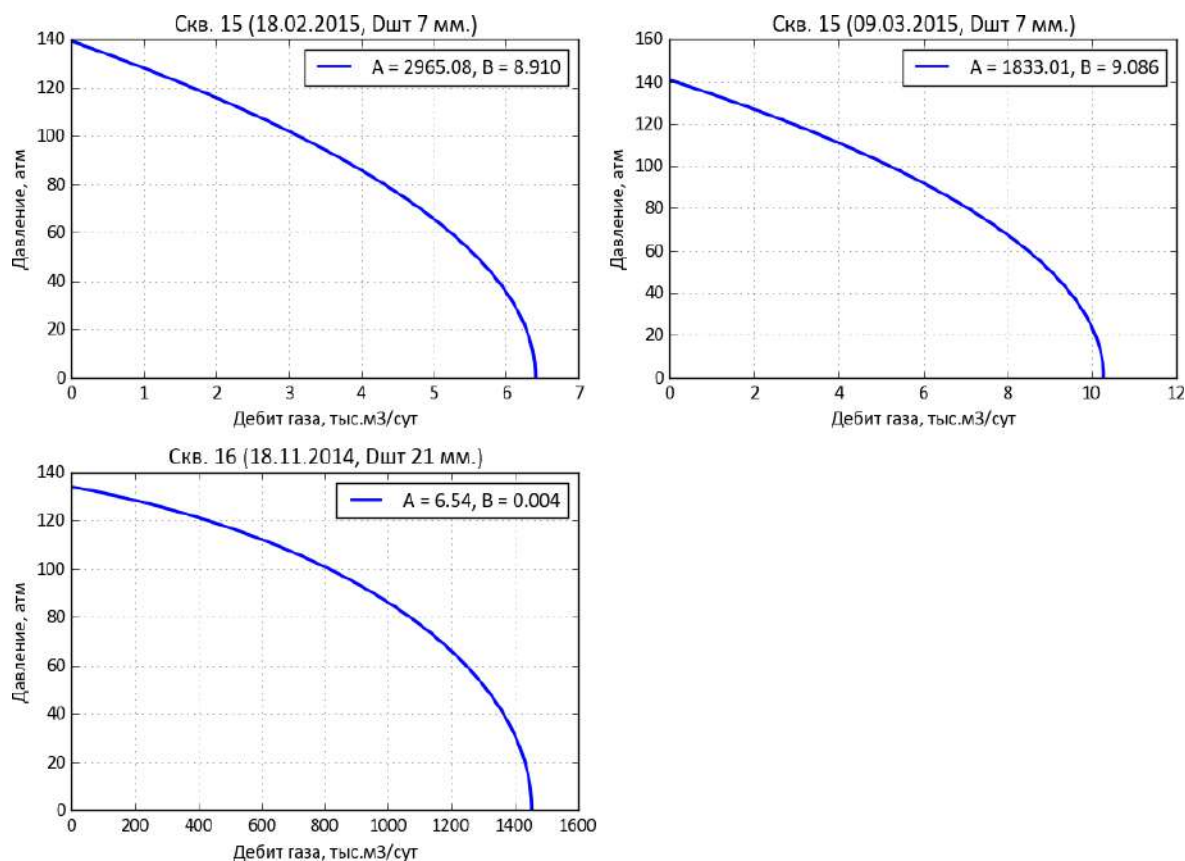


Рисунок 3.1.4 – Индикаторные кривые по исследованиям МУО нижекаменноугольных отложений

3.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения

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

Согласно «Проекту опытно-промышленной эксплуатации газовых залежей месторождения Придорожное» (Письмо КГН МИиР РК №27-5-2510-И от 22.12.2016 г.) месторождение планировалось ввести в опытно-промышленную эксплуатацию в 2020 году.

В последующем технические решения были актуализированы в «Проекте разработки» [11], который определил основные технологические показатели и фонд скважин.

Настоящее «Дополнение к проекту разработки» составлено по состоянию на 01.01.2026 г. в связи с необходимостью корректировки графика освоения и уточнения планов по обустройству наземной инфраструктуры.

По состоянию на 01.01.2026 года месторождение Придорожное находится во временной консервации. В пределах Горного отвода пробурены 11 скважин: из них 8 поисковые скважины (2, 3, 4, 5, 6, 7, 12, 13) ликвидированы, 3 оценочные скважины (15, 16, 17) законсервированы (табл. 3.2.1.1).

Фактические глубины скважин варьируются от 1456 м до 2944 м. с суммарным метражом проходки 28 114 м (табл. 3.2.1.2).

Бурение происходило в два этапа, первый этап - с декабря 1969 года по ноябрь 1975 года (скважины 2, 3, 4, 5, 6, 7, 12, 13) с завершением поисково-разведочных работ месторождение было введено в консервацию, второй этап - с сентября 2014 по март 2015 года (скважины 15, 16, 17).

Техническое состояние поисковых и оценочных скважин представлено в таблице 3.2.1.2.

Таблица 3.2.1.1 – Характеристика фонда скважин

Характеристика фонда скважин	Категория скважин	№№ скважин	Количество скважин
Во временной консервации	Оценочные	15, 16, 17	3
Ликвидированные	Поисковые	2, 3, 4, 5, 6, 7, 12, 13	8
ВСЕГО		11	11

Таблица 3.2.1.2 – Техническое состояние пробуренных скважин на 01.01.2026 г.

№ п/п	№ скв.	Альтитуда ротора, м	Категория скважин	Сроки бурения		Глубина, м		Горизонт	
				Начало	Конец	Проектная	Фактическая	Проектная	Фактическая
1	2	248,05	поисковая	14.12.1969	31.08.1970	3000	2944	PZ ₁	D ₃
2	3	248,18	поисковая	02.06.1972	20.01.1973	4000	2456	D ₃	D ₃
3	4	250,31	поисковая	29.03.1973	17.12.1973	3000	2568	D ₃	D ₂
4	5	244,59	поисковая	26.06.1973	25.05.1974	2800	2696	D ₃	D ₂
5	6	250,71	поисковая	29.09.1973	13.05.1974	2800	2875	D ₃	D ₂
6	7	245,18	поисковая	29.03.1973	13.05.1974	2650	2706	PZ ₁	D ₃
7	12	244,41	поисковая	27.03.1975	25.08.1975	2750	2600	PZ	D ₃
8	13	246,02	поисковая	23.03.1975	01.06.1975	1400	1456	C _{1v}	C _{1v}
9	15	251,3	оценочная	12.09.2014	11.12.2014	2600	2603	PZ ₁	PZ ₁
10	16	246,9	оценочная	26.03.2014	13.08.2014	2600	2615	PZ ₁	PZ ₁
11	17	253,3	оценочная	14.12.2014	13.03.2015	2600	2595	PZ ₁	D ₃

3.2.2 Анализ выработки запасов углеводородов и текущего состояния разработки

Анализ выработки запасов углеводородов выполнен на основании данных опробования поисковых и оценочных скважин, а также утвержденных запасов газа месторождения.

На дату составления проекта промышленная разработка месторождения не осуществляется. Добыча газа была связана исключительно с проведением работ по освоению и испытанию скважин в процессе геологоразведочных работ и носил кратковременный характер.

Суммарная накопленная добыча газа за период опробования скважин составила 74,2 млн м³. При утвержденных начальных извлекаемых запасах газа 9585 млн м³ степень

выработки запасов составляет **0,77 %**, что свидетельствует о практически не вовлеченном в разработку состоянии запасов углеводородов.

Полученные в ходе опробования данные о дебитах газа, пластовых давлениях и фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов используются в качестве исходной базы для обоснования технологических показателей и прогнозирования разработки месторождения.

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

В связи с отсутствием промышленной эксплуатации залежей и реализуемой системы разработки оценка эффективности применяемой системы разработки не представляется возможной.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

Газонасыщенные пласты месторождения Придорожное характеризуются сравнительно небольшой толщиной и значительной площадью распространения. В пределах залежей отмечается ограниченное развитие водонасыщенной части, при этом влияние краевых вод на динамику разработки в настоящее время не может быть однозначно оценено ввиду недостаточной изученности гидрогеологических условий продуктивных отложений.

На основании имеющейся геолого-промысловой информации, включающей результаты бурения, опробования и газодинамических исследований, продуктивные горизонты рассматриваются как единая газонасыщенная система с преимущественно газовым типом насыщения.

Обоснование режима работы газовых залежей

Режим работы залежей месторождения Придорожное определен на основании результатов газодинамических исследований скважин (МУО, КВД), данных опробования, а также анализа изменения пластовых давлений и дебитов в процессе испытаний.

Установлено, что основной источник пластовой энергии представлен упругим запасом сжатого газа, заключенного в поровом пространстве коллекторов. Признаков устойчивого водонапорного режима, способного обеспечивать поддержание пластового давления за счет притока пластовых вод, по результатам опробования не выявлено.

Для всех продуктивных горизонтов (D-3, C-1, CD-1, CD-2, D-1, D-2) характерно снижение дебитов при уменьшении пластового давления, что подтверждается формой индикаторных кривых и зависимостью дебита от депрессии на пласт. Данные признаки соответствуют режиму истощения газовой залежи.

Результаты кривых восстановления давления (КВД) демонстрируют характер восстановления давления по логарифмическому закону, что соответствует упругому режиму фильтрации сжимаемой газовой системы.

Дополнительным подтверждением принятого режима являются аномально высокие пластовые давления (коэффициент аномальности 1,16–1,33), свидетельствующие о герметичности залежей и отсутствии эффективной гидродинамической связи с законтурными водоносными горизонтами.

Таким образом, по результатам комплексного анализа данных ГДИС и опробования установлено, что залежи месторождения Придорожное находятся в условиях газового режима разработки (режима истощения пластовой энергии). Данный режим принят в качестве расчетного при прогнозировании технологических показателей разработки.

При газовом режиме приток газа к забоям скважин обуславливается упругой энергией сжатого газа. Анализ экстраполированных и реальных данных по разработанным месторождениям показывает различные возможные коэффициенты извлечения газа (КИГ). Для месторождений с сильной неоднородностью пластов, со сложным геологическим строением КИГ составляет 0,7–0,8 д.ед. По месторождению Придорожное согласно подсчету запасов [9] коэффициент газоотдачи принят 0,816 д.ед.

Для заданного отбора газа был определен технологический режим работы скважин - режим постоянной депрессии на пласты ($\Delta P = \text{const}$).

Выбор методических средств прогнозирования и коэффициентов извлечения

Основные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов были спрогнозированы по методу расчета технологических показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений при различных способах их разработки путем совместного решения системы уравнений согласно работе [12, 13].

Расчеты технологических показателей разработки месторождения проведены по формулам, использующие двучленную формулу притока газа к забою скважины и получившим наибольшее распространение в последние годы:

$$\frac{P_{пл}^2 - P_3^2}{\mu_{cp}^* Z_{cp}} = A * Q + B * \frac{Q^2}{\mu_{cp}^*}, \quad (3.1)$$

где:

- A и B – коэффициенты фильтрационных сопротивлений;

- $P_{пл}$ – среднее пластовое давление;

- P_3 – забойное давление;

- Q – дебит газа;

- μ_{cp}^* – средняя приведенная вязкость;

- Z_{cp} – средний коэффициент сверхсжимаемости;

Изменение во времени среднего пластового давления определялось по уравнению материального баланса для газовой залежи:

$$\tilde{p}(t) = \left(\frac{P_n}{z_n} - \frac{P_{am} Q_{доб}(t) T_{пл}}{\tilde{\alpha} \Omega_n T_{cm}} \right) z(\tilde{p}), \quad (3.2)$$

где:

- P_n – начальное пластовое давление;

- P_{am} – атмосферное давление;

- $Q_{доб}(t)$ – суммарное добытое количество газа ко времени t ;

- $\tilde{\alpha}$ – коэффициент газонасыщенности;

- Ω_n – поровый объем залежи;

- z_n и $z(\tilde{P})$ – коэффициенты сверхсжимаемости газа при температуре $T_{пл}$ и давлениях P_n и $P(t)$;

- $T_{пл}$ и T_{cm} – пластовая и стандартная температуры.

Формула для определения проектного дебита:

$$q = \frac{\sqrt{A^2 + 4B(P_{пл}^2 - P_3^2)} - A}{2B} \quad (3.3)$$

Уравнение распределения давления по стволу работающей вертикальной газовой скважины:

$$P_{уст} = \sqrt{\frac{P^2_{заб} - Q^2 \theta}{e^{2S}}}, \quad (3.4)$$

где: e^{2S} – табличный коэффициент;

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

$$\theta = 1.337 * \lambda \frac{Z_{cp}^2 * T_{cp}^2}{d^5_{вн}} (e^{2S} - 1) \quad (3.5)$$

Где: Z_{cp} – средний коэффициент сверхсжимаемости;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

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

S – параметр, определяемый по формуле:

$$S = \frac{0.03415 \cdot \bar{\rho} \cdot L}{z_{cp} T_{cp}(t)}, \quad (3.6)$$

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:

$$Q_{год} = \frac{q(t)}{Q_{изв} + 0.5q(t)} \left[1 - \frac{Q_{доб}(t)}{Q_{изв}} \right], \quad (3.7)$$

Где: $q(t)$ – среднесуточная добыча газа.

Количество скважин необходимое для поддержания заданной добычи:

$$n(t) = \frac{Q_{доб}(t) \cdot K_p}{q(t) \cdot K_{эспл}}. \quad (3.8)$$

При определении конечного коэффициента извлечения газа использовались нижеследующие формулы:

Конечное пластовое давление:

$$p_k = e^{\frac{0.03415 \cdot \rho H}{T_{cp}}}, \quad (3.9)$$

где: p_k – конечное давление в пласте.

Коэффициент извлечения газа рассчитывался по формуле:

$$\beta = 1 - \frac{p_k z_n}{p_n z_k}. \quad (3.10)$$

Влияние неоднородности пластов на добычу газа

Геолого-физические параметры продуктивных горизонтов месторождения Придорожное, рассмотренные в разделе 2.2, свидетельствуют о существенной неоднородности пластов-коллекторов как по разрезу, так и по площади. Данный фактор оказывает непосредственное влияние на условия добычи газа и должен учитываться при расчете технологических показателей разработки.

Неоднородность по проницаемости является одним из ключевых факторов, определяющих продуктивность скважин. По данным лабораторных исследований керна, проницаемость для горизонта D-3 основного объекта разработки варьирует от 0,004 до $286,32 \times 10^{-3}$ мкм² при коэффициенте вариации 2,767. По данным ГДИС (КВД) проницаемость для горизонта D-3 в среднем составляет $0,962 \times 10^{-3}$ мкм² при разбросе значений по скважинам от 0,116 до $2,110 \times 10^{-3}$ мкм². Столь высокий разброс фильтрационных характеристик обуславливает неравномерную выработку запасов по разрезу горизонта: высокопроницаемые пропластки вовлекаются в разработку значительно раньше и интенсивнее, тогда как низкопроницаемые зоны остаются слабодренируемыми, снижая конечный коэффициент газоотдачи.

Для горизонта С-1 (II объект разработки) разброс проницаемости по ГДИС составляет 0,004 - $1,540 \times 10^{-3}$ мкм², что подтверждается высоким коэффициентом вариации (1,392) и объясняется трещинно-поровым типом карбонатного коллектора. Неравномерная трещиноватость создает риск нестабильных дебитов: при снижении пластового давления трещины смыкаются быстрее, чем дренируется поровое пространство, что может вызвать резкое падение продуктивности отдельных скважин, опережающее плановый темп снижения давления по залежи.

Расчлененность пластов оказывает прямое влияние на эффективность вскрытия и охват перфорацией продуктивных интервалов. Коэффициент расчлененности по основным объектам разработки составляет: для D-3 4,4 д.ед. (интервал 1-7), для С-1 5,0 д.ед. (интервал 2-13). При вскрытии совокупности нескольких пропластков перфорацией приток в скважину перераспределяется в пользу наиболее проницаемых интервалов. Это снижает дебит по менее проницаемым пропласткам и уменьшает общий коэффициент охвата разработкой, что необходимо учитывать при выборе интервалов перфорации и оценке потенциальных дебитов скважин.

Изменчивость газонасыщенных толщин по площади непосредственно определяет добычный потенциал каждой скважины. По горизонту D-3 газонасыщенная толщина изменяется от 30,5 до 97,9 м (среднее 60,0 м), по горизонту С-1 от 50,3 до 182,2 м (среднее 128,9 м). Разница в газонасыщенных толщинах между скважинами в 2–3 раза напрямую транслируется в соответствующее различие проектных дебитов и суммарной накопленной добычи по скважинам.

Влияние неоднородности на КИГ отражено в принятых расчетных значениях коэффициентов извлечения газа. Для горизонтов С-1, С-2, С-3 нижнекаменноугольных отложений, характеризующихся карбонатным трещинно-поровым коллектором и более

высокой геологической неоднородностью, КИГ принят на уровне 0,7072 д.ед., тогда как для верхнедевонских горизонтов с терригенным коллектором КИГ принят 0,9135 д.ед. Пониженное значение КИГ для карбонатных залежей обусловлено именно более сложной геологической неоднородностью и ухудшенной возможностью полного дренирования порового пространства.

В целях снижения негативного влияния неоднородности на показатели добычи необходимо:

- при расконсервации скважин проводить детальные промыслово-геофизические исследования для уточнения интервалов перфорации и оценки вклада отдельных пропластков в суммарный приток;
- осуществлять регулярный контроль профилей притока методом PLT для своевременного выявления зон с низким охватом дренированием;
- при проектировании новых скважин предусматривать их приоритетное размещение в зонах с наибольшими газонасыщенными толщами и более высокой проницаемостью по данным сейсмики и ГИС;
- организовать систематический мониторинг пластового давления и дебитов по каждой скважине, особенно по горизонту С-1, для своевременного выявления аномального снижения продуктивности, обусловленного смыканием трещин при падении давления.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

Поскольку месторождение Придорожное на дату составления проекта (01.01.2026 г.) не находилось в промышленной эксплуатации, идентификация параметров расчетной модели проводилась по результатам испытаний и пробных выпусков газа из разведочных скважин.

Начальные пластовые давления, принятые для горизонтов С-1 и D-3 (13,9 МПа для С-1 и 26,9 МПа для D-3), идентифицированы по данным прямых замеров в скважинах после их бурения и периода стабилизации. Это позволило подтвердить начальную энергетическую характеристику залежей и достоверность принятых подсчетных параметров.

Для настройки уравнений притока использованы результаты газодинамических исследований на установившихся режимах фильтрации (метод МУО). Коэффициенты фильтрационного сопротивления (а и b) подобраны таким образом, чтобы расчетный дебит соответствовал фактическим результатам испытаний.

Следует отметить, что ограниченность исходных данных и отсутствие длительной истории эксплуатации обуславливают повышенную неопределенность результатов идентификации. В связи с этим принятые параметры носят уточненный, но предварительный характер и подлежат корректировке на последующих этапах разработки по мере накопления фактических данных эксплуатации.

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

Эксплуатационный объект - продуктивный пласт или группа пластов, выделенных для эксплуатации самостоятельной сеткой скважин. В эксплуатационный объект могут быть объединены пласты со сходной геолого-физической характеристикой, глубинами и термобарическими условиями залегания, а также близостью физико-химических свойств насыщающих их флюидов. Объединение продуктивных пластов в единый эксплуатационный объект увеличивает средний текущий дебит скважин и уменьшает капитальные затраты, однако возрастают зональная и послойная неоднородности, которая приводит к неравномерному вытеснению углеводородов к забоям скважин.

Промышленные запасы углеводородов на месторождении Придорожное установлены в залежах, приуроченных к верхнедевонским и нижнекаменноугольным горизонтам. По характеру насыщения залежи - газовые. По величине начальных извлекаемых запасов газа относится к мелким месторождениям.

В результате полученных данных в разрезе месторождения Придорожное выделены следующие продуктивные залежи, которые являются объектами подсчета запасов:

- в пределах верхнедевонских отложений - продуктивные толщи D-1, D-2 и D-3;
- верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложениях - продуктивные горизонты CD-1 и CD-2;
- в пределах серпуховско-визейском ярусах нижнекаменноугольных отложениях – продуктивные горизонты C-1, C-2, C-3.

В таблице 3.4.1.1 приведены исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов. Как видно из представленной таблицы, продуктивные горизонты различных отложений отличаются геолого-физическими характеристиками.

При выделении объектов разработки была проведена детальная оценка таких определяющих критериев как характер насыщения продуктивных залежей, объем

сосредоточенных в них запасов, площадь газоносности, эффективные газонасыщенные толщины, размер, форма и конфигурация залежей, степень их совпадения в плане, продуктивные и фильтрационные свойства пластов и характер их распределения по площади, физико-химические свойства насыщающих флюидов и др. Кроме этого оценивалась возможность максимального использования пробуренного разведочного фонда.

Первоочередным шагом было оценить возможность представления каждого из объектов подсчета запасов в качестве самостоятельного объекта разработки.

Согласно работе [9] по состоянию на 01.07.2015г. начальные геологические запасы по газовым объектам подсчета составили 11745 млн. м³, извлекаемые – 9585 млн. м³.



Рисунок 3.4.1.1 – Распределение геологических запасов газа

В газовых залежах нижнекаменноугольных отложений по промышленной категории C_1 выделен один горизонт С-1. Данный горизонт составляет 47,2% утвержденных геологических запасов всего месторождения. Залежь массивная, приуроченная к серпуховско-визейскому ярусу нижнекаменноугольных отложений, разбита разрывными нарушениями на отдельные блоки. При проведении прогнозных технологических расчетов предполагалось, что все блоки гидродинамически связаны, т.к. малоамплитудные разрывные нарушения не являются гидродинамическим экраном. В горизонтах С-2 и С-3 запасы природного газа оценены по категории C_2 . Учитывая вышеизложенные, продуктивный горизонт в нижнекаменноугольных отложениях (С-1) выделяется в качестве самостоятельного объекта эксплуатации.

Газовые залежи верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложениях CD-1 и CD-2 имеют сравнительно малые геологические запасы 0,9-1,9 % от суммарных запасов месторождения, характеризуются не большими площадями продуктивности. Поэтому нецелесообразно бурение на данные залежи самостоятельной сетки скважин.

Газовые залежи верхнедевонских отложений. Основным горизонтом верхнедевонских отложений является горизонт D-3. Как видно из рисунка 3.4.1.1, 44,1 % запасов газа месторождения относится к данной залежи, что позволяет бурение на данную залежь самостоятельной сетки скважин. Залежь, нарушенная региональным тектоническим нарушением с северо-западной части и в разрезе горизонта, постепенно затухает и теряет свои экранирующие свойства, поэтому на рассматриваемом горизонте выделяется единственный блок I. По характеру распределения пластового давления по разрезу всей залежи установлено, что пластовое давление изменяется с глубиной по барометрической формуле.

Залежи D-2 и D-1 имеют весьма ограниченные размеры и запасы. Так газонасыщенный объем уступает объему газовой залежи D-3 в 10 и 28 раз, а также имеют различия по пористости и проницаемости по керну. Данные залежи целесообразно выделить как возвратные объекты.

Учитывая вышеуказанные данные, в качестве основных объектов разработки в данной работе приняты:

- **I объект** - продуктивный горизонт D-3 в верхнедевонской отложений,
- **II объект** - продуктивный горизонт C-1 в нижнекаменноугольной отложений,

где будет формироваться собственная система разработки путем использования пробуренных разведочных и бурения новых скважин.

Продуктивные залежи **CD-1, CD-2, D-1 и D-2** отнесены к объектам возврата, здесь не предусматривается бурение самостоятельной сетки скважин. Запасы данных горизонтов будут вырабатываться отдельными существующими скважинами и скважинами, запроектированными на нижележащие горизонты после завершения их технологических назначений на основных горизонтах. К тому же, определенные части залежей горизонтов будут являться объектами доразведки.

Таблица 3.4.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки

№№ п/п	Наименование	Объекты разработки					
		I	II	Возвратные объекты			
		D-3	C-1	CD-1	CD-2	D-1	D-2
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Средняя глубина залегания, м	2485,2	1301,0	2156,2	2299,2	2381,2	2416,2
2	Тип залежи	пластовая, сводовая, тектонически-экранная, тектонически-нарушенная	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная, тектонически-нарушенная
3	Тип коллектора	терригенно-карбонатный					
4	Площадь газоносности (кат. С ₁), тыс.м ²	10196	12703	2854	2693	2058	4099
5	Газоводяной контакт (ГВК), м	-2302,9	-1115,0 (I), -1155,6 (II)	-1872,7 (I), -1994,0 (II)	-2035,9 (I), -2128,7 (II)	-2135,4 (I), -2234,5 (II)	-2221,2 (I), -2266,4 (II)
6	Средняя толщина эффективная, м	77,3	141,7	12,6	10,2	23,9	24,3
7	Средняя толщина газонасыщенная, м	60,0	120,9	12,6	9,9	23,9	24,2
8	Пористость по ГИС, д.ед.	0,055	0,033	0,041	0,034	0,023	0,044
9	Пористость по керну, д.ед.	0,0657	0,015	0,0516	0,0127	-	0,0509
10	Газонасыщенность, д.ед.	0,619	0,59	0,67	0,598	0,7	0,644
11	Проницаемость по керну, 10 ⁻³ мкм ²	10,623	0,076	1,15	9,45	-	0,201
12	Проницаемость по ГДИС, 10 ⁻³ мкм ²	0,962	0,519	0,035	0,035	0,029	0,022
13	Коэффициент песчаности, д.ед.	0,94	0,88	0,88	0,93	0,90	0,95
14	Коэффициент расчлененности, д.ед.	2,40	4,23	1,16	1,17	2,70	2,00
15	Начальная пластовая температура, °С	71,8	49,6	64,8	67,6	69,5	70,7
16	Начальное пластовое давление (прив. к ГВК), МПа	26,9	15,2	23,2	24,7	25,7	26,3
17	Относительная плотность газа по воздуху	0,675	0,619	0,657	0,675		
18	Вязкость газа при пластовых условиях, мПа*с	0,0225	0,0164	0,0212	0,0219	0,0221	0,0223
19	Коэффициенты фильтрационного сопротивления, а, МПа ² /((тыс.м ³ /сут) ² b, МПа ² /((тыс.м ³ /сут) ²	2,4782 0,0028	16,4424 0,0615	38,1300 2,7050			
20	Начальные геологические запасы сухого газа, млн.м ³ : в том числе: по категории С ₁ /С ₂	5175/884	5543/1088	222/247	10/82	182/1014	522/691
21	Коэффициент извлечения газа, д.ед.	0,9135	0,7072	0,9135	0,9135	0,9135	0,9135

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проводились, исходя из положений «Единых правил ...» [2], анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования месторождений такого типа.

В данной работе рассмотрены **2 варианта** прогнозных технологических показателей разработки месторождения Придорожное.

Тип скважин

В период разведки опробование продуктивных пластов месторождения проводилось в вертикальных скважинах. Полученные результаты свидетельствуют о высоком потенциале дебитов и возможности достижения значительных уровней добычи при использовании вертикальных скважин. При этом технология их заканчивания и эксплуатации является менее сложной по сравнению с альтернативными решениями (в том числе горизонтальными скважинами). В связи с этим во обоих рассматриваемых вариантах разработки предусмотрено применение только вертикальных скважин.

Проектная глубина новых скважин I объекта (горизонт D-3) - 2600 м, II объекта (горизонт C-1) - 1450 м.

Для двух вариантов предусмотрен:

- режим истощения пластовой энергии при наличии газового режима;
- технологический режим работы скважин $\Delta P = \text{const.}$: для верхнедевонских отложений и для нижнекаменноугольных отложений - 5 МПа. Величина рабочего режима выбрана по результатам опробования.
- Коэффициент эксплуатации: 0,95.

Обоснование фонда и размещения скважин

Обоснование проектного фонда скважин выполнено на основе величины начальных геологических запасов газа по каждому эксплуатационному объекту, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, геометрии залежей и результатов опробования разведочных скважин 15, 16 и 17.

12 проектных скважин, с учетом уже пробуренных 3 скважин (15, 16, 17), размещены с плотностью 84,6 га/скв (650×650 м).

Расчет числа скважин по объектам разработки

Для I объекта (горизонт D-3) начальные геологические запасы газа по категории C₁ составляют 5175 млн. м³, площадь газоносности 10196 тыс. м² (101,96 км²). При принятой

плотности сетки 101,96 га/скв расчетное число скважин для равномерного дренирования залежи составляет 10 ед., что соответствует 7 новым проектным скважинам (№18-24) и 3 скважинам, выводимым из консервации (№15, 16, 17). Удельные геологические запасы на одну скважину при данном фонде составляют порядка 518 млн. м³/скв.

Для II объекта (горизонт С-1) начальные геологические запасы газа по категории С₁ составляют 5543 млн. м³, площадь газоносности 12703 тыс. м² (1270,3 га).

Следует отметить, что горизонт С-1 является самым верхним продуктивным горизонтом, и все 15 скважин фактически вскрывают данный объект, что формирует плотность сетки порядка 84,7 га/скв.

В рекомендуемом варианте 2 проектный фонд II объекта принят равным 8 скважинам (5 новых проектных скважин из бурения №25-29 и 3 перевода с горизонтов D-3 и CD-2). Удельные геологические запасы на одну скважину при фонде 8 ед. составляют порядка 693 млн. м³/скв.

Обоснование шага сетки и принципа размещения скважин

Обоснование расстояния между скважинами выполнено на основе газодинамических характеристик коллекторов.

Размещение проектных скважин выполнено с целью равномерного охвата всей площади залежи. В качестве опорной основы использованы разведочные скважины №15, 16 и 17, на базе которых сформирована сетка размещения.

Новые скважины закладываются в наиболее перспективных зонах с прогнозируемой газонасыщенной толщиной не менее 58 м, установленной по результатам разведочного бурения и корреляции пластов.

Скважины размещаются по рядной схеме с шагом 650×650 м, что обеспечивает равномерное дренирование залежи и рациональное извлечение запасов газа.

Для I объекта (горизонт D-3) проницаемость по данным ГДИС составляет $0,962 \times 10^{-3}$ мкм², вязкость газа при пластовых условиях 0,0225 мПа·с, начальное пластовое давление 26,9 МПа. При таких параметрах принята сетка размещения 650×650 м (101,96 га/скв).

Для II объекта (горизонт С-1) проницаемость ниже и составляет $0,519 \times 10^{-3}$ мкм², что приводит к уменьшению радиуса дренирования. В связи с этим принята более плотная сетка 84,7 га/скв, обеспечивающая более эффективный охват запасов.

Возвратные объекты (D-2, D-1, CD-2, CD-1) с суммарными запасами 1027 млн м³ (D-2 - 522 млн м³, D-1 - 182 млн м³, CD-2 - 101 млн м³, CD-1 - 222 млн м³) не требуют самостоятельной сетки скважин. Это связано с их небольшими запасами и ограниченными

площадями газоносности (от 2058 до 4099 тыс. м²). Их разработка будет осуществляться за счет возвратного фонда скважин основных объектов по мере их выработки.

Схема расположения проектных и пробуренных скважин приведена в графическом приложении 17.

Вариант 1 (базовый) принят на основе ранее утвержденного варианта 3 из предыдущего проектного документа [11].

Система разработки предусматривает бурение 12 новых проектных газовых скважин. Ввод скважин в эксплуатацию осуществляется поэтапно, в период с 2027 по 2031 гг.

В новых пробуренных проектных скважинах II объекта (горизонт С-1) предусмотрено проведение мероприятий ГРП в 2036г. - 2 скважины, 2042г. - 1 скважина, 2048г. - 1 скважина и 2054г. - 1 скважина, с целью увеличения продуктивности призабойной зоны скважины. Последовательность ввода объектов следующая: после выработки запасов газа I объекта в разработку вводится II объект.

Общий фонд добывающих газовых скважин по месторождению составит 15 ед.

I объект (D-3): Фонд добывающих газовых скважин 10 ед. Предусматривается бурение 7 (18, 19, 20, 21, 22, 23, 24) проектных газовых скважин и вывод из консервации 3 скважин (15, 16 и 17).

II объект (C-1): Фонд добывающих газовых скважин 9 ед. Предусматривается перевод 4 скважин из I объекта разработки. Участки данного объекта, не охваченные возвратным фондом скважин, будут дорабатываться 5 проектными газовыми скважинами (25, 26, 27, 28, 29).

Возвратные объекты разработки (D-2, D-1, CD-2, CD-1) предлагается разрабатывать возвратным фондом скважин с основных объектов на режиме истощения пластовой энергии. Бурение скважин на данные объекты не предусматривается.

Вариант 2 (рекомендуемый) аналогичен первому варианту. Планируется осуществлять разработку с бурением и вводом в эксплуатацию 12 новых проектных газовых скважин и расконсервацией 3 скважин. Общий фонд добывающих газовых скважин по месторождению составит 15 ед.

В рамках данного варианта предусмотрена программа интенсификации добычи с выполнением 4 операций ГРП на скважинах II объекта (горизонт С-1) в период с 2032 по 2035 гг.

Распределение по объектам:

I объект (D-3): Эксплуатационный фонд 10 скважин, в том числе 7 новых газовых скважин из бурения и 3 скважины, выводимые из консервации.

II объект (C-1): Эксплуатационный фонд 8 скважин (формируется за счет бурения новых 5 скважин и перевода 3 ед. с нижележащих горизонтов D-3 и CD-2).

Возвратные объекты (D-2, D-1, CD-2, CD-1) отрабатываются возвратным фондом скважин из основных объектов по мере выработки их запасов.

В таблице 3.4.2.1. представлены характеристики расчетных вариантов разработки.

Таблица 3.4.2.1 - Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристика	Варианты	
	1 (Базовый)	2 (Рекомендуемый)
Режим разработки	газовый	
Система размещения скважин	неравномерная	
Расстояние между скважинами, м	650х650	
Плотность сетки, 10 ⁴ м ² /скв (га/скв):	84,7	
Количество добывающих скважин, ед.	15	
Количество проектных добывающих скважин, ед.	12	
Переводы добывающих скважин между объектами, ед	20	22
Проведение ГРП в проектных скважинах, ед.	5 (II объект)	4 (II объект)
Режим работы добывающих скважин	$\Delta P = \text{const } 5 \text{ МПа}$	
Коэффициент использования скважин, д.ед.	0,95	
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.	0,95	

Несмотря на идентичность основных исходных характеристик (режим разработки, фонд скважин, технологический режим), основное отличие вариантов заключается в сроках ввода скважин в эксплуатацию и графике проведения технологических мероприятий (ГРП).

График бурения и ввода в эксплуатацию скважин по вариантам разработки приведен в таблице 3.4.2.2

Таблица 3.4.2.2 - График бурения и ввода в эксплуатацию скважин по вариантам разработки.

Годы	Вариант 1 (базовый)			Вариант 2 (рекомендуемый)		
	Бурение скважин кол-во (номер скв.)	Ввод скважин из бурения кол-во (номер скв.)	Ввод скважин из консервации кол-во (номер скв.)	Бурение скважин кол-во (номер скв.)	Ввод скважин из бурения кол-во (номер скв.)	Ввод скважин из консервации кол-во (номер скв.)
2026	3 (18,19,20)			2 (19, 20)		
2027		3 (18,19,20)	3 (15,16,17)	5 (18, 21, 22, 23,24)		
2028	3 (21,22,23)	3 (21,22,23)		5 (25, 26, 27, 28, 29)	12 (18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29)	3 (15, 16, 17)
2029	3 (24,25,26)	3 (24,25,26)				
2030	2 (27,28)	2 (27,28)				
2031	1 (29)	1 (29)				

Обоснование проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам, диапазонов их изменения или предельно допустимых значений

Согласно п. 12 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании» устанавливается выполнение следующих показателей проектных документов, относимых к контрактным обязательствам Недропользователя:

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

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

Согласно п. 107 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» при проектировании проекта разработки месторождения и изменений и/или дополнений к нему или анализа разработки необходимо обосновать диапазоны или предельно допустимые значения следующих показателей:

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

Ниже приводится обоснование вышеуказанных проектных показателей, диапазоны их изменения или предельно допустимые значения.

Плотность сетки эксплуатационных скважин

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

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту

Месторождение разрабатывается на режиме истощения, в связи с чем нагнетательные скважины не предусмотрены.

Коэффициент компенсации по залежам

В соответствии с предыдущим пунктом, данный пункт не актуален.

Отношение пластового давления к забойному давлению

Отношение пластового давления к забойному давлению устанавливает максимально возможную депрессию в добывающих скважинах, которая определена исходя из значений начального пластового давления в залежах и ограничения забойного давления на уровне давления конденсации. Режим работы скважин в рекомендуемом варианте принят при депрессии 5 МПа для основных объектов, при этом устьевое давление должно быть не ниже 1 МПа.

Оптимальная депрессия по каждой добывающей скважине подобрана исходя из результатов исследований методом установившихся отборов по максимальному коэффициенту продуктивности скважин. Исходя из чего производится подбор наилучшего режима эксплуатации скважин.

Объемы добычи углеводородов и объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления

Допустимое отклонение объемов добычи углеводородов и объемов обратной закачки воды по эксплуатационным объектам разработки принято из расчета +/- 10% от годовых проектных показателей по добыче углеводородов, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр». Обратная закачка воды не предусматривается проектом.

Показатели ввода эксплуатационных скважин

Отклонения по вводу эксплуатационных скважин не предусматриваются в связи с небольшим количеством скважин, предусмотренным к бурению.

Установленные настоящим проектом показатели, относимые к контрактным обязательствам по эксплуатационным объектам разработки месторождения Придорожное по рекомендуемому 2 варианту разработки, приведены в таблице 3.4.2.3.

Таблица 3.4.2.3 - Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам

№.№ п/п	Характеристика	I объект	II объект	Возвратные объекты
1	Плотность сетки скважин, га/скв	101,96	84,68	68,3
2	Отношение пластового давления к забойному давлению (максимальная депрессия), МПа*	$R_{пл}=R_{заб}+\Delta P$, где $\Delta P=5$		
3	Объемы добычи углеводородов, млн.м ³	± 10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта		
4	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения		

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

Экономическая эффективность разработки месторождения Придорожное Туркестанской области Республики Казахстан представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами в ходе реализации проекта.

Все необходимые затраты, использованные в расчетах, определены на основе норм потребления материалов и времени за период разработки месторождения Придорожное. В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин и затраты на надземное нефтегазопромысловое строительство. В целом, объемы капитальных вложений включают в себя:

- Строительство эксплуатационной газовой скважины;
- Расконсервация;
- Перевод добывающих скважин на другие горизонты;
- Выбытие скважин;
- Обустройство устья добывающей газовой скважины;
- Устройство подъездной дороги и площадки скважины под буровой станок;

- УКПГ с объектами (с блоком сероочистки и грануляции серы);
- Блок извлечения и очистки геля;
- Прочие объекты промысла.

Капитальные вложения в бурение скважин определялись на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины и количества скважин месторождения Придорожное, с целью выбора к реализации наиболее рациональной системы разработки для недропользователя – ЧК «Taigonyr Energy Ltd».

Нормативы для расчета капитальных затрат представлены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1. Нормативы для расчета капитальных затрат

№№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Значение
1	2	3	4
	Капитальные вложения		
I	<i>Строительство скважин</i>		
1	Средняя стоимость бурения вертикальной эксплуатационной скважины глубиной 2 600 метров	тыс.тенге	1 650 000,00
2	Средняя стоимость бурения вертикальной эксплуатационной скважины глубиной 1 450 метров	тыс.тенге	1 290 000,00
3	Перевод добывающих скважин с других горизонтов	тыс.тенге	70 000,00
4	Расконсервация	тыс.тенге	92 057,61
5	Выбытие скважин	тыс.тенге	3 450,00
6	ГРП	тыс.тенге	120 000,00
II	<i>Надземное строительство</i>		
1	Обустройство устьев добывающих газовых скважин	тыс.тенге	155 000,00
2	Устройство подъездной дороги и площадки скважины под буровой станок	тыс.тенге	54 347,83
3	УКПГ с объектами (с блоком сероочистки и грануляции серы)	тыс.тенге	18 321 369,70
4	Блок извлечения и очистки геля	тыс.тенге	5 145 456,52
5	Оборудование (ВП2, манифольд, замерная установка)	тыс.тенге	523 156,52
III	Прочие объекты промысла	5% от стоимости надземного строительства скважин и ПИР	

Результаты расчетов капитальных вложений по рекомендуемому варианту представлены в таблице 4.2.1.1. По остальным вариантам - в приложениях.

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство;
- нормативы фиксированных платежей и цены продукции.

Нормативы, участвующие при определении эксплуатационных расходов, связанных с добычей и подготовкой газа, приведены в таблице 3.5.2.

Таблица 3.5.2.– Нормативы для расчета эксплуатационных затрат

№	Наименование	Единица измерения	Значение
1	Уровень использования газа на продажу	%	99,5%
2	Среднемесячная оплата труда 1-го работника ПП	тыс.тенге	1 167,75
3	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
3.1	Затраты на материалы	тыс.тенге/1000.м ³ .	415,00
3.2	Услуги сторонних организаций	тыс.тенге/1000.м ³ .	2 110,00
3.3	Затраты на ГСМ	тыс.тенге/1000.м ³ .	40,00
3.4	Затраты на электроэнергию и прочие ресурсы	тыс.тенге/1000.м ³ .	530,00
3.5	Затраты производственного характера	тыс.тенге/1000.м ³ .	4 085,00
3.6	Затраты на ТБ И ООС	тыс.тенге/1000.м ³ .	250,00
4	Расходы периода:		
4.1	Среднемесячная оплата труда 1-го работника АУП	тыс.тенге	1 760,00
4.2	Административные затраты (в год)	тыс.тенге	62 030,00
4.3	Прочие расходы	тыс.тенге/1000.м ³	965,00
5	Удельный вес продажи газа на внешний рынок	%	0
6	Удельный вес продажи газа на внутренний рынок	%	100
7	Инфляция капитальные вложения и эксплуатационные затраты	% в год	2%
8	Инфляция цены на продукцию	% в год	2%

Амортизационные отчисления включаемые в себестоимость продукции рассчитывались по производственному методу в соответствии с МСФО, в частности, МСФО (IFRS) 6 «Разведка и оценка запасов полезных ископаемых» и Закону РК «О бухгалтерском учете».

Экономика предприятия будет основываться как на стандартной модели налогообложения с учетом особенностей контракта на недропользование, выданного ЧК «Tatqonyr Energy Ltd, так и в качестве альтернативного варианта предусматривается внедрение улучшенного модельного контракта (УМК). Ключевые условия УМК в Казахстане: 1) Налоговые преференции: освобождение от КПП (корпоративного подоходного налога, освобождение от НДС (налог на добычу полезных ископаемых), не рассчитывается НСП (налог на сверхприбыль); освобождение от налога на имущество; 2) Возможность освобождения от исторических затрат; 3) Вводится АНН (альтернативный налог недропользователя); 4) Улучшение условий работ: увеличение периода разведки на 3 года для сложных проектов и упрощенный переход с этапа разведки на этап добычи; 5) Другие льготы. В связи с этим проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет с корректировкой по некоторым видам налогов.

Величина нормативов, связанных с налогообложением приведена в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

Наименование	Значение
Отчисления в Фонд государственного социального страхования	11%
Отчисления в Фонд государственного медицинского страхования и социального страхования	2%
Отчисления в пенсионный фонд	10%
Амортизационные отчисления фиксированных активов, подлежащих вычету при налогообложении	по Налоговому Кодексу РК
Затраты на обучение казахстанских специалистов	По Контракту: 1% от затрат на добычу, понесенных в предыдущем году
Ликвидационный фонд	Согласно нормативно-техническому документу по методике расчета суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования № 27 от 17.01.2025 г.
НИОКР	По Контракту: 1% от затрат на добычу, понесенных в предыдущем году
Развитие социальной сферы и инфраструктуры	По Контракту: 200 тыс.долларов США ежегодно
Корпоративный подоходный налог	20%
НДПИ	по шкале
Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг	16%
Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке	16%
Налог на имущество	1,50%
Налог на сверхприбыль	по шкале
АНН (альтернативный налог недропользователя)	24%
Прочие налоги и отчисления в бюджет	1,50%
Цена реализации газа на внутреннем рынке (без учета НДС), тенге/тыс. м ³	55 630
Цена реализации серы (без учета НДС), тенге/тонна	22 500
Цена реализации гелия (без учета НДС), тенге/тонна	5 000
Год начала проекта	2026
Курс доллара США, тенге/доллар	500

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Результаты технико-экономической оценки показали, что из предлагаемых вариантов разработки наиболее привлекательным является **вариант 2**, предусматривающий бурение 12 скважин.

Технологические показатели разработки по эксплуатационным объектам и в целом по месторождению Придорожное по рекомендуемому к внедрению варианту приведены в табл. 4.1.1 - 4.1.7, по 1 базовому варианту в табличных приложениях 4-10

При расчетах необходимо уделить внимание прогнозным газонасыщенным толщинам, которые будут вскрываться проектными добывающими скважинами. Поэтому, для обоснования предельных толщин пластов-коллекторов для размещения проектных добывающих скважин была использована информация по фактически вскрытым скважинами 15, 16, 17 газонасыщенным толщинам.

Так максимальные вскрытые газонасыщенные толщины продуктивных горизонтов D-3 и C-1 составляют 97,9 м (скважина 17) и 147,8 м (скважина 15), минимальные - 53,8 м (скважина 16) и 115,3 м (скважина 17), соответственно. Для обеспечения прогнозных дебитов интенсивностью не менее, чем были получены по ранее пробуренным скважинам, проектные добывающие скважины располагались по равномерной рядной сетке таким образом, чтобы прогнозируемая толщина была не менее 58 м.

Зависимость добычи газа от фонда скважин

Динамика годовых объемов добычи газа по месторождению Придорожное определяется состоянием эксплуатационного фонда добывающих скважин и находится в прямой зависимости от последовательности и темпов их ввода в эксплуатацию.

В соответствии с вариантом 2 (рекомендуемым) предусматривается бурение 12 новых газовых скважин, а также расконсервация 3 скважин (15, 16, 17), что формирует совокупный эксплуатационный фонд в количестве 15 единиц. Ввод скважин осуществляется в сжатые сроки: в 2028 году планируется одновременный ввод всех 12 вновь пробуренных скважин и 3 скважин после расконсервации, что обеспечивает достижение максимального уровня добычи газа.

Концентрированный ввод полного фонда скважин в 2028 году обуславливает формирование пиковых значений добычи, приходящихся на период 2028–2029 гг.

По I объекту разработки (горизонт D-3) эксплуатационный фонд составляет 10 скважин (7 из бурения и 3 после расконсервации), при этом начальный дебит каждой

скважины принят на уровне 85 тыс. м³/сут. По II объекту разработки (горизонт С-1) предусмотрено 8 скважин (5 из бурения и 3 переведенные с нижележащих горизонтов) с начальным дебитом 45 тыс. м³/сут на скважину.

Снижение годовых объемов добычи газа после 2029 года обусловлено естественным падением пластового давления при разработке месторождения в режиме истощения, а также постепенным выбытием скважин из эксплуатационного фонда по мере достижения экономически предельных дебитов.

Для компенсации снижения добычи по II объекту разработки в период 2032–2035 гг. предусмотрено проведение 4 операций гидроразрыва пласта (ГРП) на скважинах горизонта С-1. Реализация данных мероприятий направлена на интенсификацию притока газа в условиях низкопроницаемых карбонатных коллекторов и позволит временно стабилизировать уровень добычи.

Взаимосвязь между состоянием фонда скважин и годовыми объемами добычи газа по отдельным объектам разработки, а также по месторождению в целом, представлена в таблицах 4.1.1–4.1.7.

Согласно п.13 «Методические указания при разработке газовых ...» [3] в проекте число резервных скважин может составлять менее 10% основного фонда скважин. Проектный фонд эксплуатационных скважин составляет 15 ед., рекомендуем в резервный фонд заложить 2 скважины, которые не учитываются в проектных технологических показателях разработки.

Схема расположения проектных и пробуренных скважин по двум вариантам приведены на графическом приложении 17.

В целом по месторождению полученные прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов дают возможность выработать извлекаемые запасы газа по варианту разработки 2.

Таблица 4.1.1 – Месторождение Придорожное. Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м3	Накопленная добыча природного газа, млн.м3	Отбор от извлек запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м3/сут	Добыча серы, тыс.т	Накопленная добыча серы, тыс.т	Добыча азота, млн.м3	Накопленная добыча азота, млн.м3	Добыча гелия, млн.м3	Накопленная добыча гелия, млн.м3	Добыча товарного газа, млн.м3	Накопленная добыча товарного газа, млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2028	12	3	15	0	0	0	15	15	33,3	311,2	385,4	4,0	0,033	3,2	77,9	1,2	1,6	73,4	90,6	0,7	0,8	237,8	294,0
2029	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	346,9	732,3	7,6	0,062	3,6	69,1	2,8	4,4	74,9	165,5	0,7	1,5	272,0	566,1
2030	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	344,4	1076,7	11,2	0,092	3,6	68,6	2,7	7,1	74,5	240,0	0,7	2,2	269,8	835,9
2031	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	340,5	1417,1	14,8	0,121	3,6	67,8	2,6	9,7	74,0	314,0	0,7	2,9	266,4	1102,3
2032	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	340,9	1758,1	18,3	0,150	3,6	67,7	3,0	12,8	72,3	386,3	0,7	3,7	268,7	1371,0
2033	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	340,1	2098,1	21,9	0,179	3,5	67,8	3,4	16,2	70,2	456,5	0,7	4,4	269,8	1640,8
2034	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	344,1	2442,2	25,5	0,208	3,6	68,6	3,8	20,0	69,4	525,9	0,7	5,1	274,7	1915,5
2035	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	341,0	2783,2	29,0	0,237	3,6	67,9	4,2	24,2	66,7	592,6	0,7	5,8	274,3	2189,9
2036	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	331,3	3114,5	32,5	0,265	3,5	65,8	4,2	28,4	64,4	656,9	0,7	6,5	266,9	2456,8
2037	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	319,0	3433,5	35,8	0,292	3,3	63,6	4,1	32,4	61,7	718,7	0,7	7,1	257,3	2714,1
2038	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	307,3	3740,8	39,0	0,319	3,2	61,2	4,0	36,4	59,2	777,8	0,6	7,8	248,1	2962,2
2039	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	297,6	4038,4	42,1	0,344	3,1	59,3	3,9	40,3	57,1	834,9	0,6	8,4	240,5	3202,7
2040	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	288,4	4326,8	45,1	0,368	3,0	57,3	3,8	44,1	55,1	890,1	0,6	9,0	233,2	3435,9
2041	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	277,7	4604,5	48,0	0,392	2,9	55,3	3,7	47,9	52,9	943,0	0,6	9,5	224,9	3660,8
2042	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	268,1	4872,6	50,8	0,415	2,8	53,4	3,6	51,5	50,8	993,8	0,6	10,1	217,2	3878,0
2043	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	258,6	5131,2	53,5	0,437	2,7	51,5	3,6	55,0	48,8	1042,7	0,5	10,6	209,8	4087,8
2044	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	250,0	5381,2	56,1	0,458	2,6	49,7	3,5	58,5	47,0	1089,7	0,5	11,1	203,0	4290,8
2045	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	240,1	5621,4	58,6	0,479	2,5	47,8	3,4	61,9	45,0	1134,7	0,5	11,6	195,2	4485,9
2046	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	227,4	5848,7	61,0	0,498	2,4	45,6	3,3	65,2	42,1	1176,8	0,5	12,1	185,3	4671,2
2047	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	213,6	6062,3	63,2	0,516	2,2	42,5	3,2	68,4	39,0	1215,8	0,4	12,5	174,7	4845,9
2048	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	203,7	6266,0	65,4	0,534	2,1	40,2	3,1	71,5	36,9	1252,7	0,4	13,0	167,0	5012,9
2049	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	190,8	6456,8	67,4	0,550	2,0	37,5	3,0	74,6	34,1	1286,8	0,4	13,4	157,0	5169,9
2050	0	0	0	2	2	0	15	15	33,3	179,7	6636,5	69,2	0,565	1,9	35,0	3,5	78,1	28,8	1315,6	0,4	13,7	151,2	5321,1
2051	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	167,4	6803,8	71,0	0,579	1,7	32,4	3,4	81,5	26,2	1341,8	0,3	14,1	141,6	5462,7
2052	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	163,2	6967,1	72,7	0,593	1,7	31,1	3,3	84,9	25,6	1367,4	0,3	14,4	138,0	5600,8
2053	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	157,3	7124,4	74,3	0,607	1,6	30,1	3,2	88,1	24,7	1392,1	0,3	14,7	133,1	5733,8
2054	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	151,7	7276,1	75,9	0,620	1,6	29,0	3,1	91,2	23,7	1415,8	0,3	15,0	128,4	5862,2
2055	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	142,8	7418,9	77,4	0,632	1,5	28,3	3,0	94,2	22,0	1437,8	0,3	15,3	121,2	5983,4
2056	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	136,9	7555,9	78,8	0,643	1,4	27,0	2,9	97,1	21,0	1458,8	0,3	15,6	116,3	6099,7
2057	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	130,6	7686,5	80,2	0,654	1,4	25,8	2,8	99,9	19,9	1478,7	0,3	15,9	111,0	6210,8
2058	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	127,8	7814,3	81,5	0,665	1,3	24,4	2,7	102,6	19,7	1498,4	0,3	16,1	108,4	6319,2
2059	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	122,1	7936,4	82,8	0,676	1,3	23,3	2,6	105,1	18,9	1517,3	0,2	16,4	103,6	6422,8
2060	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	120,5	8057,0	84,1	0,686	1,3	22,9	2,8	108,0	17,1	1534,3	0,2	16,6	103,8	6526,6
2061	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	113,6	8170,5	85,2	0,696	1,2	20,2	2,7	110,7	16,0	1550,3	0,2	16,9	98,0	6624,6
2062	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	105,3	8275,8	86,3	0,705	1,1	18,6	2,6	113,3	14,5	1564,8	0,2	17,1	91,2	6715,8
2063	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	98,4	8374,3	87,4	0,713	1,0	18,5	2,4	115,7	13,4	1578,2	0,2	17,3	85,4	6801,2
2064	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	100,9	8475,1	88,4	0,722	1,1	19,0	2,6	118,4	13,0	1591,2	0,2	17,5	88,2	6889,4
2065	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	95,7	8570,8	89,4	0,730	1,0	18,0	2,5	120,8	12,5	1603,7	0,2	17,7	83,5	6972,8
2066	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	91,2	8662,0	90,4	0,738	1,0	17,2	2,3	123,2	12,1	1615,8	0,2	17,9	79,5	7052,3
2067	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	87,5	8749,5	91,3	0,745	0,9	16,5	2,2	125,4	11,7	1627,5	0,2	18,0	76,1	7128,4
2068	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	84,0	8833,5	92,2	0,752	0,9	15,8	2,1	127,5	11,3	1638,8	0,2	18,2	73,0	7201,4
2069	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	78,0	8911,5	93,0	0,759	0,8	14,8	2,0	129,5	10,4	1649,2	0,2	18,4	67,9	7269,3
2070	0	0	0	6	6	0	15	15	33,3	76,4	8988,0	93,8	0,765	0,8	14,6	1,9	131,4	10,5	1659,7	0,2	18,5	66,2	7335,5
2071	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	73,5	9061,5	94,5	0,772	0,8	13,9	1,8	133,1	10,3	1670,0	0,1	18,7	63,5	7399,1
2072	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	70,0	9131,5	95,3	0,777	0,7	13,2	1,7	134,8	9,8	1679,8	0,1	18,8	60,5	7459,5
2073	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	66,4	9197,9	96,0	0,783	0,7	12,5	1,6	136,4	9,4	1689,2	0,1	18,9	57,2	7516,8
2074	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	63,0	9260,8	96,6	0,788	0,7	11,9	1,5	137,8	9,0	1698,3	0,1	19,1	54,2	7571,0
2075	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	65,7	9326,6	97,3	0,794	0,7	11,6	1,4	139,2	10,2	1708,4	0,1	19,2	55,9	7626,9
2076	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	58,3	9384,8	97,9	0,799	0,6	11,0	1,3	140,5	8,7	1717,1	0,1	19,3	49,8	7676,7
2077	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	54,8	9439,6	98,5	0,804	0,6	10,3	1,2	141,7	8,3	1725,4	0,1	19,4	46,8	7723,6
2078	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	51,6	9491,2	99,0	0,808	0,5	9,7	1,1	142,8	7,8	1733,2	0,1	19,5	44,0	7767,6
2079	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	48,5	9539,7	99,5	0,812	0,5	9,1	1,0	143,8	7,4	1740,6	0,1	19,6	41,3	7808,8
2080	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	45,5	9585,2	100,0	0,816	0,5	8,6	0,9	144,8	7,1	1747,7	0,1	19,7	38,7	7847,5

Таблица 4.1.2 - Месторождение Придорожное. I объект (горизонт D-3). Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м3	Накопленная добыча природного газа, млн.м3	Отбор от извлек запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м3/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча азота, млн.м3	Накопленная добыча азота, млн.м3	Добыча гелия, млн.м3	Накопленная добыча гелия, млн.м3	Добыча товарного газа, млн.м3	Накопленная добыча товарного газа, млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2028	7	3	10	0	0	0	10	10	26,0	278,5	343,1	7,3	0,066	5,9	85,2	24,9	19,7	18,7	70,8	87,3	0,58	0,7	207,7	255,9
2029	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	271,2	614,4	13,0	0,119	5,7	82,6	23,9	18,9	18,0	69,0	156,2	0,57	1,3	202,2	458,1
2030	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	270,1	884,5	18,7	0,171	5,7	82,2	22,9	17,9	17,0	68,7	224,9	0,57	1,9	201,4	659,6
2031	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	269,2	1153,7	24,4	0,223	5,7	81,9	22,0	17,0	16,1	68,5	293,4	0,57	2,4	200,7	860,3
2032	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	258,9	1412,5	29,9	0,273	5,5	78,6	21,0	16,0	15,2	65,8	359,2	0,54	3,0	193,0	1053,3
2033	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	247,6	1660,1	35,1	0,321	5,2	75,4	20,1	15,1	14,3	63,0	422,2	0,52	3,5	184,6	1237,9
2034	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	241,1	1901,2	40,2	0,367	5,1	73,4	19,2	14,2	13,5	61,3	483,5	0,51	4,0	179,8	1417,7
2035	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	227,0	2128,1	45,0	0,411	4,8	69,1	18,3	13,3	12,7	57,7	541,2	0,48	4,5	169,2	1587,0
2036	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	218,4	2346,5	49,6	0,453	4,6	66,3	17,6	12,6	11,9	55,5	596,7	0,46	4,9	162,9	1749,8
2037	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	208,7	2555,2	54,1	0,494	4,4	63,5	16,8	11,8	11,2	53,1	649,8	0,44	5,4	155,6	1905,4
2038	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	199,4	2754,6	58,3	0,532	4,2	60,7	16,1	11,1	10,5	50,7	700,5	0,42	5,8	148,7	2054,1
2039	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	192,0	2946,7	62,3	0,569	4,1	58,5	15,4	10,4	9,9	48,8	749,3	0,40	6,2	143,2	2197,3
2040	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	184,9	3131,6	66,2	0,605	3,9	56,1	14,8	9,8	9,3	47,0	796,4	0,39	6,6	137,9	2335,2
2041	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	176,9	3308,5	70,0	0,639	3,7	53,8	14,2	9,2	8,7	45,0	841,3	0,37	6,9	131,9	2467,1
2042	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	169,6	3478,0	73,6	0,672	3,6	51,6	13,6	8,6	8,2	43,1	884,5	0,36	7,3	126,5	2593,6
2043	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	162,4	3640,5	77,0	0,703	3,4	49,4	13,1	8,1	7,6	41,3	925,8	0,34	7,6	121,1	2714,7
2044	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	155,9	3796,3	80,3	0,734	3,3	47,3	12,5	7,5	7,1	39,6	965,4	0,33	8,0	116,2	2830,9
2045	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	148,6	3945,0	83,5	0,762	3,1	45,2	12,0	7,0	6,6	37,8	1003,2	0,31	8,3	110,8	2941,8
2046	0	0	0	0	1	0	10	9	26,0	132,7	4077,7	86,3	0,788	2,8	44,9	11,5	6,5	6,1	33,7	1036,9	0,28	8,6	98,9	3040,7
2047	0	0	0	0	1	0	10	8	26,0	114,6	4192,3	88,7	0,810	2,4	43,6	11,0	6,0	5,7	29,1	1066,1	0,24	8,8	85,5	3126,2
2048	0	0	0	0	1	0	10	7	26,0	100,4	4292,6	90,8	0,829	2,1	43,5	10,6	5,6	5,2	25,5	1091,6	0,21	9,0	74,8	3201,0
2049	0	0	0	0	1	0	10	6	26,0	83,8	4376,4	92,6	0,846	1,8	42,5	10,2	5,2	4,8	21,3	1112,9	0,18	9,2	62,5	3263,5
2050	0	0	0	0	2	0	10	4	26,0	53,0	4429,5	93,7	0,856	1,1	40,4	9,8	4,8	4,5	13,5	1126,4	0,11	9,3	39,6	3303,1
2051	0	0	0	0	1	0	10	3	26,0	37,9	4467,3	94,5	0,863	0,8	38,4	9,4	4,4	4,1	9,6	1136,0	0,08	9,4	28,2	3331,3
2052	0	0	0	0	0	0	10	3	26,0	36,1	4503,5	95,3	0,870	0,8	36,6	9,1	4,1	3,8	9,2	1145,2	0,08	9,5	26,9	3358,2
2053	0	0	0	0	0	0	10	3	26,0	34,2	4537,7	96,0	0,877	0,7	34,7	8,7	3,7	3,5	8,7	1153,9	0,07	9,5	25,5	3383,7
2054	0	0	0	0	0	0	10	3	26,0	32,4	4570,1	96,7	0,883	0,7	32,9	8,4	3,4	3,1	8,2	1162,2	0,07	9,6	24,2	3407,9
2055	0	0	0	0	0	0	10	3	26,0	30,6	4600,7	97,3	0,889	0,6	31,1	8,1	3,1	2,8	7,8	1170,0	0,06	9,7	22,8	3430,7
2056	0	0	0	0	0	0	10	3	26,0	28,9	4629,6	97,9	0,895	0,6	29,3	7,7	2,7	2,5	7,4	1177,3	0,06	9,7	21,6	3452,3
2057	0	0	0	0	0	0	10	3	26,0	27,1	4656,7	98,5	0,900	0,6	27,5	7,4	2,4	2,2	6,9	1184,2	0,06	9,8	20,2	3472,5
2058	0	0	0	0	0	0	10	3	26,0	25,3	4682,1	99,0	0,905	0,5	25,7	7,1	2,1	1,9	6,4	1190,7	0,05	9,8	18,9	3491,4
2059	0	0	0	0	0	0	10	3	26,0	23,6	4705,7	99,5	0,909	0,5	24,0	6,8	1,8	1,6	6,0	1196,7	0,05	9,9	17,6	3509,0
2060	0	0	0	0	1	0	10	2	26,0	14,6	4720,3	99,9	0,912	0,3	22,2	6,4	1,4	1,3	3,7	1200,4	0,03	9,9	10,9	3519,9
2061	0	0	0	0	1	0	10	1	26,0	6,7	4727,0	100,0	0,913	0,1	20,5	6,1	1,1	1,0	1,7	1202,1	0,01	9,9	5,0	3524,9

Таблица 4.1.3 – Месторождение Придорожное. II объект (горизонт С-1). Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м3	Накопленная добыча природного газа, млн.м3	Отбор от извлекаемых запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м3/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча серы, тыс.т	Накопленная добыча серы, тыс.т	Добыча азота, млн.м3	Накопленная добыча азота, млн.м3	Добыча гелия, млн.м3	Накопленная добыча гелия, млн.м3	Добыча товарного газа, млн.м3	Накопленная добыча товарного газа, млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
2028	5	0	5	0	0	0	5	5	7,3	32,7	42,2	1,1	0,008	0,8	45,0	13,3	8,3	8,0	1,2	1,6	2,6	3,3	0,07	0,08	30,1	38,9
2029	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	75,7	117,9	3,0	0,021	1,9	43,7	13,3	8,3	8,0	2,8	4,4	5,9	9,2	0,15	0,24	69,8	108,7
2030	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	74,2	192,1	4,9	0,035	1,9	42,8	13,0	8,0	7,8	2,7	7,1	5,8	15,1	0,15	0,38	68,4	177,1
2031	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	71,3	263,4	6,7	0,048	1,8	41,1	12,8	7,8	7,5	2,6	9,7	5,6	20,7	0,14	0,53	65,7	242,8
2032	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	82,1	345,5	8,8	0,062	2,1	47,2	12,5	7,5	7,3	3,0	12,8	6,4	27,1	0,16	0,69	75,6	318,4
2033	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	92,5	437,9	11,2	0,079	2,4	53,3	12,3	7,3	7,0	3,4	16,2	7,3	34,3	0,18	0,88	85,2	403,6
2034	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	103,0	541,0	13,8	0,098	2,6	59,4	12,0	7,0	6,8	3,8	20,0	8,1	42,4	0,21	1,08	95,0	498,6
2035	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	114,0	655,0	16,7	0,118	2,9	65,8	11,8	6,8	6,5	4,2	24,2	8,9	51,4	0,23	1,31	105,1	603,6
2036	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	112,9	767,9	19,6	0,139	2,9	65,0	11,5	6,5	6,2	4,2	28,4	8,9	60,2	0,23	1,54	104,1	707,7
2037	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	110,3	878,2	22,4	0,158	2,8	63,6	11,3	6,3	6,0	4,1	32,4	8,6	68,9	0,22	1,76	101,6	809,3
2038	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	107,9	986,1	25,2	0,178	2,8	62,2	11,0	6,0	5,7	4,0	36,4	8,5	77,3	0,22	1,97	99,4	908,8
2039	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	105,6	1091,7	27,8	0,197	2,7	60,9	10,8	5,8	5,5	3,9	40,3	8,3	85,6	0,21	2,18	97,3	1006,1
2040	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	103,5	1195,1	30,5	0,216	2,6	59,5	10,5	5,5	5,3	3,8	44,1	8,1	93,7	0,21	2,39	95,4	1101,4
2041	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	100,9	1296,0	33,1	0,234	2,6	58,2	10,3	5,3	5,0	3,7	47,9	7,9	101,6	0,20	2,59	93,0	1194,4
2042	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	98,5	1394,5	35,6	0,252	2,5	56,8	10,0	5,0	4,8	3,6	51,5	7,7	109,3	0,20	2,79	90,8	1285,2
2043	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	96,2	1490,7	38,0	0,269	2,5	55,5	9,8	4,8	4,5	3,6	55,0	7,5	116,9	0,19	2,98	88,6	1373,8
2044	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	94,1	1584,8	40,4	0,286	2,4	54,1	9,6	4,6	4,3	3,5	58,5	7,4	124,2	0,19	3,17	86,7	1460,5
2045	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	91,5	1676,3	42,8	0,302	2,3	52,8	9,3	4,3	4,1	3,4	61,9	7,2	131,4	0,18	3,35	84,3	1544,9
2046	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	89,2	1765,5	45,0	0,319	2,3	51,4	9,1	4,1	3,9	3,3	65,2	7,0	138,4	0,18	3,53	82,2	1627,1
2047	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	86,8	1852,3	47,3	0,334	2,2	50,1	8,9	3,9	3,6	3,2	68,4	6,8	145,2	0,17	3,70	80,0	1707,1
2048	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	84,7	1937,0	49,4	0,349	2,2	48,7	8,6	3,6	3,4	3,1	71,5	6,6	151,9	0,17	3,87	78,1	1785,2
2049	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	82,2	2019,2	51,5	0,364	2,1	47,4	8,4	3,4	3,2	3,0	74,6	6,4	158,3	0,16	4,04	75,7	1860,9
2050	0	0	0	1	0	0	6	6	7,3	95,8	2115,0	54,0	0,382	2,4	46,0	8,2	3,2	3,0	3,5	78,1	7,5	165,8	0,19	4,23	88,3	1949,2
2051	0	0	0	0	0	0	6	6	7,3	93,0	2208,0	56,3	0,398	2,4	44,7	8,0	3,0	2,8	3,4	81,5	7,3	173,1	0,19	4,42	85,7	2034,9
2052	0	0	0	0	0	0	6	6	7,3	90,3	2298,3	58,6	0,415	2,3	43,3	7,7	2,7	2,6	3,3	84,9	7,1	180,2	0,18	4,60	83,3	2118,1
2053	0	0	0	0	0	0	6	6	7,3	87,2	2385,5	60,9	0,430	2,2	41,9	7,5	2,5	2,3	3,2	88,1	6,8	187,0	0,17	4,77	80,3	2198,5
2054	0	0	0	0	0	0	6	6	7,3	84,3	2469,8	63,0	0,446	2,2	40,5	7,3	2,3	2,1	3,1	91,2	6,6	193,6	0,17	4,94	77,7	2276,2
2055	0	0	0	0	0	0	6	6	7,3	81,4	2551,2	65,1	0,460	2,1	39,1	7,1	2,1	1,9	3,0	94,2	6,4	200,0	0,16	5,10	75,0	2351,2
2056	0	0	0	0	0	0	6	6	7,3	78,7	2629,9	67,1	0,474	2,0	37,7	6,9	1,9	1,7	2,9	97,1	6,2	206,2	0,16	5,26	72,5	2423,7
2057	0	0	0	0	0	0	6	6	7,3	75,6	2705,4	69,0	0,488	1,9	36,3	6,7	1,7	1,5	2,8	99,9	5,9	212,1	0,15	5,41	69,6	2493,3
2058	0	0	0	0	0	0	6	6	7,3	72,6	2778,0	70,9	0,501	1,9	34,9	6,5	1,6	1,4	2,7	102,6	5,7	217,8	0,15	5,56	66,9	2560,2
2059	0	0	0	0	0	0	6	6	7,3	69,3	2847,3	72,6	0,514	1,8	33,3	6,3	1,5	1,3	2,6	105,1	5,4	223,2	0,14	5,69	63,8	2624,1
2060	0	0	0	1	0	0	7	7	7,3	77,2	2924,5	74,6	0,528	2,0	31,7	6,1	1,4	1,2	2,8	108,0	6,1	229,3	0,15	5,85	71,1	2695,2
2061	0	0	0	0	0	0	7	7	7,3	73,4	2997,9	76,5	0,541	1,9	30,2	5,9	1,3	1,1	2,7	110,7	5,8	235,0	0,15	6,00	67,6	2762,8
2062	0	0	0	0	0	0	7	7	7,3	69,8	3067,7	78,3	0,553	1,8	28,8	5,7	1,2	1,0	2,6	113,3	5,5	240,5	0,14	6,14	64,3	2827,2
2063	0	0	0	0	0	0	7	7	7,3	66,1	3133,8	79,9	0,565	1,7	27,3	5,5	1,1	0,9	2,4	115,7	5,2	245,7	0,13	6,27	61,0	2888,2
2064	0	0	0	1	0	0	8	8	7,3	71,7	3205,5	81,8	0,578	1,8	25,8	5,3	1,1	1,0	2,6	118,4	5,6	251,3	0,14	6,41	66,1	2954,2
2065	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	67,0	3272,6	83,5	0,590	1,7	24,2	5,1	1,0	0,9	2,5	120,8	5,3	256,6	0,13	6,55	61,8	3016,0
2066	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	63,1	3335,7	85,1	0,602	1,6	22,8	5,0	1,0	0,8	2,3	123,2	4,9	261,5	0,13	6,67	58,2	3074,2
2067	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	59,9	3395,6	86,6	0,613	1,5	21,6	4,8	0,9	0,8	2,2	125,4	4,7	266,2	0,12	6,79	55,2	3129,4
2068	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	57,0	3452,6	88,1	0,623	1,5	20,5	4,7	0,9	0,7	2,1	127,5	4,5	270,7	0,11	6,91	52,5	3181,9
2069	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	53,8	3506,3	89,4	0,633	1,4	19,4	4,5	0,8	0,7	2,0	129,5	4,2	274,9	0,11	7,01	49,5	3231,4
2070	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	50,8	3557,1	90,7	0,642	1,3	18,3	4,3	0,7	0,6	1,9	131,4	4,0	278,9	0,10	7,11	46,8	3278,2
2071	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	47,9	3605,0	92,0	0,650	1,2	17,3	4,2	0,7	0,6	1,8	133,1	3,8	282,6	0,10	7,21	44,2	3322,4
2072	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	45,2	3650,3	93,1	0,659	1,2	16,3	4,1	0,7	0,6	1,7	134,8	3,5	286,2	0,09	7,30	41,7	3364,1
2073	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	42,4	3692,7	94,2	0,666	1,1	15,3	3,9	0,6	0,5	1,6	136,4	3,3	289,5	0,08	7,39	39,1	3403,2
2074	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	39,8	3732,4	95,2	0,673	1,0	14,3	3,8	0,6	0,5	1,5	137,8	3,1	292,6	0,08	7,46	36,6	3439,8
2075	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	37,2	3769,6	96,2	0,680	0,9	13,4	3,6	0,5	0,4	1,4	139,2	2,9	295,5	0,07	7,54	34,3	3474,1
2076	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	34,8	3804,4	97,1	0,686	0,9	12,5	3,5	0,5	0,4	1,3	140,5	2,7	298,3	0,07	7,61	32,1	3506,2
2077	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	32,3	3836,7	97,9	0,692	0,8	11,6	3,3	0,4	0,4	1,2	141,7	2,5	300,8	0,06	7,67	29,8	3535,9
2078	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	30,0	3866,7	98,6	0,698	0,8	10,8	3,2	0,4	0,3	1,1	142,8	2,4	303,2	0,06	7,73	27,6	3563,6
2079	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	27,7	3894,5	99,3	0,703	0,7	10,0	3,1	0,4	0,3	1,0	143,8	2,2	305,3	0,06	7,79	25,6	3589,2
2080	0	0	0	0	0	0	8	8	7,3	25,7	3920,1	100,0	0,707</													

Таблица 4.1.4 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт D-2). Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м3	Накопленная добыча природного газа, млн.м3	Отбор от извлек запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ,%	Средний дебит скважин по газу, тыс.м3/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча азота, млн.м3	Накопленная добыча азота, млн.м3	Добыча гелия, млн.м3	Накопленная добыча гелия, млн.м3	Добыча товарного газа, млн.м3	Накопленная добыча товарного газа, млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2046	0	0	0	1	0	0	1	1	0	6	6	1	0,011	1	19	26	12	12	1	1	0	0	4	4
2047	0	0	0	1	0	0	2	2	0	12	18	4	0,034	3	18	25	12	12	3	4	0	0	9	13
2048	0	0	0	1	0	0	3	3	0	19	36	8	0,069	4	18	25	12	11	5	9	0	0	14	27
2049	0	0	0	1	0	0	4	4	0	25	61	13	0,117	5	18	25	12	11	6	16	0	0	19	46
2050	0	0	0	1	0	0	5	5	0	31	92	19	0,176	6	18	24	11	11	8	23	0	0	23	70
2051	0	0	0	1	0	0	6	6	0	37	128	27	0,246	8	17	24	10	10	9	33	0	0	28	97
2052	0	0	0	0	0	0	6	6	0	37	165	35	0,317	8	17	23	10	9	9	42	0	0	28	125
2053	0	0	0	0	0	0	6	6	0	36	201	42	0,385	8	17	22	9	9	9	51	0	0	27	152
2054	0	0	0	0	0	0	6	6	0	35	236	50	0,452	7	16	22	9	8	9	60	0	0	27	179
2055	0	0	0	0	1	0	6	5	0	28	265	55	0,507	6	16	21	8	8	7	67	0	1	22	200
2056	0	0	0	0	1	0	6	4	0	22	287	60	0,550	5	15	21	7	7	6	73	0	1	17	217
2057	0	0	0	0	1	0	6	3	0	16	303	64	0,581	3	15	20	7	7	4	77	0	1	12	230
2058	0	0	0	0	0	0	6	3	0	16	320	67	0,612	3	15	20	7	6	4	81	0	1	12	242
2059	0	0	0	0	0	0	6	3	0	16	335	70	0,643	3	15	19	6	6	4	85	0	1	12	254
2060	0	0	0	0	0	0	6	3	0	16	351	74	0,673	3	14	19	6	6	4	89	0	1	12	266
2061	0	0	0	0	0	0	6	3	0	15	367	77	0,702	3	14	19	6	5	4	93	0	1	12	278
2062	0	0	0	0	0	0	6	3	0	15	382	80	0,731	3	14	18	5	5	4	97	0	1	12	289
2063	0	0	0	0	0	0	6	3	0	15	397	83	0,760	3	14	18	5	5	4	101	0	1	11	301
2064	0	0	0	0	0	0	6	3	0	15	411	86	0,788	3	14	18	5	5	4	105	0	1	11	312
2065	0	0	0	0	0	0	6	3	0	14	426	89	0,816	3	13	18	4	4	4	108	0	1	11	323
2066	0	0	0	0	0	0	6	3	0	14	440	92	0,843	3	13	17	4	4	4	112	0	1	11	333
2067	0	0	0	0	0	0	6	3	0	14	454	95	0,870	3	13	17	4	4	4	115	0	1	11	344
2068	0	0	0	0	0	0	6	3	0	14	468	98	0,896	3	13	17	4	3	3	119	0	1	10	354
2069	0	0	0	0	1	0	6	2	0	9	477	100	0,914	2	12	16	3	3	2	121	0	1	7	361

Таблица 4.1.5 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт D-1). Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м3	Накопленная добыча природного газа, млн.м3	Отбор от извлеч запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м3/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча азота, млн.м3	Накопленная добыча азота, млн.м3	Добыча гелия, млн.м3	Накопленная добыча гелия, млн.м3	Добыча товарного газа, млн.м3	Накопленная добыча товарного газа, млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2055	0	0	0	1	0	0	1	1	0	2,37	2,41	1,45	0,013	1,43	12,97	25,41	8,21	7,85	0,60	0,61	0,00	0,01	1,79	1,82
2056	0	0	0	1	0	0	2	2	0	7,03	9,44	5,68	0,052	4,23	12,92	25,31	8,11	7,76	1,79	2,40	0,01	0,02	5,32	7,15
2057	0	0	0	1	0	0	3	3	0	11,58	21,01	12,66	0,115	6,97	12,79	25,03	7,83	7,49	2,94	5,34	0,02	0,04	8,77	15,92
2058	0	0	0	0	0	0	3	3	0	13,62	34,64	20,87	0,190	8,21	12,57	24,57	7,37	7,05	3,46	8,80	0,03	0,07	10,32	26,24
2059	0	0	0	0	0	0	3	3	0	13,34	47,98	28,90	0,264	8,03	12,30	24,03	6,83	6,54	3,39	12,19	0,03	0,10	10,10	36,34
2060	0	0	0	0	0	0	3	3	0	13,06	61,03	36,77	0,335	7,86	12,04	23,51	6,31	6,04	3,32	15,50	0,03	0,13	9,89	46,23
2061	0	0	0	0	0	0	3	3	0	12,77	73,80	44,46	0,406	7,70	11,78	23,00	5,80	5,54	3,24	18,75	0,03	0,15	9,68	55,91
2062	0	0	0	0	0	0	3	3	0	12,49	86,30	51,99	0,474	7,53	11,52	22,50	5,30	5,06	3,17	21,92	0,03	0,18	9,46	65,37
2063	0	0	0	0	0	0	3	3	0	12,21	98,51	59,34	0,541	7,36	11,27	22,00	4,80	4,59	3,10	25,02	0,03	0,21	9,25	74,62
2064	0	0	0	0	0	0	3	3	0	11,94	110,45	66,54	0,607	7,19	11,01	21,52	4,32	4,13	3,03	28,05	0,03	0,23	9,04	83,67
2065	0	0	0	0	0	0	3	3	0	11,66	122,11	73,56	0,671	7,02	10,76	21,05	3,85	3,68	2,96	31,02	0,02	0,26	8,83	92,50
2066	0	0	0	0	0	0	3	3	0	11,38	133,49	80,42	0,733	6,86	10,50	20,59	3,39	3,24	2,89	33,91	0,02	0,28	8,62	101,12
2067	0	0	0	0	0	0	3	3	0	11,11	144,60	87,11	0,795	6,69	10,25	20,14	2,94	2,81	2,82	36,73	0,02	0,30	8,42	109,54
2068	0	0	0	0	0	0	3	3	0	10,84	155,44	93,64	0,854	6,53	10,00	19,70	2,50	2,38	2,75	39,48	0,02	0,33	8,21	117,75
2069	0	0	0	0	0	0	3	3	0	10,57	166,01	100,00	0,912	6,37	9,75	19,27	2,07	1,97	2,68	42,17	0,02	0,35	8,00	125,75

Таблица 4.1.6 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт CD-2). Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м3	Накопленная добыча природного газа, млн.м3	Отбор от извлеч запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м3/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча азота, млн.м3	Накопленная добыча азота, млн.м3	Добыча гелия, млн.м3	Накопленная добыча гелия, млн.м3	Добыча товарного газа, млн.м3	Накопленная добыча товарного газа, млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2061	0	0	0	1	0	0	1	1	1,9	5,2	5,2	5,7	0,052	5,7	7,4	23,3	10,3	9,9	1,3	1,3	0,0	0,0	4,0	4,0
2062	0	0	0	1	0	0	2	2	3,8	7,8	13,0	14,1	0,129	8,4	7,3	22,9	9,9	9,5	2,0	3,3	0,0	0,0	5,9	9,9
2063	0	0	0	0	0	0	2	2	3,8	5,1	18,1	19,7	0,179	5,6	7,1	22,3	9,3	8,9	1,3	4,6	0,0	0,0	3,9	13,7
2064	0	0	0	0	1	0	2	1	0	2,5	20,6	22,4	0,204	2,7	6,9	21,9	8,9	8,6	0,6	5,2	0,0	0,0	1,9	15,6
2065	0	0	0	0	0	0	2	1	0	2,5	23,1	25,1	0,229	2,7	6,9	21,8	8,8	8,4	0,6	5,9	0,0	0,0	1,9	17,5
2066	0	0	0	0	0	0	2	1	0	2,5	25,6	27,8	0,253	2,7	6,8	21,6	8,6	8,2	0,6	6,5	0,0	0,1	1,9	19,4
2067	0	0	0	0	0	0	2	1	0	2,4	28,0	30,5	0,278	2,7	6,8	21,4	8,4	8,0	0,6	7,1	0,0	0,1	1,9	21,2
2068	0	0	0	0	0	0	2	1	0	2,4	30,5	33,1	0,301	2,6	6,7	21,2	8,2	7,9	0,6	7,7	0,0	0,1	1,8	23,1
2069	0	0	0	1	0	0	3	2	0	4,7	35,1	38,2	0,348	5,1	6,6	21,0	8,0	7,7	1,2	8,9	0,0	0,1	3,6	26,6
2070	0	0	0	2	1	0	5	3	0	7,1	42,2	45,9	0,418	7,7	6,5	20,7	7,7	7,3	1,8	10,7	0,0	0,1	5,3	32,0
2071	0	0	0	0	0	0	5	3	0	6,9	49,1	53,3	0,486	7,5	6,3	20,1	7,1	6,8	1,7	12,5	0,0	0,1	5,2	37,2
2072	0	0	0	0	0	0	5	3	0	6,7	55,7	60,6	0,552	7,2	6,1	19,6	6,6	6,3	1,7	14,2	0,0	0,1	5,0	42,2
2073	0	0	0	0	0	0	5	3	0	6,5	62,2	67,6	0,616	7,0	6,0	19,1	6,1	5,9	1,6	15,8	0,0	0,1	4,9	47,1
2074	0	0	0	0	0	0	5	3	0	6,3	68,5	74,4	0,678	6,8	5,8	18,6	5,6	5,4	1,6	17,4	0,0	0,1	4,7	51,9
2075	0	0	0	0	1	0	5	2	0	4,2	72,6	78,9	0,719	4,5	5,8	18,2	5,2	4,9	1,1	18,4	0,0	0,2	3,1	55,0
2076	0	0	0	0	0	0	5	2	0	4,1	76,7	83,4	0,759	4,4	5,6	17,8	4,8	4,6	1,0	19,5	0,0	0,2	3,1	58,1
2077	0	0	0	0	0	0	5	2	0	4,0	80,7	87,7	0,799	4,3	5,5	17,5	4,5	4,3	1,0	20,5	0,0	0,2	3,0	61,1
2078	0	0	0	0	0	0	5	2	0	3,9	84,6	91,9	0,837	4,2	5,4	17,2	4,2	4,1	1,0	21,5	0,0	0,2	3,0	64,1
2079	0	0	0	0	0	0	5	2	0	3,8	88,4	96,1	0,875	4,1	5,3	16,9	3,9	3,8	1,0	22,4	0,0	0,2	2,9	67,0
2080	0	0	0	0	0	0	5	2	0,0	3,7	92,0	100,0	0,911	4,1	5,2	16,7	3,7	3,5		0,0	0,9	23,4	0,01	0,19

Таблица 4.1.7 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт CD-1). Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м3	Накопленная добыча природного газа, млн.м3	Отбор от извлеч запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м3/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча азота, млн.м3	Накопленная добыча азота, млн.м3	Добыча гелия, млн.м3	Накопленная добыча гелия, млн.м3	Добыча товарного газа, млн.м3	Накопленная добыча товарного газа, млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2070	0	0	0	4	0	0	4	4	0	18,6	18,6	9,2	0,084	9,2	13,4	21,8	7,2	6,9	4,72	4,72	0,04	0,04	14,07	14,08
2071	0	0	0	0	0	0	4	4	0	18,7	37,3	18,4	0,168	9,2	13,0	21,2	6,6	6,4	4,76	9,48	0,04	0,08	14,20	28,28
2072	0	0	0	0	0	0	4	4	0	18,1	55,5	27,3	0,250	8,9	12,5	20,7	6,1	5,8	4,60	14,09	0,04	0,12	13,73	42,01
2073	0	0	0	0	0	0	4	4	0	17,5	73,0	36,0	0,329	8,6	12,1	20,2	5,6	5,3	4,45	18,54	0,04	0,15	13,27	55,28
2074	0	0	0	0	0	0	4	4	0	16,9	89,9	44,3	0,405	8,3	11,7	19,6	5,0	4,8	4,30	22,84	0,04	0,19	12,83	68,11
2075	0	0	0	1	0	0	5	5	0	24,4	114,3	56,3	0,515	12,0	11,3	19,1	4,5	4,4	6,19	29,03	0,05	0,24	18,46	86,57
2076	0	0	0	0	0	0	5	5	0	19,4	133,7	65,8	0,602	9,5	10,7	18,4	3,8	3,7	4,92	33,95	0,04	0,28	14,68	101,25
2077	0	0	0	0	0	0	5	5	0	18,5	152,2	75,0	0,686	9,1	10,3	17,9	3,3	3,1	4,71	38,66	0,04	0,32	14,04	115,29
2078	0	0	0	0	0	0	5	5	0	17,7	169,9	83,7	0,765	8,7	9,8	17,3	2,7	2,6	4,50	43,16	0,04	0,36	13,41	128,70
2079	0	0	0	0	0	0	5	5	0	16,9	186,8	92,0	0,841	8,3	9,4	16,8	2,2	2,1	4,29	47,45	0,04	0,39	12,81	141,51
2080	0	0	0	0	0	0	5	5	0	16,1	202,9	100,0	0,914	7,9	8,9	16,3	1,7	1,6	4,10	51,55	0,03	0,43	12,22	153,73

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Оценка экономической эффективности вариантов разработки месторождения Придорожное предполагает некоторые экономические и финансовые допущения, приведенные ниже.

Экономические и финансовые допущения, использованные в экономической модели, позволяют на этапе проектирования рассчитать уровень необходимых для оценки финансово-экономических показателей, сопоставить полученные результаты по вариантам, выбрать наиболее оптимальный вариант и определить рентабельный период разработки месторождения.

При оценке экономического эффекта применены также методы аналогии, то есть предполагается, что полученные нормативы и курс \$ США будут неизменны весь расчетный период и составит 1\$ США=500 тенге.

Масштабы цен, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки.

Срок проекта по вариантам различен, однако первым годом реализации проекта принят 2026 год по всем вариантам. За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году.

Расчеты проводились на весь проектный срок. По результатам расчетов определен рентабельный период, который представляет собой период безубыточной добычи газа до момента, начиная с которого операционный доход принимает положительные значения.

Дисконтирование проводилось исходя из теории временной стоимости денег, то есть для получения суммы потока платежей, приведенной к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков приняты следующие ставки:

-7%;

-10%;

-12,23%.

Реализация продукции согласно условиям контракта ДС №1 к Договору №01/03-08-63 от 15.09.2025 г. на разведку и добычу на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Придорожное, где Недропользователь обязуется 100% газа реализовать на внутренний рынок.

Цена реализации продукции определена в соответствии с существующим положением в Казахстане и на мировом рынке. В данном проекте проектируемая цена на газ при реализации на внутренний рынок составит 55 630 тенге/тыс. м³. Цена реализации серы составляет 22 500 тенге за тонну. 1 м³ гелия по проекту планируется реализовать по 5 000 тенге.

Инфляция для расчета стоимости капитальных вложений, и эксплуатационных затрат принята в размере 2% в год и доходов на 2% в год в соответствии со средними темпами инфляции в Республике Казахстан за последние годы.

Источники доходов. В расчетах принято, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет собственных средств, получаемых от реализации проекта. В случае недостаточности средств, предприятие может использовать кредит.

Источниками доходов настоящего проекта является реализация добываемого на месторождении газа, а также серы и гелия. Объем реализации газа принимается за вычетом технологических потерь при добыче и транспортировке. Объемы реализации газа приняты в 99,5%, т.е. технологические потери составляют 0,5% от добычи газа.

В таблице 4.2.1 приведен расчет дохода рекомендуемого 2 варианта от продажи реализации газа, серы и гелия. Другой вариант представлен в Приложении.

Таблица 4.2.1 – Расчет дохода от реализации продукции в рекомендуемом 2 варианте, тыс. тенге

Годы	ГАЗ				СЕРА			Гелий			Валовой доход, тыс. тенге
	Объем добычи товарного газа, млн. м³	Объемы продажи готовой продукции на внутренний рынок, млн. м³	Цена реализации газа на внутренний рынок (тенге/ тыс.м³)	Доход от реализации газа, тыс. тенге	Добыча серы, тыс.тонн	Цена реализации серы (тенге/ тн)	Доход от реализации серы, тыс. тенге	Добыча гелия, млн. м³	Цена реализации гелия (тенге/ м³)	Доход от реализации гелия, тыс. тенге	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2028	237,82	236,63	55 630,00	13 163 658,75	1,21	22 500,00	27 171,71	0,65	5 000,00	3 251 296,49	16 442 126,96
2029	272,02	270,66	56 742,60	15 358 131,70	2,80	22 950,00	64 163,93	0,72	5 100,00	3 677 001,40	19 099 297,03
2030	269,84	268,49	57 877,45	15 539 758,03	2,74	23 409,00	64 176,20	0,72	5 202,00	3 723 160,60	19 327 094,83
2031	266,41	265,08	59 035,00	15 649 023,24	2,63	23 877,18	62 840,36	0,71	5 306,04	3 755 742,28	19 467 605,87
2032	268,66	267,32	60 215,70	16 096 587,30	3,03	24 354,72	73 791,62	0,71	5 412,16	3 830 359,38	20 000 738,30
2033	269,84	268,50	61 420,02	16 490 991,09	3,41	24 841,82	84 832,49	0,70	5 520,40	3 891 132,21	20 466 955,80
2034	274,73	273,36	62 648,42	17 125 510,68	3,80	25 338,65	96 409,27	0,71	5 630,81	4 011 067,02	21 232 986,98
2035	274,32	272,95	63 901,38	17 441 825,86	4,21	25 845,43	108 812,75	0,70	5 743,43	4 047 093,16	21 597 731,78
2036	266,94	265,60	65 179,41	17 311 864,53	4,17	26 362,34	109 941,33	0,68	5 858,30	4 009 989,31	21 431 795,16
2037	257,25	255,97	66 483,00	17 017 432,29	4,07	26 889,58	109 489,34	0,66	5 975,46	3 936 709,32	21 063 630,95
2038	248,13	246,89	67 812,66	16 742 470,90	3,98	27 427,37	109 287,61	0,63	6 094,97	3 867 485,78	20 719 244,29
2039	240,49	239,28	69 168,91	16 550 959,48	3,90	27 975,92	109 042,31	0,61	6 216,87	3 819 646,87	20 479 648,65
2040	233,25	232,08	70 552,29	16 374 001,90	3,82	28 535,44	109 046,05	0,60	6 341,21	3 774 617,96	20 257 665,91
2041	224,86	223,73	71 963,34	16 100 639,88	3,72	29 106,15	108 402,51	0,57	6 468,03	3 707 424,07	19 916 466,47
2042	217,25	216,16	73 402,60	15 866 688,02	3,64	29 688,27	108 001,57	0,55	6 597,39	3 649 306,68	19 623 996,27
2043	209,76	208,72	74 870,66	15 626 703,34	3,55	30 282,04	107 546,02	0,53	6 729,34	3 589 890,12	19 324 139,48
2044	202,96	201,95	76 368,07	15 422 397,08	3,47	30 887,68	107 324,89	0,52	6 863,93	3 538 709,77	19 068 431,75
2045	195,17	194,19	77 895,43	15 126 519,96	3,38	31 505,43	106 455,62	0,50	7 001,21	3 466 557,31	18 699 532,89
2046	185,29	184,37	79 453,34	14 648 511,07	3,29	32 135,54	105 813,45	0,47	7 141,23	3 345 952,45	18 100 276,97
2047	174,67	173,80	81 042,41	14 085 177,84	3,21	32 778,25	105 105,21	0,44	7 284,06	3 203 559,77	17 393 842,82
2048	167,02	166,18	82 663,25	13 737 171,12	3,13	33 433,82	104 611,96	0,42	7 429,74	3 115 143,58	16 956 926,66
2049	157,02	156,24	84 316,52	13 173 341,51	3,03	34 102,49	103 472,76	0,39	7 578,33	2 974 125,94	16 250 940,21
2050	151,20	150,45	86 002,85	12 939 003,25	3,54	34 784,54	123 048,04	0,37	7 729,90	2 842 712,09	15 904 763,38
2051	141,60	140,89	87 722,91	12 359 234,40	3,43	35 480,23	121 832,53	0,34	7 884,50	2 697 936,71	15 179 003,65
2052	138,05	137,36	89 477,36	12 290 313,03	3,34	36 189,84	120 719,45	0,33	8 042,19	2 684 134,14	15 095 166,62
2053	133,06	132,39	91 266,91	12 082 868,97	3,22	36 913,63	118 839,91	0,32	8 203,03	2 638 138,43	14 839 847,31
2054	128,38	127,74	93 092,25	11 891 584,55	3,11	37 651,91	117 179,06	0,31	8 367,09	2 595 473,65	14 604 237,26
2055	121,20	120,59	94 954,09	11 450 940,95	3,00	38 404,95	115 403,39	0,29	8 534,43	2 490 734,95	14 057 079,29
2056	116,30	115,72	96 853,18	11 208 005,89	2,91	39 173,04	113 816,07	0,28	8 705,12	2 434 887,90	13 756 709,86
2057	111,04	110,49	98 790,24	10 914 897,54	2,79	39 956,51	111 477,98	0,27	8 879,22	2 368 925,24	13 395 300,76
2058	108,41	107,87	100 766,04	10 869 493,53	2,68	40 755,64	109 313,73	0,26	9 056,81	2 364 421,81	13 343 229,07
2059	103,61	103,09	102 781,37	10 595 892,09	2,56	41 570,75	106 332,16	0,25	9 237,94	2 305 487,55	13 007 711,80
2060	103,80	103,28	104 836,99	10 827 582,90	2,85	42 402,16	120 836,44	0,25	9 422,70	2 312 444,78	13 260 864,12
2061	97,99	97,50	106 933,73	10 426 158,90	2,71	43 250,21	117 202,70	0,23	9 611,16	2 221 661,62	12 765 023,22
2062	91,21	90,76	109 072,41	9 898 899,75	2,58	44 115,21	113 739,51	0,21	9 803,38	2 099 074,01	12 111 713,26
2063	85,42	84,99	111 253,86	9 455 463,79	2,44	44 997,51	109 909,94	0,20	9 999,45	2 000 816,43	11 566 190,15
2064	88,17	87,72	113 478,93	9 954 849,89	2,65	45 897,47	121 505,70	0,20	10 199,44	2 087 149,55	12 163 505,14
2065	83,47	83,06	115 748,51	9 613 738,95	2,48	46 815,41	115 900,37	0,19	10 403,43	2 020 446,80	11 750 086,13
2066	79,46	79,06	118 063,48	9 333 833,17	2,33	47 751,72	111 303,51	0,19	10 611,49	1 965 703,39	11 410 840,07
2067	76,10	75,72	120 424,75	9 118 201,15	2,21	48 706,76	107 764,23	0,18	10 823,72	1 923 523,78	11 149 489,16
2068	72,97	72,60	122 833,25	8 917 761,24	2,10	49 680,89	104 483,44	0,17	11 040,20	1 884 285,39	10 906 530,07
2069	67,94	67,60	125 289,91	8 469 927,62	1,98	50 674,51	100 588,53	0,16	11 261,00	1 785 144,74	10 355 660,89
2070	66,23	65,90	127 795,71	8 421 984,11	1,88	51 688,00	96 947,57	0,16	11 486,22	1 785 297,77	10 304 229,46
2071	63,55	63,23	130 351,62	8 241 944,87	1,77	52 721,76	93 280,19	0,15	11 715,95	1 752 459,23	10 087 684,29
2072	60,46	60,16	132 958,66	7 999 124,71	1,67	53 776,20	89 832,70	0,14	11 950,27	1 703 164,52	9 792 121,93
2073	57,24	56,95	135 617,83	7 724 069,97	1,57	54 851,72	85 871,45	0,14	12 189,27	1 647 513,27	9 457 454,69
2074	54,22	53,94	138 330,19	7 462 141,59	1,47	55 948,75	82 134,86	0,13	12 433,06	1 594 398,90	9 138 675,35
2075	55,89	55,61	141 096,79	7 846 307,17	1,37	57 067,73	78 382,90	0,13	12 681,72	1 703 132,75	9 627 822,82
2076	49,85	49,60	143 918,73	7 137 944,18	1,29	58 209,08	74 822,85	0,12	12 935,35	1 537 631,27	8 750 398,30
2077	46,84	46,60	146 797,10	6 841 415,35	1,19	59 373,27	70 845,64	0,11	13 194,06	1 476 655,71	8 388 916,69
2078	44,01	43,79	149 733,04	6 556 340,70	1,11	60 560,73	67 068,66	0,11	13 457,94	1 417 879,84	8 041 289,20
2079	41,27	41,06	152 727,70	6 271 321,52	1,02	61 771,95	63 294,04	0,10	13 727,10	1 359 110,01	7 693 725,57
2080	38,69	38,49	155 782,26	5 996 740,46	0,95	63 007,38	59 689,94	0,09	14 001,64	1 302 384,67	7 358 815,07
Итого 2026-2080	7 791,32	7 752,37		637 767 351,77	144,41		5 229 106,45	19,58		143 188 702,40	786 185 160,62

4.2.1. Капитальные затраты

В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин; затраты на надземное нефтепромысловое строительство.

Капитальные вложения в строительство скважин включают в себя: затраты на бурение новых добывающих скважин; затраты на расконсервацию скважин; затраты на перевод добывающих скважин под нагнетание; затраты на перевод наблюдательных скважин под категорию добычи; затраты на выбытие скважин и т.п.

Надземное строительство состоит из капитальных затрат на: обустройство проектных скважин; затраты на сопутствующее скважинное оборудование; обустройства выкидных линий для проектных скважин и т.п.

Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела “Капитальные затраты” настоящего документа. В составе капитальных вложений, также учтен резерв средств на прочие затраты (на экспертизы, авторский надзор, сопровождение строительства и т.д.). Бурение и количество скважин определялось согласно технологическим вариантам разработки данного проекта. Также капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться в Казахстане. Однако, также возможно приобретение оборудования и материалов у производителей из других стран при невозможности приобретения соответствующего оборудования в Казахстане, а также в случаях их неконкурентоспособности с другими аналогами по показателям качества и цены.

В данном рекомендуемом 2-м варианте проекта предусматривается бурение 12 газоконденсатных скважин. Во 1 варианте также планируется бурение 12 газоконденсатных скважин.

Смета капитальных затрат на данном этапе разработки проекта предполагает допустимую погрешность в стоимости $\pm 15\%$. Несмотря на это, расчеты основаны на реальной стоимости оборудования, полученной непосредственно от его поставщиков и стоимости строительно-монтажных работ, определенной по проектам-аналогам. Результаты расчетов капитальных вложений по рекомендуемому варианту представлены в таблице 4.2.1.1., по остальным вариантам - в приложениях.

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

Расходы относимые на себестоимость продукции включают в себя все эксплуатационные затраты, производимые непосредственно на промысле. Расходы периода в свою очередь включают в себя общие и административные расходы и расходы по реализации продукции.

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- обслуживание скважин;
- материальные производственные затраты;
- электроэнергию, потребляемую на промысле;
- внутри промысловый сбор и транспорт газа;
- технологическую подготовку газа и воды;
- затраты на поддержание пластового давления и мероприятия по интенсификации добычи;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- обслуживание, текущий и капитальный ремонт основных фондов;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- налоги, отчисления и сборы в бюджет, входящие в себестоимость продукции;
- услуги сторонних организаций производственного и непроизводственного характера, необходимые на промысле (питание, содержание вахтового поселка и т.д.);
- прочие необходимые затраты.

Результаты расчетов расходов, относимые на себестоимость продукции рекомендуемого 2 варианта приведены в таблице 4.2.2.1- 4.2.2.2 остальные варианты- в приложениях.

Косвенные затраты

Косвенные затраты – рассчитывались в соответствии с «Порядком определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» СН РК 8.02-02-2011 и не могут быть напрямую отнесены в себестоимость продукции. В эти затраты включаются расходы периода.

Расходы периода состоят из:

- материальные затраты общепроизводственного назначения;
- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями;
- налоги и другие обязательные платежи в бюджет за исключением тех. налогов и платежей, что платятся из прибыли;
- прочие затраты общепроизводственного назначения.

В данном проекте в расходы перед добычей углеводородов, в первые 2026-2027 годы включены: подготовительные, лицензионные и прочие подготовительные административные расходы. А расходы на обустройство скважин и расходы на бурение относятся к капитальным вложениям.

Согласно Контракту на осуществление разведки и добычи на месторождении Придорожное предусматриваются следующие расходы: затраты на профессиональное обучение казахстанских специалистов составляют не менее 1% от объема затрат на добычу в прошлом году; на затраты по социально-экономическому развитию региона ежегодно выделяется по 100 000 тыс.тенге (200 тыс. долларов). Затраты на НИОКР составляют не менее 1% от объема затрат на добычу, понесенных в предыдущем году.

Амортизационные отчисления для целей налогообложения определены по группам и подгруппам основных средств, в соответствии с Налоговым кодексом РК;

Амортизационные отчисления по нематериальным активам определяются по линейному методу.

Результаты расчетов затрат, входящих в расходы периода рекомендуемого 2 варианта приведены в таблице 4.2.2.3-4.2.2.4, остальные варианты- в приложениях.

Все расчеты прилагаются по стандартному образцу и по УМК (улучшенный модельный контракт).

Таблица 4.2.1.1. - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту

	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы, тыс.тенге	Стоимость всего, тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства										
						2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2080
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	Строительство скважин (подземное строительство)															
	Строительство эксплуатационных газовых скважин, глубина 2600 м	тыс.тенге	7	1 650 000	11 550 000	3 300 000	8 250 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Строительство эксплуатационных газовых скважин, глубина 1450 м	тыс.тенге	5	1 290 000	6 450 000	0	0	6 450 000	0	0	0	0	0	0	0	0
	Расконсервация	тыс.тенге	3	92 058	276 173	276 173	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ГРП	тыс.тенге	4	120 000	480 000	0	0	0	0	0	0	120 000	120 000	120 000	120 000	0
	Перевод добывающих скважин на другие горизонты	тыс.тенге	22	70 000	1 540 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 540 000
	Выбытие скважин	тыс.тенге	0	3 450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин				20 296 173	3 576 173	8 250 000	6 450 000	0	0	0	120 000	120 000	120 000	120 000	1 540 000
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				22 329 074	3 576 173	8 415 000	6 710 580	0	0	0	135 139	137 842	140 599	143 411	3 070 329
I	Надземное строительство															
	Обустройство промысла															
	Обустройство устьев добывающих газовых скважин	тыс.тенге	12	155 000	1 860 000	310 000	775 000	775 000	0	0	0	0	0	0	0	0
	Устройство подъездной дороги и площадки скважины под буровой станок	тыс.тенге	12	54 348	652 174	108 696	271 739	271 739	0	0	0	0	0	0	0	0
	УКПГ с объектами (с блоком сероочистки и грануляции серы)	тыс.тенге	1	18 321 370	18 321 370	0	18 321 370	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Блок извлечения и очистки гелия	тыс.тенге	1	5 145 457	5 145 457	0	5 145 457	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Оборудование (ВП2, манифольд, замерная установка)	тыс.тенге	1	523 157	523 157	0	523 157	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Инфраструктура															
	Вспомогательные службы (помещения)	тыс.тенге	1	975 000	975 000	0	975 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Пожарное депо	тыс.тенге	1	67 391	67 391	0	67 391	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Внутрипромысловые дороги ПГС	тыс.тенге	1	369 565	369 565	0	369 565	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	КПП, гараж, склады	тыс.тенге	1	307 609	307 609	0	307 609	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Сети связи и телемеханики	тыс.тенге	1	121 739	121 739	0	121 739	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Сети электроснабжения на месторождении ВЛ-10КВт	тыс.тенге	1	454 348	454 348	0	454 348	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Прочие объекты промысла	тыс.тенге	1	597 826	597 826	0	597 826	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II	Внешние коммуникации и затраты															
	Авторский надзор, технадзор и экспертиза	тыс.тенге			1 191 871	0	144 111	315 806	646 310	30 945	21 732	8 150	8 394	16 423	0	0
	Услуги	тыс.тенге			57 571	0	2 472	0	0	0	46 371	3 582	1 230	1 267	1 305	1 344
	Проекты	тыс.тенге			579 151	115 830	415 580	47 741	0	0	0	0	0	0	0	0
	Прочие объекты промысла	тыс.тенге			84 651	16 930	0	0	0	0	67 721	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				31 308 879	551 456	28 492 364	1 410 286	646 310	30 945	135 824	11 732	9 624	17 690	1 305	1 344
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				31 998 307	551 456	29 062 211	1 467 261	685 869	33 496	149 960	13 212	11 055	20 727	1 560	1 500
	Всего со строительством скважин				51 605 052	4 127 629	36 742 364	7 860 286	646 310	30 945	135 824	131 732	129 624	137 690	121 305	1 541 344
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				54 327 381	4 127 629	37 477 211	8 177 841	685 869	33 496	149 960	148 352	148 897	161 326	144 971	3 071 829

Таблица 4.2.2.1- Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в рекомендуемом 2 варианте без УМК, тыс.тенге

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции																	Итого прямые расходы	Производственная себестоимость млн.м³ газа
	Материальные затраты	Услуги сторонних организаций	ГСМ	Затраты на электроэнергию и прочие ресурсы	Работы и услуги производственного характера	Затраты по охране труда и ООС	Страхование	ФОТ ОПП	Командировочные	Сопвыплаты, не входящие в ФОТ	НИОКР	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость	Налоги в себестоимость						
													Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	Аренда земельных участков	Прочие налоги	НДПИ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	226 320	0	0	33 492	1 250	0	0	261 062	0
2027	0	0	0	0	0	0	15 453	428 798	0	0	0	0	88 527	345 528	1 275	0	0	879 581	0
2028	134 368	683 170	12 951	164 938	1 322 630	80 944	49 913	1 385 017	3 112	69 612	4 443	1 069 270	285 941	679 922	1 301	11 048	65 818	6 024 398	25 332
2029	152 788	776 827	14 727	183 873	1 503 951	92 041	50 911	1 412 717	3 469	79 155	49 032	1 474 357	291 659	727 322	1 327	12 316	76 791	6 903 264	25 377
2030	154 687	786 479	14 910	182 507	1 522 638	93 185	51 930	1 440 972	3 444	80 139	56 622	1 483 331	297 493	710 535	1 353	12 225	77 699	6 970 146	25 830
2031	155 993	793 123	15 036	180 440	1 535 501	93 972	52 968	1 469 791	3 405	80 816	57 306	1 464 931	303 443	689 799	1 380	12 086	78 245	6 988 234	26 231
2032	159 333	810 101	15 357	180 689	1 568 371	95 984	54 028	1 499 187	3 409	82 546	57 618	1 482 592	309 511	669 930	1 408	12 103	80 483	7 082 647	26 363
2033	162 105	824 196	15 625	180 228	1 595 659	97 654	55 108	1 529 171	3 401	83 982	58 656	1 494 397	315 702	649 832	1 436	12 072	82 455	7 161 677	26 540
2034	167 323	850 727	16 128	182 382	1 647 024	100 797	56 210	1 559 754	3 441	86 685	59 541	1 527 771	322 016	629 492	1 465	12 216	85 628	7 308 601	26 603
2035	169 111	859 820	16 300	180 717	1 664 628	101 874	57 335	1 590 949	3 410	87 612	61 081	1 531 379	328 456	608 846	1 494	12 105	87 209	7 362 325	26 838
2036	167 614	852 205	16 156	175 604	1 649 884	100 972	58 481	1 622 768	3 313	86 836	61 721	1 494 051	335 025	587 254	1 524	11 762	86 559	7 311 730	27 391
2037	164 589	836 827	15 864	169 055	1 620 113	99 150	59 651	1 655 223	3 190	85 269	61 377	1 437 876	341 726	565 277	1 554	11 323	85 087	7 213 152	28 039
2038	161 738	822 329	15 589	162 868	1 592 044	97 432	60 844	1 688 328	3 073	83 792	60 583	1 384 995	348 560	544 106	1 585	10 909	83 712	7 122 489	28 704
2039	159 764	812 296	15 399	157 727	1 572 621	96 244	62 061	1 722 094	2 976	82 770	59 862	1 340 698	355 531	523 663	1 617	10 565	82 755	7 058 643	29 352
2040	157 913	802 883	15 221	152 842	1 554 396	95 128	63 302	1 756 536	2 884	81 810	59 389	1 298 826	362 642	503 867	1 649	10 238	81 870	7 001 396	30 017
2041	155 132	788 745	14 953	147 207	1 527 025	93 453	64 568	1 791 667	2 777	80 370	58 970	1 250 327	369 895	484 748	1 682	9 860	80 503	6 921 883	30 783
2042	152 734	776 552	14 721	142 089	1 503 420	92 009	65 859	1 827 500	2 681	79 127	58 331	1 206 388	377 293	466 323	1 716	9 517	79 333	6 855 594	31 557
2043	150 280	764 073	14 485	137 065	1 479 259	90 530	67 177	1 864 050	2 586	77 856	57 813	1 163 259	384 839	448 550	1 750	9 181	78 134	6 790 885	32 374
2044	148 170	753 345	14 281	132 490	1 458 489	89 259	68 520	1 901 331	2 500	76 763	57 302	1 124 094	392 535	431 395	1 785	8 874	77 112	6 738 245	33 199
2045	145 181	738 150	13 993	127 273	1 429 073	87 459	69 891	1 939 358	2 401	75 214	56 900	1 079 257	400 386	414 870	1 821	8 525	75 633	6 665 384	34 152
2046	140 206	712 854	13 514	120 501	1 380 100	84 461	71 288	1 978 145	2 274	72 637	56 296	1 022 600	408 394	399 886	1 857	8 071	73 243	6 546 327	35 330
2047	134 333	682 995	12 948	113 190	1 322 292	80 924	72 714	2 017 708	2 136	69 594	55 237	965 668	416 562	386 550	1 895	7 582	70 426	6 412 751	36 713
2048	130 685	664 448	12 596	107 957	1 286 384	78 726	74 168	2 058 062	2 037	67 704	54 028	925 671	424 893	373 972	1 932	7 231	68 686	6 339 181	37 955
2049	124 858	634 822	12 035	101 121	1 229 027	75 216	75 652	2 099 223	1 908	64 686	53 387	872 151	433 391	362 128	1 971	6 773	65 867	6 214 215	39 575
2050	119 939	609 810	11 560	95 232	1 180 604	72 252	77 165	2 141 208	1 797	62 137	52 241	842 608	442 058	351 784	2 011	6 379	64 695	6 133 480	40 564
2051	113 956	579 389	10 984	88 707	1 121 708	68 648	78 708	2 184 032	1 674	59 037	51 504	794 967	450 900	342 053	2 051	5 942	61 796	6 016 054	42 487
2052	113 360	576 363	10 926	86 514	1 115 850	68 289	80 282	2 227 713	1 632	58 729	50 411	778 322	459 918	331 114	2 092	5 795	61 452	6 028 762	43 672
2053	111 423	566 510	10 740	83 367	1 096 774	67 122	81 888	2 272 267	1 573	57 725	50 576	749 209	469 116	319 658	2 134	5 584	60 414	6 006 080	45 140
2054	109 627	557 381	10 566	80 416	1 079 101	66 040	83 526	2 317 712	1 517	56 795	50 393	721 983	478 498	308 624	2 176	5 386	59 458	5 989 200	46 652
2055	105 276	535 260	10 147	75 710	1 036 273	63 419	85 196	2 364 067	1 428	54 541	50 264	680 239	488 068	299 040	2 220	5 071	57 255	5 913 474	48 791
2056	102 941	523 384	9 922	72 579	1 013 282	62 012	86 900	2 411 348	1 369	53 331	49 556	655 983	497 830	290 901	2 264	4 861	56 040	5 894 503	50 682
2057	100 170	509 299	9 655	69 241	986 013	60 344	88 638	2 459 575	1 306	51 895	49 384	629 498	507 786	283 181	2 309	4 638	54 574	5 867 507	52 841
2058	99 931	508 085	9 632	67 721	983 663	60 200	90 411	2 508 766	1 278	51 772	49 124	618 386	517 942	274 792	2 356	4 536	54 347	5 902 942	54 450
2059	97 434	495 389	9 391	64 734	959 082	58 695	92 219	2 558 942	1 221	50 478	49 468	590 103	528 301	265 728	2 403	4 336	52 979	5 880 904	56 760
2060	98 079	498 668	9 453	63 885	965 431	59 084	94 063	2 610 121	1 205	50 812	49 260	591 219	538 867	257 898	2 451	4 279	54 138	5 948 914	57 312
2061	94 256	479 231	9 085	60 191	927 800	56 781	95 945	2 662 323	1 136	48 832	49 900	561 585	549 644	251 331	2 500	4 032	52 131	5 906 702	60 278
2062	89 130	453 166	8 591	55 801	877 337	53 693	97 864	2 715 569	1 053	46 176	49 472	525 946	560 637	245 295	2 550	3 738	49 494	5 835 511	63 978
2063	84 995	432 141	8 192	52 169	836 633	51 202	99 821	2 769 881	984	44 033	48 771	495 891	571 850	238 702	2 601	3 494	47 277	5 788 638	67 769
2064	88 832	451 650	8 562	53 455	874 403	53 513	101 817	2 825 278	1 009	46 021	48 309	512 366	583 287	232 255	2 653	3 580	49 774	5 936 764	67 337
2065	85 950	436 999	8 284	50 707	846 038	51 777	103 854	2 881 784	957	44 528	49 699	488 984	594 953	225 859	2 706	3 396	48 069	5 924 543	70 974
2066	83 585	424 975	8 056	48 345	822 760	50 353	105 931	2 939 420	912	43 303	49 544	464 699	606 852	218 706	2 760	3 238	46 669	5 920 109	74 509
2067	81 763	415 711	7 881	46 364	804 825	49 255	108 049	2 998 208	875	42 359	49 481	444 454	618 989	211 888	2 815	3 105	45 591	5 931 614	77 948
2068	80 068	407 095	7 717	44 513	788 144	48 234	110 210	3 058 172	840	41 481	49 565	425 601	631 368	2					

Продолжение таблицы 4.2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2069	40 895	235 878	7 315	41 365	397 066	45 720	112 415	3 119 336	780	39 319	49 698	395 442	643 996	200 434	2 929	2 771	42 350	5 377 709	79 151
2070	25 812	135 452	7 307	40 509	346 241	45 670	96 558	2 679 345	764	39 276	43 954	390 031	553 158	203 302	2 988	2 713	42 110	4 655 191	70 285
2071	24 370	128 125	7 168	38 960	332 056	44 801	116 956	3 245 357	735	38 529	37 669	402 930	670 013	204 884	3 047	2 610	41 210	5 339 422	84 024
2072	22 258	92 385	6 965	37 111	261 264	43 529	113 016	3 136 040	700	37 435	43 407	382 836	647 444	198 990	3 108	2 486	39 996	5 068 970	83 833
2073	14 872	40 251	6 735	17 682	137 773	42 091	50 277	3 198 760	664	36 199	40 954	361 858	660 393	193 405	3 170	2 357	38 620	4 846 062	84 661
2074	12 595	28 676	6 515	15 868	115 364	40 720	46 050	3 081 472	630	35 019	38 703	342 218	636 179	188 125	3 234	2 235	37 311	4 630 914	85 417
2075	16 973	50 937	6 937	17 333	158 462	43 358	48 271	3 143 102	657	37 287	36 895	353 082	648 902	184 295	3 299	2 333	39 232	4 791 356	85 730
2076	10 080	18 388	6 273	13 379	40 605	39 205	40 536	3 205 964	583	33 716	38 385	318 736	661 880	180 642	3 364	2 068	35 690	4 649 494	93 277
2077	7 474	17 639	6 022	11 562	14 956	37 635	29 529	3 039 254	548	32 366	36 932	299 020	627 463	176 009	3 432	1 947	34 207	4 375 993	93 427
2078	4 964	9 876	5 780	9 847	12 745	36 123	21 062	2 943 075	516	31 066	34 631	280 504	607 606	171 662	3 500	1 832	32 782	4 207 570	95 612
2079	2 454	7 114	5 538	8 188	8 038	34 611	10 971	2 801 807	485	29 765	33 240	262 643	578 441	167 589	3 570	1 721	31 357	3 987 531	96 624
2080	532	2 301	1 304	1 623	700	33 152	634	2 653 712	455	28 511	31 414	245 854	547 866	163 775	3 642	1 616	29 984	3 747 073	96 854
Итого 2026-2080	5 392 900	27 254 494	575 990	4 895 843	53 105 520	3 624 940	3 826 795	123 391 961	95 110	3 117 448	2 854 617	43 701 087	25 474 621	19 624 570	123 233	337 641	3 188 837	320 585 610	41 146

Таблица 4.2.2.2- Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в рекомендуемом 2 варианте с УМК, тыс.тенге

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции															Итого прямые расходы	Производствен-ная себестоимость млн.м³ газа
	Материальные затраты	Услуги сторонних организаций	ГСМ	Затраты на электроэнергию и прочие ресурсы	Работы и услуги производственного характера	Затраты по охране труда и ООС	Страхование	ФОТ ОПП	Командировочные	Сопыплаты, не входящие в ФОТ	НИОКР	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость	Налоги в себестоимость				
													Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Аренда земельных участков	Прочие налоги		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	226 320	0	0	1 250	0	227 570	0
2027	0	0	0	0	0	0	15 453	428 798	0	0	0	0	88 527	1 275	0	534 052	0
2028	134 368	683 170	12 951	164 938	1 322 630	80 944	49 913	1 385 017	3 112	69 612	4 443	1 069 270	285 941	1 301	11 048	5 278 658	22 196
2029	152 788	776 827	14 727	183 873	1 503 951	92 041	50 911	1 412 717	3 469	79 155	49 032	1 474 357	291 659	1 327	12 316	6 099 151	22 421
2030	154 687	786 479	14 910	182 507	1 522 638	93 185	51 930	1 440 972	3 444	80 139	56 622	1 483 331	297 493	1 353	12 225	6 181 912	22 909
2031	155 993	793 123	15 036	180 440	1 535 501	93 972	52 968	1 469 791	3 405	80 816	57 306	1 464 931	303 443	1 380	12 086	6 220 190	23 348
2032	159 333	810 101	15 357	180 689	1 568 371	95 984	54 028	1 499 187	3 409	82 546	57 618	1 482 592	309 511	1 408	12 103	6 332 234	23 570
2033	162 105	824 196	15 625	180 228	1 595 659	97 654	55 108	1 529 171	3 401	83 982	58 656	1 494 397	315 702	1 436	12 072	6 429 390	23 826
2034	167 323	850 727	16 128	182 382	1 647 024	100 797	56 210	1 559 754	3 441	86 685	59 541	1 527 771	322 016	1 465	12 216	6 593 481	24 000
2035	169 111	859 820	16 300	180 717	1 664 628	101 874	57 335	1 590 949	3 410	87 612	61 081	1 531 379	328 456	1 494	12 105	6 666 271	24 301
2036	167 614	852 205	16 156	175 604	1 649 884	100 972	58 481	1 622 768	3 313	86 836	61 721	1 494 051	335 025	1 524	11 762	6 637 916	24 867
2037	164 589	836 827	15 864	169 055	1 620 113	99 150	59 651	1 655 223	3 190	85 269	61 377	1 437 876	341 726	1 554	11 323	6 562 787	25 511
2038	161 738	822 329	15 589	162 868	1 592 044	97 432	60 844	1 688 328	3 073	83 792	60 583	1 384 995	348 560	1 585	10 909	6 494 671	26 174
2039	159 764	812 296	15 399	157 727	1 572 621	96 244	62 061	1 722 094	2 976	82 770	59 862	1 340 698	355 531	1 617	10 565	6 452 225	26 830
2040	157 913	802 883	15 221	152 842	1 554 396	95 128	63 302	1 756 536	2 884	81 810	59 389	1 298 826	362 642	1 649	10 238	6 415 659	27 506
2041	155 132	788 745	14 953	147 207	1 527 025	93 453	64 568	1 791 667	2 777	80 370	58 970	1 250 327	369 895	1 682	9 860	6 356 632	28 270
2042	152 734	776 552	14 721	142 089	1 503 420	92 009	65 859	1 827 500	2 681	79 127	58 331	1 206 388	377 293	1 716	9 517	6 309 938	29 045
2043	150 280	764 073	14 485	137 065	1 479 259	90 530	67 177	1 864 050	2 586	77 856	57 813	1 163 259	384 839	1 750	9 181	6 264 201	29 863
2044	148 170	753 345	14 281	132 490	1 458 489	89 259	68 520	1 901 331	2 500	76 763	57 302	1 124 094	392 535	1 785	8 874	6 229 738	30 694
2045	145 181	738 150	13 993	127 273	1 429 073	87 459	69 891	1 939 358	2 401	75 214	56 900	1 079 257	400 386	1 821	8 525	6 174 881	31 639
2046	140 206	712 854	13 514	120 501	1 380 100	84 461	71 288	1 978 145	2 274	72 637	56 296	1 022 600	408 394	1 857	8 071	6 073 199	32 776
2047	134 333	682 995	12 948	113 190	1 322 292	80 924	72 714	2 017 708	2 136	69 594	55 237	965 668	416 562	1 895	7 582	5 955 775	34 097
2048	130 685	664 448	12 596	107 957	1 286 384	78 726	74 168	2 058 062	2 037	67 704	54 028	925 671	424 893	1 932	7 231	5 896 523	35 305

Продолжение таблицы 4.2.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2049	124 858	634 822	12 035	101 121	1 229 027	75 216	75 652	2 099 223	1 908	64 686	53 387	872 151	433 391	1 971	6 773	5 786 220	36 850
2050	119 939	609 810	11 560	95 232	1 180 604	72 252	77 165	2 141 208	1 797	62 137	52 241	842 608	442 058	2 011	6 379	5 717 001	37 810
2051	113 956	579 389	10 984	88 707	1 121 708	68 648	78 708	2 184 032	1 674	59 037	51 504	794 967	450 900	2 051	5 942	5 612 205	39 635
2052	113 360	576 363	10 926	86 514	1 115 850	68 289	80 282	2 227 713	1 632	58 729	50 411	778 322	459 918	2 092	5 795	5 636 196	40 828
2053	111 423	566 510	10 740	83 367	1 096 774	67 122	81 888	2 272 267	1 573	57 725	50 576	749 209	469 116	2 134	5 584	5 626 008	42 283
2054	109 627	557 381	10 566	80 416	1 079 101	66 040	83 526	2 317 712	1 517	56 795	50 393	721 983	478 498	2 176	5 386	5 621 118	43 784
2055	105 276	535 260	10 147	75 710	1 036 273	63 419	85 196	2 364 067	1 428	54 541	50 264	680 239	488 068	2 220	5 071	5 557 180	45 851
2056	102 941	523 384	9 922	72 579	1 013 282	62 012	86 900	2 411 348	1 369	53 331	49 556	655 983	497 830	2 264	4 861	5 547 562	47 699
2057	100 170	509 299	9 655	69 241	986 013	60 344	88 638	2 459 575	1 306	51 895	49 384	629 498	507 786	2 309	4 638	5 529 751	49 799
2058	99 931	508 085	9 632	67 721	983 663	60 200	90 411	2 508 766	1 278	51 772	49 124	618 386	517 942	2 356	4 536	5 573 803	51 414
2059	97 434	495 389	9 391	64 734	959 082	58 695	92 219	2 558 942	1 221	50 478	49 468	590 103	528 301	2 403	4 336	5 562 197	53 684
2060	98 079	498 668	9 453	63 885	965 431	59 084	94 063	2 610 121	1 205	50 812	49 260	591 219	538 867	2 451	4 279	5 636 878	54 306
2061	94 256	479 231	9 085	60 191	927 800	56 781	95 945	2 662 323	1 136	48 832	49 900	561 585	549 644	2 500	4 032	5 603 240	57 181
2062	89 130	453 166	8 591	55 801	877 337	53 693	97 864	2 715 569	1 053	46 176	49 472	525 946	560 637	2 550	3 738	5 540 722	60 746
2063	84 995	432 141	8 192	52 169	836 633	51 202	99 821	2 769 881	984	44 033	48 771	495 891	571 850	2 601	3 494	5 502 658	64 421
2064	88 832	451 650	8 562	53 455	874 403	53 513	101 817	2 825 278	1 009	46 021	48 309	512 366	583 287	2 653	3 580	5 654 735	64 138
2065	85 950	436 999	8 284	50 707	846 038	51 777	103 854	2 881 784	957	44 528	49 699	488 984	594 953	2 706	3 396	5 650 615	67 693
2066	83 585	424 975	8 056	48 345	822 760	50 353	105 931	2 939 420	912	43 303	49 544	464 699	606 852	2 760	3 238	5 654 733	71 169
2067	81 763	415 711	7 881	46 364	804 825	49 255	108 049	2 998 208	875	42 359	49 481	444 454	618 989	2 815	3 105	5 674 136	74 564
2068	80 068	407 095	7 717	44 513	788 144	48 234	110 210	3 058 172	840	41 481	49 565	425 601	631 368	2 872	2 981	5 698 862	78 104
2069	40 895	235 878	7 315	41 365	397 066	45 720	112 415	3 119 336	780	39 319	49 698	395 442	643 996	2 929	2 771	5 134 925	75 578
2070	25 812	135 452	7 307	40 509	346 241	45 670	96 558	2 679 345	764	39 276	43 954	390 031	553 158	2 988	2 713	4 409 778	66 580
2071	24 370	128 125	7 168	38 960	332 056	44 801	116 956	3 245 357	735	38 529	37 669	402 930	670 013	3 047	2 610	5 093 328	80 151
2072	22 258	92 385	6 965	37 111	261 264	43 529	113 016	3 136 040	700	37 435	43 407	382 836	647 444	3 108	2 486	4 829 984	79 881
2073	14 872	40 251	6 735	17 682	137 773	42 091	50 277	3 198 760	664	36 199	40 954	361 858	660 393	3 170	2 357	4 614 036	80 607
2074	12 595	28 676	6 515	15 868	115 364	40 720	46 050	3 081 472	630	35 019	38 703	342 218	636 179	3 234	2 235	4 405 479	81 259
2075	16 973	50 937	6 937	17 333	158 462	43 358	48 271	3 143 102	657	37 287	36 895	353 082	648 902	3 299	2 333	4 567 829	81 731
2076	10 080	18 388	6 273	13 379	40 605	39 205	40 536	3 205 964	583	33 716	38 385	318 736	661 880	3 364	2 068	4 433 162	88 937
2077	7 474	17 639	6 022	11 562	14 956	37 635	29 529	3 039 254	548	32 366	36 932	299 020	627 463	3 432	1 947	4 165 777	88 939
2078	4 964	9 876	5 780	9 847	12 745	36 123	21 062	2 943 075	516	31 066	34 631	280 504	607 606	3 500	1 832	4 003 126	90 966
2079	2 454	7 114	5 538	8 188	8 038	34 611	10 971	2 801 807	485	29 765	33 240	262 643	578 441	3 570	1 721	3 788 586	91 803
2080	532	2 301	1 304	1 623	700	33 152	634	2 653 712	455	28 511	31 414	245 854	547 866	3 642	1 616	3 553 315	91 846
Итого 2026- 2080	5 392 900	27 254 494	575 990	4 895 843	53 105 520	3 624 940	3 826 795	123 391 961	95 110	3 117 448	2 854 617	43 701 087	25 474 621	123 233	337 641	297 772 203	38 218

Таблица 4.2.2.3 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в рекомендуемом 2 варианте без УМК, тыс.тенге

Годы	Расходы периода							Итого расходы периода	Отчисления в ликвидационный фонд	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов
	ФОТ АУП	Административные расходы	Прочие расходы	Общие хозяйственные расходы	Выделение средств на социальные проекты	Налоговые платежи от ФОТ АУП	Возмещение исторических затрат на геологоразведку			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2026	211 200	62 030	0	0	200 000	43 642	0	516 872	0	97 230
2027	215 424	63 271	0	0	100 000	44 515	0	423 209	0	0
2028	769 064	64 536	312 445	10 523	100 000	158 917	221 563	1 637 048	4 725	4 443
2029	784 445	65 827	355 279	11 965	100 000	162 095	221 563	1 701 174	5 325	49 032
2030	800 134	67 143	359 693	12 114	100 000	165 337	221 563	1 725 985	5 285	56 622
2031	816 137	68 486	362 731	12 216	100 000	168 644	221 563	1 749 778	5 222	57 306
2032	832 459	69 856	370 496	12 478	100 000	172 017	221 563	1 778 870	5 244	57 618
2033	849 108	71 253	376 943	12 695	100 000	175 457	221 563	1 807 020	5 247	58 656
2034	866 091	72 678	389 077	13 104	100 000	178 966	221 563	1 841 479	5 323	59 541
2035	883 412	74 132	393 235	13 244	100 000	182 546	221 563	1 868 132	5 292	61 081
2036	901 081	75 614	389 752	13 126	100 000	186 197	221 563	1 887 334	5 146	61 721
2037	919 102	77 127	382 719	12 890	100 000	189 921	221 563	1 903 322	4 956	61 377
2038	937 484	78 669	376 089	12 666	100 000	193 719	0	1 698 627	4 777	60 583
2039	956 234	80 242	371 500	12 512	100 000	197 593	0	1 718 082	4 628	59 862
2040	975 359	81 847	367 195	12 367	100 000	201 545	0	1 738 313	4 486	59 389
2041	994 866	83 484	360 729	12 149	100 000	205 576	0	1 756 804	4 323	58 970
2042	1 014 763	85 154	355 153	11 961	100 000	209 688	0	1 776 719	4 174	58 331
2043	1 035 058	86 857	349 446	11 769	100 000	213 881	0	1 797 011	4 028	57 813
2044	1 055 760	88 594	344 539	11 604	100 000	218 159	0	1 818 655	3 895	57 302
2045	1 076 875	90 366	337 590	11 370	100 000	222 522	0	1 838 723	3 744	56 900
2046	1 098 412	92 173	326 021	10 980	100 000	226 973	0	1 854 559	3 548	56 296
2047	1 120 381	94 017	312 365	10 520	100 000	231 512	0	1 868 795	3 337	55 237
2048	1 142 788	95 897	303 883	10 234	100 000	236 142	0	1 888 945	3 186	54 028
2049	1 165 644	97 815	290 333	9 778	100 000	240 865	0	1 904 435	2 988	53 387
2050	1 188 957	99 771	278 894	9 393	100 000	245 682	0	1 922 698	2 841	52 241
2051	1 212 736	101 767	264 981	8 924	100 000	250 596	0	1 939 004	2 652	51 504
2052	1 236 991	103 802	263 597	8 878	100 000	255 608	0	1 968 876	2 586	50 411
2053	1 261 730	105 878	259 091	8 726	100 000	260 720	0	1 996 146	2 492	50 576
2054	1 286 965	107 996	254 916	8 585	100 000	265 935	0	2 024 397	2 404	50 393
2055	1 312 704	110 156	244 799	8 245	100 000	271 253	0	2 047 157	2 267	50 264
2056	1 338 958	112 359	239 368	8 062	100 000	276 678	0	2 075 425	2 174	49 556
2057	1 365 738	114 606	232 926	7 845	100 000	282 212	0	2 103 326	2 075	49 384
2058	1 393 052	116 898	232 371	7 826	100 000	287 856	0	2 138 003	2 027	49 124
2059	1 420 913	119 236	226 564	7 630	100 000	293 613	0	2 167 957	1 938	49 468
2060	1 449 332	121 621	228 064	7 681	100 000	299 486	0	2 206 183	1 925	49 260
2061	1 478 318	124 053	219 174	7 382	100 000	305 475	0	2 234 403	1 815	49 900
2062	1 507 885	126 534	207 254	6 980	100 000	311 585	0	2 260 237	1 685	49 472
2063	1 538 042	129 065	197 638	6 656	100 000	317 816	0	2 289 218	1 577	48 771
2064	1 568 803	131 646	206 560	6 957	100 000	324 173	0	2 338 139	1 621	48 309
2065	1 600 179	134 279	199 860	6 731	100 000	330 656	0	2 371 705	1 537	49 699
2066	1 632 183	136 965	194 361	6 546	100 000	337 269	0	2 407 324	1 464	49 544
2067	1 664 827	139 704	190 124	6 403	100 000	344 015	0	2 445 072	1 403	49 481
2068	1 698 123	142 498	186 183	6 270	100 000	350 895	0	2 483 970	1 346	49 565
2069	1 732 086	145 348	176 480	5 944	100 000	357 913	0	2 517 770	1 252	49 698
2070	1 766 727	148 255	176 285	5 937	100 000	365 071	0	2 562 275	1 223	43 954
2071	1 802 062	151 220	172 934	5 824	100 000	372 373	0	2 604 412	1 175	37 669
2072	1 838 103	154 244	168 022	5 659	100 000	379 820	0	2 645 848	1 119	43 407
2073	1 874 865	157 329	162 473	5 472	100 000	387 416	0	2 687 556	1 060	40 954
2074	1 912 362	160 476	157 179	5 294	100 000	395 165	0	2 730 476	1 005	38 703
2075	1 950 610	163 685	167 360	5 636	100 000	403 068	0	2 790 360	1 042	36 895
2076	1 705 390	166 959	151 330	5 097	100 000	352 397	0	2 481 173	927	38 385
2077	1 739 498	170 298	145 271	4 893	100 000	359 445	0	2 519 405	872	36 932
2078	1 656 002	173 704	139 434	4 696	100 000	342 191	0	2 416 027	820	34 631
2079	1 689 122	177 178	133 597	4 499	100 000	349 035	0	2 453 432	769	33 240
2080	1 722 905	180 722	127 966	4 310	100 000	356 016	0	2 491 918	722	31 414
Итого 2026-2080	69 967 450	6 115 323	13 992 269	471 242	5 600 000	14 457 862	2 215 635	112 819 780	148 696	2 725 527

Таблица 4.2.2.4 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в рекомендуемом 2 варианте с УМК, тыс.тенге

Годы	Расходы периода							Итого расходы периода	Отчисления в ликвидационный фонд	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов
	ФОТ АУП	Административ- ные расходы	Прочие административные	Общие хозяйственные расходы	Выделение средств на социальные проекты	Налоговые платежи от ФОТ АУП	Возмещение исторических затрат на геологоразведку			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2026	211 200	62 030	0	0	200 000	43 642	0	516 872	0	97 230
2027	215 424	63 271	0	0	100 000	44 515	0	423 209	0	0
2028	769 064	64 536	312 445	10 523	100 000	158 917	0	1 415 485	4 725	4 443
2029	784 445	65 827	355 279	11 965	100 000	162 095	0	1 479 611	5 325	49 032
2030	800 134	67 143	359 693	12 114	100 000	165 337	0	1 504 421	5 285	56 622
2031	816 137	68 486	362 731	12 216	100 000	168 644	0	1 528 214	5 222	57 306
2032	832 459	69 856	370 496	12 478	100 000	172 017	0	1 557 306	5 244	57 618
2033	849 108	71 253	376 943	12 695	100 000	175 457	0	1 585 456	5 247	58 656
2034	866 091	72 678	389 077	13 104	100 000	178 966	0	1 619 915	5 323	59 541
2035	883 412	74 132	393 235	13 244	100 000	182 546	0	1 646 569	5 292	61 081
2036	901 081	75 614	389 752	13 126	100 000	186 197	0	1 665 770	5 146	61 721
2037	919 102	77 127	382 719	12 890	100 000	189 921	0	1 681 758	4 956	61 377
2038	937 484	78 669	376 089	12 666	100 000	193 719	0	1 698 627	4 777	60 583
2039	956 234	80 242	371 500	12 512	100 000	197 593	0	1 718 082	4 628	59 862
2040	975 359	81 847	367 195	12 367	100 000	201 545	0	1 738 313	4 486	59 389
2041	994 866	83 484	360 729	12 149	100 000	205 576	0	1 756 804	4 323	58 970
2042	1 014 763	85 154	355 153	11 961	100 000	209 688	0	1 776 719	4 174	58 331
2043	1 035 058	86 857	349 446	11 769	100 000	213 881	0	1 797 011	4 028	57 813
2044	1 055 760	88 594	344 539	11 604	100 000	218 159	0	1 818 655	3 895	57 302
2045	1 076 875	90 366	337 590	11 370	100 000	222 522	0	1 838 723	3 744	56 900
2046	1 098 412	92 173	326 021	10 980	100 000	226 973	0	1 854 559	3 548	56 296
2047	1 120 381	94 017	312 365	10 520	100 000	231 512	0	1 868 795	3 337	55 237
2048	1 142 788	95 897	303 883	10 234	100 000	236 142	0	1 888 945	3 186	54 028
2049	1 165 644	97 815	290 333	9 778	100 000	240 865	0	1 904 435	2 988	53 387
2050	1 188 957	99 771	278 894	9 393	100 000	245 682	0	1 922 698	2 841	52 241
2051	1 212 736	101 767	264 981	8 924	100 000	250 596	0	1 939 004	2 652	51 504
2052	1 236 991	103 802	263 597	8 878	100 000	255 608	0	1 968 876	2 586	50 411
2053	1 261 730	105 878	259 091	8 726	100 000	260 720	0	1 996 146	2 492	50 576
2054	1 286 965	107 996	254 916	8 585	100 000	265 935	0	2 024 397	2 404	50 393
2055	1 312 704	110 156	244 799	8 245	100 000	271 253	0	2 047 157	2 267	50 264
2056	1 338 958	112 359	239 368	8 062	100 000	276 678	0	2 075 425	2 174	49 556
2057	1 365 738	114 606	232 926	7 845	100 000	282 212	0	2 103 326	2 075	49 384
2058	1 393 052	116 898	232 371	7 826	100 000	287 856	0	2 138 003	2 027	49 124
2059	1 420 913	119 236	226 564	7 630	100 000	293 613	0	2 167 957	1 938	49 468
2060	1 449 332	121 621	228 064	7 681	100 000	299 486	0	2 206 183	1 925	49 260
2061	1 478 318	124 053	219 174	7 382	100 000	305 475	0	2 234 403	1 815	49 900
2062	1 507 885	126 534	207 254	6 980	100 000	311 585	0	2 260 237	1 685	49 472
2063	1 538 042	129 065	197 638	6 656	100 000	317 816	0	2 289 218	1 577	48 771
2064	1 568 803	131 646	206 560	6 957	100 000	324 173	0	2 338 139	1 621	48 309
2065	1 600 179	134 279	199 860	6 731	100 000	330 656	0	2 371 705	1 537	49 699
2066	1 632 183	136 965	194 361	6 546	100 000	337 269	0	2 407 324	1 464	49 544
2067	1 664 827	139 704	190 124	6 403	100 000	344 015	0	2 445 072	1 403	49 481
2068	1 698 123	142 498	186 183	6 270	100 000	350 895	0	2 483 970	1 346	49 565
2069	1 732 086	145 348	176 480	5 944	100 000	357 913	0	2 517 770	1 252	49 698
2070	1 766 727	148 255	176 285	5 937	100 000	365 071	0	2 562 275	1 223	43 954
2071	1 802 062	151 220	172 934	5 824	100 000	372 373	0	2 604 412	1 175	37 669
2072	1 838 103	154 244	168 022	5 659	100 000	379 820	0	2 645 848	1 119	43 407
2073	1 874 865	157 329	162 473	5 472	100 000	387 416	0	2 687 556	1 060	40 954
2074	1 912 362	160 476	157 179	5 294	100 000	395 165	0	2 730 476	1 005	38 703
2075	1 950 610	163 685	167 360	5 636	100 000	403 068	0	2 790 360	1 042	36 895
2076	1 705 390	166 959	151 330	5 097	100 000	352 397	0	2 481 173	927	38 385
2077	1 739 498	170 298	145 271	4 893	100 000	359 445	0	2 519 405	872	36 932
2078	1 656 002	173 704	139 434	4 696	100 000	342 191	0	2 416 027	820	34 631
2079	1 689 122	177 178	133 597	4 499	100 000	349 035	0	2 453 432	769	33 240
2080	1 722 905	180 722	127 966	4 310	100 000	356 016	0	2 491 918	722	31 414
Итого 2026-2080	69 967 450	6 115 323	13 992 269	471 242	5 600 000	14 457 862	0	110 604 146	148 696	2 725 527

4.2.3. Экономические 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) - при норме дисконта равной 7, 10 и 12,23-ти %;
- внутренняя норма доходности или внутренняя норма прибыли (IRR или ВНД). Внутренней нормой доходности называется такое положительное число, что при норме дисконта = ВНД, 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 ВНД не существует;
- удельные показатели по затратам.

Расчет показателей эффективности производился при определении денежных потоков. Применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени. В данном случае, к началу реализации проекта 2026 году, 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:

- темп инфляции (или премии за инфляцию);
- премии за риск;
- премии за низкую ликвидность проекта.

Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 7%,10% и 12,23%. Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности приведены в таблицах 4.2.3.1-4.2.3.4 и в Приложениях.

Таблица 4.2.3.1 - Расчет чистой прибыли в тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту без УМК

Годы	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2026	0	0	-875 164	875 164	0	-875 164
2027	0	0	-1 302 790	1 302 790	0	-1 302 790
2028	195 429	39 086	8 732 428	14 068 745	629 812	8 102 616
2029	5 464 686	1 092 937	9 347 564	13 634 611	1 878 687	7 468 877
2030	6 564 718	1 312 944	9 256 114	12 762 376	2 044 015	7 212 099
2031	7 444 983	1 488 997	9 178 069	12 022 623	2 200 620	6 977 449
2032	8 552 736	1 710 547	9 365 812	11 448 002	2 471 287	6 894 525
2033	9 501 136	1 900 227	9 534 129	10 965 819	2 704 877	6 829 252
2034	10 608 140	2 121 628	9 896 415	10 624 847	3 016 016	6 880 399
2035	11 313 512	2 262 702	10 038 199	10 284 220	3 194 759	6 843 440
2036	11 518 717	2 303 743	9 862 121	9 913 078	3 191 176	6 670 945
2037	11 498 681	2 299 736	9 581 088	9 564 950	3 118 291	6 462 796
2038	11 670 747	2 334 149	9 498 618	9 048 498	3 210 834	6 287 784
2039	11 664 169	2 332 834	9 305 601	8 815 480	3 159 103	6 146 497
2040	11 635 189	2 327 038	9 127 044	8 622 477	3 105 045	6 021 999
2041	11 474 752	2 294 950	8 879 535	8 441 715	3 006 250	5 873 286
2042	11 328 014	2 265 603	8 663 575	8 295 982	2 916 750	5 746 825
2043	11 151 242	2 230 248	8 444 154	8 172 897	2 818 946	5 625 208
2044	10 990 971	2 198 194	8 252 140	8 077 461	2 729 982	5 522 158
2045	10 718 102	2 143 620	7 991 162	7 981 431	2 599 804	5 391 359
2046	10 224 996	2 044 999	7 594 547	7 875 281	2 391 026	5 203 521
2047	9 631 899	1 926 380	7 127 343	7 761 944	2 141 871	4 985 472
2048	9 251 658	1 850 332	6 821 256	7 705 269	1 973 804	4 847 451
2049	8 637 747	1 727 549	6 348 365	7 613 193	1 715 391	4 632 974
2050	8 338 564	1 667 713	6 125 790	7 566 200	1 594 769	4 531 021
2051	7 694 615	1 538 923	5 630 867	7 484 389	1 320 313	4 310 553
2052	7 822 854	1 564 571	5 479 961	7 272 313	1 288 091	4 191 870
2053	7 533 762	1 506 752	5 277 801	7 306 085	1 157 507	4 120 294
2054	7 259 826	1 451 965	5 085 878	7 344 411	1 037 335	4 048 543
2055	6 705 511	1 341 102	4 702 816	7 351 568	844 337	3 858 480
2056	6 372 016	1 274 403	4 460 649	7 384 694	716 462	3 744 187
2057	5 983 108	1 196 622	4 176 388	7 412 193	595 787	3 580 601
2058	5 869 518	1 173 904	4 077 228	7 473 712	547 203	3 530 025

Продолжение таблицы 4.2.3.1

1	2	3	4	5	6	7
2059	5 497 548	1 099 510	3 807 935	7 510 164	434 200	3 373 735
2060	5 625 214	1 125 043	3 929 540	7 635 650	464 647	3 464 893
2061	5 112 790	1 022 558	3 549 646	7 652 233	337 932	3 211 714
2062	4 469 335	893 867	3 070 941	7 642 379	195 256	2 875 684
2063	3 933 878	786 776	2 651 211	7 632 312	110 465	2 540 746
2064	4 328 753	865 751	2 972 921	7 834 752	163 673	2 809 248
2065	3 891 586	778 317	2 624 285	7 858 500	92 640	2 531 646
2066	3 497 100	699 420	2 332 980	7 913 740	35 455	2 297 526
2067	3 166 373	633 275	2 088 644	7 983 116	9 286	2 079 357
2068	2 848 437	569 687	1 853 148	8 058 094	0	1 853 148
2069	2 780 071	556 014	1 853 218	7 575 590	0	1 853 218
2070	3 281 043	656 209	2 385 377	7 023 186	90 800	2 294 577
2071	2 507 936	501 587	1 603 418	7 579 748	0	1 603 418
2072	2 415 613	483 123	1 549 655	7 376 509	0	1 549 655
2073	2 243 682	448 736	1 433 087	7 213 773	0	1 433 087
2074	2 079 795	415 959	1 321 618	7 058 880	0	1 321 618
2075	2 333 545	466 709	1 541 461	7 294 278	0	1 541 461
2076	1 875 604	375 121	1 205 299	6 874 794	0	1 205 299
2077	1 734 717	346 943	1 108 772	6 654 199	0	1 108 772
2078	1 645 729	329 146	1 053 095	6 395 560	0	1 053 095
2079	1 466 933	293 387	925 366	6 226 793	0	925 366
2080	1 321 248	264 250	823 439	6 037 567	0	823 439
Итого 2026- 2080	342 678 927	68 535 785	281 369 762	443 506 234	67 254 503	214 115 258

Таблица 4.2.3.2 - Расчет чистой прибыли в тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту с УМК

Годы	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	АНН	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	4	5	6	7
2026	0	0	-841 672	0	-841 672
2027	0	0	-957 261	0	-957 261
2028	1 541 752	370 021	9 368 797	0	9 368 797
2029	6 490 362	1 557 687	9 908 491	0	9 908 491
2030	7 574 515	1 817 884	9 760 971	0	9 760 971
2031	8 434 590	2 024 302	9 632 372	0	9 632 372
2032	9 524 713	2 285 931	9 762 405	0	9 762 405
2033	10 454 986	2 509 197	9 879 010	0	9 879 010
2034	11 544 823	2 770 758	10 183 968	0	10 183 968
2035	12 231 130	2 935 471	10 283 048	0	10 283 048
2036	12 414 094	2 979 383	10 081 859	0	10 081 859
2037	12 370 609	2 968 946	9 783 806	0	9 783 806
2038	12 298 565	2 951 656	9 508 930	0	9 508 930
2039	12 270 587	2 944 941	9 299 911	0	9 299 911
2040	12 220 926	2 933 022	9 106 796	0	9 106 796
2041	12 040 003	2 889 601	8 850 136	0	8 850 136
2042	11 873 670	2 849 681	8 625 153	0	8 625 153
2043	11 677 926	2 802 702	8 398 384	0	8 398 384
2044	11 499 478	2 759 875	8 198 966	0	8 198 966
2045	11 208 604	2 690 065	7 935 220	0	7 935 220

Продолжение таблицы 4.2.3.2

1	2	4	5	6	7
2046	10 698 124	2 567 550	7 545 125	0	7 545 125
2047	10 088 875	2 421 330	7 089 369	0	7 089 369
2048	9 694 316	2 326 636	6 787 609	0	6 787 609
2049	9 065 742	2 175 778	6 328 131	0	6 328 131
2050	8 755 043	2 101 210	6 108 772	0	6 108 772
2051	8 098 464	1 943 631	5 630 007	0	5 630 007
2052	8 215 420	1 971 701	5 465 397	0	5 465 397
2053	7 913 834	1 899 320	5 265 305	0	5 265 305
2054	7 627 908	1 830 698	5 075 227	0	5 075 227
2055	7 061 805	1 694 833	4 705 380	0	4 705 380
2056	6 718 957	1 612 550	4 469 444	0	4 469 444
2057	6 320 864	1 517 007	4 193 758	0	4 193 758
2058	6 198 657	1 487 678	4 092 593	0	4 092 593
2059	5 816 255	1 395 901	3 830 251	0	3 830 251
2060	5 937 250	1 424 940	3 941 678	0	3 941 678
2061	5 416 252	1 299 900	3 575 765	0	3 575 765
2062	4 764 124	1 143 390	3 116 207	0	3 116 207
2063	4 219 857	1 012 766	2 711 201	0	2 711 201
2064	4 610 782	1 106 588	3 014 113	0	3 014 113
2065	4 165 514	999 723	2 676 807	0	2 676 807
2066	3 762 475	902 994	2 394 782	0	2 394 782
2067	3 423 851	821 724	2 157 673	0	2 157 673
2068	3 098 387	743 613	1 929 174	0	1 929 174
2069	3 022 855	725 485	1 926 531	0	1 926 531
2070	3 526 455	846 349	2 440 649	0	2 440 649
2071	2 754 030	660 967	1 690 132	0	1 690 132
2072	2 654 599	637 104	1 634 660	0	1 634 660
2073	2 475 707	594 170	1 519 679	0	1 519 679
2074	2 305 231	553 255	1 409 757	0	1 409 757
2075	2 557 071	613 697	1 618 000	0	1 618 000
2076	2 091 936	502 065	1 294 687	0	1 294 687
2077	1 944 933	466 784	1 199 148	0	1 199 148
2078	1 850 173	444 042	1 142 644	0	1 142 644
2079	1 665 878	399 811	1 017 888	0	1 017 888
2080	1 515 007	363 602	917 846	0	917 846
Итого 2026-2080	367 707 969	88 249 913	286 684 676	0	286 684 676

Таблица 4.2.3.3 - Расчет потоков денежной наличности в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге без УМК

Годы	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНД (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость)		
					7,00%	10,00%	12,23%
1	2	3	4	5	6	7	8
2026	-875 164	-5 699 424	-5 699 424	0%	-5 282 544	-5 129 995	-5 015 647
2027	-1 302 790	-44 844 962	-50 544 386	0%	-38 845 613	-36 695 002	-35 164 197
2028	8 102 616	309 833	-50 234 553	0%	760 691	698 979	656 511
2029	7 468 877	9 829 100	-40 405 453	0%	8 857 998	7 917 402	7 288 597
2030	7 212 099	10 540 467	-29 864 986	-29%	8 504 575	7 394 193	6 671 688
2031	6 977 449	10 309 358	-19 555 628	-14%	5 479 923	4 634 510	4 098 571
2032	6 894 525	10 207 365	-9 348 263	-5%	5 082 111	4 180 849	3 623 906
2033	6 829 252	8 174 752	-1 173 511	-1%	4 718 460	3 775 824	3 207 804
2034	6 880 399	8 246 844	7 073 333	3%	4 448 664	3 462 838	2 883 448
2035	6 843 440	8 229 848	15 303 181	6%	4 149 062	3 141 547	2 563 936
2036	6 670 945	8 163 358	23 466 539	8%	3 846 300	2 832 878	2 266 080
2037	6 462 796	7 900 672	31 367 211	9%	3 479 001	2 492 473	1 954 166
2038	6 287 784	7 672 779	39 039 990	10%	3 157 617	2 200 526	1 690 990
2039	6 146 497	7 487 195	46 527 186	11%	2 879 666	1 952 092	1 470 275
2040	6 021 999	7 320 825	53 848 011	12%	2 631 475	1 735 195	1 280 945
2041	5 873 286	7 123 613	60 971 624	12%	2 393 072	1 534 956	1 110 611
2042	5 746 825	6 953 213	67 924 837	13%	2 183 017	1 362 036	965 913
2043	5 625 208	6 788 467	74 713 304	13%	1 991 864	1 208 877	840 263
2044	5 522 158	6 646 251	81 359 555	13%	1 822 556	1 075 956	733 013
2045	5 391 359	6 470 615	87 830 171	14%	1 658 311	952 293	635 874
2046	5 203 521	6 122 104	93 952 275	14%	1 466 349	819 093	536 065
2047	4 985 472	5 845 043	99 797 318	14%	1 308 400	710 931	456 032
2048	4 847 451	5 664 904	105 462 222	14%	1 185 118	626 382	393 814
2049	4 632 974	5 394 742	110 856 964	14%	1 054 765	542 282	334 165
2050	4 531 021	5 148 448	116 005 412	14%	940 758	470 476	284 156
2051	4 310 553	4 990 678	120 996 090	14%	852 270	414 599	245 432
2052	4 191 870	4 970 192	125 966 283	14%	793 245	375 361	217 789
2053	4 120 294	4 869 503	130 835 785	14%	726 331	334 324	190 125
2054	4 048 543	4 770 526	135 606 312	14%	665 017	297 754	165 963
2055	3 858 480	4 414 409	140 020 721	14%	575 116	250 479	136 839
2056	3 744 187	4 273 375	144 294 095	14%	520 319	220 433	118 032
2057	3 580 601	4 080 768	148 374 863	14%	464 362	191 361	100 429
2058	3 530 025	4 148 411	152 523 274	14%	441 177	176 849	90 968
2059	3 373 735	3 963 838	156 487 112	14%	393 970	153 618	77 449
2060	3 464 893	3 918 865	160 405 976	14%	364 019	138 069	68 226
2061	3 211 714	3 633 307	164 039 283	14%	315 415	116 371	56 362
2062	2 875 684	3 258 838	167 298 122	14%	264 398	94 888	45 044
2063	2 540 746	3 036 637	170 334 759	14%	230 253	80 380	37 399
2064	2 809 248	3 173 053	173 507 812	14%	224 857	76 356	34 820
2065	2 531 646	3 020 629	176 528 441	14%	200 052	66 080	29 535
2066	2 297 526	2 762 225	179 290 667	14%	170 970	54 934	24 066
2067	2 079 357	2 523 812	181 814 478	15%	145 994	45 629	19 592
2068	1 853 148	2 278 749	184 093 228	15%	123 194	37 453	15 762
2069	1 853 218	2 084 637	186 177 865	15%	105 327	31 148	12 848
2070	2 294 577	1 680 785	187 858 650	15%	79 367	22 831	9 230

Продолжение таблицы 4.2.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8
2071	1 603 418	2 006 349	189 864 999	15%	88 542	24 775	9 817
2072	1 549 655	1 932 491	191 797 489	15%	79 703	21 694	8 426
2073	1 433 087	1 794 945	193 592 435	15%	69 187	18 318	6 973
2074	1 321 618	1 663 836	195 256 271	15%	59 938	15 436	5 759
2075	1 541 461	1 709 826	196 966 098	15%	57 565	14 421	5 274
2076	1 205 299	1 524 035	198 490 132	15%	47 953	11 685	4 188
2077	1 108 772	1 407 793	199 897 925	15%	41 398	9 813	3 447
2078	1 053 095	1 333 599	201 231 524	15%	36 651	8 451	2 910
2079	925 366	1 188 010	202 419 534	15%	30 513	6 844	2 310
2080	823 439	1 069 293	203 488 826	15%	25 668	5 600	1 852
Итого 2026- 2080	214 115 258	203 488 826	203 488 826	15%	38 064 365	17 213 545	7 513 847

Таблица 4.2.3.4 - Расчет потоков денежной наличности в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге с УМК

Годы	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНД (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость)		
					7,00%	10,00%	12,23%
1	2	3	4	5	6	7	8
2026	-841 672	-5 665 932	-5 665 932	0%	-5 251 501	-5 099 849	-4 986 174
2027	-957 261	-44 499 434	-50 165 366	0%	-38 546 309	-36 412 269	-34 893 258
2028	9 368 797	1 161 208	-49 004 158	0%	940 058	863 795	811 312
2029	9 908 491	11 929 350	-37 074 808	0%	9 025 631	8 067 235	7 426 530
2030	9 760 971	12 806 046	-24 268 762	-23%	9 055 075	7 872 819	7 103 546
2031	9 632 372	12 731 542	-11 537 220	-8%	8 413 452	7 115 469	6 292 630
2032	9 762 405	13 138 263	1 601 043	1%	8 114 231	6 675 254	5 786 023
2033	9 879 010	12 431 691	14 032 735	6%	7 175 561	5 742 055	4 878 244
2034	10 183 968	11 550 413	25 583 148	10%	6 230 737	4 850 003	4 038 516
2035	10 283 048	11 669 456	37 252 604	12%	5 883 134	4 454 535	3 635 515
2036	10 081 859	11 574 272	48 826 876	14%	5 453 408	4 016 546	3 212 921
2037	9 783 806	11 221 682	60 048 558	15%	4 941 383	3 540 172	2 775 590
2038	9 508 930	10 893 925	70 942 483	16%	4 483 231	3 124 339	2 400 893
2039	9 299 911	10 640 609	81 583 093	17%	4 092 508	2 774 262	2 089 517
2040	9 106 796	10 405 623	91 988 715	18%	3 740 307	2 466 360	1 820 701
2041	8 850 136	10 100 463	102 089 179	18%	3 393 101	2 176 391	1 574 718
2042	8 625 153	9 831 541	111 920 720	18%	3 086 692	1 925 859	1 365 759
2043	8 398 384	9 561 643	121 482 363	19%	2 805 565	1 702 718	1 183 522
2044	8 198 966	9 323 060	130 805 423	19%	2 556 599	1 509 302	1 028 237
2045	7 935 220	9 014 477	139 819 900	19%	2 310 260	1 326 678	885 862
2046	7 545 125	8 463 708	148 283 608	19%	2 027 203	1 132 382	741 101
2047	7 089 369	7 948 940	156 232 548	19%	1 779 352	966 827	620 179
2048	6 787 609	7 605 062	163 837 610	19%	1 591 006	840 910	528 691
2049	6 328 131	7 089 899	170 927 509	19%	1 386 198	712 679	439 167
2050	6 108 772	6 726 199	177 653 708	19%	1 229 054	614 655	371 236
2051	5 630 007	6 310 132	183 963 840	19%	1 077 596	524 212	310 320
2052	5 465 397	6 243 719	190 207 559	19%	996 500	471 541	273 594
2053	5 265 305	6 014 514	196 222 073	19%	897 120	412 937	234 831
2054	5 075 227	5 797 210	202 019 283	19%	808 138	361 834	201 681
2055	4 705 380	5 261 309	207 280 592	19%	685 451	298 533	163 091

Продолжение таблицы 4.2.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8
2056	4 469 444	4 998 631	212 279 223	19%	608 625	257 844	138 063
2057	4 193 758	4 693 925	216 973 148	19%	534 135	220 115	115 519
2058	4 092 593	4 710 979	221 684 127	19%	501 005	200 831	103 305
2059	3 830 251	4 420 354	226 104 482	19%	439 344	171 311	86 369
2060	3 941 678	4 395 650	230 500 131	19%	408 307	154 867	76 527
2061	3 575 765	3 997 358	234 497 489	19%	347 019	128 031	62 009
2062	3 116 207	3 499 361	237 996 850	19%	283 913	101 892	48 368
2063	2 711 201	3 207 092	241 203 942	19%	243 178	84 892	39 498
2064	3 014 113	3 377 918	244 581 860	19%	239 374	81 285	37 068
2065	2 676 807	3 165 790	247 747 650	19%	209 665	69 255	30 955
2066	2 394 782	2 859 481	250 607 131	19%	176 990	56 868	24 913
2067	2 157 673	2 602 127	253 209 258	19%	150 524	47 045	20 200
2068	1 929 174	2 354 774	255 564 033	19%	127 304	38 703	16 288
2069	1 926 531	2 157 950	257 721 983	19%	109 031	32 243	13 300
2070	2 440 649	1 826 857	259 548 840	19%	86 264	24 815	10 032
2071	1 690 132	2 093 063	261 641 902	19%	92 369	25 846	10 242
2072	1 634 660	2 017 495	263 659 398	19%	83 209	22 648	8 796
2073	1 519 679	1 881 538	265 540 936	19%	72 525	19 202	7 309
2074	1 409 757	1 751 975	267 292 911	19%	63 113	16 254	6 064
2075	1 618 000	1 786 365	269 079 276	19%	60 142	15 067	5 510
2076	1 294 687	1 613 423	270 692 699	19%	50 766	12 371	4 434
2077	1 199 148	1 498 168	272 190 867	19%	44 055	10 443	3 669
2078	1 142 644	1 423 148	273 614 014	19%	39 112	9 018	3 105
2079	1 017 888	1 280 531	274 894 545	19%	32 890	7 377	2 489
2080	917 846	1 163 699	276 058 244	19%	27 934	6 094	2 016
Итого 2026- 2080	286 684 676	276 058 244	276 058 244	19%	65 411 532	36 842 501	23 190 547

4.2.4. Бюджетная эффективность проекта

Анализ бюджетной эффективности инвестиционного проекта показывает влияние результатов осуществляемого проекта на доходы и расходы бюджета Республики Казахстан. В качестве основного показателя доходов государства от реализуемого проекта принимается бюджетный эффект, который выражается в увеличении бюджетных доходов или снижении бюджетных расходов в результате реализации проекта.

Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый кодекс РК. Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с действующим Налоговым кодексом РК. Все налоговые обязательства недропользователя рассчитываются и уплачиваются в национальной валюте тенге.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- НДС, при реализации продукции на внутреннем рынке - 16% от облагаемого оборота. Предполагается, что возмещение налога на добавленную стоимость (НДС) из

бюджета государства производится за счет всех налогов, уплачиваемых предприятием в бюджет РК;

- налоги и сборы, зависимые от фонда оплаты труда: обязательные выплаты в фонд государственного социального страхования (социальный налог), обязательного медицинского страхования и Пенсионный Фонд, ИПН у источника;
- налог на имущество – 1,5% от среднегодовой остаточной стоимости основных фондов (балансовая стоимость с вычетом износа оборудования) при расчете без УМК;
- НДС – в соответствии с налоговым законодательством выплачивается в зависимости от уровня годовой добычи за каждый отдельный год деятельности по скользящей шкале ставок от стоимости добытых углеводородов, исчисленной по средневзвешенной цене их реализации без учета косвенных налогов при расчете без УМК;
- рентный налог на экспортируемую продукцию начислен по скользящей шкале ставок, согласно НК РК при расчете без УМК;
- экспортная таможенная пошлина – по шкале от курса продаж при расчете без УМК.
- корпоративный подоходный налог - 20% от налогооблагаемого дохода при расчете без УМК;
- альтернативный налог на недропользование -24% от налогооблагаемого дохода при расчете с УМК.

Налог на сверхприбыль начислен в процентах к размеру, превышающему 25% отношения чистого дохода к вычетам и т.д. Результаты расчета бюджетной эффективности представлены в таблицах 4.2.4.1-4.2.4.4.

Таблица 4.2.4.1. - Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 2 варианте без УМК, тыс.тенге

Год ы	Всего расходы, связанные с обычной деятельност ью предприяти я (расходы, включаемы е в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаем ые в с/с + расходы периода) приходящие ся на 1 м ³ газа	Балансов ая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационн ые отчисления, относимые на вычеты при опре-делении налого- облагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаем ого дохода	Налогооблагаем ый доход
1	2	3	4	5	6	7
2026	875 164	0	-875 164	0	875 164	0
2027	1 302 790	0	-1 302 790	0	1 302 790	0
2028	7 670 613	32 254	8 771 514	7 467 402	14 068 745	195 429
2029	8 658 796	31 831	10 440 501	6 450 172	13 634 611	5 464 686
2030	8 758 037	32 456	10 569 058	5 487 671	12 762 376	6 564 718
2031	8 800 540	33 034	10 667 066	4 687 014	12 022 623	7 444 983
2032	8 924 379	33 218	11 076 360	4 006 215	11 448 002	8 552 736
2033	9 032 599	33 473	11 434 356	3 427 617	10 965 819	9 501 136
2034	9 214 944	33 541	12 018 043	2 937 673	10 624 847	10 608 140
2035	9 296 831	33 890	12 300 901	2 518 768	10 284 220	11 313 512
2036	9 265 930	34 712	12 165 865	2 141 199	9 913 078	11 518 717
2037	9 182 807	35 696	11 880 824	1 820 019	9 564 950	11 498 681
2038	8 886 477	35 813	11 832 767	1 547 016	9 048 498	11 670 747
2039	8 841 214	36 764	11 638 434	1 314 964	8 815 480	11 664 169
2040	8 803 584	37 743	11 454 082	1 117 719	8 622 477	11 635 189
2041	8 741 981	38 878	11 174 486	950 061	8 441 715	11 474 752
2042	8 694 818	40 023	10 929 178	807 552	8 295 982	11 328 014
2043	8 649 737	41 235	10 674 403	686 419	8 172 897	11 151 242
2044	8 618 098	42 461	10 450 334	583 456	8 077 461	10 990 971
2045	8 564 750	43 884	10 134 783	495 938	7 981 431	10 718 102
2046	8 460 731	45 661	9 639 546	437 150	7 875 281	10 224 996
2047	8 340 120	47 747	9 053 723	387 492	7 761 944	9 631 899
2048	8 285 340	49 608	8 671 587	345 601	7 705 269	9 251 658
2049	8 175 026	52 063	8 075 914	310 318	7 613 193	8 637 747
2050	8 111 261	53 644	7 793 503	297 548	7 566 200	8 338 564
2051	8 009 214	56 563	7 169 790	270 142	7 484 389	7 694 615
2052	8 050 635	58 318	7 044 532	0	7 272 313	7 822 854
2053	8 055 294	60 541	6 784 553	0	7 306 085	7 533 762
2054	8 066 394	62 831	6 537 843	0	7 344 411	7 259 826
2055	8 013 161	66 115	6 043 919	18 646	7 351 568	6 705 511
2056	8 021 658	68 972	5 735 052	19 019	7 384 694	6 372 016
2057	8 022 291	72 246	5 373 010	19 400	7 412 193	5 983 108
2058	8 092 097	74 643	5 251 132	0	7 473 712	5 869 518
2059	8 100 267	78 181	4 907 445	0	7 510 164	5 497 548
2060	8 206 282	79 059	5 054 582	20 587	7 635 650	5 625 214
2061	8 192 819	83 608	4 572 204	20 999	7 652 233	5 112 790
2062	8 146 906	89 319	3 964 808	21 419	7 642 379	4 469 335
2063	8 128 203	95 159	3 437 987	0	7 632 312	3 933 878
2064	8 324 834	94 423	3 838 671	22 284	7 834 752	4 328 753
2065	8 347 484	100 000	3 402 602	0	7 858 500	3 891 586

Продолжение таблицы 4.2.4.1.

1	2	3	4	5	6	7
2066	8 378 440	105 449	3 032 400	0	7 913 740	3 497 100
2067	8 427 571	110 747	2 721 918	0	7 983 116	3 166 373
2068	8 483 694	116 270	2 422 836	0	8 058 094	2 848 437
2069	7 946 429	116 958	2 409 232	24 603	7 575 590	2 780 071
2070	7 262 644	109 653	3 041 586	150 573	7 023 186	3 281 043
2071	7 982 679	125 620	2 105 006	0	7 579 748	2 507 936
2072	7 759 345	128 328	2 032 777	0	7 376 509	2 415 613
2073	7 575 631	132 347	1 881 823	0	7 213 773	2 243 682
2074	7 401 098	136 513	1 737 577	0	7 058 880	2 079 795
2075	7 619 653	136 336	2 008 170	27 708	7 294 278	2 333 545
2076	7 169 978	143 842	1 580 420	23 551	6 874 794	1 875 604
2077	6 933 201	148 023	1 455 716	20 019	6 654 199	1 734 717
2078	6 659 048	151 318	1 382 241	17 016	6 395 560	1 645 729
2079	6 474 973	156 899	1 218 753	14 464	6 226 793	1 466 933
2080	6 271 127	162 096	1 087 688	12 294	6 037 567	1 321 248
Итого 2026- 2080	436 279 614	55 996	349 905 547	50 927 707	443 506 234	342 678 927

Таблица 4.2.4.2. - Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 2 варианте с УМК, тыс.тенге

Год ы	Всего расходы, связанные с обычной деятельност ью предприяти я (расходы, включаемы е в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаем ые в с/с + расходы периода) приходящие ся на 1 м ³ газа	Балансов ая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационн ые отчисления, относимые на вычеты при опре-делении налого- облагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаем ого дохода	Налогооблагаем ый доход
1	2	3	4	5	6	7
2026	841 672	0	-841 672	0	841 672	0
2027	957 261	0	-957 261	0	957 261	0
2028	6 703 310	28 187	9 738 817	7 467 402	13 101 442	1 541 752
2029	7 633 119	28 061	11 466 178	6 450 172	12 608 935	6 490 362
2030	7 748 240	28 714	11 578 855	5 487 671	11 752 579	7 574 515
2031	7 810 933	29 319	11 656 673	4 687 014	11 033 015	8 434 590
2032	7 952 403	29 600	12 048 336	4 006 215	10 476 026	9 524 713
2033	8 078 749	29 939	12 388 206	3 427 617	10 011 969	10 454 986
2034	8 278 261	30 132	12 954 726	2 937 673	9 688 164	11 544 823
2035	8 379 213	30 545	13 218 519	2 518 768	9 366 601	12 231 130
2036	8 370 553	31 358	13 061 242	2 141 199	9 017 701	12 414 094
2037	8 310 879	32 306	12 752 752	1 820 019	8 693 022	12 370 609
2038	8 258 659	33 283	12 460 585	1 547 016	8 420 680	12 298 565
2039	8 234 797	34 242	12 244 852	1 314 964	8 209 062	12 270 587
2040	8 217 847	35 232	12 039 818	1 117 719	8 036 740	12 220 926
2041	8 176 730	36 364	11 739 737	950 061	7 876 464	12 040 003
2042	8 149 162	37 511	11 474 834	807 552	7 750 326	11 873 670
2043	8 123 053	38 725	11 201 086	686 419	7 646 213	11 677 926
2044	8 109 591	39 956	10 958 841	583 456	7 568 954	11 499 478
2045	8 074 247	41 371	10 625 285	495 938	7 490 928	11 208 604

Продолжение таблицы 4.2.4.2.

2046	7 987 603	43 108	10 112 674	437 150	7 402 153	10 698 124
2047	7 883 144	45 131	9 510 699	387 492	7 304 968	10 088 875
2048	7 842 681	46 957	9 114 245	345 601	7 262 611	9 694 316
2049	7 747 031	49 337	8 503 909	310 318	7 185 198	9 065 742
2050	7 694 781	50 890	8 209 982	297 548	7 149 720	8 755 043
2051	7 605 365	53 711	7 573 638	270 142	7 080 540	8 098 464
2052	7 658 069	55 474	7 437 098	0	6 879 747	8 215 420
2053	7 675 222	57 684	7 164 625	0	6 926 013	7 913 834
2054	7 698 312	59 964	6 905 925	0	6 976 329	7 627 908
2055	7 656 867	63 175	6 400 213	18 646	6 995 274	7 061 805
2056	7 674 716	65 989	6 081 993	19 019	7 037 753	6 718 957
2057	7 684 535	69 205	5 710 765	19 400	7 074 437	6 320 864
2058	7 762 958	71 607	5 580 271	0	7 144 572	6 198 657
2059	7 781 559	75 105	5 226 153	0	7 191 456	5 816 255
2060	7 894 246	76 053	5 366 618	20 587	7 323 614	5 937 250
2061	7 889 358	80 511	4 875 665	20 999	7 348 771	5 416 252
2062	7 852 116	86 087	4 259 597	21 419	7 347 589	4 764 124
2063	7 842 224	91 811	3 723 967	0	7 346 333	4 219 857
2064	8 042 805	91 224	4 120 700	22 284	7 552 723	4 610 782
2065	8 073 556	96 719	3 676 530	0	7 584 573	4 165 514
2066	8 113 064	102 109	3 297 776	0	7 648 365	3 762 475
2067	8 170 092	107 363	2 979 397	0	7 725 638	3 423 851
2068	8 233 743	112 845	2 672 787	0	7 808 143	3 098 387
2069	7 703 645	113 385	2 652 016	24 603	7 332 806	3 022 855
2070	7 017 231	105 948	3 286 998	150 573	6 777 774	3 526 455
2071	7 736 585	121 747	2 351 099	0	7 333 655	2 754 030
2072	7 520 358	124 376	2 271 763	0	7 137 523	2 654 599
2073	7 343 606	128 293	2 113 849	0	6 981 747	2 475 707
2074	7 175 663	132 354	1 963 013	0	6 833 444	2 305 231
2075	7 396 126	132 336	2 231 697	27 708	7 070 751	2 557 071
2076	6 953 647	139 502	1 796 752	23 551	6 658 462	2 091 936
2077	6 722 985	143 535	1 665 932	20 019	6 443 983	1 944 933
2078	6 454 604	146 673	1 586 685	17 016	6 191 116	1 850 173
2079	6 276 027	152 078	1 417 698	14 464	6 027 847	1 665 878
2080	6 077 368	157 087	1 281 447	12 294	5 843 808	1 515 007
Итого 2026- 2080	411 250 572	52 783	374 934 589	50 927 707	418 477 192	367 707 969

Таблица 4.2.4.3.- Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности 2 варианта разработки без УМК, тыс. тенге

Годы	Социальный налог	ИПН	Налог на имущество	Аренда земельных участков	НДПИ	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК	Дисконтированный доход РК при		
										7,0%	10,0%	12,23%
1	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2026	24 667	18 975	33 492	1 250	0	0	0	0	78 384	718 327	697 584	682 035
2027	75 197	57 844	345 528	1 275	0	0	0	0	479 844	5 669 243	5 355 377	5 131 966
2028	251 441	193 416	679 922	1 301	65 818	11 048	39 086	629 812	1 871 843	1 559 394	1 432 887	1 345 828
2029	256 470	197 285	727 322	1 327	76 791	12 316	1 092 937	1 878 687	4 243 134	599 758	536 072	493 497
2030	261 600	201 230	710 535	1 353	77 699	12 225	1 312 944	2 044 015	4 621 600	888 129	772 173	696 722
2031	266 832	205 255	689 799	1 380	78 245	12 086	1 488 997	2 200 620	4 943 214	3 266 650	2 762 688	2 443 209
2032	272 168	209 360	669 930	1 408	80 483	12 103	1 710 547	2 471 287	5 427 285	3 351 908	2 757 481	2 390 149
2033	277 611	213 547	649 832	1 436	82 455	12 072	1 900 227	2 704 877	5 842 058	3 372 030	2 698 379	2 292 446
2034	283 164	217 818	629 492	1 465	85 628	12 216	2 121 628	3 016 016	6 367 426	3 434 834	2 673 674	2 226 323
2035	288 827	222 175	608 846	1 494	87 209	12 105	2 262 702	3 194 759	6 678 116	3 366 759	2 549 211	2 080 508
2036	294 604	226 618	587 254	1 524	86 559	11 762	2 303 743	3 191 176	6 703 241	3 158 342	2 326 183	1 860 764
2037	300 496	231 150	565 277	1 554	85 087	11 323	2 299 736	3 118 291	6 612 916	2 911 948	2 086 217	1 635 650
2038	306 506	235 773	544 106	1 585	83 712	10 909	2 334 149	3 210 834	6 727 575	2 768 632	1 929 444	1 482 678
2039	312 636	240 489	523 663	1 617	82 755	10 565	2 332 834	3 159 103	6 663 661	2 562 925	1 737 377	1 308 556
2040	318 888	245 299	503 867	1 649	81 870	10 238	2 327 038	3 105 045	6 593 894	2 370 179	1 562 897	1 153 752
2041	325 266	250 205	484 748	1 682	80 503	9 860	2 294 950	3 006 250	6 453 464	2 167 945	1 390 556	1 006 131
2042	331 771	255 209	466 323	1 716	79 333	9 517	2 265 603	2 916 750	6 326 223	1 986 169	1 239 217	878 814
2043	338 407	260 313	448 550	1 750	78 134	9 181	2 230 248	2 818 946	6 185 529	1 814 950	1 101 507	765 633
2044	345 175	265 519	431 395	1 785	77 112	8 874	2 198 194	2 729 982	6 058 037	1 661 254	980 730	668 139
2045	352 079	270 830	414 870	1 821	75 633	8 525	2 143 620	2 599 804	5 867 181	1 503 661	863 484	576 574
2046	359 120	276 246	399 886	1 857	73 243	8 071	2 044 999	2 391 026	5 554 448	1 330 385	743 144	486 360
2047	366 302	281 771	386 550	1 895	70 426	7 582	1 926 380	2 141 871	5 182 777	1 160 153	630 379	404 362
2048	373 629	287 407	373 972	1 932	68 686	7 231	1 850 332	1 973 804	4 936 993	1 032 836	545 895	343 211
2049	381 101	293 155	362 128	1 971	65 867	6 773	1 727 549	1 715 391	4 553 935	890 373	457 763	282 083
2050	388 723	299 018	351 784	2 011	64 695	6 379	1 667 713	1 594 769	4 375 091	799 445	399 805	241 473
2051	396 498	304 998	342 053	2 051	61 796	5 942	1 538 923	1 320 313	3 972 573	678 406	330 020	195 364
2052	404 428	311 098	331 114	2 092	61 452	5 795	1 564 571	1 288 091	3 968 640	633 396	299 721	173 902
2053	412 516	317 320	319 658	2 134	60 414	5 584	1 506 752	1 157 507	3 781 885	564 103	259 652	147 660
2054	420 766	323 666	308 624	2 176	59 458	5 386	1 451 965	1 037 335	3 609 377	503 151	225 280	125 568
2055	429 182	330 140	299 040	2 220	57 255	5 071	1 341 102	844 337	3 308 346	431 016	187 719	102 553
2056	437 765	336 743	290 901	2 264	56 040	4 861	1 274 403	716 462	3 119 440	379 818	160 910	86 160
2057	446 521	343 477	283 181	2 309	54 574	4 638	1 196 622	595 787	2 927 110	333 084	137 262	72 037
2058	455 451	350 347	274 792	2 356	54 347	4 536	1 173 904	547 203	2 862 936	304 469	122 048	62 780
2059	464 560	357 354	265 728	2 403	52 979	4 336	1 099 510	434 200	2 681 070	266 474	103 905	52 385
2060	473 851	364 501	257 898	2 451	54 138	4 279	1 125 043	464 647	2 746 807	255 148	96 775	47 821
2061	483 328	371 791	251 331	2 500	52 131	4 032	1 022 558	337 932	2 525 602	219 253	80 892	39 178
2062	492 995	379 227	245 295	2 550	49 494	3 738	893 867	195 256	2 262 422	183 556	65 875	31 271
2063	502 855	386 811	238 702	2 601	47 277	3 494	786 776	110 465	2 078 982	157 639	55 031	25 604
2064	512 912	394 548	232 255	2 653	49 774	3 580	865 751	163 673	2 225 145	157 684	53 545	24 418
2065	523 170	402 439	225 859	2 706	48 069	3 396	778 317	92 640	2 076 595	137 530	45 428	20 305
2066	533 634	410 487	218 706	2 760	46 669	3 238	699 420	35 455	1 950 369	120 720	38 788	16 992
2067	544 306	418 697	211 888	2 815	45 591	3 105	633 275	9 286	1 868 964	108 113	33 790	14 509
2068	555 192	427 071	205 362	2 872	44 589	2 981	569 687	0	1 807 755	97 731	29 712	12 504
2069	566 296	435 612	200 434	2 929	42 350	2 771	556 014	0	1 806 407	91 269	26 991	11 133
2070	518 999	399 230	203 302	2 988	42 110	2 713	656 209	90 800	1 916 352	90 490	26 031	10 524
2071	589 175	453 211	204 884	3 047	41 210	2 610	501 587	0	1 795 723	79 247	22 175	8 787
2072	580 628	446 637	198 990	3 108	39 996	2 486	483 123	0	1 754 967	72 381	19 701	7 652
2073	592 240	455 569	193 405	3 170	38 620	2 357	448 736	0	1 734 099	66 842	17 697	6 737
2074	582 933	448 410	188 125	3 234	37 311	2 235	415 959	0	1 678 207	60 456	15 570	5 809
2075	594 592	457 378	184 295	3 299	39 232	2 333	466 709	0	1 747 838	58 845	14 742	5 391
2076	573 287	440 990	180 642	3 364	35 690	2 068	375 121	0	1 611 162	50 695	12 354	4 428
2077	557 817	429 090	176 009	3 432	34 207	1 947	346 943	0	1 549 445	45 563	10 800	3 794
2078	536 842	412 955	171 662	3 500	32 782	1 832	329 146	0	1 488 720	40 914	9 434	3 248
2079	524 226	403 251	167 589	3 570	31 357	1 721	293 387	0	1 425 099	36 603	8 210	2 771
2080	510 890	392 992	163 775	3 642	29 984	1 616	264 250	0	1 367 148	32 817	7 160	2 368
Итого 2026-2080	22 570 534	17 361 949	19 624 570	123 233	3 188 837	337 641	68 535 785	67 254 503	198 997 054	60 603 645	42 747 342	34 200 514

Таблица 4.2.4.4.- Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности 2 варианта разработки с УМК, тыс. тенге

Годы	Социальный налог	ИПН	Аренда земельных участков	Прочие налоги и платежи в бюджет	АНН	Суммарный доход РК	Дисконтированный доход РК при		
							7,0%	10,0%	12,2%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2026	24 667	18 975	1 250	0	0	44 892	687 285	667 438	652 561
2027	75 197	57 844	1 275	0	0	134 316	5 369 940	5 072 643	4 861 028
2028	251 441	193 416	1 301	11 048	370 021	827 226	1 559 394	1 432 887	1 345 828
2029	256 470	197 285	1 327	12 316	1 557 687	2 025 084	599 758	536 072	493 497
2030	261 600	201 230	1 353	12 225	1 817 884	2 294 291	494 295	429 759	387 766
2031	266 832	205 255	1 380	12 086	2 024 302	2 509 854	479 538	405 558	358 659
2032	272 168	209 360	1 408	12 103	2 285 931	2 780 970	456 626	375 648	325 606
2033	277 611	213 547	1 436	12 072	2 509 197	3 013 863	1 042 815	834 485	708 949
2034	283 164	217 818	1 465	12 216	2 770 758	3 285 420	1 772 282	1 379 543	1 148 723
2035	288 827	222 175	1 494	12 105	2 935 471	3 460 071	1 744 388	1 320 799	1 077 954
2036	294 604	226 618	1 524	11 762	2 979 383	3 513 890	1 655 627	1 219 403	975 427
2037	300 496	231 150	1 554	11 323	2 968 946	3 513 470	1 547 130	1 108 416	869 028
2038	306 506	235 773	1 585	10 909	2 951 656	3 506 429	1 443 018	1 005 631	772 776
2039	312 636	240 489	1 617	10 565	2 944 941	3 510 247	1 350 084	915 206	689 314
2040	318 888	245 299	1 649	10 238	2 933 022	3 509 096	1 261 347	831 732	613 996
2041	325 266	250 205	1 682	9 860	2 889 601	3 476 614	1 167 917	749 121	542 023
2042	331 771	255 209	1 716	9 517	2 849 681	3 447 894	1 082 494	675 394	478 968
2043	338 407	260 313	1 750	9 181	2 802 702	3 412 353	1 001 248	607 665	422 374
2044	345 175	265 519	1 785	8 874	2 759 875	3 381 229	927 211	547 384	372 914
2045	352 079	270 830	1 821	8 525	2 690 065	3 323 319	851 711	489 099	326 586
2046	359 120	276 246	1 857	8 071	2 567 550	3 212 845	769 531	429 855	281 324
2047	366 302	281 771	1 895	7 582	2 421 330	3 078 880	689 200	374 483	240 215
2048	373 629	287 407	1 932	7 231	2 326 636	2 996 834	626 948	331 367	208 335
2049	381 101	293 155	1 971	6 773	2 175 778	2 858 778	558 941	287 366	177 080
2050	388 723	299 018	2 011	6 379	2 101 210	2 797 341	511 148	255 627	154 393
2051	396 498	304 998	2 051	5 942	1 943 631	2 653 120	453 080	220 407	130 475
2052	404 428	311 098	2 092	5 795	1 971 701	2 695 113	430 141	203 542	118 097
2053	412 516	317 320	2 134	5 584	1 899 320	2 636 874	393 314	181 039	102 954
2054	420 766	323 666	2 176	5 386	1 830 698	2 582 693	360 030	161 199	89 850
2055	429 182	330 140	2 220	5 071	1 694 833	2 461 446	320 681	139 665	76 300
2056	437 765	336 743	2 264	4 861	1 612 550	2 394 183	291 512	123 499	66 128
2057	446 521	343 477	2 309	4 638	1 517 007	2 313 953	263 311	108 509	56 947
2058	455 451	350 347	2 356	4 536	1 487 678	2 300 367	244 641	98 066	50 444
2059	464 560	357 354	2 403	4 336	1 395 901	2 224 554	221 101	86 213	43 465
2060	473 851	364 501	2 451	4 279	1 424 940	2 270 022	210 860	79 977	39 520
2061	483 328	371 791	2 500	4 032	1 299 900	2 161 551	187 649	69 232	33 531
2062	492 995	379 227	2 550	3 738	1 143 390	2 021 899	164 042	58 872	27 947
2063	502 855	386 811	2 601	3 494	1 012 766	1 908 527	144 714	50 519	23 505
2064	512 912	394 548	2 653	3 580	1 106 588	2 020 281	143 166	48 616	22 170
2065	523 170	402 439	2 706	3 396	999 723	1 931 434	127 916	42 252	18 885
2066	533 634	410 487	2 760	3 238	902 994	1 853 113	114 700	36 854	16 145
2067	544 306	418 697	2 815	3 105	821 724	1 790 648	103 583	32 374	13 901
2068	555 192	427 071	2 872	2 981	743 613	1 731 729	93 621	28 463	11 978
2069	566 296	435 612	2 929	2 771	725 485	1 733 094	87 565	25 895	10 682
2070	518 999	399 230	2 988	2 713	846 349	1 770 280	83 593	24 046	9 722
2071	589 175	453 211	3 047	2 610	660 967	1 709 010	75 420	21 104	8 363
2072	580 628	446 637	3 108	2 486	637 104	1 669 962	68 876	18 747	7 281
2073	592 240	455 569	3 170	2 357	594 170	1 647 506	63 504	16 813	6 400
2074	582 933	448 410	3 234	2 235	553 255	1 590 068	57 280	14 752	5 504
2075	594 592	457 378	3 299	2 333	613 697	1 671 299	56 268	14 096	5 155
2076	573 287	440 990	3 364	2 068	502 065	1 521 774	47 882	11 668	4 182
2077	557 817	429 090	3 432	1 947	466 784	1 459 070	42 906	10 170	3 573
2078	536 842	412 955	3 500	1 832	444 042	1 399 171	38 453	8 866	3 053
2079	524 226	403 251	3 570	1 721	399 811	1 332 578	34 227	7 677	2 591
2080	510 890	392 992	3 642	1 616	363 602	1 272 741	30 551	6 665	2 205
Итого 2026-2080	22 570 534	17 361 949	123 233	337 641	88 249 913	128 643 270	34 604 463	24 232 380	19 496 278

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения газа

Для достижения утвержденной величины коэффициента извлечения газа (КИГ) в настоящем Дополнении были рассмотрены 2 прогнозных технологических варианта разработки. Данные варианты различаются интенсивностью разбуривания эксплуатационного фонда, сроками ввода скважин в эксплуатацию и программой геолого-технических мероприятий (ГТП), направленных на оптимизацию выработки запасов по продуктивным горизонтам.

В таблице 4.3.1 представлено сопоставление расчетных коэффициентов извлечения газа по 2 расчетным вариантам с ранее утвержденными.

Рекомендуемый для определения оптимальных КИГ вариант разработки эксплуатационных объектов месторождения Придорожное в соответствии с результатами технико-экономического анализа - это II вариант.

Таблица 4.3.1– Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения газа

Объект эксплуатации	Зоны, участки	Варианты разработки	Утвержденные		Рекомендуемые	
			КИГ, д.ед.	Начальные извлекаемые запасы газа, млн. м ³	КИГ, д.ед.	Извлекаемые запасы газа, млн. м ³
1	2	3	4	5	6	7
I	D-3	1	0,9135	4727,0	0,913	4727
		2			0,913	4727
II	C-1	1	0,7072	3920,0	0,707	3920
		2			0,707	3920
Возвратный D-2	D-2	1	0.9135	477	0,914	477
		2			0,914	477
Возвратный D-1	D-1	1	0,9135	166,0	0,912	166
		2			0,912	166
Возвратный CD-2	CD-2	1	0.9135	92,0	0,911	92
		2			0,911	92
Возвратный CD-1	CD-1	1	0,9135	203,0	0,914	203
		2			0,914	203
По месторождению в целом		1	0,816	9585,0	0,816	9585
		2			0,816	9585

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Были рассмотрены технико-экономические показатели 2 вариантов разработки с расчетами без и в рамках действия предпочтений Улучшенного модельного контракта.

1) Анализ ТЭО без УМК.

По первому варианту разработки месторождения расчетный период составляет 60 лет. Рентабельный период совпадает с расчетным. Вводится в действие 12 новых добывающих скважин. За проектный период суммарная добыча товарного газа составит 7 790,99 млн.м³ и достигается КИГ 81,6%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 7; 10; 12,23%, составят за рентабельный период после налогообложения, соответственно: 31 191, 490 млн.тенге, 10 732, 935 млн.тенге и 1 448, 868 млн.тенге. Капитальные вложения составят 54 348,3 млн.тенге. Суммарные поступления, за 60 лет рентабельного периода составят 835 648,04 млн.тенге. Средние общие затраты на 1 тыс.м³ составит 63 212,4 тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 12,5%.

По второму рекомендуемому варианту разработки месторождения вводится в действие также 12 новых добывающих скважин. Расчетный период составляет 55 лет. Прибыльный период также 55 лет, в котором будет добыто 7 791,32 млн.м³ товарного газа и достигается КИГ- 81,6%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 7; 10; 12,23% составят за рентабельный период после налогообложения, соответственно: 38 064, 365 млн.тенге, 17 213, 545 млн.тенге и 7 513, 847 млн.тенге. Капитальные вложения составят 54 327,4 млн.тенге. Суммарные поступления, за 55 лет рентабельного периода составят 786 185,16 млн.тенге. Средние общие затраты на 1 тыс.м³ газа составит 55 995,6 тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 14,5%.

2) Анализ ТЭО с УМК.

По первому варианту разработки месторождения расчетный период составляет 60 лет. Рентабельный период совпадает с расчетным. Вводится в действие 12 новых добывающих скважин. За проектный период суммарная добыча товарного газа составит 7 790,99 млн.м³ и достигается КИГ 81,6%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 7; 10; 12,23%, составят за рентабельный период после налогообложения, соответственно: 52 936, 866 млн.тенге, 26 372, 992 млн.тенге и 13 989, 057 млн.тенге. Капитальные вложения составят 54 348,3 млн.тенге. Суммарные поступления, за 60 лет рентабельного периода составят 835 648,04 млн.тенге. Средние

общие затраты на 1 тыс.м³ составит 59 680,1 тенге Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 16,3%.

По второму рекомендуемому варианту разработки месторождения вводится в действие 12 новых добывающих скважин. Расчетный период составляет 55 лет. Прибыльный период соответствует– 55 лет, в котором будет добыто 7 791,32 млн.м³ товарного газа и достигается КИГ- 81,6%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 7; 10; 12,23% составят за рентабельный период после налогообложения, соответственно: 65 411, 532 млн.тенге, 36 842, 501 млн.тенге и 23 190, 547 млн.тенге. Капитальные вложения составят 54 327,4 млн.тенге. Суммарные поступления, за 55 лет рентабельного периода составят 786 185,16 млн.тенге. Средние общие затраты на 1 тыс.м³ газа составит 52 783,1 тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 19,5%.

Индекс доходности компании по 2 варианту положительный и больше, чем у 1 варианта ($PI = 1,9$ при дисконте 10%), что указывает на экономически привлекательный вариант. По сравнению с рассмотренными вариантами разработки месторождения, данный вариант имеет наиболее привлекательные показатели.

Таким образом, по результатам проведенного экономического анализа и сравнительной оценки ключевых технико-экономических показателей наиболее эффективным является Вариант 2, что также подтверждается данными, представленными на рис. 5.1.1–5.1.2. В связи с этим именно данный вариант рекомендуется к реализации в качестве наиболее экономически целесообразного и инвестиционно привлекательного.

Дополнительно следует отметить, что при реализации Варианта 2 без применения УМК достижение положительного значения чистой приведенной стоимости (NPV) при ставке дисконтирования 10% прогнозируется лишь на 13-м году проектного периода. В то же время применение механизма УМК обеспечивает достижение положительного NPV уже на 10-м году реализации проекта, что свидетельствует о существенном повышении его инвестиционной эффективности и ускорении возврата вложенного капитала.

При этом совокупный показатель NPV проекта за период 2026–2080 гг. по Варианту 2 без применения УМК составляет 17 213,5 млн тенге, тогда как при реализации проекта с применением УМК данный показатель увеличивается до 36 842,5 млн тенге, что более чем в два раза превышает аналогичный показатель базового сценария без УМК.

С учетом высокой капиталоемкости проекта, длительного периода окупаемости, а также стратегической значимости развития газовой отрасли Республики Казахстан, применение механизма улучшенной модели контракта представляется обоснованным и

необходимым. УМК позволяет существенно снизить налоговую нагрузку на недропользователя на начальных этапах освоения месторождения, повысить устойчивость экономики проекта и создать дополнительные стимулы для привлечения долгосрочных инвестиций в развитие газодобывающей отрасли.

В связи с изложенным рекомендуется реализация проекта по Варианту 2 с применением улучшенной модели контракта.

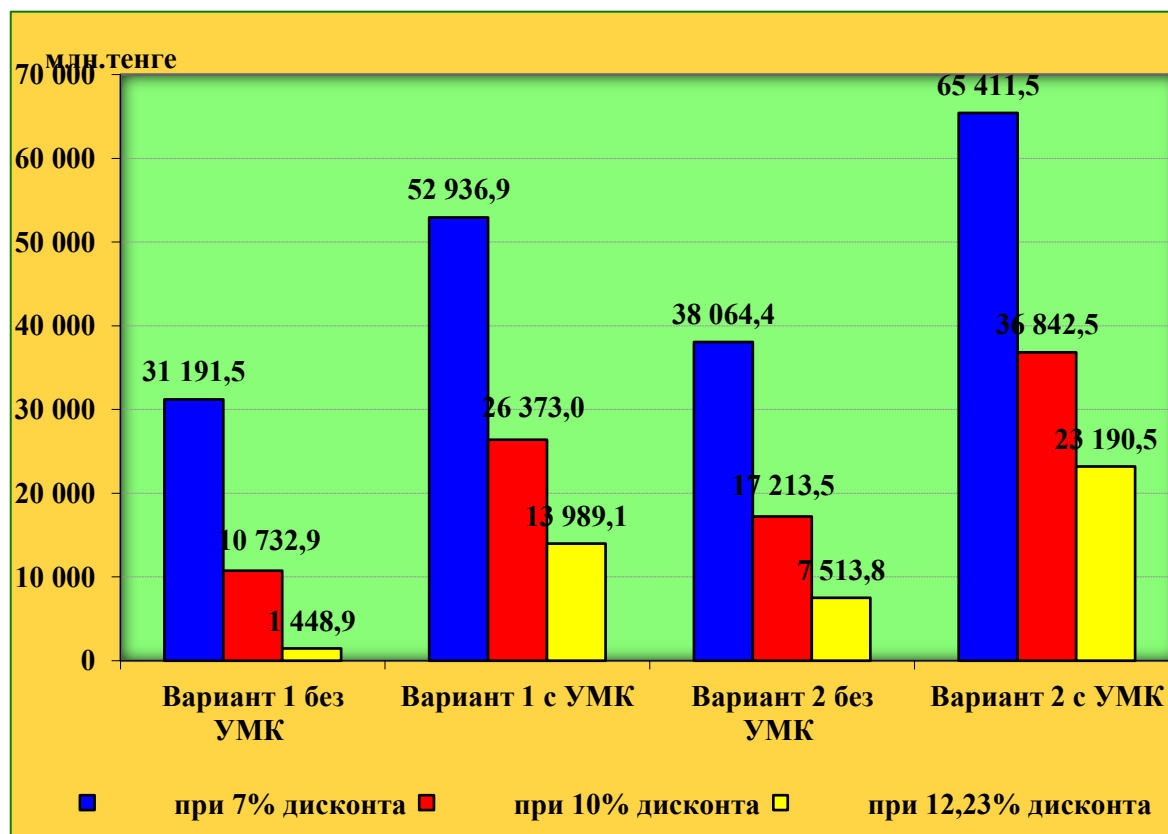


Рисунок 5.1.1. - Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 7; 10; 12,23%, по вариантам за рентабельный период

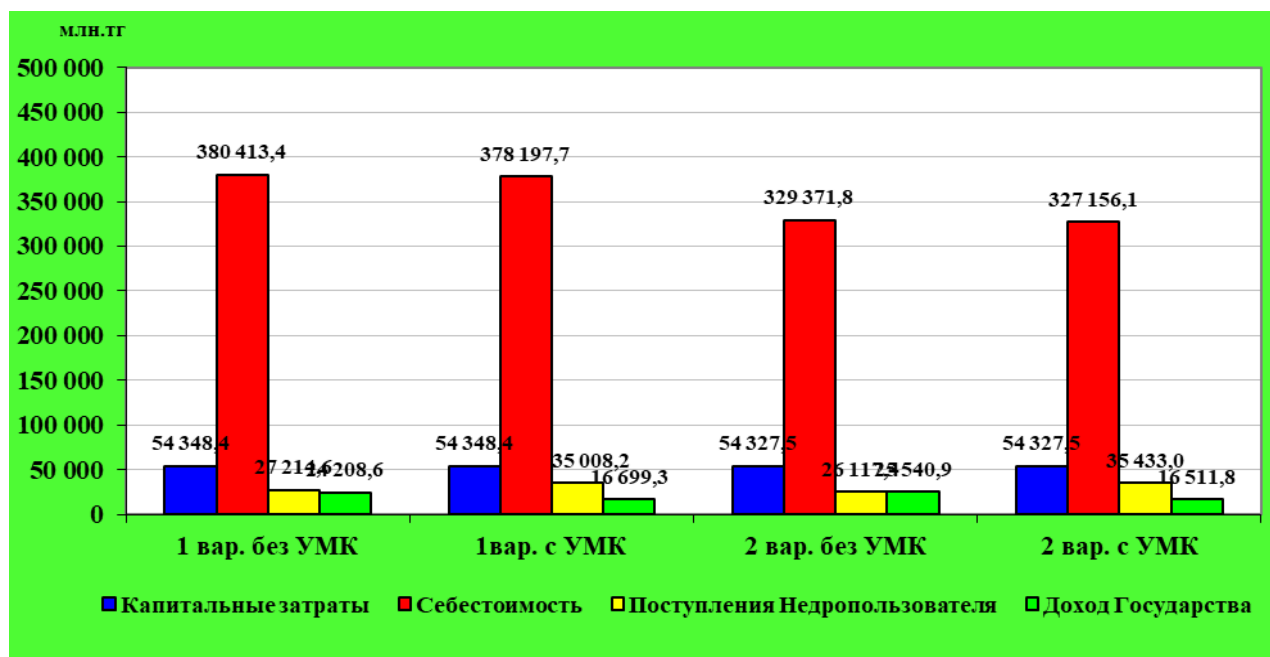


Рисунок 5.1.2. - Сравнение экономических показателей по вариантам за рентабельный период

Полученные результаты расчетов экономических показателей проекта приведены в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1. - Техничко-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения

Наименование показателей	Вариант 1				Вариант 2 (рекомендуемый)			
	Вариант без УМК		Вариант с УМК		Вариант без УМК		Вариант с УМК	
	Расчетный	Прибыль	Расчетный	Прибыль	Расчетный	Прибыль	Расчетный	Прибыль
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Период расчета, годы	2026-2085 (60 лет)	2026-2085 (60 лет)	2026-2085 (60 лет)	2026-2085 (60 лет)	2026-2080 (55 лет)	2026-2080 (55 лет)	2026-2080 (55 лет)	2026-2080 (55 лет)
Ввод добывающих скважин, шт.	12	12	12	12	12	12	12	12
Выбытие скважин, шт.	9	9	9	9	0	0	0	0
Суммарная добычи природного газа, млн.м³	9 510,7	9 510,7	9 510,7	9 510,7	9 511,0	9 511,0	9 511,0	9 511,0
Добыча товарного газа, млн.м³	7 791,0	7 791,0	7 791,0	7 791,0	7 791,3	7 791,3	7 791,3	7 791,3
Добыча серы,	144,4	144,4	144,4	144,4	144,4	144,4	144,4	144,4
Добыча гелия,	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
Суммарная продажа газа, млн.м³	7 752,0	7 752,0	7 752,0	7 752,0	7 752,4	7 752,4	7 752,4	7 752,4
Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	835 648,0	835 648,0	835 648,0	835 648,0	786 185,2	786 185,2	786 185,2	786 185,2
Эксплуатационные затраты без амортизации, млн.тенге	448 824,0	448 824,0	421 304,2	421 304,2	392 578,5	392 578,5	367 549,5	367 549,5
- прямые затраты	271 077,7	271 077,7	271 077,7	271 077,7	228 135,6	228 135,6	228 135,6	228 135,6
- налоги и платежи, относимые на вычеты	52 786,2	52 786,2	27 481,9	27 481,9	48 748,9	48 748,9	25 935,5	25 935,5
- расходы периода	124 960,1	124 960,1	122 744,5	122 744,5	115 694,0	115 694,0	113 478,4	113 478,4
в т.ч. налоговые платежи от ФОТ АУП	15 624,5	15 624,5	15 624,5	15 624,5	14 457,9	14 457,9	14 457,9	14 457,9
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации, млн.тенге	492 486,9	492 486,9	464 967,1	464 967,1	436 279,6	436 279,6	411 250,6	411 250,6
Средние общие затраты на 1 тыс.м³ газа, тенге/т, с учетом амортизации	63 212,4	63 212,4	59 680,1	59 680,1	55 995,6	55 995,6	52 783,1	52 783,1
Капитальные вложения (без НДС), млн.тенге	54 348,3	54 348,3	54 348,3	54 348,3	54 327,4	54 327,4	54 327,4	54 327,4
- в строительство скважин	22 830,7	22 830,7	22 830,7	22 830,7	22 329,1	22 329,1	22 329,1	22 329,1
- в нефтепромысловое строительство	31 517,7	31 517,7	31 517,7	31 517,7	31 998,4	31 998,4	31 998,4	31 998,4
Удельные капитальные вложения, тенге/т	6 975,8	6 975,8	6 975,8	6 975,8	6 972,8	6 972,8	6 972,8	6 972,8
Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	336 008,5	336 008,5	336 008,5	336 008,5	342 678,9	342 678,9	342 678,9	342 678,9
Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	67 201,7	67 201,7	0,0	0,0	68 535,8	68 535,8	0,0	0,0
Налог на сверхприбыль, млн.тенге	53 245,2	53 245,2	0,0	0,0	67 254,5	67 254,5	0,0	0,0
Альтернативный налог недропользования	0,0	0,0	87 246,8	87 246,8	0,0	0,0	88 249,9	88 249,9
Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10%, млн.тенге	10 732,9	10 732,9	26 373,0	26 373,0	17 213,5	17 213,5	36 842,5	36 842,5
Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR), %	12,5%	12,5%	16,3%	16,3%	14,5%	14,5%	19,5%	19,5%
Накопленный поток денежной наличности, млн.тенге	212 028,7	212 028,7	272 748,6	272 748,6	203 488,8	203 488,8	276 058,2	276 058,2
Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	188 857,6	188 857,6	130 353,3	130 353,3	198 997,1	198 997,1	128 643,3	128 643,3
Коэффициент извлечения газа КИГ, %	81,6%	81,6%	81,6%	81,6%	81,6%	81,6%	81,6%	81,6%

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА

6.1 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования.

Характеристика показателей эксплуатации скважин.

По состоянию на 01.01.2026 г. фонд скважин составляет 3 единицы (№№ 16, 15, 17), скважины находятся во временной консервации.

Для герметизации устьев скважин и направления продукции в систему сбора, скважины оборудованы фонтанной арматурой (АФКЗ-65х35), рассчитанной на рабочее давление 35 МПа.

Показатели эксплуатации скважин на проектируемый период приведены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Показатели эксплуатации скважин

Показатели		Годы разработки	
		2028	2029
Ввод скважин	из бурения	12	0
	из консервации	3	0
Действующий фонд добывающих скважин		15	15
Дебит газа, тыс.м³/сут,		77,9	69,1

Обоснование устьевых и забойных давлений, выбор режимов эксплуатации скважин. Обоснование выбора подъемного лифта

Решение задачи по определению и установлению оптимального режима работы скважин, а также выбор необходимого оборудования для его обеспечения связаны с проведением гидродинамических расчетов движения газожидкостного потока в подъемных трубах с условием минимальных потерь давления в стволе скважины при заданном дебите.

По рекомендуемому к реализации варианту скважины на всех объектах должны эксплуатироваться при оптимальном значении забойного давления выше давления конденсации газа, в связи с чем будут создаваться условия движения однофазного потока на башмаке НКТ. При выпадении из потока конденсата возможны осложнения при добыче, связанные с накоплением его на забое, что может привести к снижению дебита газа. Для выявления осложнений такого рода и разработки мероприятий по их предупреждению и устранению, в условиях разработки данного месторождения, необходимо проводить газодинамические исследования для выбора оптимального режима работы скважин.

Согласно проекту, добыча газа на месторождении будет производиться фонтанным способом, обусловленным запасом пластовой энергии и режимом разработки залежи.

Правильность эксплуатации и обеспечение длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальный дебит при возможно меньших гидравлических и технологических потерях. Для создания таких условий фонтанирования необходимо выбрать и обосновать фонтанный подъемник (компоновку лифта) и согласовать работу пласта и подъемника, учитывая проектные параметры (Q_g , P_u , $P_{заб}$, A , B), а также подобрать соответствующее наземное и подземное оборудование.

Кроме того, выбор оборудования и режима работы скважин, для данного месторождения, проводится с учетом выноса с забоя скважины твердых и жидких частиц и возможной минимизации скоростного эрозионного потока.

Для расчета критической скорости выноса жидкости с забоя можно использовать формулу, выведенную на основе статистической обработки экспериментальных данных с учетом промысловых исследований [15].

$$V_{кр} = 10 * (45 - 0,0455 * P_{заб})^{1/4} * P_{заб}^{-1/2}$$

По результатам расчета принимаемая скорость газового потока необходимая для выноса твердых и жидких частиц с забоя составляет на I объекте (горизонт D-3) 1,72 м/с, на II объекте (горизонт C-1) 2,78 м/с, при забойных давлениях $P_{заб} = 19,7$ МПа и 8,3 МПа соответственно.

Поскольку газ в газовой залежи находится под большим пластовым давлением 24,9 МПа на I объекте (горизонт D-3) и 13,3 МПа на II объекте (горизонт C-1), то при вскрытии пласта он способен фонтанировать с большой скоростью. Таким образом, добыча газа на месторождении будет производиться фонтанным способом, обусловленным запасом пластовой энергии и режимом разработки залежи.

На рисунках 6.1.1-6.1.2 приведены графики зависимости скорости потока от дебита газа для забойных (вынос твердых и жидких частиц) условий в НКТ диаметром 60,3 мм, 73 и 89 мм.

Как видно из графика на рисунке 6.1.1 по I объекту (горизонт D-3), при забойном давлении 19,7 МПа твердые и жидкие частицы с забоя скважин в подъемниках с наружным диаметром 60,3 мм, 73 мм и 89 мм будет полностью выноситься при дебитах более 90,3 тыс. м³/сут, 123,2 тыс. м³/сут и 183,1 тыс. м³/сут, соответственно.

На рисунке 6.1.2 по II объекту (горизонт C-1), при забойном давлении 8,3 МПа твердые и жидкие частицы с забоя скважин в подъемниках с наружным диаметром 60,3 мм, 73 мм, 88,9 мм будет полностью выноситься при дебитах более 64,2 тыс. м³/сут, 87,5 тыс. м³/сут, 130,0 тыс. м³/сут.

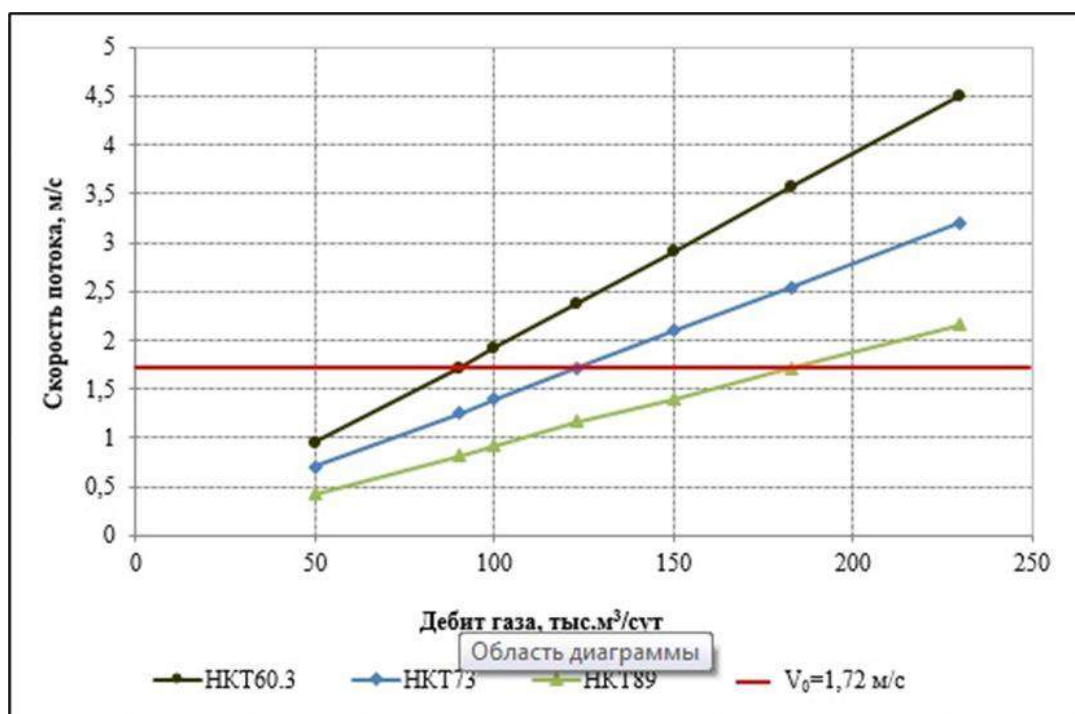


Рисунок 6.1.1 – Зависимость скорости потока от дебита газа для забойных условий в НКТ по I объекту (горизонт D-3)

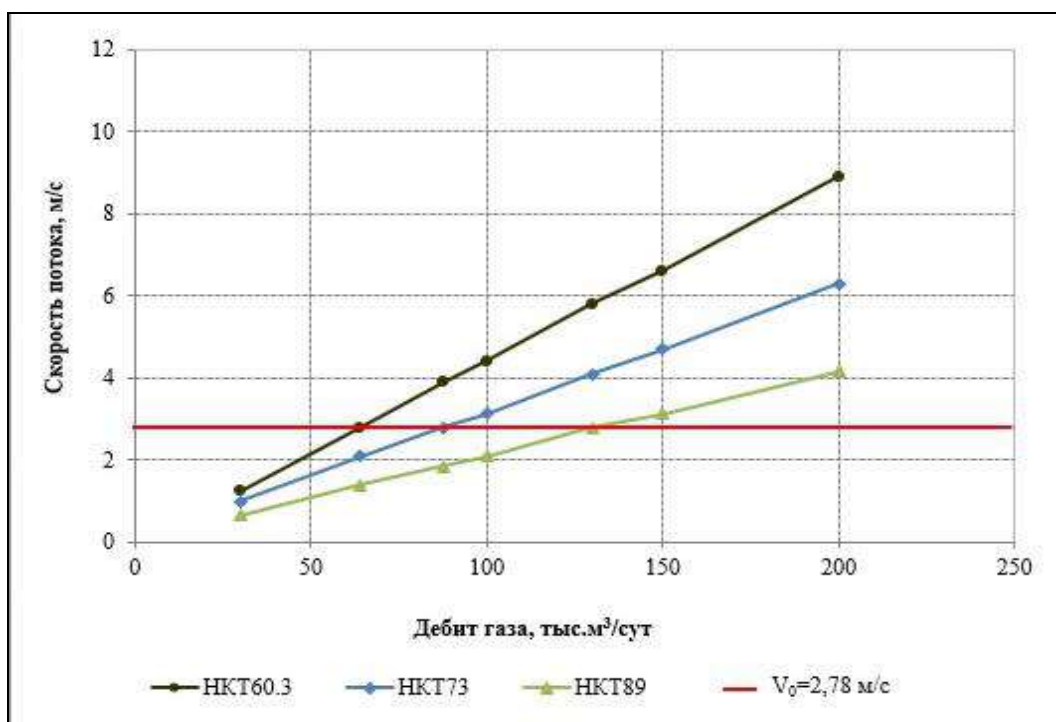


Рисунок 6.1.2 – Зависимость скорости потока от дебита газа для забойных условий в НКТ по II объекту (горизонт C-1)

Поскольку в НКТ с наружным диаметром 60,3 мм создаются более выгодные условия выноса жидкости с забоя (с учетом прогнозных значений дебита газа) следует считать его обоснованным по забойным условиям работы подъемника, но для газовых скважин желательно использовать НКТ с большим внутренним диаметром, так как в этом

случае уменьшается сопротивление восходящего потока, да и спуск 60,3 мм труб даже с высаженными концами на глубину до 2000 м небезопасен, для условий месторождения Придорожное лучше использовать 73 мм НКТ с высаженными наружу концами.

В таблице 6.1.2 приведена предлагаемая компоновка фонтанного лифта с указанием толщины стенок и глубины спуска НКТ.

Таблица 6.1.2 – Компоновка колонны насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Наружный диаметр лифтовой колонны, мм	Толщина стенки НКТ, мм	Глубина спуска НКТ, м
168,3	73	5	На 5 -10 м выше интервала перфорации

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

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (пакер);
- проведение необходимых исследовательских и ремонтных работ;
- проведение в скважинах геолого-технических мероприятий (промывки, физико-химической обработки пласта и НКТ);
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут проводиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб над интервалом перфорации обусловлена тем, что при спуске выше интервала (на разную величину) возможна потеря дебита, поскольку увеличивается на этом участке трение на скольжение и уменьшается скорость потока, особенно в скважинах с невысокими дебитами. При спуске НКТ, перекрывая интервал перфорации, увеличивается возможность повреждения башмака колонны за счет прямого воздействия мехпримесей, поступающих из пласта с флюидом (за счет эрозии скоростного потока). Кроме того, не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забое.

Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования

Устьевое оборудование

Условиям рекомендуемого варианта Проекта и условиям эксплуатации месторождения будет соответствовать фонтанная арматура, рассчитанная на рабочее давление 35 МПа АФ6 – 80х65х350 К2 по ГОСТ 13846-89 или другого типа, соответствующая стандарту API 6A 10000 PSI-WP, например фирм изготовителей «Malbrenque», «Breda» или «FMC».

Арматура должна быть рассчитана для работы в коррозионной среде (по условию H_2S в среднем 1,56% и CO_2 до 3,6%) и обеспечивать соединение клапана-отсекателя, установленного в скважине с системой управления им на поверхности.

Фонтанная арматура должна изготавливаться в антикоррозионном исполнении в соответствии с AISI 4130 с внутренним плакированием наиболее опасных зон легированной сталью 625-UNSN06225, согласно NACEMR 01-75.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия задвижек центральной и отводящих линий), с обеспечением возможности эксплуатации при аварийной ситуации. Панели оборудуются также пневмогидравлическим контуром для управления скважинным клапаном безопасности;
- систему нагнетания химреагентов в скважину, для антикоррозионной защиты внутренней поверхности НКТ и обработки ингибиторами.

Внутрискважинное оборудование

Условия эксплуатации месторождения (большая глубина, значительные продуктивные толшины и сероводородная среда) накладывают определенные условия при выборе подземного оборудования. Потенциальная опасность, связанная с большим содержанием сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2), сравнительно высокими рабочими давлениями, требует установки скважинной системы безопасности. К этой системе относятся клапан - отсекатель и пакер.

Скважины рекомендуется оборудовать клапанами-отсекателями типа КА-114-50K2 для скважинной среды с объемным содержанием CO_2 до 3,6% и H_2S в среднем 1,56 %. Скважины могут быть оборудованы клапанами-отсекателями другого типа (по выбору Недропользователя), с требуемыми техническими параметрами. Клапаны-отсекатели с гидравлическим управлением (с линией управления, расположенной в затрубном пространстве и подключением к системе управления на устье), устанавливаются при помощи замка в посадочном ниппеле на глубине до 200 м от устья, для более удобного их обслуживания и управления ими. Выбор клапана-отсекателя основан на том, что он должен эффективно действовать при возникновении аварийных ситуаций, связанных с неисправностями в подземном и наземном оборудовании, возникновением пожара, уничтожением фонтанной арматуры, а также обеспечивать наименьшие потери скорости потока в стволе скважины.

Надпакерное межтрубное пространство, в целях защиты внутренней поверхности эксплуатационной колонны и наружной НКТ, заполняется жидкостью (желательно, на углеводородной основе), обработанной ингибитором коррозии.

Кроме того, в компоновку подземного оборудования входит вспомогательное оборудование: посадочные ниппели, для установки в них при необходимости глухих

пробок и другого оборудования при проведении технологических операций; направляющая воронка, устанавливаемая на башмаке колонны для фиксации положения приборов и инструментов при проведении исследований и ремонта скважин.

Все оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться в соответствии с условиями работы в агрессивной среде.

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

В процессе разработки месторождения Придорожное возможны осложнения, связанные с:

- Образованием кристаллогидратов.
- Обострением коррозионной ситуации.

Гидратообразование

Основными гидратообразующими компонентами, входящими в состав сырого газа, являются: метан, этан, пропан, бутан, углекислый газ и сероводород. При содержании в газе даже небольшого количества сероводорода температура начала гидратообразования заметно повышается. Несмотря на то, что гидраты являются неустойчивыми соединениями углеводорода с водой, отлагаясь в стволе скважины, в системе сбора и транспорта добываемой продукции приводят к нарушению технологического режима работы скважин и установки комплексной подготовки продукции к транспортировке.

При разработке профилактических мероприятий по предупреждению образования гидратов в работающих скважинах необходимо знать равновесные условия гидратообразования газа заданного состава.

Газ месторождения Придорожное преимущественно метанового состава. Горизонт С1 содержит метана в среднем 84,44% мол. и 69,98% мол. горизонт верхнедевонских отложений, этана в среднем 2,33% мол. и 1,86% мол. соответственно, пропана - 0,28% и 0,15% мол. соответственно, двуокиси углерода CO₂ в среднем - 0,56% мол. и 0,18% мол. соответственно, сероводорода в среднем 1,56% мол. содержит горизонт С-1, в пробах верхнедевонских горизонтов сероводород отсутствует.

Для расчета равновесной температуры гидратообразования по горизонту верхнедевонских отложений применялись универсальные эмпирические уравнения В. Г. Пономарева [16] для природных газов с учетом их содержания углекислого газа CO₂.

Эти уравнения имеют следующий вид:

$$t_p = 18.47 * \lg P_y - B,$$

где: t_p - равновесная температура гидратообразования, °C;

P_y - устьевое давление, МПа;

B - коэффициент, зависящий от приведенной плотности, взят из табличного материала [16].

Приведенная плотность ρ'_r определяется по формуле

$$\rho'_r = \frac{\sum y'_i * \rho_i}{\sum y'_i},$$

где: y'_i , ρ_i - мольная доля и относительная плотность гидратообразующих компонентов газа, соответственно.

Для рассчитанного состава газа и технологических характеристик работы скважин на рисунках 6.2.1 представлены равновесные параметры гидратообразования. Согласно рисунку, работа скважин в гидратном режиме будет осуществляться ниже кривой равновесия в присутствии свободной влаги.

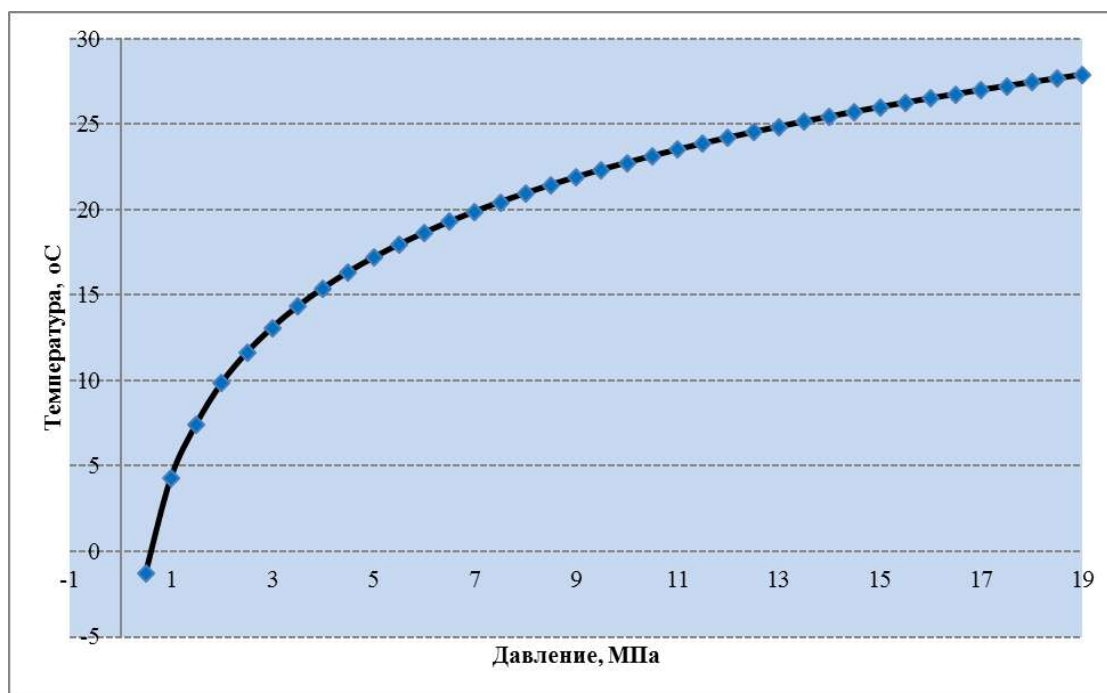


Рисунок 6.2.1 – Равновесные параметры гидратообразования верхнедевонских горизонтов

Расчет равновесной температуры гидратообразования проведены для газа горизонта С₁ (таблица 2.3.2 – 2.3.3), содержащего сероводорода до 6,18% мол. (среднее значение 1,89%) и 0,53% углекислого газа.

Согласно экспериментальным исследованиям [17] температура гидратообразования газовой смеси с содержанием сероводорода и двуокиси углерода определяется выражением:

$$T_2 = T_{CH_4} + \Delta T$$

где: T_{CH_4} – температура гидратообразования чистого метана при заданном давлении, °C;

ΔT – повышение температуры образования гидратов в смеси CH₄-H₂S-CO₂ по сравнению с чистым метаном, °C.

Аналитическая зависимость для расчета параметров гидратообразования метана определяется по формуле:

$$T_{CH_4} = \frac{273,15 \times (lgP - 0,415)}{13,71 - lgP}$$

Величина повышения температуры образования гидратов в смеси по сравнению с чистым метаном описывается уравнением:

$$\Delta T = \frac{Z}{(a + bZ)}$$

где: Z – объемное суммарное содержание H₂S и CO₂ в смеси, %;

a, b – коэффициенты, зависящие от значения параметра C , определяются по рисунку 3.12 [2]:

$$C = \frac{Z_{H_2S}}{Z_{H_2S} + Z_{CO_2}}$$

где: Z_{H_2S}, Z_{CO_2} – объемное содержание компонентов в смеси, %.

Задаваясь величиной давления, рассчитываем и строим равновесную кривую гидратообразования газа (рис.6.2.2).

Область существования гидратов на представленных графиках располагается ниже кривой гидратообразования.

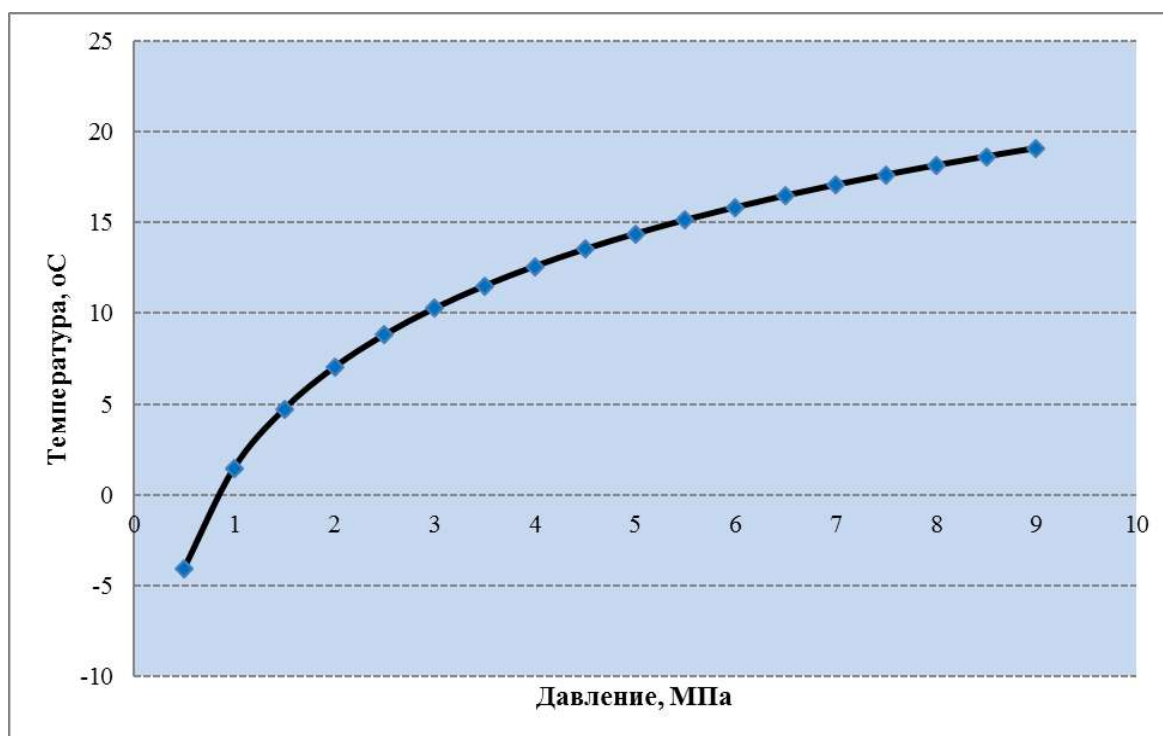


Рисунок 6.2.2 – Равновесные параметры гидратообразования горизонта С-1

Вероятность образования гидратов наиболее высока в местах, где имеются местные сопротивления, т.е. в местах установки клапанов различного назначения и запорной арматуры. В случае образования гидратов для их удаления используются прогрев оборудования до полного разрушения гидратов, либо закачка метанола.

Для предупреждения процесса гидратообразования в мировой практике широко используется способ введения в поток газа спиртов или гликолей.

Метод ввода ингибиторов в поток добываемой продукции эффективен, как при борьбе с гидратами в стволе скважин, так и при предупреждении их образования в промысловой системе сбора и подготовки газа.

По результатам расчета равновесной температуры гидратообразования по горизонту верхнедевонских отложений рекомендуется предусмотреть стационарные установки по вводу ингибиторов гидратообразования.

Защитные мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией в системах добычи, сбора, транспорта и подготовки продукции

Сырой газ месторождения Придорожное характеризуется сложным составом со значительным содержанием коррозионно-агрессивных компонентов. В состав пластовой газовой смеси входят кислые газы, в том числе CO_2 – в среднем 0,18-0,56%, горизонт С-1 содержит H_2S – в среднем 1,56%.

Коррозионное растрескивание под действием растягивающих напряжений в сероводородсодержащей среде в трубах, работающих под давлением, представляет серьезную проблему.

В связи с тем, что H_2S будет присутствовать в большинстве технологических установок выбор материалов для оборудования и трубопроводов рекомендовано проводить в соответствии с требованиями СТ РК ИСО 15156-1,2,3-2011 [18].

Технологические факторы, влияющие на степень коррозионной угрозы

Содержание кислого газа двуокиси углерода (CO_2) – в компонентных составах проб газа составляет в среднем 0,18 мольных % (до 0,58%) на верхнедевонских горизонтах и 0,56 мольных % (до 3,6%) горизонта С-1.

Оценку степени коррозионного воздействия на углеродистые стали (УС) скважин и наземного оборудования определяют по парциальному давлению – pCO_2 .

При максимальных пластовых давлении 24,9 МПа на верхнедевонских горизонтах и 13,3 МПа горизонта С-1, парциальное давление углекислого газа CO_2 составит до 0,144 МПа на верхнедевонских горизонтах и до 0,479 МПа на горизонта С-1.

Степень углекислотной коррозии можно оценить в соответствии с классификацией АНИ, парциальное давление $p(CO_2)$ которого не должно превышать 0,048 МПа.

На месторождении Придорожное степень углекислотной (CO_2) коррозии оценивается, как высокая.

Присутствие сероводорода (H_2S) в компонентном составе проб газа горизонта С-1 создаст среду для образования коррозии с водородным растрескиванием под напряжением в сероводородсодержащей газоконденсатной среде. Эти механизмы не создают проблем общей потери материала, связанной с CO_2 , но являются во многом более серьезными, поскольку они могут привести к быстрому разрушению.

При максимальных пластовых давлениях 13,3 МПа на горизонт С-1 и содержании сероводорода в среднем 1,56 %, парциальное давление сероводорода H_2S составит 2,07 МПа.

Коррозия под воздействием H_2S начинается при превышении порога парциального давления сероводорода в увлажненном газе в 0,0003 МПа.

Степень сероводородной (H_2S) коррозии оценивается, как высокая.

Пластовые воды верхнедевонских песчаников, с которыми связана газовая залежь исследовались по пробам воды со скважины 6.

Минерализация пластовых вод верхнедевонских горизонтов в среднем составляет 182,6 г/л. Тип воды по химическому составу представляют собой хлоркальциевый.

По компонентному составу и степени воздействия пластовые воды должны вызывать общую и локальную виды коррозии.

Рекомендуемый комплекс противокоррозионных мероприятий

Комплекс противокоррозионных мероприятий включает в себя:

1. **Обеспечение надежной эксплуатации промышленного оборудования месторождения:**

- оборудование скважин и все действующее оборудование изготавливается из материалов, устойчивых к коррозионному растрескиванию в соответствии с требованиями СТ РК ИСО 15156-1,2,3-2011 [18].
- Промысловые газопроводы оборудовать камерами пуска и приема очистных устройств.
- Конструкции участков промышленных трубопроводов не должны допускать возможность образования застойных зон, способствующих накоплению осадков, а также вызывать процессы коррозионной эрозии.
- Для повышения надежности работы шлейфов, промышленных и магистральных газопроводов рекомендуется проводить периодическую очистку внутренней поверхности трубопроводов с помощью очистных устройств.
- Возникновение коррозии возможно в условиях выноса из пласта механических примесей и введения кислородсодержащих жидкостей в скважины, или в условиях проникновения кислорода воздуха в системы сбора и подготовки газа.
- Использование эффективных ингибиторов коррозии в сочетании с рациональной технологией ингибиторной защиты.
- Надпакерное межтрубное пространство, в целях защиты внутренней поверхности эксплуатационной колонны и наружной НКТ, заполняется жидкостью (желательно, на углеводородной основе), обработанной ингибитором коррозии.

2. **Мониторинг коррозии:**

- визуальный осмотр и оценку коррозионного состояния подземного оборудования скважин в процессе КРС с регистрацией результатов осмотра;
- периодический гравиметрический или др. контроль скорости коррозии сточной воды и др. по отношению к УС;
- периодический анализ физико-химических характеристик сточной, и пластовой воды с обязательным проведением анализов на содержание в воде СВБ, H₂S, кислорода, органических кислот, Fe²⁺, Fe³⁺ и др.;

- регистрацию случаев коррозионного износа и отказов оборудования и трубопроводов с подробным описанием или фотографированием повреждения.

3. *Защита от коррозии подземного и наземного газопромыслового оборудования:*

- Пассивная защита. Заключается в нанесении на поверхность трубы защитного изоляционного покрытия на основе битума, полимерных лент или напыленного полимера. Изоляционные покрытия должны обладать сплошностью, высокой диэлектрической способностью, адгезией, механической прочностью, водонепроницаемостью, эластичностью, биостойкостью, термостойкостью, долговечностью и недефицитностью. Пассивная защита не может оставаться эффективной на весь период эксплуатации трубопровода. Поэтому через некоторое время (6-10 лет) сооружают катодную или протекторную (активную) защиту трубопроводов.
- Введение в металл компонентов, повышающих коррозионную стойкость. Метод применяется на стадии изготовления металла. Одновременно из металла удаляются примеси, понижающие коррозионную устойчивость.
- Введение ингибиторов коррозии для дезактивации агрессивной среды.
- Активная защита, а именно катодная, протекторная и электродренажная защита. При активной защите процессы коррозии переносятся с трубопровода на заземляющие устройства (аноды).

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

На дату составления Проекта фонд состоит из 3-х скважин, находящихся в консервации, система сбора и подготовки продукции отсутствует.

6.3.1 *Рекомендации по системе внутрипромыслового сбора и промышленного транспорта газа*

Добытый сырой газ из скважин по выкидным шлейфам различной протяженности (от 300 до 2900 м) будет поступать на газосборный пункт (ГСП). На каждой выкидной линии будет предусмотрен замер температуры газа, а также буферного и затрубного давлений.

На ГСП предусматривается переключение каждой скважины с помощью запорной арматуры на блок тестового (замерного) сепаратора для замера объема продукции, исходя из расчета: не менее трех замеров ежедневно.

Сырой газ с ГСП будет собираться в общий коллектор, и отправляться на подготовку на УКПГ.

Данным Проектом по рекомендованному варианту разработки предусмотрено:

- 2028 г. – ввод из бурения 12-ти добывающих скважин, из консервации – 3-х скважин. Общий фонд добывающих скважин составит 15 единиц.

При проектировании системы сбора продукции скважин и внутрипромыслового транспорта на месторождении и в связи с наличием H_2S выбор материалов для оборудования и трубопроводов рекомендовано проводить в соответствии с требованиями СТ РК ИСО 15156-1,2,3-2011 с учетом комплекса противокоррозионных мероприятий, описанных в разделе 6.2.

Проектирование обустройства системы сбора и транспортировки продукции провести с учетом утвержденных технологических показателей разработки месторождения (раздел 4.1).

Рекомендуется предусмотреть программу химизации подготовки продукции, с целью установки на устье скважин возможности дозирования ингибитора гидратообразования и аналогичных устройств.

6.3.2 Рекомендации по техническому обеспечению схемы подготовки газа

На месторождении Придорожное планируется построить блочное УКПГ с суточной производительностью 850-1000 тыс. m^3 /сут, годовой производительностью 350 млн. m^3 /год.

Технологическими решениями будет предусмотрена очистка газа от мехпримесей и жидкости, осушка газа. Кроме того, будут предусмотрена сероочистка и регенерация амина, производство серы, очистка газа от азота, выделение гелия из сырого газа.

Согласно требованиям в области промышленной безопасности на все объекты должны быть разработаны Технологические регламенты. Предприятие несет полную ответственность за обеспечение надежности, технической и экологической безопасности объекта. Технологический регламент разрабатывается проектной организацией и пересматривается при изменении в технологии и аппаратурном оформлении.

Принципиальная технологическая схема установки комплексной подготовки газа (УКПГ) представлена на рисунке 6.3.1.

Поток газа поступает на приемный сепаратор рабочим объемом, после прохождения предварительной очистки в сепараторе газ через приемную дожимную компрессорную станцию (ДКС) подается на установку очистки газа (УОГ). ДКС будет включаться автоматически при падении входного давления потока ниже допустимого значения.

Блок сероочистки и регенерации амина

В составе сырого газа II-го объекта эксплуатации содержатся кислые компоненты (H_2S и CO_2), поэтому поток газа после прохождения предварительной очистки будет направляться на блок сероочистки и регенерации амина.

Очистка сырого газа от сероводорода может осуществляться разными методами. Анализ мировой практики, накопленной в области очистки сырого газа, показывает, что основными процессами для обработки больших потоков газа являются абсорбционные с использованием химических и физических абсорбентов и их комбинации. Окислительные и адсорбционные процессы применяют, как правило, для очистки небольших потоков газа, либо для тонкой очистки газа.

На установке (блоке) сероочистки и регенерации амина, процесс очистки осуществляется следующим образом (рисунок 6.3.2). Газ под давлением поступает в нижнюю часть (I) абсорбера (1), где происходит предварительная сепарация его от жидкости. Отсепарированный газ проходит затем тарелки абсорбера (1а), на которые сверху (1б) подают регенерированный моноэтаноламин (МДЭА). Поглощая H_2S и CO_2 , он перетекает в низ абсорбера, а очищенный газ через верхний патрубок (II) поступает в газопровод транспортирующий газ на осушку. Насыщенный сероводородом и углекислым газом МДЭА из нижней части абсорбера поступает в экспанзер (4), который используется при высоких давлениях абсорбции (2-7 МПа) для отделения газов, растворенных в воде под давлением, а после в теплообменник (5), где предварительно нагревается горячим регенерированным МДЭА. Затем насыщенный МДЭА поступает в пароподогреватель - ребойлер (10), из которого с температурой $125^{\circ}C$ разливается на тарелки (6а) десорбера (6), где поддерживается нормальное давление.

Избыток воды и растворенные в МДЭА сероводород и углекислый газ при этой температуре на тарелках в десорбере (6а) быстро испаряются и выходят через верх десорбера в холодильник (7) и затем в сепаратор (8). Здесь происходит конденсация паров моноэтаноламина, а кислые газы - H_2S и CO_2 , поступают на специальные установки (III) для получения из сероводорода элементарной серы.

Регенерированный метилдиэтаноламин (МДЭА) вновь подается насосом (9) на тарелки (1а) абсорбера (1), проходя через теплообменник (5), емкость для регенерированного амина (2) и холодильник (3).

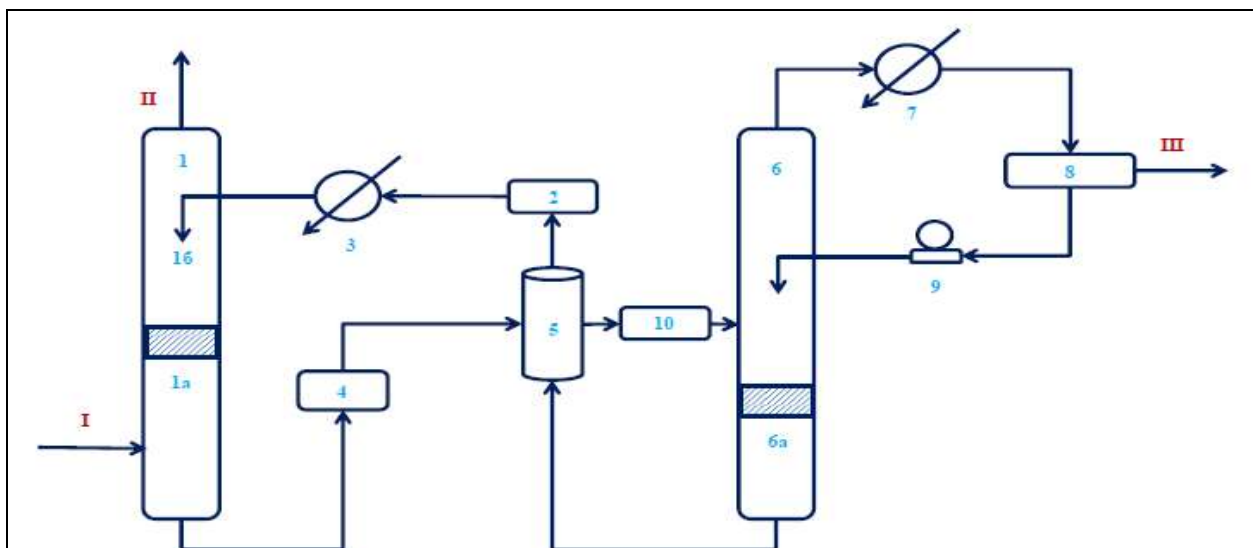


Рисунок 6.3.2 - Принципиальная схема работы установки очистки газа от сероводорода и регенерации амина

Абсорбционный метод очистки МДЭА дает 99 % очистки от сероводорода.

В качестве примера предлагается техническая характеристика блока сероочистки (таблица 6.3.1).

Таблица 6.3.1-Технические характеристики блока очистки газа от сероводорода

Рабочая среда	сырой газ
Производительность по газу, тыс.м³/сут	1 000
Содержание сероводорода (H ₂ S) в сыром газе, %	среднее значение 1,56%
Степень очистки газа, %	99
Параметры потока газа на входе в установку	
- температура, °C	от «минус» 10 до «плюс» 50
- давление, МПа (изб.)	10
Параметры потока газа на выходе из установки	
- температура, °C	от «плюс» 30 до «плюс» 40
- давление, МПа (изб.)	~10
- содержание сероводорода (не более), г/м³	0,02
Характеристика установки	
Метод утилизации кислого газа	окисление сероводорода до серы (метод Клауса)
- габаритные размеры (ДхШхВ), м	4х7х6
- установленная мощность (380В, 50Гц), кВт	3-8
- масса, т	7-19
Температура окружающей среды	от «минус» 60 до «плюс» 50
Количество удаляемого из газа сероводорода, кг/час	1 141
Потери давления газа, МПа	0,3
Оптимальная массовая доля МДЭА, %	45-50
Расход МДЭА, м³/час	50
Потери МДЭА, кг/сут	0,5
Количество газа на выходе, тыс.м³/сут	9 500
Количество сероводорода (H ₂ S) на выходе, тыс.м³/сут	2 740

Блок осушки газа

Поступающий на осушку газ проходит через теплообменник осушенного газа, где охлаждается до минус 20°C в низкотемпературный газовый сепаратор, затем направляется под нижнюю тарелку абсорбера. Концентрированный раствор гликоля подается сверху и спускается по тарелкам вниз. Подготовленный и осушенный до товарного качества газ из низкотемпературного сепаратора подогревается в теплообменнике сырым газом, поступающим на осушку, до температуры «плюс» 5-8°C и направляется в установку (блок) очистки газа (УОГ) от азота (N₂).

Скопившийся в низкотемпературном сепараторе насыщенный водой ДЭГ автоматически отводится в блок регенерации ДЭГ.

Насыщенный водой ДЭГ из аппарата низкотемпературной сепарации поступает в кожухотрубчатый теплообменник, где подогревается обратным потоком регенерированного ДЭГ и поступает на установку регенерации.

Насыщенный ДЭГ из теплообменника с температурой «плюс» 70-80°C поступает в фильтры жидкости для очистки от механических примесей и далее в теплообменник-испаритель, в котором насыщенный ДЭГ нагревается до температуры «плюс» 155-165°C, регенерируется до концентрации 87-93% масс., далее поступает с водяными парами на вход сепаратора. Температура начала разложения ДЭГ составляет «плюс» 164°C. В сепараторе отбивается капельная жидкость (регенерированный ДЭГ), а водяной пар выводится из верхней части аппарата, температура рабочей среды в аппарате «плюс» 153-162°C. Водяной пар из сепаратора конденсируется в аппарате воздушного охлаждения, отделяется в конденсатосборнике и далее сбрасывается в дренажную емкость, оставшиеся летучие газы выветриваются на свечу рассеивания.

Для нагрева насыщенного ДЭГ используется в качестве нагревателя органическое масло, которое нагревается в газовом котле до температуры 163-168°C и контролируется датчиком температуры.

Регенерированный и охлажденный в теплообменнике до температуры «плюс» 70-80°C ДЭГ поступает на прием насосов дозаторов.

В качестве примера предлагается техническая характеристика установки осушки газа (таблица 6.3.2).

Глубина осушки газа от влаги существенно зависит от концентрации гликоля на входе в абсорбер, т.е. от степени регенерации гликоля. Однако термическая десорбция воды не позволяет достичь концентрации выше 97% из-за того, что при температурах «плюс» 164°C диэтиленгликоль (ДЭГ) начинает разлагаться.

Максимальная (теоретическая) степень регенерации ДЭГ составляет 96,7%.

Таблица 6.3.2 – Технические характеристики установки осушки газа

Рабочая среда	сырой газ
Производительность по газу, тыс.м³/сут	~1000
Содержание углекислого газа в сыром газе, %	0,18-0,56
Степень очистки газа, %	99
Параметры потока газа на входе в установку	
- температура, °C	«минус» 20
- давление, МПа	10
Потери давления газа, МПа	0,3
Оптимальная массовая доля ДЭГ	96-98,5
Расход ДЭГ, л/ч	30-35

Блок производства серы

В составе установки по производству серы по методу Клауса должно быть предусмотрено следующее оборудование: сепаратор; воздуходувка; котлы-утилизаторы; реакторы; печи; сборник жидкой серы; дымовая труба.

Для хранения и отгрузки готового продукта необходимо предусматривать специальную площадку с соответствующим оборудованием. Площадку целесообразно располагать на территории установки получения серы с возможностью подъезда автотранспорта и с соблюдением необходимых мер пожарной безопасности.

Клаус-процесс, основанный на подаче всего потока кислого газа в реакционную печь вместе со стехиометрическим количеством воздуха, необходимого для сжигания одной трети сероводорода в диоксид серы, превращении две трети сероводорода в реакционной печи и каталитических реакторах в серу, получил название модифицированного процесса Клауса с прямым потоком, или полнопроходной установки получения серы методом Клауса.

Принципиальная схема установки получения элементарной серы методом Клауса представлена на рисунке 6.3.3.

Кислые газы, пройдя сепаратор, где отделяется на сепарационных элементах капельная влага, насыщенная сероводородом и содержащая следы растворителя со стадии десорбции процесса извлечения H_2S из сырьевого газа, поступают на сжигание в горелку или несколько горелок реакционной печи – реактор-генератор со встроенным котлом-утилизатором.

Реакционная камера представляет собой стальное, цилиндрическое сооружение, наружным диаметром около 4000-4500 мм, длиной 6,5-7,5 м. Она имеет два устройства: для сжигания кислого газа и для сжигания топливного газа. Горелка конструктивно выполнена как цилиндр, приваренный касательно к цилиндру реакционной печи, то есть в реакционную печь смесь воздуха и кислого газа и продукты сгорания вводятся тангенциально.

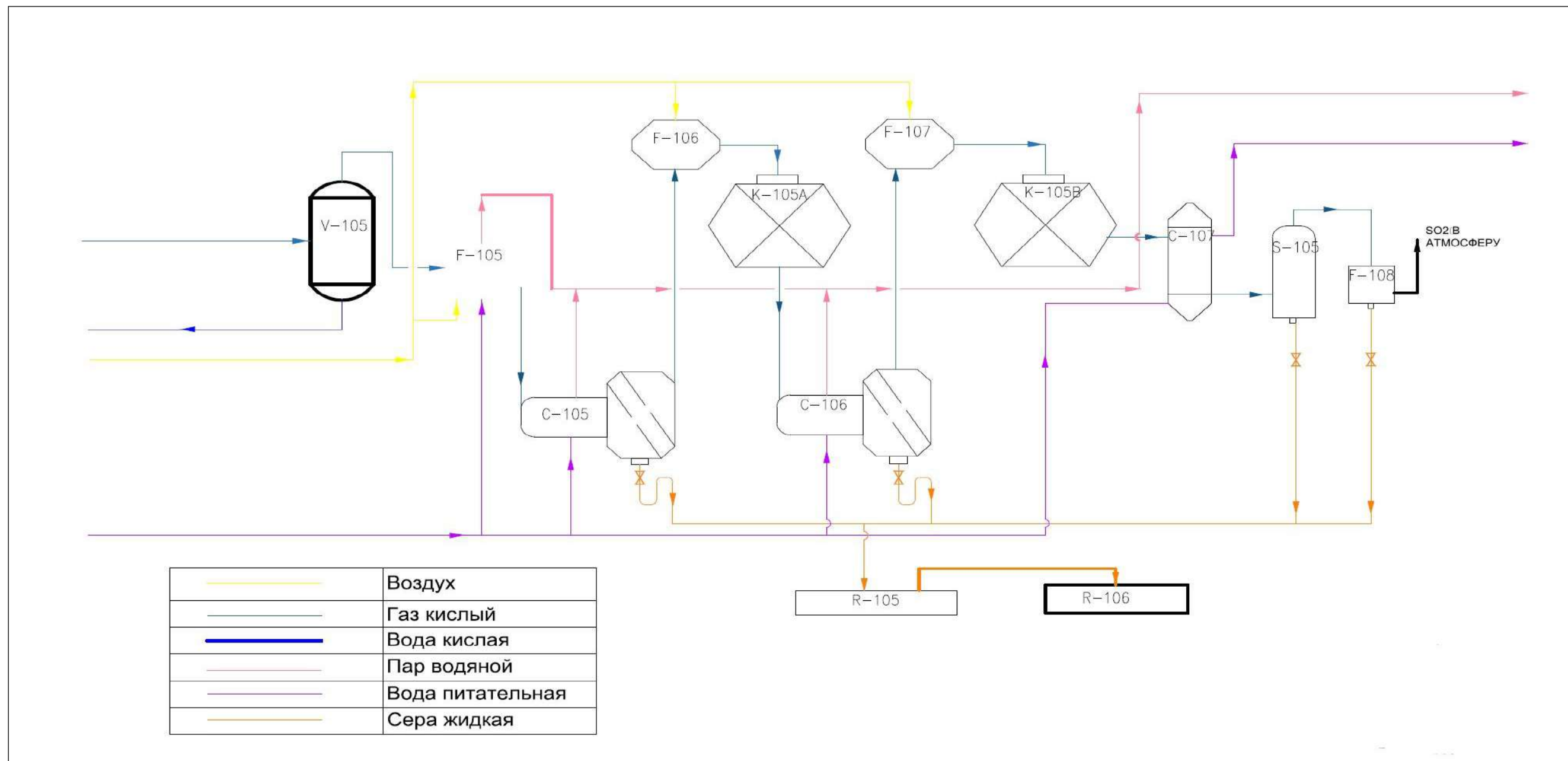


Рисунок 6.3.3 - Принципиальная схема установки получения элементарной серы методом Клауса

Работа термической ступени, как и всей установки производства серы методом Клауса, в значительной мере определяются конструкцией горелки и временем пребывания газов в реакционной печи, которое должно быть в пределах 0,5-2,0 сек. При более быстром прохождении газа через реакционную печь снижается общий выход, получаемый на установке серы, и возникают трудности, связанные с эксплуатацией установки.

Котел-утилизатор состоит из конвективного трубного пучка и барабана котла, корпуса которых соединены друг с другом шестью трубами ($D = 114$ мм) для перетока воды из барабана в корпус пучка и двенадцатью трубами ($D = 114$ мм) для отвода пароводной смеси из корпуса пучка в барабан. В корпусе пучка для осмотра поверхности трубок и контроля за отложениями на нагревательной поверхности имеются: один люк диаметром 450 мм и 5 лючков диаметром 150 мм.

К горелкам реакционной печи воздуходувкой подается атмосферный воздух в соотношении, позволяющем сжечь одну треть поступившего кислого газа до SO_2 . При этом стараются обеспечить полное использование кислорода в реакционной печи.

Температура в реакционной печи зависит от концентрации H_2S в кислом газе и от соотношения подаваемого воздуха к кислому газу и для полнопроходных установок составляет, как правило, «плюс» 1200-1600°K.

Давление в реакционной печи устанавливается в зависимости от сопротивления трубопроводов, слоев катализатора, установки доочистки остаточных хвостовых газов и, как правило, принимается ниже 0,07 МПа с тем, чтобы на тракт газов не распространялись «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Другим фактором ограничения давления в реакционной печи является применение для слива жидкой серы в открытые емкости так называемых гидрозатворов, не позволяющих газам выходить в атмосферу при свободном сливе жидкой серы из аппаратов.

С другой стороны, давление в тракте газов должно быть максимальным, так как снижение давления требует увеличения размеров оборудования и диаметров трубопроводов. Давление в печи реакции зависит также от уровня давления в системах регенерации растворителей, предшествующего извлечению кислых газов. Как правило, давление в реакционной печи составляет 0,040-0,069 МПа и постепенно увеличивается в процессе эксплуатации установки в зависимости от содержания углеводородов, аммиака или цианидов в кислом газе.

Газы после котла-утилизатора, в котором генерируется пар высокого или среднего давления, поступают в конденсатор-коагулятор (конденсатор-генератор). В нем

происходит конденсация серы за счет охлаждения реакционного газа до 450-460°K кипящей в межтрубном пространстве конденсатора, водой. Тепло конденсации парообразной серы используют для получения пара низкого давления (0,4-0,6 МПа).

Расширенная часть конденсатора является коагулятором капельной серы. Коагулятор работает при низких скоростях газов, проходящих сквозь насадку, состоящую из пакетов сеток, сера коагулируется и стекает в нижнюю часть сосуда, откуда выводится в гидрораствор.

Конденсаторы-коагуляторы обычно представляют собой кожухотрубные многоходовые теплообменники (до четырех ходов в одном корпусе).

Тепловая нагрузка и давление пара в конденсаторе серы значительно ниже по сравнению с головными котлами-утилизаторами. Это позволяет значительно снизить требования к конструкции трубных решеток и трубным соединениям. Обычно трубные соединения конденсаторов вальцуют, герметично обваривают и затем вновь вальцуют. Никаких защитных покрытий не применяют.

При снижении мощности установок необходимо поддерживать массовую скорость газового потока на уровне, достаточном для предотвращения появления серного тумана. В противном случае жидкая сера не может быть полностью отделена от технологического газа в конденсаторе.

Конденсаторы серы оборудуются совмещенными коагуляторами, представляющими собой пакет (100-250 мм толщиной) сеток с ячейками от 0,25 до 4 мм, установленный в выходной камере горизонтально или наклонно. Для обеспечения полного стока скоагулировавшейся серы после внезапной остановки процесса вдоль пакета располагают паровой змеевик.

Газы поступают далее в промежуточную печь, в которой за счет полного сжигания до SO₂ части H₂S кислого газа, температура повышается до 500-520°K, и направляется на катализатор в первый каталитический реактор. Ввод газов в реактор осуществляется сверху двумя-тремя трубопроводами, обеспечивающими равномерное распределение потока в слое катализатора. Здесь протекает взаимодействие и окисление H₂S и SO₂ с образованием серы, а также гидролиз COS и CS₂, образовавшихся в реакционной печи при сжигании исходного кислого газа в присутствии углеводородов и диоксида углерода. Реакция между H₂S и SO₂ является изотермической, в результате чего температура газа на выходе из первого каталитического реактора повышается до 600-640°K.

Печь подогрева технологического газа устанавливают перед каталитическими реакторами для повышения температуры газов до оптимальной.

Корпус печи изготавливают из стали типа Ст. 20. Обечайку горелки изготавливают из жаропрочной хромистой стали, дополнительно легированной кремнием для повышения стойкости к среде, содержащей H_2S . Горелка изнутри зафутерована огнеупорным бетоном толщиной 75 мм.

Важнейшим фактором стабильной работы печи подогрева является расположение ввода в нее технологического газа, который должен быть как можно близко к фланцу крепления горелки, в противном случае обечайка перегревается, корпус печи теплоизолируется.

Каталитические реакторы установок получения серы методом Клауса представляют собой вертикальные или горизонтальные полые сепараторы. Их число и объем зависят от мощности установки по кислому газу, качества применяемого катализатора и требуемой заданием на проектирование степени извлечения серы. Каталитический реактор на 90% заполняет катализатором типа $\gamma-Al_2O_3$ на основе активированного оксида алюминия – очень гигроскопичен, и катализатором марки CRS-31 - активен и стоек к сульфатированию.

В большинстве каталитических реакторов процесс построен таким образом, что через каждый кубический метр объема катализатора проходит 57-104 моль сырьевого кислого газа в час. Обычно ниже слоя катализатора для предотвращения утечек укладывают слой шаров из оксида алюминия диаметром 75-150 мм, плотностью около 800 кг/м. На него укладывают слой (20-60 мм) шаров меньшего диаметра плотностью 1300-1600 кг/м³. Аналогичные слои насыпают на поверхность катализатора для равномерного распределения газа по слою. Как правило, используют керамические шары.

Материал опорных решеток и сетки, на которых располагается катализатор, выбирают с учетом максимальной температуры и среды.

Газы из первого реактора направляются во второй конденсатор-коагулятор, где так же, как и в первом, за счет тепла конденсации парообразной серы и охлаждения до 440-460⁰К, кипящей водой генерируется пар низкого давления и коагулируются капельки серы, стекающей в нижнюю часть аппарата и затем поступающей в гидрозатвор. Далее газы вновь нагреваются до 490-510⁰К за счет смешения с продуктами сгорания топливного или кислого газа и идут во второй реактор, заполненный катализатором. За счет выделения тепла при катализаторе газы на выходе из реактора имеют температуру 520-530⁰К, при которой поступают в конденсатор-экономайзер, служащий в качестве концевого холодильника (температура на выходе 400-410⁰К). В межтрубном пространстве конденсатора-экономайзера нагревается питательная вода котлов-утилизаторов.

Конденсатор-экономайзер представляет собой горизонтальный, газотрубный, с принудительной циркуляцией аппарат, предназначен для нагрева питательной воды котлов-утилизаторов. Он состоит из входной и выходной газовых камер, и газотрубного барабана.

Далее газ после сероуловителя поступает в печь дожига, где содержащийся в газе H_2S , CS_2 (сероуглерод) и COS (серооксид углерода), и пары серы при температуре 820-1000⁰K сжигаются до SO_2 (оксид серы) и через дымовую трубу (факел) выбрасываются в атмосферу.

Сера из гидрорастворов в жидком состоянии сливается в приемный резервуар из бетонной конструкции под землей, откуда насосом откачивается периодически в емкости дегазации жидкой серы.

Хвостовой газ с установки Клауса поступает на очистку для окончательного отделения серы на 99,5% (гарантированный минимум 99,4%). При расчете производства серы учитывались потери серосодержащего пара на последней стадии обработки при сжигании в печи перед дымовой трубой.

Полученная жидкая сера дегазируется на установке производства серы в комовую серу.

Технология ее получения очень проста: жидкая сера по обогреваемому трубопроводу поступает на склад комовой серы, который представляет собой бетонированную площадку для заливки серных блоков. Застывшие блоки высотой 1-3 метра затем разрушают на куски с помощью ковшовых экскаваторов и транспортируют заказчику в твердом виде. Имеется ряд усовершенствований этой технологии: новую заливку проводят на застывшем блоке, используя специальные щиты из алюминия или дерева, это позволяет иметь склады серы высотой 10-15 метров. Затем, чтобы обеспечить удобство при отгрузке и транспортировании, гранулируется на установке формирования серы.

Гранулированная сера производится методом распыления расплава частиц серы на охлажденные затвердевшие частицы серы до получения плотных сферических твердых гранул. Частицы расплавленной серы охлаждаются в барабане, с последующим нанесением на них новых слоев частиц расплавленной серы, и охлаждением до получения гранул. Сера, получаемая подобным способом, будет содержать до 0,5% мелкой взвеси.

В соответствии с прогнозными технологическими показателями разработки максимальное суточное производство серы составит 11,5 т.

При хранении и транспортировке серы руководствуются ГОСТ 127.1-93 «Сера техническая. Технические условия».

При обращении с серой руководствуются «Правилами обращения с серой технической газовой», утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 22 июля 2021 г. № 266. В пункте 13 данных правил прописано, что при хранении Серы на территории объекта оператора 1 категории соблюдаются следующие требования:

- поверхность напольного покрытия - водонепроницаемая и устойчивая к химическим воздействиям и имеет уклон для сбора проливов в приемнике;
- территория изолирована, огорожена;
- помещение имеет отверстия для постоянной вентиляции (воздухозаборник или примитивная система вентиляции);
- помещения оборудуется средствами пожаротушения, системами автоматической пожарной сигнализации, молниезащитой;
- вблизи не допускается хранение или складирование пожароопасных материалов (древесина, топливо), а также продовольствия.

При разработке проекта нормативов размещения серы в открытом виде на серных картах руководствоваться «Методикой разработки проекта нормативов размещения серы в открытом виде на серных картах», утвержденной приказом МЭГПР № 281 от 30 июля 2021 г.

Блок очистки газа от азота

После очистки от сероводорода, углекислого газа, а также осушки, поток газа направляется на установку очистки газа (УОГ) от азота (N_2).

Для очистки газа от азота рекомендуется использование метода низкотемпературной сепарации (НТС). Установки НТС достаточно просты в эксплуатации и техническом обслуживании, тем самым возможно использования технического персонала средней квалификации, низкие капитальные расходы и эксплуатационные затраты, особенно в начальный период эксплуатации при наличии свободного перепада давления, легкость регулирования технологического процесса и его автоматизации в условиях газопромысла, возможность постепенного дополнения, развития технологий при снижении пластового давления и, соответственно, уменьшения свободного перепада давления.

После осушки, поток сухого газа поступает в первый холодильник, где охлаждается до «минус» $30^{\circ}C$, далее – во второй холодильник. Газ во втором холодильнике

охлаждается уже до температуры «минус» 110°C обратными газовыми потоками. Далее, газ поступает в низкотемпературный сепаратор, где азот кипит при температуре «минус» $200\text{--}205^{\circ}\text{C}$. Здесь же конденсированный (жидкий) азот собирается и периодически выводится. Часть азота (можно предусмотреть) идет на охлаждение низкотемпературного сепаратора.

Сухой газ выводится с установки.

Если возникнет необходимость утилизации жидкого азота сторонним организациям нужно предусмотреть резервуары для хранения конденсированного (жидкого) азота. Рынок предлагает стационарные криогенные резервуары без давления объемом до 5000 м^3 . С учетом технологических показателей разработки и учитывая объемы выработки жидкого азота предлагается иметь два резервуара объемом до 1000 м^3 каждый.

Блок по выделению гелия из сырого газа

Производство гелия из сырого газа можно осуществлять нижеследующими способами:

- **Получение гелия абсорбцией фторсодержащими соединениями.** Метод основан на высокой поглотительной способности фторсодержащих соединений (CCl_3F , CCl_2F_2 и др.) по отношению к компонентам сырого газа, кроме самого гелия.
- **Получение гелия гидратообразованием.** Метод основан на неспособности гелия при пониженных температурах и повышенных давлениях образовывать кристаллогидраты, в то время как другие компоненты газа (легкие углеводороды, диоксид углерода, сероводород, азот) кристаллогидраты образуют. Однако существенным недостатком этого процесса является большая потребность в воде, т.к. соотношение поступающих в контактор воды и сырого газа по массе должно быть в пределах от 20:1 до 100:1.
- **Получение гелия мембранной технологией.** Метод рассматривается как один из альтернативных и перспективных. Он основан на высокой способности гелия проникать через мембраны и капилляры, причем такая технология обладает низкой энергоемкостью по сравнению с другими методами. Материалом, из которого изготавливают капилляры, может являться кварцевое стекло, хорошо пропускающее гелий и плохо – другие компоненты сырого газа. Процесс проводят при температурах от -5 до $+25^{\circ}\text{C}$, перепад давления на мембране достигает $2,5\text{--}3,5\text{ МПа}$ и выше, содержание гелия в получаемом концентрате составляет $80\text{--}90\%$ об. Мембранный метод достаточно эффективен при небольших количествах перерабатываемого сырья. В настоящее время научно-исследовательские и опытно-промышленные работы по мембранной технологии получения гелия весьма интенсивно продолжаются.

- **Криогенный способ получения гелия.** Метод наиболее распространен и основан на последовательной конденсации компонентов сырого газа при понижении температуры. На криогенных установках получают гелий-сырец или гелиевый концентрат с содержанием гелия 50–85% об., который затем для получения высокочистого гелия (до 99,995% об.) подвергают химической, адсорбционной или каталитической очистке. Существует два варианта технологических схем криогенных установок, представленных на рисунках 6.3.4 и 6.3.5.

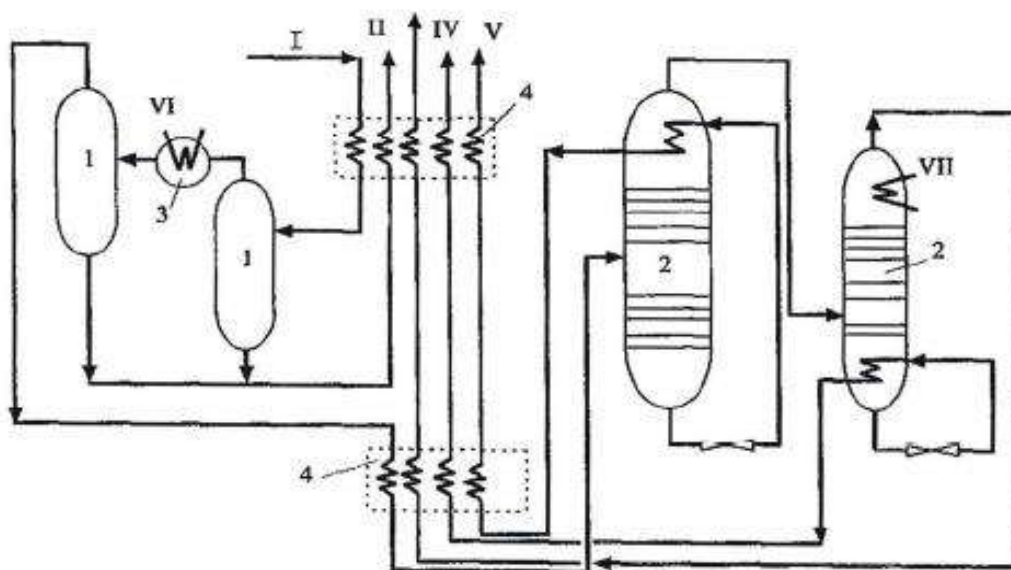


Рисунок 6.3.4 - Принципиальная схема получения гелиевого концентрата (вариант I):

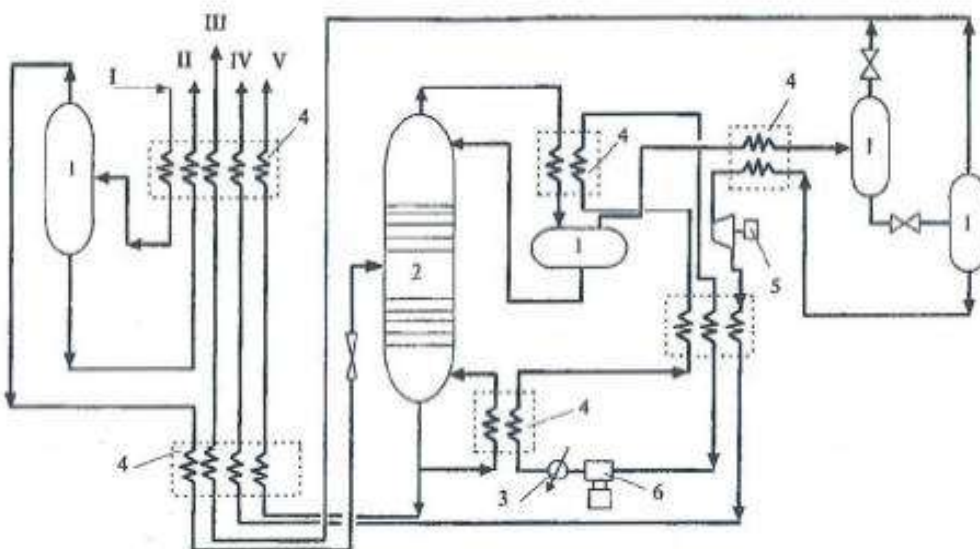


Рисунок 6.3.5 - Принципиальная схема получения гелиевого концентрата (вариант II):

Принципиальная схема получения гелиевого концентрата по первому варианту состоит из сепараторов (1), колонны (2), холодильника (3) и рекуперативные теплообменники (4), с входящими и выходящими потоками I – сырой газ, II – жидкие углеводороды, III – гелиевый концентрат, IV – концентрат азота, V – сухой газ (метан-азотная смесь), VI – аммиак, VII – кипящий азот.

Принципиальная схема получения гелиевого концентрата по второму варианту состоит из сепараторов (1), колонны (2), холодильника (3) и рекуперативных теплообменников (4), турбодетандера (5) и компрессора (6).

Полученный на криогенных установках гелиевый концентрат подвергают глубокой очистке с использованием еще более глубокого охлаждения.

Очистка направлена на удаление из концентрата примесей водорода, азота, метана и др., обычно состоит из четырех стадий:

1) очистка концентрата от примесей водорода его окислением на специальном катализаторе, содержащем оксид меди;

2) глубокая осушка от влаги, образовавшейся при окислении водорода, адсорбцией на молекулярных ситах-цеолитах или оксиде алюминия;

3) сжатие концентрата до 15–20 МПа и охлаждение до -207°C с последующим его дросселированием и сепарацией в одну или две ступени для удаления остатков азота. Концентрат после этой стадии содержит гелий в количестве 99,5% об.;

4) адсорбционная доочистка концентрата на активированных углях, охлаждаемых жидким азотом. После этой стадии получают товарный гелий концентрацией 99,98% об.

Для перевода товарного гелия в жидкое состояние его сначала охлаждают жидким азотом, затем направляют последовательно в турбодетандер и парожидкостной турбодетандер (или дросселируют). В результате этих процессов гелий частично переходит в жидкую фазу, и его доочищают в адсорберах, размещенных в агрегатах охлаждения, от примесей воздуха и неона. Товарный гелий хранят в сжатом или сжиженном виде.

Исходя из технологических показателей разработки в 2029 г. ожидается максимальный объем получения газообразного гелия в объеме 0,721 млн $\text{м}^3/\text{год}$ или 1975 $\text{м}^3/\text{сут}$, что соответствует производству 2,2 $\text{м}^3/\text{сут}$ жидкого гелия.

В качестве стационарного гелиевого хранилища-накопителя предлагается использовать 2 криогенных сосуда объемом до 57 м^3 .

Факельная установка

Факельная система предназначена для сброса и последующего сжигания горючих газов и паров в случаях:

- срабатывания устройств аварийного сброса, предохранительных клапанов, гидрозатворов, ручного стравливания, освобождения технологических блоков от газов и паров в аварийных ситуациях автоматически или с применением дистанционно управляемой запорной арматуры и другие;
- предусмотренных технологическим регламентом;
- периодических сбросов газов и паров при пуске, наладке и остановке технологических объектов.

Состав факельной системы определяется проектной документацией и включает: трубопроводы от установок и объектов хозяйства до факельного трубопровода (коллектора); запорную и предохранительную арматуру; факельные коллектора; факельную установку; системы автоматизации и управления.

В зависимости от давления газа в источнике сброса факельные системы на УКПГ предусмотрены двух видов:

- принимающие выбросы из аппаратов, работающих под низким давлением – до 0,3 МПа,
- принимающие выбросы из аппаратов, давлением выше 0,3 МПа.

На факельной установке УКПГ будет сжигаться газ ежегодно в объеме до 0,175 млн. м³/год.

При проектировании факельной системы необходимо предусмотреть пропускную способность газовой горелки с учетом возможности сброса сырого газа при возникновении аварийной ситуации.

6.3.3 Рекомендации по техническому обеспечению сдачи товарного газа

Подготовленный в соответствии с требованиями СТ РК 1666-2007 товарный газ через замерной узел будет реализовываться (продаваться) сторонней организации для выработки электроэнергии и переработки в газохимическом комплексе.

Для реализации этого вопроса 17.03.2026 г. был подписан меморандум о взаимном сотрудничестве между Частной компанией «Taiqonyr Energy Ltd.», являющейся недропользователем газового месторождения Придорожное и Частной компанией «Gas Solutions Ltd.», которая будет осуществлять проект строительства газохимического комплекса с дальнейшей реализацией продукции на внутреннем и внешних рынках.

При этом газохимический комплекс планируется разместить на территории месторождения Придорожное.

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

При завершении обустройства и ввода в разработку месторождения Придорожное основными объектами потребления газа на промысле будут являться:

- газопоршневые установки (ГПУ), например марки «MWM NCG 2032 V16B» мощностью 4,5 МВт (потребление газа в соответствии с техническими характеристиками составляет 1041 м³/час). Понадобится 3 установки (2 в работе, 1 – резерв).
- котельная на газовом топливе в вахтовом поселке для горячего водоснабжения;
- дежурная горелка.

Требуемая мощность для месторождения около 9,0-10,0 МВт.

Потребление товарного газа ГПУ для выработки электрической энергии мощностью 9,0-10,0 МВт составит 20 млн. м³/год.

Электроэнергия для обеспечения работы на начальный период – монтаж, пуско-наладка оборудования УКПГ и снабжения электроэнергией вахтового поселка, будет получаться по воздушным линиям электропередач в необходимом объеме.

Технические характеристики и количество оборудования за рассматриваемый период по годам представлены в таблице 6.4.1.

Таблица 6.4.1 – Техническая характеристика оборудования

Наименование	Количество, ед			Расход газа на 1 ед	Общий расход, м³/час		
	Год разработки				Год разработки		
	2027	2028	2029	м³/час	2027	2028	2029
Газопоршневые установки (ГПУ)	3 (1 резерв)	3 (1 резерв)	3 (1 резерв)	1041	2082	2082	2082
Котельная	1	1	1	7,5	7,5	7,5	7,5
Дежурная горелка	1	1	1	20	20	20	20

Весь добытый газ, за исключением газа, использованного на собственные технологические нужды, будет сдаваться потребителям.

При разработке Программы переработки газа предлагается вести учет технологических потерь углеводородного сырья и включить данный объем в Программу развития переработки сырого газа.

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

На месторождении Придорожное выделены два основных, самостоятельных объекта разработки:

- **I-й объект эксплуатации** – продуктивный горизонт D-3 (верхне-девонский горизонт);
- **II-й объект эксплуатации** – продуктивный горизонт C-1 (нижне-каменноугольный горизонт).

На месторождении Придорожное планируется бурение 12 проектных газовых скважин (№№ 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29), из них 7 скважин в I объекте (№№ 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24), а 5 скважин в II объекте.

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

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

В соответствии с этим, а также с учетом конкретных геолого-физических характеристик залегаемых пород и условий вскрытия продуктивных пластов для месторождения Придорожное рекомендуются следующие варианты конструкций скважин в зависимости от применяемой технологии:

а) для I объекта эксплуатации

1. Направление Ø426 мм спускается на глубину 40 м, цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, обвязки устья скважины с циркуляционной системой буровой установки.
2. Кондуктор Ø323,7 мм спускается до глубины 400 м и цементируется до устья прямым способом с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
3. Промежуточная колонна Ø244,5 мм спускается до глубины 1150 м и цементируется до устья прямым способом с целью недопущения гидроразрыва

пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием газонефтяного горизонта.

4. Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм спускается до глубины 2600м для вскрытия всех продуктивных горизонтов, добычи продукции и цементируется до устья прямым способом.

б) для II объекта эксплуатации

1. Направление Ø393.7 мм спускается на глубину 40 м, цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, обвязки устья скважины с циркуляционной системой буровой установки.
2. Кондуктор Ø244.5 мм спускается до глубины 400 м и цементируется до устья прямым способом с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
3. Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм спускается до глубины 1450м для вскрытия всех продуктивных горизонтов, добычи продукции и цементируется до устья прямым способом.

Рекомендуемые конструкции скважины представлены в таблицах 7.1.1 и 7.1.2

Таблица 7.1.1-Рекомендуемая конструкция эксплуатационной газовой скважины для I объекта

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья
	долота	колонны		
направление	490	426	40	до устья
кондуктор	393,7	323,9	400	до устья
промежуточная колонна	295,3	244,5	1150	до устья
эксплуатационная колонна	215,9	168,3	2600	до устья

Таблица 7.1.2 Рекомендуемая конструкция эксплуатационной газовой скважины для II объекта

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья
	долота	колонны		
направление	393,7	323,9	40	до устья
кондуктор	295,3	244,5	400	до устья
эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1450	до устья

Конструкция скважины должна обеспечивать надежность, технологичность, безопасность их бурения и эксплуатации, в том числе:

- безопасное ведение работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины, надежное разобщение различных пластов в разрезе;

- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации в условиях применения запроектированных методов воздействия на пласты или использования природных режимов залежей;
- получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;
- выполнение условий охраны недр и окружающей природной среды за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевого пространства;
- максимально возможное использование продуктивности объектов разработки за счет оптимальных диаметров эксплуатационных колонн и конструкций забоев.

Надежность и долговечность конструкции должна обеспечивать нормальную эксплуатацию скважины.

В конечном итоге конструкция должна быть простой, безопасной и надежной при нормальных и аварийных режимах работы скважины.

Размер внутрискважинного оборудования, а соответственно и конструкция скважины, должны обеспечивать темпы добычи нефти и темпы закачки воды.

7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Исходя из опыта бурения скважин на месторождении Придорожное, при бурении эксплуатационных газовых скважин рекомендуется применять следующие типы и характеристики промывочных жидкостей.

При бурении под **направление** применяется глинистый раствор со следующими параметрами: плотность – 1,04-1,06 г/см³, условная вязкость 60-70 сек., водоотдача – 6-10 см³/30 мин.

При бурении под **кондуктор** до глубины 400 м применяется полимерный раствор (KCL/Soltex/PHPA) со следующими параметрами: плотность – 1,12-1,17 г/см³, условной вязкостью 55-60 сек., водоотдача – 5-6 см³/30 мин, pH – 9-10, допускается содержание твердой фазы до 9 % об. и песка до 0,5 % об., СНС – 20/50. Применяются химические реагенты для обработки типа: «Caustic», «ОВ-II», «СМС-HVT», «СМС-LVT», «SAPP».

При бурении под **промежуточную колонну** до глубины 1150 м (в зависимости от варианта разработки) применяется соленасыщенный полимерный раствор (KCL/NaCl/Soltex) со следующими параметрами: плотность – 1,18-1,23 г/см³, условной вязкостью 55-65 сек., водоотдача – 2-3 см³/30 мин, pH – 9-10, допускается содержание твердой фазы до 15-25 % об. и песка до 0,5 % об., СНС – 15/40. Применяются

химические реагенты для обработки типа: «Caustic», «ОВ-II», «СМС-HVT», «СМС-LVT», «SAPP», «Sodium chloride».

При бурении под *эксплуатационную колонну* до глубин 1450 м и 2600 м применяется полимерный раствор (KCL/Soltex/PHPA) со следующими параметрами: плотность – 1,15-1,18 г/см³, условной вязкостью 30-40 сек., водоотдача – 4-5 см³/30 мин, pH – 8-9, допускается содержание твердой фазы до 5 % об. и песка до 0,5 % об., СНС – 20/50. Применяются химические реагенты для обработки – известь, сульфанол, битум, дизельное топливо.

Вторичное вскрытие продуктивных пластов-коллекторов после спуска эксплуатационной колонны в скважине рекомендуется производить перфораторами типа «ORION102-04 HMX St 18» (или другими аналогами) с плотностью 18 отверстий на 1 погонный метр, с привязкой по кривым каротажа ГК (гамма-каротаж) и ЛМ (локатор муфт).

Плотность жидкости в стволе эксплуатационной скважины при вторичном вскрытии продуктивных интервалов рекомендуется держать на уровне 1,12-1,14 г/см³.

Вызов притока, исходя из имеющегося опыта, рекомендуется производить компрессированием при помощи азотно-компрессорной станции (АКС-250).

С целью интенсификации притоков в карбонатных и терригенных породах рассматриваются методы обработки призабойной зоны скважин (ПЗС) соответственно соляной кислотой (СКО) и глино-кислотой (ГКО), а также их комбинацией.

Также, в качестве интенсификации притоков газа к забоям скважин рассматривается вариант производства гидравлического разрыва пластов (ГРП), комбинации с кислотным разрывом пластов (КГРП), а также метод радиального вскрытия пласта (РВП).

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

Контроль процессов разработки залежей газа и конденсата в период промышленной разработки месторождения включает в себя: систематические и контрольные измерения и определения пластовых, забойных и устьевых давлений, положения контакта газ-вода, изменения дебитов и химического состава газа, конденсата, воды. На основании результатов исследований должны определяться и периодически уточняться:

- геологическое строение и параметры коллекторов;
- режим работы залежи и ее температурный режим;
- начальные и текущие запасы газа;
- распределение давления по залежи;
- интенсивность и характер продвижения воды по площади залежи;
- газоотдающие интервалы с оценкой их дифференциальных дебитов;
- охват запасов разработкой;
- положение ГВК;
- оценка качества крепления и разобщения пластов.

Виды исследований, их периодичность и объем определяются согласно «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» и периодичность регламентируется в «Кодексе о Недрах и Недропользовании» (табл. 8.1). Исследования газовых скважин осуществляются при освоении и перед пуском их в эксплуатацию после остановок или консервации, а также систематически в процессе эксплуатации.

Исследования включают геофизические, газодинамические, лабораторные методы.

8.1 Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

В период промышленной эксплуатации месторождения Придорожное промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться по двум направлениям:

- в открытом стволе в процессе и после окончания проводки скважины;
- в обсаженных скважинах - исследования по контролю за разработкой.

Исследования в открытом стволе

Отбор керна

Из 16 скважин, пробуренных на месторождении, колонковым бурением пройдено 11 скважин. Общая проходка с отбором керна по месторождению (без учета проходки по скважинам 4 и 12) составила 1529,53 м, вынос – 742,94 м или 48,51% от проходки.

Всего по месторождению стандартными лабораторными методами исследовано 737 образцов; из продуктивных горизонтов – 490 образцов.

Комплекс стандартных исследований на керне состоял из спектрометрического гамма-каротажа; абсолютной газопроницаемости параллельно напластованию пород; пористости по гелию; плотности зерен; фракционного состава и карбонатности пород. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по керну и ГИС соответственно горизонтам приведена в таблице 2.2.3.

Комплекс специальных исследований, выполненных на 84 образцах из продуктивных горизонтов, включал определение относительной фазовой проницаемости методом центрифугирования; кривых капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны; ядерно-магнитного резонанса; сжимаемости; а также петрографическое описание шлифов; рентгенографический анализ пород и глинистых минералов; палинологический и биостратиграфический анализы.

В процессе бурения новых скважин необходимо вести геолого-технические исследования для уточнения литолого-петрофизической характеристики разреза. При обнаружении признаков продуктивных пластов отобрать керн из толщи коллекторов горизонтов С-3, CD-1, CD-2, D-1. При отборе следует использовать керноприемники, обеспечивающие максимальный вынос керна.

На отобранном керне необходимо провести стандартный комплекс исследований: пористость, плотность объемная и зерен породы, проницаемость, стандартный гранулометрический состав, карбонатность. На коллекции образцов-коллекторов выполнить определение фазовых проницаемостей в системе «газ-вода». Коллекция образцов для определения Кв_{ит} должна содержать образцы по всему диапазону ФЕС коллекторов.

Геофизические исследования в открытом стволе

Геофизическими исследованиями в открытом стволе охвачены все скважины, пробуренные на месторождении.

С целью уточнения геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств и добычных характеристик пластов-коллекторов в скважинах, выходящих из бурения, рекомендуется продолжение выполнения апробированных на месторождении следующих общих и детальных промыслово-геофизических исследований в открытом стволе [9]:

– общие исследования включают запись кажущегося сопротивления кровельным и подошвенным градиент-зондами (КС), профилометрии-кавернометрии (ДС), естественной

радиоактивности (ГК), нейтронного каротажа (НГК или КНК), бокового каротажа (БК), термометрии (ТМ), резистивиметрии. Запись методов ГИС выполняется по всему стволу. Интервал записи и этапность выполнения комплекса определяется проектом на строительство скважин. Результаты исследований выдаются в масштабе глубин 1:500.

– детальные исследования выполняются в интервалах продуктивных отложений. Комплекс помимо выше перечисленных методов должен включать боковой каротаж многозондовый (БК), индукционный каротаж многозондовый (ИК и/или ВИКИЗ), микробоковой каротаж (МБК), микрозондирование (МКЗ), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКП), акустический каротаж (АК) по скорости и времени. Индукционный каротаж помимо результирующих кривых в Омм обязательно дополнять записью в единицах проводимости мСм. Кроме того, желательно выполнять замер акустического и электрического микросканеров для оценки трещинной пористости пород. Результаты исследований выдаются в масштабе глубин 1:200.

– для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве выполнять инклинометрию непрерывной записью по всему стволу скважины. Данные представлять в LAS-формате.

Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн.

Приведенный выше комплекс рекомендуется выполнять во всех проектных скважинах (таблица 8.1).

Исследования по контролю за разработкой

Комплексные задачи промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС-к) в обсаженных скважинах в период промышленной эксплуатации сводятся к следующим:

- определение интервалов притока/поглощения;
- определение интервалов и источника обводнения;
- определение интервалов заколонной циркуляции флюидов;
- определение технического состояния обсадных колонн;
- определение текущего насыщения коллекторов.

Результаты интерпретации геофизических исследований по контролю используются также:

– для разработки геолого-технических мероприятий при оперативной оценке работы скважин в процессе их эксплуатации;

– при оценке эффективности обработок призабойных зон, проводимых для интенсификации добычи и т. д.

Рекомендуется на основании ранее выполненных исследований по контролю за разработкой для решения поставленных задач в эксплуатационных скважинах комплекс ГИС-к, состоящий из

- термометрии (ТМ) и барометрии (БМ) для изучения распределения по всему стволу температуры и давления.
- гамма-каротаж (ГК) для привязки методов ГИС-к к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий;
- локатор муфт (ЛМ) и перфорационных отверстий;
- термокондуктивную расходомерию (ТА) для определения интервалов притока пластового флюида; механическую расходомерию (РМ) для определения интервалов приемистости (ухода);
- влагомерию (ВЛ) и резистивиметрию (РИ) для определения состава притока и установления газоводяного раздела в стволе скважин.

В процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС-к должен уточняться в зависимости от поставленной задачи, способа эксплуатации (фонтанный, механизированный) и дебита скважины.

В добывающих скважинах исследования на определение интервалов притока рекомендуется проводить после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины.

ГИС-к проводятся при необходимости: до и после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважины, изменений состава добываемого флюида.

Для определения текущего характера насыщения неперфорированных пластов коллекторов рекомендуется проведение импульсных нейтронных методов каротажа ИННК/ИНГК с обязательным охватом водоносного коллектора.

Для получения информации, наиболее достоверно отражающей работу пласта, необходимо соблюдать следующие правила компоновки скважинного оборудования: башмак НКТ должен находиться выше верхних перфорационных отверстий более 10 м, расстояние от нижних отверстий до искусственного забоя (зумпф) 4-10 м.

При проведении исследований должна быть представлена вся информация, связанная с компоновкой подземного оборудования и выполненными на скважине работами, которая может оказать помощь при решении поставленных задач-целей исследований. Примеры такой информации приведены ниже:

- время и виды ремонтных работ в скважине (смена подземного оборудования, КРС и ПРС, изоляционные работы, дополнительная перфорация и реперфорация, интенсификация с целью увеличения добычи и т.д.);
- данные о дебитах, обводненности;
- глубина положения башмака НКТ;
- пластовое/забойное давление, продуктивность, депрессия, если проводились гидродинамические исследования скважины.

Неотъемлемой частью контроля за разработкой месторождения является контроль за техническим состоянием скважин, в задачу которого входит выявление нарушений герметичности цементного кольца и обсадной колонны. Первоначальные исследования проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, спуска обсадной колонны и цементации для определения высоты подъема цемента и сцепления цементного камня с колонной. Данные этих исследований используются также в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов в процессе эксплуатации скважины.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, затрубную циркуляцию проводится комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн, в который могут быть включены временные замеры АКЦ, магнито-импульсная дефектоскопия (ЭМДС/МИД).

8.2 Газогидрохимические исследования при контроле за разработкой пластов

Согласно РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений РК» и «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» в обязательный комплекс промысловых исследований при разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений входят следующие физико-химические исследования:

- отбор и лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб продукции скважин;
- контроль за обводненностью добываемой продукции;
- отбор и определение состава попутно-добываемых и закачиваемых вод.

При опробовании и исследовании перспективных объектов в скважинах должен быть произведен разовый отбор проб газа и воды. Также два раза в год следует определять состав газа, поступающего из каждой действующей скважины.

Физико-химические свойства и компонентный состав свободного газа могут быть определены по устьевым пробам. Определяется объемное содержание углеводородных и неуглеводородных компонентов: алканы C_1 - C_8 , агрессивные компоненты – углекислый газ, сероводород, меркаптаны, инертные газы – азот, аргон и гелий. Плотность газа замеряется лабораторным методом и приводится к нормальным условиям, либо рассчитывается по известному компонентному составу. По составу газа также рассчитывается вязкость и коэффициент сверхсжимаемости газа.

Контроль за свойствами и составом вод необходимо вести по следующим основополагающим показателям:

- физико-химическая характеристика воды, в которую входят физические параметры - плотность, вязкость, температура, водородный показатель (pH) и химические параметры - 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , $Na^{++}K^{+}$), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ, компонентный состав;
- микробиологический анализ - определение количества сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) в попутно-добываемой воде обводняющихся скважин.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды. Требования к качеству закачиваемой воды должны соответствовать требованиям, предъявляемым к водоносным поглощающим горизонтам и соответствовать требованиям по охране окружающей среды.

С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также концентрацию и размер механических примесей. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)

Рекомендации:

При изучении химического состава газа необходимо определять наличие и содержание в них компонентов, оказывающих вредное влияние на оборудование при добыче, подготовке, транспортировке (коррозионную агрессивность к металлу и цементу, выпадение солей, механических примесей и др.), в частности, следует отобрать и проанализировать пробы газа со одной из трех пробуренных скважин 15, 16, 17 с целью определения содержания сероводорода в составе газа.

С целью контроля гидрогеологической обстановки месторождения и пополнения информации о количественной и качественной характеристике вод следует продолжить отбор и исследование проб воды из всех скважин с обводненной продукцией для изучения источников обводнения и принятия соответствующих мер.

8.3 Газодинамические методы контроля за процессом разработки

Информация, получаемая при газодинамических 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, конденсата и воды по отобраным 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, устьевого и затрубного давлений, температуры

По всему фонду добывающих скважин необходимо: проводить ежесуточные замеры дебита газа, устьевого и затрубного давлений, температуры на устье.

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

Измерение пластового давления и пластовой температуры

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

Измерение пластового давления и пластовой температуры в скважинах эксплуатационного действующего фонда в первый период разработки необходимо проводить один раз в квартал, постепенно изменяя периодичность до одного раза в полугодие на завершающих стадиях разработки.

Пластовые давления в скважинах определяются путем прямого измерения глубинными манометрами на забое скважины в период ее остановки или по данным исследования скважин методом восстановления давления.

При замерах пластового давления необходимо проводить измерения статического давления по стволу скважины (замеры статического градиента давления).

Измерение забойного давления

Забойное давление в действующих скважинах контролируется глубинными манометрами при проведении исследований. Обязательно проведение контрольных замеров забойных давлений по скважинам, на которых проводились смена оборудования или режима, геолого-технические мероприятия (обработка призабойной зоны, гидроразрыв, изоляционные работы и др.), после проведения мероприятий.

При замерах необходимо располагать глубинные манометры как можно ближе к середине интервала перфорации, в соответствии с положением замерного патрубка. Время выдержки глубинного манометра в точке измерения при установившемся режиме эксплуатации скважины должно составлять не менее 30 минут.

Измерение статических и динамических устьевых давлений

Измерение динамических устьевых давлений необходимо проводить ежедневно (или не реже одного раза в неделю) по всему фонду скважин.

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 остановленных скважинах необходимо проводить не реже одного раза в месяц.

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

Основными целями, стоящими перед этими исследованиями, являются определение продуктивных характеристик скважин, оценка степени ухудшения продуктивности скважин (скин-эффект), эффективности заканчивания, фильтрационных параметров резервуара.

Газодинамические 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, в период

опытно-промышленной эксплуатации – раз в полгода, затем, по мере необходимости, но не реже одного раза в год. При исследовании скважин методом установившихся отборов, при стационарных режимах фильтрации, необходима полная стабилизация устьевых, забойных давлений и дебита на каждом режиме. В зависимости от производительности скважины и создаваемой депрессии исследования следует проводить на 3-6 режимах прямым и обратным ходом с повторением 2-4 режимов на обратном ходе.

Запись КВД производится на устье, забойное давление на различные моменты времени определяется пересчетом устьевых давлений. Одновременно с регистрацией КВД на забое скважины регистрируются изменения буферного и затрубного давления скважины для учета дополнительного притока в скважину.

По скважинам, на которых проводились геолого-технические мероприятия, изменяющие состояние призабойной зоны с изоляцией либо приобщением или без них (обработка призабойной зоны, гидроразрыв, изоляционные работы и др.), обязательно проведение газодинамических 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.

8.4 Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

Данные систематического контроля режимов эксплуатации скважин, проводимых на них ремонтов, изменений режимов должны фиксироваться в специальных журналах и рапортах. По результатам проводимых ГДИС на скважинах необходимо устанавливать необходимый (оптимальный) режим эксплуатируемой скважины, а также скважин, находящихся в аналогичных условиях.

На основании систематического изучения эксплуатации каждой скважины составляются графики проведения профилактических работ, своевременное выполнение которых обеспечивает нормальную работу скважин и сохранение заданного режима фонтанирования.

В случае обнаружения газа в межколонном пространстве во избежание грифообразования, его необходимо периодически стравливать. При накоплении газа (увеличении давления) за короткий период времени, необходимо приостановить эксплуатацию (заглушить скважину) и устранить источник поступления газа.

Для контроля технического состояния наземного оборудования необходимо регулярно проводить: визуальный осмотр и профилактический ремонт (смазка запорных

устройств и механизмов).

Контроль за внутрискважинным оборудованием проводится на основании наблюдений за трубным и затрубным давлениями, изменения соотношений которых в большую или меньшую сторону характеризуют состояние подземной части скважины. Проводимые мероприятия по определению технического состояния наземного и подземного оборудования, являются обязательными для выявления и своевременного устранения неисправностей наземного и подземного оборудования.

Таблица 8.1 – Виды и периодичность исследований по контролю за разработкой

№ п/п	Вид исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
1	2	3	4
Геофизические исследования в открытом стволе			
1	Геолого-технические исследования (ГТИ, газ.каротаж)	Во вновь пробуренных	2 скв. (скв.21, 37)
2	Отбор керна		2 скв. (скв.21, 37) из горизонтов С-3, CD-1, CD-2, D-1 по 10-15 м из каждого горизонта
3	Исследование образцов стандартным и специальным* комплексом лабораторных методов		С-3 - 15-20 обр. CD-1 - 15-20 обр. CD-2 - 15-20 обр. D-1 - 15-20 обр.
4	Комплекс ГИС в открытом стволе (КС, ПС, Дс, ГК, КНК, АК, ГГКП, БК, ИК, МБК, МКЗ, ТМ, РИ)	Во вновь пробуренных	Разовые исследования при окончании бурения всех проектных скважин
Геофизические исследования в обсаженных скважинах			
5	Оценка текущей газонасыщенности коллекторов, контроль за перемещением ГВК (ИННК/ИНГК)	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию	При переходе на вышележащий объект разработки
6	В добывающих скважинах выделение работающих толщин, состава поступающего в скважину флюида, заколонных перетоков (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ)	В добывающих скважинах при эксплуатации	-не менее 30% от действующего фонда; -при изменении технологических показателей скважины; до и после проведения ГТМ по интенсификации добычи
7	Техническое состояние эксплуатационных скважин: во всех вновь пробуренных (АКЦ, ТМ, ГК, ЛМ) в действующих скважинах (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ, ЭМДС)	Во всех вновь пробуренных В действующих скважинах	Разовые исследования после окончания строительства скважины В процессе эксплуатации по мере необходимости
Газогеохимические исследования			
8	Исследование компонентного состава газа по устьевым пробам	В действующих скважинах Во всех вновь пробуренных	Не реже одного раза в полугодие Разовые исследования по новым скважинам (с учетом графика бурения и ввода в эксплуатацию)
9	Отбор и химический анализ проб пластовой воды	В действующих скважинах	При появлении воды в добываемой продукции ежеквартально (на экспресс-анализ), а в скважинах с начальными признаками обводнения – ежемесячно (на полный анализ). Разовые отборы глубинных проб воды из водоносных пластов продуктивных залежей.
Газодинамические исследования			
10	Замер дебитов газа	В действующих скважинах	Ежедневно
11	Замер пластовых давлений и температур	В новых скважинах	При вводе в эксплуатацию.
		В действующих скважинах	1 раз в квартал
12	Замер забойного давления	В действующих скважинах	не реже одного раза в квартал в действующих добывающих
13	Контроль за межколонными газопроявлениями	Весь фонд скважин	Ежедневно
14	Газодинамические исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации	В новых скважинах	Перед вводом в эксплуатацию
		В действующих скважинах	По мере необходимости, но не реже 1 раза в год и после ГТМ
15	Специальные исследования	В действующих скважинах	перед остановкой скважины на ремонт или выходе из ремонта, перед консервацией скважины и при расконсервации, до и после работ по интенсификации притока газа
16	Шаблонирование ствола и отбивка забоев скважин	Весь фонд скважин	После длительных простоев, перед глубинными промыслово- геофизическими исследованиями, подземным и капитальным ремонтом скважин

* из продуктивных пластов-коллекторов

8.5 Рекомендации по проведению испытаний при расконсервации скважин

В рамках настоящего отчета при выводе добывающих скважин из консервации рекомендуется проведение комплекс испытаний I эксплуатационного объекта (горизонт D-3).

Необходимость проведения испытаний обусловлена длительным простоем скважин и направлена на:

- обновление геолого-промысловых данных;
- уточнение текущих фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта;
- оценку энергетического состояния залежи.

В процессе запуска скважин необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- поэтапный вывод скважин на рабочий режим с регистрацией устьевых параметров (дебит, давление, температура);
- проведение газодинамических исследований, включая снятие КВД для определения пластового давления и исследования на приток;
- отработку скважин на ступенчатых режимах с целью определения коэффициента продуктивности;
- отбор комплекса проб для последующих лабораторных исследований.

Полученные данные будут основой для:

- уточнения пластового давления и оценки текущего состояния разработки;
- оценки состояния призабойной зоны пласта и определения коэффициента продуктивности скважин;
- оптимизации режимов эксплуатации скважин;
- обоснования необходимости проведения геолого-технических мероприятий.

Ожидаемые объемы добычи свободного газа за период испытаний скважин 15, 16, 17 приведены в таблице 8.5.1.

Порядок выполнения работ осуществляется в соответствии со статьей 146 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» [1] и Правилами выдачи разрешений, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 25 апреля 2018 года №140.

Таблица 8.5.1 – Ожидаемые объемы добычи свободного газа за период испытаний скважин.

№ скважины	Объект разработки	Горизонт	Свободный дебит газа, тыс. м³/сут	Количество дней	Ожидаемая добыча свободного газа за период испытания, тыс. м³
16	V	C-1	220,0	5	1100
	IV	CD-1	100,0	5	500
	III	CD-1	100,0	5	500
	II	CD-2	100,0	5	500
	I	D-3	195,5	10	1950
15	I	D-3	195,0	10	1950
17	I	D-3	195,0	10	1950

9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В главе представлены основные мероприятия по снижению возможного влияния на компоненты окружающей среды (ОС) при реализации «Дополнения к проекту разработки месторождения Придорожное».

Для более углубленной и комплексной оценки потенциального воздействия на природную среду производственных работ разработан отдельный «Отчет о возможных выбросах (ОВВ) к «Дополнению к проекту разработки месторождения Придорожное». Целью проведения «Отчета о возможных выбросах (ОВВ) к «Дополнению к проекту разработки месторождения Придорожное» является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия работ на экологически чувствительную зону района проектируемых работ.

9.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

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.

Промышленная разработка месторождения Придорожное планируется к 2028 году.

Предлагается технологические мероприятия, которые предусматривают применение новейшего технологического оборудования, прогрессивных технологий производства, в том числе:

- использование пневматической системы управления технологическим процессом с индикацией основных технологических параметров на центральный пункт управления установкой; В случае аварийного отключения, данная система управления позволяет перейти к безопасному и организованному отключению установки;
- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- автоматизация и дистанционный контроль;
- проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- размещение вредных и взрывопожароопасных процессов в отдельных помещениях и на открытых площадках.

9.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Поверхностные источники водоснабжения отсутствуют.

Предположительно источниками водоснабжения на месторождении Придорожное будут:

- привозная бутилированная вода питьевого качества;
- для технических целей, хозяйственно-бытовых нужд - вода из водозаборной скважины №4668, расположенной на контрактной территории ЧК «Tatqonyr Energy Ltd.», согласно заключению Госэкспертизы № 0000876 от 26.08.2013г. на проект «Бурение разведочно-эксплуатационной скважины №4668, расположенной в пределах Созакского артезианского бассейна, на площади месторождения газа Придорожное на территории района Созакского района, ЮКО». Однако в настоящий момент данная скважина находится в консервации, и ведутся работы «Проект поисково-оценочных работ по изучению подземных вод».

Питьевая вода должна соответствовать качеству ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая» и требованиям «Гигиенических нормативов показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования» (Приказ Министерства здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138»).

Вода технического качества будет использоваться на производственные нужды в соответствии с регламентом производства, а потребление воды питьевого качества предусматривается для удовлетворения хозяйственно-бытовых нужд работающих, обеспечивая необходимую степень благоустройства проживающих в вахтовых городках.

Гидрографическая сеть отсутствует. Ориентировочные расстояния от озера Балхаш до границ месторождения Придорожное – 403 км, от реки Сырдарья до границ месторождения Придорожное – 187,71 км. Объекты месторождения Придорожное будут расположены за пределами водоохраных и заповедных зон. Необходимость установления – нет.

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая может возникнуть в процессе бурения, проектом предусмотрен ряд мер по предотвращению негативного воздействия проектируемых работ на компоненты окружающей среды:

- изоляция флюидосодержащих горизонтов друг от друга путем перекрытия обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства от земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с химическими добавками, улучшающими качество цементажа;

- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре;
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд – скважина;
- предусмотрен безамбарный метод бурения, при котором буровой шлам, отработанный буровой раствор и буровые сточные воды собираются в соответствующие металлические емкости, с последующим вывозом.
- хранение ГСМ в специальных закрытых емкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- полная герметизация колонной головки, крестовины и всех фланцевых соединений скважины;
- обвалование технологических площадок, исключаящих разлив нефтепродуктов на рельеф;
- локализация возможных проливов углеводородов, сбор и вывоз замазученного грунта;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- раздельное хранение отходов в соответственно маркированных контейнерах и емкостях.
- реабилитации территории.

9.3 Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе строительства скважины необходимо выполнение следующих мероприятий:

- движение наземных видов транспорта планируется осуществлять только по специально отведенным дорогам;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производится только на специально оборудованных полигонах;
- сокращение объемов земляных работ по срезке и выравниванию рельефа;
- сохранение растительности.

Мероприятия по сохранению почвенного покрова:

- исключение эрозионных, склоновых и других негативных процессов изменения природного ландшафта;
- поэтапное проведение технической рекультивации при разработке месторождения.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами, в соответствие с нормативными требованиями в Республике Казахстан, необходимо запланировать следующие мероприятия:

- инвентаризация, сбор промышленных отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и вывоз на специально оборудованные полигоны;
- повторное использование отходов в определенных проектом случаях;
- контроль выполнения запланированных мероприятий.

В целях снижения негативного влияния производственной деятельности на ландшафты, необходимо:

- производственные объекты месторождения запроектировать на ограниченных в плане участках;
- предусмотреть меры по сохранению естественного растительного покрова и почв на осваиваемых территориях;
- контроль за состоянием и сохранением поверхностных условий ландшафта на всех этапах производственной деятельности.

По охране растительного и животного мира предусмотреть следующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- маркировка и ограждение опасных участков;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- принятие административных мер для пресечения браконьерства;
- организация и проведение мониторинговых работ;
- запрет неорганизованных проездов по территории месторождения.

Рекультивация

Реализация проектных решений по каждому из вариантов предусматривает строительство скважины, следовательно - нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан «Природопользователи при разработке полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

По окончании строительства скважины производится рекультивация отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;
- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для складирования;
- планировку площадки.

10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Согласно утвержденных в ГКЗ РК запасов доля геологических запасов газа, оцененных по категории С₂, составляет менее 30% от всех запасов месторождения. Во всех залежах присутствуют запасы категории С₂. Запасы категории С₂ подсчитываются в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий, в неопробованных пластах, имеющих положительную промыслово-геофизическую характеристику. Запасы категории С₂ по месторождению Придорожное приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Запасы газа категории С₂ по месторождению Придорожное

Залежь	Блок	Запасы свободного газа, млн. м ³		Доля запасов, в %	
		Геологические	Извлекаемые	Геологические	Извлекаемые
С-1	I	55	39	1.2	1.0
	II	1033	731	21.8	18.5
С-2	I	540	382	11.4	9.7
С-3	I	184	130	3.9	3.3
CD-1	II	247	226	5.2	5.7
CD-2	II	82	75	1.7	1.9
D-1	I	154	141	3.3	3.6
	II	860	786	18.2	19.9
D-2	I	286	261	6.0	6.6
	II	405	370	8.6	9.4
D-3	I+II	884	808	18.7	20.4
Всего по месторождению		4730	3949	100	100

Доля запасов категории С₂ больше 10 % приходится на залежи С-1 (II блок), С-2 (I блок), D-1 (II блок), D -3 (I блок).

В рамках действующего проектного документа, выполненного по состоянию на 01.01.2023 г., был намечен ряд мероприятий по переводу запасов из категории С₂ в категорию С₁. На дату настоящего проекта 01.01.2026 г. намеченные мероприятия по доразведке не реализованы и остаются актуальными.

На дату проектирования из общего количества скважин только три скважины 15, 16, 17 находятся во временной консервации, остальные скважины, пробуренные в 1974-1975 годах, ликвидированы.

С учетом этого в скважине 15, пробуренной в пределах I блока, с целью доразведки, необходимо выполнить опробование интервалов 2286-2300 м (залежь D-1) и 2330 -2352 м (залежь D-2). Опробование указанных интервалов позволит перевести запасы газа этого блока в промышленную категорию.

Также залежи D-1 и D-2 можно доразведать проектными эксплуатационными скважинами 22 и 24. Скважины проектируются в пределах I блока южнее скважины 15 на расстоянии 0,4 км и 0,6 км соответственно. Проектные глубины – 2600 м. Выполнение

скважинами возложенных на них и описанных ниже задач позволит не только уточнить эффективные толщины, но и при положительном результате опробования, проведении исследовательских мероприятий, позволит оценить запасы блока по промышленной категории С₁.

Залежи С-2 и С-3 оконтурены по результатам бурения только в пределах I блока, где пробурены скважины 2 и 16, из них скважине 2 вскрыты наибольшие газонасыщенные толщины, которые составляет 88,5 и 52,6 м соответственно, но из-за технического состояния скважины опробовать эти залежи невозможно. Объем по опробованию этих залежей можно возложить на проектную, в пределах этого блока, эксплуатационную на I объект (залежь D-3) скважину 18. Скважина 18 заложена в створе скважин 16 - 4. При проектном забое 2600 м скважина вскрыет разрез залежей С-2 и С-3. Результаты бурения скважины 18 помогут в уточнении эффективной толщины в сводовой части блока, изучить состав и свойства газа непосредственно рассматриваемых залежей, уточнить фильтрационно-емкостные свойства, определить самостоятельные подсчетные параметры.

Для доразведки залежей CD-1, D-1, D-2, D-3 второго блока, где запасы оценены по непромышленной категории С₂, предлагается бурение оценочной скважины оц-1 с проектной глубиной 3000 м. Бурение скважины предусмотреть с 2027 года.

Скважина оц-1 – независимая, закладывается на расстоянии 1,5 км восточнее скважины 6 и на 1,05 км западнее от скважины 14. Проектная глубина 3000 м, проектный горизонт – верхний девон D-3.

Местоположение оценочной скважины оц-1 и эксплуатационных скважин 18, 22, 24, на которые помимо эксплуатации возлагаются задачи по доразведке залежей С-2, С-3, D-1 и D-2, приведено на графических приложениях 9-16.

На оценочную скважину возлагаются задачи по:

- отбору керна в отложениях верхнего девона и проведению на образцах керна комплекса стандартных и специальных исследований,
- выделению в разрезе нерасчлененной каменноугольной - верхнедевонской (горизонты CD-1, CD-2) и девонской толщ (горизонты D-1, D-2, D-3) пластов-коллекторов,
- оценки продуктивности блока и уточнению контактов,
- опробованию, выделенных по ГИС, перспективных интервалов,
- изучению физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях.

При бурении скважин 18, 22, 24 с целью изучения геологического разреза необходимо проведение комплекса геолого-технологических исследований скважин (ГТИ). Так как горизонт D-1 не изучен керном, в скважинах 22, 24 предусмотреть отбор керна из продуктивной части разреза этого горизонта. При этом линейный вынос керна должен составлять не менее 80% от интервала бурения с отбором керна. На отобранном керне необходимо выполнить стандартный и специальный комплексы лабораторно-исследовательских работ.

В скважинах 18, 22, 24 выполнить стандартный комплекс ГИС и по результатам интерпретации наметить интервалы перфорации. Выполнить опробование двух объектов (залежи С-2 и С-3) скважиной 18, двух объектов (залежи D-1 и D-2) с проведением гидродинамических исследований. В случае получения притока газа или воды предусмотреть отбор глубинных и устьевых проб и провести лабораторные исследования по составу пластовых флюидов.

В скважинах 15, 16, 17, находящихся на дату проектирования в консервации, после вывода из этого состояния рекомендуется предусмотреть отбор проб газа. При лабораторном исследовании в обязательном порядке предусмотреть определение содержания сероводорода, так как по многим старым пробам сероводород не определялся вовсе. Уточнение наличия и количественного содержания сероводорода позволит в дальнейшем правильно выбрать технологию подготовки газа, оценить коррозионные риски, обеспечить безопасность оборудования.

Таким образом, по состоянию на дату настоящего проекта указанные, в рамках действующего проектного документа, мероприятия не реализованы и остаются актуальными. Основной потенциал перевода запасов из категории С₂ в категорию С₁ связан с бурением эксплуатационных скважин 18, 22, 24 и оценочной скважины оц-1. Реализация намеченных рекомендаций позволит уточнить геологическое строение залежей, флюидные контакты, петрофизические связи, физико-химические свойства флюидов.

11. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

На начальном этапе реализации разработки газового месторождения Придорожное внедрение новых технологии не предусматривается.

12. РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по затратам на добычу углеводородов, а также данные по климатическим характеристикам района проведения работ, рассчитанные на основе проектов-аналогов, выполненных для промышленных объектов Республики Казахстан (РК).

Расчет затрат на ликвидацию скважин

Согласно «Проекта ликвидации последствий деятельности недропользования на месторождении Придорожное», рассчитанный ТОО «Геопроект» общая сметная стоимость отчислений в текущих ценах в Ликвидационный фонд составляет **368 986,65** тыс.тенге (без НДС). Ликвидационный фонд аккумулируется на специальном депозитном счете банка Республики Казахстан.

На депозитном счете предприятия на дату составления проекта- **277 940,76** тыс.тенге.

Таким образом, от запланированных затрат на ликвидацию месторождения с учетом прочих расходов осталось перечислить на депозитный счет **91 045,89** тыс.тенге.

Все расчеты действующего проекта производились согласно Нормативно-техническому документу (НТД) по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам, утвержденного 17.01.2025 г. Министерством Энергетики Республики Казахстан.

Согласно Главе 3, пункта 3.6. НТД, формула Суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования месторождения выглядит так:

$$\text{Солпн} = \text{Со} * (1 + \text{Ки})^{(r+1)},$$

где, **Солпн**- размер суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования месторождения;

Со-остаточная стоимость ликвидационных отчислений скважин;

Ки-коэффициент инфляции

r-количество лет до окончания рентабельного периода;

Получается, по проекту размер суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования с учетом коэффициента инфляции составляет **128 186,36** тыс.тенге без НДС.

Наглядно планируемые ликвидационные отчисления по вариантам разработки приведены в таблице 14.1.

Таблица 14.1 - Расчет отчислений в ликвидационный фонд по вариантам

№ п/п	Наименование	Ед.измерения	2 вариант
1	2	3	4
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	215 442
2	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тыс.тенге	89 573,81
3	Стоимость рекультивации земли	тыс.тенге	28 341,91
4	Прочие расходы	тыс.тенге	35 628,72
5	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования в текущих ценах	тыс.тенге	368 986,65
6	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд	тыс.тенге	277 940,76
7	Остаточная сумма отчислений в ликвидационный фонд	тыс.тенге	91 045,88
8	Проектная накопленная добыча природного газа за рентабельный период (Для перевода тысячи кубических метров газа в тонны применен коэффициент 0,857)	тыс.тонн	8 150,95
9	Проектная накопленная добыча серы за рентабельный период	тыс.тонн	144,41
10	Проектная накопленная добыча гелия за рентабельный период	тыс.тонн	19,58
11	Общий объем добычи углеводородов	тыс.тонн	8 314,94
12	Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тенге/тыс.тонн	3,79
13	Размер суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования без НДС	тыс.тенге	128 186,36
14	Размер суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования с НДС	тыс.тенге	148 696,18

В рамках проекта разработки необходимо определить удельный норматив отчислений в тенге на 1 тыс. тонн углеводородов в стоимостном эквиваленте нефти.

Расчет удельного норматива отчислений исходит из суммарных объемов добычи углеводородов (газа, серы и гелия) в стоимостном эквиваленте нефти.

В таблице 14.2 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по рекомендуемому 2 варианту разработки по годам до рентабельного периода.

Согласно пункту 9 ст.126 Кодекса «О недрах и недропользовании» сумма обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

Таблица 14.2 - Прогнозные отчисления в ликвидационный фонд 2 рекомендуемого варианта

Год	Годовая добыча газа, млн.м³	Годовая добыча газа, тыс.тн.(К=0,857)	Стоимость газа	Годовая добыча серы, тыс.тн.	Стоимость серы	Годовая добыча гелия, млн.м³	Годовая добыча гелия, тыс.тн.(К=0,1785)	Стоимость гелия	Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд	Добыча УВ в стоимостном эквиваленте нефти	Отчисления в ликвидационный фонда с учетом Коэффициента инфляции (тыс.тенге)	Отчисления в ликвидационный фонда с учетом Коэффициента инфляции (тыс.тенге) с НДС
2026		0	-		-		0	-	3,79	-	-	-
2027		0	-		-		0	-	3,79	-	-	-
2028	311,20	266,702	16 743 018,16	1,21	33 209,87	0,65	0,116	6 498,32	3,79	1 075,96	4 073,41	4 725,15
2029	346,93	297,319	18 665 092,18	2,80	76 884,88	0,72	0,129	7 226,58	3,79	1 212,64	4 590,85	5 325,39
2030	344,35	295,111	18 526 478,36	2,74	75 391,75	0,72	0,128	7 170,56	3,79	1 203,33	4 555,60	5 284,50
2031	340,45	291,768	18 316 611,50	2,63	72 374,95	0,71	0,126	7 058,52	3,79	1 188,99	4 501,30	5 221,50
2032	340,92	292,171	18 341 911,04	3,03	83 321,40	0,71	0,126	7 058,52	3,79	1 194,21	4 521,07	5 244,44
2033	340,05	291,426	18 295 141,43	3,41	93 909,93	0,70	0,126	7 058,52	3,79	1 194,73	4 523,04	5 246,73
2034	344,12	294,909	18 513 797,20	3,80	104 632,82	0,71	0,127	7 114,54	3,79	1 212,18	4 589,10	5 323,35
2035	340,98	292,216	18 344 736,05	4,21	115 778,73	0,70	0,126	7 058,52	3,79	1 205,11	4 562,32	5 292,29
2036	331,33	283,949	17 825 750,32	4,17	114 685,83	0,68	0,122	6 834,44	3,79	1 171,73	4 435,97	5 145,73
2037	318,97	273,358	17 160 868,52	4,07	111 974,84	0,66	0,118	6 610,36	3,79	1 128,55	4 272,47	4 956,07
2038	307,30	263,355	16 532 900,19	3,98	109 577,00	0,63	0,113	6 330,26	3,79	1 087,81	4 118,26	4 777,18
2039	297,60	255,041	16 010 963,90	3,90	107 187,30	0,61	0,11	6 162,20	3,79	1 053,82	3 989,58	4 627,91
2040	288,38	247,143	15 515 143,25	3,82	105 089,19	0,60	0,106	5 938,12	3,79	1 021,59	3 867,56	4 486,37
2041	277,75	238,03	14 943 047,34	3,72	102 420,59	0,57	0,102	5 714,04	3,79	984,32	3 726,46	4 322,69
2042	268,09	229,756	14 423 622,17	3,64	100 040,96	0,55	0,099	5 545,98	3,79	950,49	3 598,40	4 174,14
2043	258,61	221,631	13 913 550,92	3,55	97 665,68	0,53	0,095	5 321,90	3,79	917,27	3 472,60	4 028,22
2044	249,98	214,234	13 449 182,05	3,47	95 553,78	0,52	0,092	5 153,84	3,79	887,03	3 358,14	3 895,44
2045	240,14	205,797	12 919 524,07	3,38	92 921,42	0,50	0,088	4 929,76	3,79	852,47	3 227,30	3 743,67
2046	227,36	194,848	12 232 167,74	3,29	90 549,90	0,47	0,084	4 705,68	3,79	807,97	3 058,81	3 548,22
2047	213,57	183,026	11 490 006,23	3,21	88 180,22	0,44	0,079	4 425,58	3,79	759,98	2 877,13	3 337,47
2048	203,69	174,564	10 958 778,79	3,13	86 045,48	0,42	0,075	4 201,50	3,79	725,48	2 746,54	3 185,98
2049	190,79	163,511	10 264 893,56	3,03	83 439,67	0,39	0,07	3 921,40	3,79	680,48	2 576,18	2 988,37
2050	179,68	153,989	9 667 121,44	3,54	97 279,45	0,37	0,066	3 697,32	3,79	647,03	2 449,53	2 841,46
2051	167,37	143,438	9 004 750,76	3,43	94 429,89	0,34	0,061	3 417,22	3,79	603,95	2 286,46	2 652,30
2052	163,23	139,891	8 782 077,20	3,34	91 732,51	0,33	0,06	3 361,20	3,79	588,90	2 229,47	2 586,19
2053	157,30	134,804	8 462 725,51	3,22	88 533,61	0,32	0,057	3 193,14	3,79	567,53	2 148,57	2 492,34
2054	151,73	130,031	8 163 086,12	3,11	85 584,62	0,31	0,055	3 081,10	3,79	547,50	2 072,73	2 404,36
2055	142,85	122,422	7 685 408,32	3,00	82 635,01	0,29	0,052	2 913,04	3,79	516,14	1 954,01	2 266,65
2056	136,94	117,358	7 367 500,52	2,91	79 900,40	0,28	0,05	2 801,00	3,79	495,01	1 874,04	2 173,88
2057	130,64	111,961	7 028 687,66	2,79	76 724,54	0,27	0,048	2 688,96	3,79	472,41	1 788,48	2 074,63
2058	127,78	109,504	6 874 442,11	2,68	73 759,80	0,26	0,047	2 632,94	3,79	461,62	1 747,63	2 027,25
2059	122,14	104,674	6 571 224,37	2,56	70 341,15	0,25	0,045	2 520,90	3,79	441,21	1 670,34	1 937,59
2060	120,54	103,301	6 485 030,18	2,85	78 368,69	0,25	0,044	2 464,88	3,79	438,38	1 659,61	1 925,15
2061	113,57	97,328	6 110 057,18	2,71	74 521,59	0,23	0,041	2 296,82	3,79	413,25	1 564,51	1 814,83
2062	105,29	90,23	5 664 458,94	2,58	70 901,54	0,21	0,038	2 128,76	3,79	383,72	1 452,68	1 685,11
2063	98,43	84,356	5 295 700,97	2,44	67 170,90	0,20	0,036	2 016,72	3,79	359,03	1 359,22	1 576,69
2064	100,86	86,436	5 426 279,21	2,65	72 801,55	0,20	0,037	2 072,74	3,79	369,19	1 397,70	1 621,33
2065	95,67	81,992	5 147 293,78	2,48	68 081,43	0,19	0,035	1 960,70	3,79	349,89	1 324,62	1 536,55
2066	91,22	78,173	4 907 544,59	2,33	64 099,19	0,19	0,033	1 848,66	3,79	333,32	1 261,90	1 463,81
2067	87,48	74,969	4 706 403,88	2,21	60 844,05	0,18	0,032	1 792,64	3,79	319,45	1 209,40	1 402,90
2068	83,99	71,976	4 518 509,33	2,10	57 835,00	0,17	0,03	1 680,60	3,79	306,51	1 160,39	1 346,05
2069	78,05	66,887	4 199 032,09	1,98	54 587,30	0,16	0,028	1 568,56	3,79	285,12	1 079,40	1 252,10
2070	76,43	65,503	4 112 147,33	1,88	51 579,83	0,16	0,028	1 568,56	3,79	278,60	1 054,72	1 223,47
2071	73,51	62,998	3 954 888,44	1,77	48 655,53	0,15	0,027	1 512,54	3,79	267,63	1 013,19	1 175,30
2072	70,02	60,008	3 767 182,22	1,67	45 938,53	0,14	0,025	1 400,50	3,79	254,79	964,59	1 118,93
2073	66,38	56,889	3 571 377,64	1,57	43 051,79	0,14	0,024	1 344,48	3,79	241,38	913,83	1 060,05
2074	62,96	53,956	3 387 249,77	1,47	40 371,03	0,13	0,023	1 288,46	3,79	228,79	866,14	1 004,73
2075	65,72	56,324	3 535 908,07	1,37	37 771,43	0,13	0,024	1 344,48	3,79	237,38	898,69	1 042,48
2076	58,26	49,931	3 134 568,32	1,29	35 348,92	0,12	0,021	1 176,42	3,79	211,06	799,02	926,86
2077	54,83	46,992	2 950 063,78	1,19	32 813,67	0,11	0,02	1 120,40	3,79	198,48	751,42	871,65
2078	51,60	44,219	2 775 980,38	1,11	30 455,18	0,11	0,019	1 064,38	3,79	186,63	706,55	819,60
2079	48,47	41,538	2 607 672,56	1,02	28 177,62	0,10	0,018	1 008,36	3,79	175,17	663,17	769,28
2080	45,52	39,007	2 448 781,45	0,95	26 052,08	0,09	0,017	952,34	3,79	164,36	622,25	721,81
Итого 2026-2080	9 511,02	8 150,95	511 700 339,10	144,41	3 971 184,04	19,58	3,50	195 957,96		33 859,60	128 186,36	148 696,18

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кодекс Республики Казахстан о Недрах и Недропользовании от 27.12.2017 года № 125-VI с изменениями и дополнениями от 24.05.2018 г. №156-VI.
2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 июня 2018 года № 17131).
3. «Методические рекомендации по составлению проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года №329).
4. «Проект разведки залежей газа на месторождении Придорожное» ТОО «НПЦ «Туран Гео», 2009 г.
5. «Проект оценочных работ на месторождении Придорожное», ТОО «ТуранГео», г. Шымкент, 2012 г.
6. Матлошинский Н.Г., Гужов А.С. и др. Отчет «Переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных работ МОГТ 3Д на месторождении Придорожное на контрактной территории ТОО «МАНГЫШЛАК-МУНАЙ», ТОО «ReservoirEvaluationServices», г. Алматы, 2014г.
7. Дополнение к проекту оценочных работ на месторождении Придорожное, ТОО «ТуранГео», г. Шымкент, 2014 г.
8. Жаноков Р.А., Алиханов Т.А. и др. Отчет «О результатах сейсморазведочных работ 3Д на месторождении газа Придорожное в пределах контрактной территории ТОО «МАНГЫШЛАК-МУНАЙ» за 2010-2011гг., ТОО «PGD Services», г. Алматы, 2011 г.
9. Матлошинский Н.Г., Айткалиева Н.Б., Романова Т.Д. и др. «Отчет по подсчету запасов газа и попутных компонентов месторождения Придорожное в Созакском районе Южно-Казахстанской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.07.2015г.)», г. Алматы, 2015 г.
10. Кубекбаев Е.И., Караева А.Р. и др. «Проект опытно-промышленной эксплуатации газовых залежей месторождения Придорожное», г. Актау, 2016 г.
11. «Проект разработки газового месторождения Придорожное», г. Актау, 2023 г.
12. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. Печора, Печорское время, 2002 г.
13. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. Москва, Недра, 1975 г.

14. Ю.П. Коротаев, С.Н. Закиров. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Москва «Недра» 1981.
15. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Москва, Недра, 1979 г.
16. Б.В Дегтярев «Борьба с гидратообразованиями при эксплуатации газовых скважин в северных районах». «Недра», Москва, 1976.
17. Г.С.Степанова, И.Ю.Зайцев “Разработка сероводородсодержащих месторождений углеводородов”. Москва, Недра. 1986 г.
18. СТК РК ИСО 15156–1,2,3-2011 «Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче» – Части 1, 2 и 3.
19. Экологический кодекс Республики Казахстан. Астана, 2007 г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 – Результаты испытания поисковых скважин в процессе бурения

Сква- жина	Дата опробования	Интервал испытания		Горизонт	способ опробования	Характер притока	
		кровля	подошва			вода, м³/сут	газ, м³/сут
1	2	3	4	5	6	7	8
2	из ПЗ 1974	1300,0	1573,0	C-1+C-2	-	газ	1300,0
		1497,0	1660,0	C-1+C-2+C-3	-	горючий газ	1497,0
		1638,0	1939,0	C-3+ВГ	-	газ	1638,0
		1824,0	1952,0	ВГ	вода	газ	1824,0
		1876,0	1948,0	ВГ		сухо	
		2802,0	2944,0	ВГ		сухо	
		1431,0	1968,0	ВГ+C-2+C-3+ВГ	УКП-59	202	-
3	16.10-17.10.1972	1793,0	2079,0	D-3+ВГ	КИИ-146	фильтрат с водой	
	20.12.1972-17.01.1973	2373,0	2456,0	D-2+ВГ	бур. инст. на гл. 2337 м		аварийный фонтан сухого газа через выкидной превентор 1,6 млн.м³ на глубине 2436-2451 м при бурении наблюдалось поглощение бур. раствора с потерей циркуляции
4	30.10.1973	2451,0	2555,0	D-3+ВГ	КИИ-146	-	фильтрат + газ
	08.11.1973	2421,0	2568,0	D-3+ВГ	КИИ-146	приток сильногазированной воды	-
5	30.12.1973	2130,0	2346,0	ВГ+CD-1	КИИ-146	сухо	
	13.04.1974	2529,0	2685,0	D-3+ВГ	КИИ-2-146	приток слабогазированной пластовой воды	-
	15.03.1974	2527,0	2550,0	D-3	КИИ-2-146	-	слабый приток горючего газа
	10.04.1974	2550,0	2685,0	D-3+ВГ	КИИ-2-146	приток слабогазированной фильтрата с водой 2,7 м³	-

Продолжение приложения 1

1	2	3	4	5	6	7	8
6	06.06.1974	1181,0	1360,0	ВГ+С-1	КИИ-146, СКО	-	ориентировочно 800 000
	25.04.1974	2561,0	2766,0	D-3+ВГ	КИИ-2-146	приток слоборазгазиро- ванной воды	
	Из Проекта	2564,0	2706,0	D-3+ВГ	КИИ-2-146	пластовая вода	-
8	04.10.1974	1558,0	1898,0	нет каротажа	-	вода	газ
	05.10.1974	1526,0	1902,0	нет каротажа	КИИ-2-146	пластовая вода	
10	09.10.1974	2500,0	2889,0	ВГ+CD-1+CD-2+ВГ	КИИ-146	сухо	
	08.12.1975-09.12.1974	2944,0	3153,0	D-1+D-2+D-3+ВГ	КИИ-146	фильтрат бурового раствора	
	05.02.1975	1876,0	2005,0	С-1	КИИ-146	фильтрат бурового раствора	
	10.02.1975	1661,0	1880,0	ВГ	КИИ-146	сухо	
	11.12.1974	2902,0	3153,0	ВГ+D-1+D-2+D-3+ВГ	КИИ-146	пакеровка не герметична	
	30.01.1974	2948,0	3153,0	D-2+D-3+ВГ	КИИ-146	сухо	
11	12.01.1976	1798,0	1941,0	С-1	КИИ-2-146	фильтрат бурового раствора	
	16.01.1976	1840,0	2002,0	С-1+ВГ	КИИ-146	фильтрат бурового раствора	
	22.04.1976	2461,0	2687,0	ВГ+CD-1+ВГ	КИИ-146	сухо	
	17.04.1976	2739,0	2880,0	D-3+ВГ	КИИ-146	фильтрат бурового раствора	
	15.04.1976	2731,0	2880,0	D-3+ВГ	КИИ-146	пакеровка не герметична	
	12.04.1976	2796,0	2880,0	D-3+ВГ	КИИ-146	сухо	
12	из ПЗ 1974	1165,0	1432,0	ВГ+С-1	-	приток фильтрата	
	из проекта	1400,0	1682,0	С-1+ВГ+С-2	КИИ-146	слабый приток воды	-
	из ПЗ 1974	2215,0	2334,0	CD-1+ВГ	КИИ-146	слабый приток воды	-
13	24.05.1975	1294,0	1360,0	С-1	КИИ-2-146	сухо	
	27.05.1975	1295,0	1433,0	С-1+ВГ	КИИ-2-146	сухо	
	26.07.1975-22.05.1976	1221,0	1456,0	С-1+ВГ	освоение УКП-80 и ЦА-320	вода	газ
14	28.10.1975	1282,0	1406,0	С-1	КИИ-146	пластовая вода	-
	12.10.1975	1195,0	1277,0	С-1	КИИ-146	сухо	
	16.11.1975-29.11.1975	1107,0	1137,0	С-1	КИИ-146	сухо	
	07.11.1975	1254,0	1100,0	С-1	КИИ-146	-	фильтрат со слабым газом

Продолжение приложения 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
5	22.08.1975-14.09.1975	2276,0	2296,0	CD-1+ВГ	-	-	ПК-103, 400 отв.	Снижение уровня	-	-	слаб.	-	-	-	-	-	-
		2380,0	2391,0	CD-2	-	-	ПК-103, 220 отв.	Дренаж МПД	-	-	сухо		-	-	-	-	-
	01.08.1975-08.08.1975	2426,0	2445,0	ВГ+D-I	-	-	ПК-103, 300 отв.	Снижение уровня	-	-	сухо		-	-	-	-	-
	17.07.1975-29.07.1975	2460,0	2495,0	D-I+D-2	-	2498,0 м	ПК -103, 700 отв.	Снижение уровня	-	-	сухо		-	-	-	-	-
	26.02.1975	2526,0	2620,0	D-3+ВГ	2620 м, КИИ-95, d=118мм, пакер -2526 м	2 1/2", 2564,5 м	-	-	-	-	вода	-	-	-	-	-	-
5	27.12.1974	2564,5	2620,0	D-3+ВГ	2620 м, КИИ-95, d=118мм, пакер - 2526 м	2 1/2", 2564.5 м	-	-	-	-	сухо		-	-	-	-	-
	21.11.1974-30.11.1974	2512,0	2535,0	D-3	-		ПК-103, 230 отв.	Снижение уровня компрессированием	-	-	сухо		-	-	-	-	-
	09.12.1974-11.12.1974	2512,0	2560,0	D-3	КИИ-95, d=120мм, пакер - 2497 м	2 1/2", 2493,0 м	ПК-103	Снижение уровня	-	-	слабогазированная жидкость		-	-	-	-	-
	02.12.1974-17.07.1975	2535,0	2560,0	D-3	-	2 1/2", 2570 м	ПК -103, 250 отв.	Снижение уровня	-	-	слаб.	-	-	-	-	-	-
6	01.10.1974-25.10.1974	1290	1306	C-1	1320,0	-	ПК-80, 330 отв.	Снижение уровня компрессированием	22 19 11 8 6 3	-	-	94,0 83,6 79,4 56,7 39,1 12,1	11,0	-	-	-	-
7	08.10.1974-02.07.1975	1310,0	1360,0	C-1	-	-	ПК-103, ПК-80, 905 отв.	Освоение	-	-	после СКО	-	-	-	-	-	-
	08.10.1974-02.07.1975	1360,0	1430,0	C-1	-	-	ПК-103, ПК-80, 900 отв.	Дренаж МПД.	-	-	вода	-	-	-	-	-	-
	08.10.1974-02.07.1975	2225,0	2275,0	-	-	-	ПК-103, 500 отв.	Освоение	-	-	слаб. газ с водой		-	-	-	-	-
	08.10.1974-02.07.1975	2450,0	2462,0	-	-	-	ПК-80, 160 отв.	-	-	-	-	0,2	-	-	-	-	-
	08.10.1974-02.07.1975	2487,0	2494,0	-	-	-	ПК-80, 120 отв.	-	-	-	сухо		-	-	-	-	-
	08.10.1974-02.07.1975	2506,0	2550,0	-	-	-	ПК-103, ПК-80, 420 отв.	-	-	-	сухо		-	-	-	-	-
12	из схемы	2335,0	2350,0	CD-2+ВГ	-	-	-	-	-	-	сухо		-	-	-	-	-
	из схемы	2375,0	2395,0	ВГ	-	-	-	-	-	-	сухо		-	-	-	-	-
	07.02.1976-14.06.1976	2400,0	2430,0	D-I	-	-	ПКС-105, 360 отв.	Освоение	-	-	сухо		-	-	-	-	-
	07.02.1976-14.06.1976	2438,0	2458,0	D-2	-	-	ПКС-105, ПКРУ-50, ПВН-90, 80 отв.	-	-	-	-	слаб.	-	-	-	-	-
	07.02.1976-14.06.1976	2464,0	2487,0	ВГ+D-3	-	-	ПКС-105, 138 отв.	-	-	-	сухо						
	07.02.1976-14.06.1976	2488,0	2503,0	D-3	-	-	ПКС-105, 180 отв., Торпедирование ТШ-Ф-43	-	5	-	-	22,6	23,4	16,8	-	-	-

Продолжение приложения 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
12	07.02.1976-14.06.1976	2511,0	2530,0	D-3	-	-	ПКС-105, 114 отв.	-	2	-	-	7,42	-	-	-	-	-
	07.02.1976-14.06.1976	2532,0	2560,0	D-3+ВГ	-	-	ПКС-105, 168 отв.	-	-	-	сухо		-	-	-	-	-
13	26.07.1975-22.05.1976	1318,0	1346,0	C-1	1456,0	-	TUIT-65/70	Освоение	5	-	вода	4,7	-	-	7,9	7,1	-
15	19.12.2015-10.01.2015	2357,1 2366,2 2374,8 2399,3 2408,0	2362,7 2369,6 2389,8 2404,3 2439,0	D-3	2576,0	73 мм, 2439,0 м	ORION102-04 HMX St 18 1080 отв.	Глино-кислотная обработка	23	2374,8-2380,0 2381,6-2388,7 2399,3-2404,3 2408,5-2417,0	-	220,9 50,3 337,4 46,7 177,1 124,1 142,2 175,8 177,2 111,3 47,2	25,3	* * * * * * 15,9 * 16,6 * 17,2	14,1	6,0 7,5 7,5 7,8 8,5 10,5 10,5 12,0 12,0	68,9
									23 23 21 21 19 17 17 15 15 13 13								
15	11.01.2015-29.01.2015	2058,5 2084,9 2141,7 2210,0 2294,0	2064,2 2090,0 2171,0 2220,6 2315,0	CD-1 CD-1 ВГ CD-2 D-1	2334,5	73 мм, 2321,0 м	ORION102-04 HMX St 18 1291 отв.	Компрессирование, АКС-250, послед. Соляно-кислотная обработка ПЗС	3	2086,0-2088,6 2296,0-2303,0	1,1 (техн.) 0,1 (техн.)	-	21,2	13,0	3,0	2,5	70
	29.01.2015-10.02.2015	1606,3 1640,0 1670,3 1738,3 1773,5	1619,5 1658,2 1695,4 1746,6 1799,0	C-3 C-3 C-3 ВГ ВГ	2005,0	73 мм, 1587,5 м	ORION102-04 HMX St 18 18 отв./погм	Компрессирование, АКС-250, послед. Соляно-кислотная обработка ПЗС	7	1617,5-1619,3 1656,3-1658,2 1670,3-1695,4	0,03 (техн.) 0,46 (техн.) 0,01	-	16,0	-	-	-	-
	10.02.2015-02.03.2015	1250,0 1320,0	1312,0 1330,0	C-1 C-1+ВГ	1557,0	73 мм, 1250,0 м	ORION102-04 HMX St 18 1296 отв.	Компрессирование, АКС-250, послед. Соляно-кислотная обработка ПЗС	5 7 3 5 7	1258,0-1264,6 1266,0-1266,6 1267,3-1272,0 1276,0-1278,0 1281,0-1286,0 1286,8-1296,0 1296,5-1300,0 1320,0-1322,0	-	0,3 0,01 0,04 0,2 1,8	13,818	* * 0,8 6,9 2,1	1,8 1,7 8,9 7,7 3,6	1,8 1,8 7,7 6,8 2,2	47,85
	02-22.03.2015	1142,8 1181,0 1188,8	1168,9 1184,0 1234,0	C-1		73 мм, 1233,9 м	ORION102-04 HMX St 18	Компрессирование, АКС-250, послед. Соляно-кислотная обработка ПЗС	19 11 9 7 9 9	1145-1149,2 1152-1154,5 1155-1157,4 1162-1164,8 1166-1168 1190-1192,7 1195,6-1198 1202-1204 1206-1209,3 1214,7-1217,3 1218,5-1220		1,046 0,011 0,005 0,024 5,777 1,624	14,269		0,5 0,3 0,8 0,6 1,2 1,2	1,5 1,5 1,2 2,2 2,0 2,5	44,68
16	05.09.2014-23.09.2014	2419,7	2473,4	D-3	2598,3	73 мм, 2417,0 м	ORION102-04 HMX St 18 859 отв.	Смена раствора	7 7 9 15 5 5 7 9 11 11 13 5 5 15	2422,0-2424,7 2434,5-2453,5 2454,0-2456,4 2464,0-2467,6 2468,5-2469,7 2471,0-2473,4	-	49,3 38,9 52,5 38,7 4,6 7,2 25,9 56,9 49,4 39,5 125,8 25,7 7,4 20,9	26,8	* 23,1 20,8 16,6 25,8 * 23,2 20,6 18,3 * 17,0 24,7 *	19,8 19,9 18,0 14,3 20,8 21,0 21,4 19,6 17,3 15,3 11,7 21,0 14,1 20,4 20,8 9,7 14,9	19,5 19,8 16,1 8,8 21,0 21,6 19,2 15,4 11,7 20,8 9,6 20,4 20,8 9,7	72,8

Продолжение приложения 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
16	26.09.2014-15.10.2014	2269,7 2355,3 2396,8	2284,5 2382,0 2410,3	CD-2 D-1 D-2	2416,0	73 мм, 2267,4 м	ORION102-04 HMX St 18 806 отв.	Компрессирование, АКС-250, послед. Соляно-кислотная обработка ПЗС	3 5 5 7 5 7	2276,0-2272,2 2280,8-2282,6 2359,0-2364,3 2366,0-2372,0 2396,8-2398,5	-	41,7 1,4 3,3 5,2 0,3 18,4	25,6	*	8,5	7,6	69,0
	16.10.2014-30.10.2014	2105,0	2114,3	CD-1	2243,8	73 мм, 2098,6 м	ORION102-04 HMX St 16 отв./погм	Компрессирование, АКС-250, послед. Соляно-кислотная обработка ПЗС	3 9 7 9 15	2105,0-2109,0 2109,7-2112,0	-	0,3 0,9 1,7 2,2 6,4	23,8	*	8,0	6,4	
16	31.10.2014-9.11.2014	1490,9 1531,4 1556,9 1655,4	1519,8 1538,2 1558,6 1719,5	C-2 C-2 C-2 C-3	2058,0	73 мм, 1480,8 м	ORION102-04 HMX St 18 1608 отв.	Компрессирование, АКС-250, послед. Соляно-кислотная обработка ПЗС	11	1682,5-1712,0	28,7	-	14,4	-	-	-	54
	11.11.2014-05.12.2014	1177,2 1230,3 1256,0 1288,0	1199,4 1250,0 1276,5 1353,2	C-1	1450,5	73 мм, 1169,0 м	ORION102-04 HMX St 18 2042 отв.	Компрессирование, АКС-250, послед. Соляно-кислотная обработка ПЗС	17	1177,2-1191,0 1300,0-1317,0	-	17,8 119,3	13,2	11,5	11,3	9,4	49
17	05.04.2015-27.04.2015	2421,0 2469,0 2568,0	2462,0 2520,0 2573,0	D-3 D-3 ВГ	2584,1	73 мм, 2415,0 м	ORION102-04 HMX St 18 1544 отв.	Компрессирование, АКС-250, послед. Глино-кислотная обработка ПЗС	23 21 21 19 19 23 23 23	2421,0-2430,6 2434,0-2439,0 2444,0-2459,3 2469,5-2480,0 2481,6-2490,0 2494,0-2503,0	-	69,2 36,3 98,1 9,1 75,9 49,2 130,7 50,8	27,1	5,3 5,5 5,2 *	4,6 4,3 4,5 4,6 5,0 5,1 4,6 13,2	1,6 2,1 2,2 2,5 2,7 1,9 1,8 12,0	66,1
	27.04.2015-06.05.2015	2345,4 2390,0	2378,0 2404,2	D-1 D-2	2415,2	73 мм, 2335,0 м	ORION102-04 HMX St 18 749 отв.	Компрессирование, АКС-250, послед. Соляно-кислотная обработка ПЗС	17	2394,0-2403,0 м - поглощение по расходомеру, приемистость 4,7 м³/с			26,0	-	0,0	0,0	
	06.05.2015-13.05.2015	2153,4 2274,8	2162,0 2283,6	CD-1 CD-2	2295,6	73 мм, 2143,0 м	ORION102-04 HMX St 18 313 отв.	Компрессирование, АКС-250, послед. Соляно-кислотная обработка ПЗС	-	2156-2162	1,0	-	24,0	-	-	-	61
17	13.05.2015-22.05.2015	1578,0 1600,0 1900,0	1585,0 1608,0 1923,2	C-2 C-2 ВГ	2295,6	73 мм, 1568,0 м	ORION102-04 HMX St 18 1001 отв.	Компрессирование, АКС-250, послед. Соляно-кислотная обработка ПЗС	-	1916-1923,3	8,9	-	17,0	-	-	-	55
	22.05.2015-08.06.2015	1304,0 1337,5 1356,0 1374,2	1332,2 1348,4 1368,7 1395,2	C-1	1525,0	73 мм, 1290,0 м	ORION102-04 HMX St 18 1164 отв.	Компрессирование, АКС-250, послед. Соляно-кислотная обработка ПЗС	9	1304-1330,8	-	6,1	14,0	3,3	3,6	0,8	48
	09.06.2015-23.06.2015	1206,0 1270,0	1238,3 1290,0	C-1	1293,7	73 мм, 1196,0 м	ORION102-04 HMX St 18 941 отв.	Компрессирование, АКС-250, послед. Соляно-кислотная обработка ПЗС	-	-	сухо		13,0	-	-	-	44

Приложение 3 – Результаты газодинамических исследований оценочных скважин методом КВД

Скважина	Интервал перфорации		Горизонт	Дата исследования	Параметры полученные по газодинамическим исследованиям методом КВД													Индикаторная диаграмма		
					Продолжительность	Глубина Замера, м	Забойное давление	Начальное давление	Давление (на глубине замера)	Температура (на глубине замера)	Коэффициент влияния ствола скважины	Скин-фактор	Пьезопроводность	Гидропроводность	Проницаемость	Индекс продуктивности	Радиус исследования	Абсолютно свободный дебит	Проницаемость ПЗП	Штуцер
15	2357,1 2366,2 2374,8 2399,3 2408,0	2362,7 2369,6 2389,8 2404,3 2439,0	D-3	29.12.2014	3	2357,1	17,52	25,8	25,8	69	1,4	-3,0	65,3	25,8	0,659	3,41	76	489,675	1,2	13
15	2058,5 2084,9 2141,7 2210,0 2294,0	2064,2 2090,0 2171,0 2220,6 2315,0	CD-1 CD-1 ВГ CD-2 D-1	24.01.2015	1	2058,0	1,3	-	2,8	70	-	-3,6	-	-	0,035	8,57	10	-	0,64	-
15	1250,0 1320,0	1312,0 1330,0	C-1 C-1+ВГ	18.02.2015	4	1250,0	12,8	14,1	14,0	48	1,9	-1,9	3,2	0,4	0,012	0,05	18	6,4092	0,025	7
15	1142,8 1181,0 1188,8	1168,9 1184,0 1234,0	C-1	09.03.2015	6	1142,8	13,6	14,3	14,2	45	4,0	-0,4	0,6	0,1	0,0042	0,09	7	10,3	0,016	7
16	2419,7	2473,4	D-3	06.09.2014	2	2419,7	21,0	27,0	27,1	73	1,6	9,5	219,7	93,9	2,110	3,16	105	406,503	1,12	5
16	2269,7 2355,3 2396,8	2284,5 2382,0 2410,3	CD-2 D-1 D-2	03.10.2014	2	2340,0	2,93	26,2	26,1	69	1,4	1,8	6,1	1,2	0,022	0,10	7	10,65	0,018	3
16	2105,0	2114,3	CD-1	24.10.2014	3	2109,5	2,8	24,2	24,2	68	0,7	-2,8	1,3	0,1	0,006	0,01	4	-	-	-
16	1490,9 1531,4 1556,9 1656,4	1519,8 1538,2 1558,6 1719,5	C-2 C-2 C-2 C-3	07.11.2014	1	1490,9	14,5	-	14,6	54	-	-5,8	-	-	7,000	8,80	176	-	-	-
16	1177,2 1230,3 1256,0 1288,0	1199,4 1250,0 1276,5 1353,2	C-1	18.11.2014	3	1177,2	12,5	13,2	13,2	49	41,7	-5,9	232,9	77,1	1,540	32,18	144	1462	12,4	21
17	2421,0 2469,5 2568,0	2462,0 2520,0 2573,0	D-3 D-3 ВГ	19.04.2015	2	2421,0	25,8	27,1	27,1	66	0,8	-0,2	16,1	7,3	0,116	5,65	33	124,74	0,165	19

Приложение 4 – Месторождение Придорожное. Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м³	Накопленная добыча природного газа, млн.м³	Отбор от извлек запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м³/сут	Добыча серы, тыс.т	Накоп-ленная добыча серы, тыс.т	Добыча азота, млн.м³	Накоп-ленная добыча азота, млн.м³	Добыча гелия, млн.м³	Накоп-ленная добыча гелия, млн.м³	Добыча товарного газа, млн.м³	Накоп-ленная добыча товарного газа, млн.м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2027	3	3	6	0	0	0	6	6	15,6	124,2	198,4	2,1	0,017	1,3	85,0	0,0	0,3	31,6	48,8	0,3	0,4	92,6	148,8
2028	3	0	3	0	0	0	9	9	23,4	200,9	399,3	4,2	0,034	2,1	82,1	0,0	0,3	51,1	99,9	0,4	0,8	149,8	298,6
2029	3	0	3	0	0	0	12	12	28,9	270,8	670,1	7,0	0,057	2,8	76,3	0,4	0,7	67,2	167,0	0,6	1,4	203,6	502,3
2030	2	0	2	0	0	0	14	14	31,8	325,5	995,7	10,4	0,085	3,4	71,9	1,8	2,5	74,4	241,4	0,7	2,1	251,2	753,4
2031	1	0	1	0	0	0	15	15	33,3	349,2	1344,8	14,0	0,115	3,6	68,9	2,7	5,1	76,1	317,6	0,7	2,8	273,1	1026,5
2032	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	341,0	1685,8	17,6	0,144	3,6	65,6	2,8	8,0	73,2	390,7	0,7	3,5	267,8	1294,3
2033	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	327,2	2013,0	21,0	0,171	3,4	62,9	2,8	10,8	69,9	460,6	0,7	4,2	257,3	1551,6
2034	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	313,8	2326,8	24,3	0,198	3,3	60,3	2,7	13,5	66,7	527,3	0,7	4,8	247,1	1798,7
2035	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	300,8	2627,5	27,4	0,224	3,1	57,8	2,7	16,2	63,6	590,9	0,6	5,5	237,1	2035,8
2036	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	291,2	2918,8	30,5	0,249	3,0	56,0	2,7	18,9	61,4	652,4	0,6	6,1	229,8	2265,6
2037	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	293,9	3212,6	33,5	0,274	3,1	56,5	3,1	22,0	59,8	712,2	0,6	6,7	234,1	2499,7
2038	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	282,1	3494,8	36,5	0,298	2,9	54,2	3,1	25,1	57,1	769,3	0,6	7,3	225,0	2724,7
2039	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	270,8	3765,5	39,3	0,321	2,8	52,1	3,0	28,1	54,5	823,8	0,6	7,8	216,3	2941,0
2040	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	260,3	4025,9	42,0	0,343	2,7	50,1	3,0	31,0	52,1	875,9	0,5	8,4	208,2	3149,2
2041	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	250,2	4276,1	44,6	0,364	2,6	48,1	2,9	33,9	49,8	925,7	0,5	8,9	200,4	3349,6
2042	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	240,3	4516,4	47,1	0,385	2,5	46,2	2,8	36,8	47,6	973,4	0,5	9,4	192,7	3542,3
2043	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	240,4	4756,9	49,6	0,405	2,5	46,2	3,1	39,9	46,2	1019,6	0,5	9,9	194,2	3736,5
2044	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	230,9	4987,8	52,0	0,425	2,4	44,4	3,1	43,0	44,1	1063,8	0,5	10,4	186,7	3923,2
2045	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	221,6	5209,3	54,3	0,444	2,3	42,6	3,0	45,9	42,1	1105,9	0,5	10,8	179,5	4102,6
2046	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	204,6	5413,9	56,5	0,461	2,1	39,7	2,9	48,9	38,1	1144,0	0,4	11,2	166,5	4269,2
2047	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	190,5	5604,4	58,5	0,477	2,0	36,9	2,8	51,7	34,9	1178,9	0,4	11,6	155,8	4424,9
2048	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	177,9	5782,3	60,3	0,492	1,9	34,3	2,8	54,5	32,0	1210,9	0,4	12,0	146,1	4571,0
2049	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	179,5	5961,8	62,2	0,508	1,9	34,5	3,2	57,7	30,5	1241,4	0,4	12,4	149,2	4720,3
2050	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	168,9	6130,7	64,0	0,522	1,8	32,4	3,1	60,7	28,2	1269,6	0,3	12,7	141,0	4861,3
2051	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	159,8	6290,4	65,6	0,536	1,7	30,6	3,0	63,8	26,3	1295,9	0,3	13,0	133,9	4995,2
2052	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	155,5	6445,9	67,3	0,549	1,6	29,4	2,9	66,7	25,6	1321,5	0,3	13,4	130,3	5125,5
2053	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	150,2	6596,1	68,8	0,562	1,6	28,4	2,8	69,5	24,7	1346,2	0,3	13,7	125,9	5251,4
2054	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	144,8	6740,9	70,3	0,574	1,5	27,4	2,7	72,3	23,7	1370,0	0,3	14,0	121,5	5372,9
2055	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	149,9	6890,8	71,9	0,587	1,6	29,3	3,2	75,4	23,0	1393,0	0,3	14,3	127,2	5500,1
2056	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	143,5	7034,3	73,4	0,599	1,5	28,1	3,1	78,5	21,9	1414,9	0,3	14,6	121,9	5622,1
2057	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	137,3	7171,6	74,8	0,611	1,4	26,9	3,0	81,4	20,8	1435,7	0,3	14,8	116,8	5738,8
2058	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	134,9	7306,5	76,2	0,622	1,4	25,5	2,9	84,3	20,6	1456,3	0,3	15,1	114,6	5853,5
2059	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	129,4	7435,8	77,6	0,633	1,3	24,5	2,8	87,1	19,7	1476,0	0,3	15,4	110,0	5963,4
2060	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	145,5	7581,3	79,1	0,645	1,5	27,5	3,7	90,7	19,5	1495,5	0,3	15,7	126,3	6089,7
2061	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	147,1	7728,4	80,6	0,658	1,5	27,8	4,0	94,7	18,4	1513,9	0,3	16,0	129,1	6218,8
2062	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	135,7	7864,2	82,0	0,670	1,4	25,7	3,8	98,6	16,4	1530,2	0,3	16,2	119,7	6338,5
2063	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	137,6	8001,8	83,5	0,681	1,4	26,0	4,1	102,6	15,6	1545,8	0,3	16,5	122,3	6460,9
2064	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	131,7	8133,4	84,9	0,693	1,4	24,9	3,9	106,5	15,0	1560,8	0,3	16,8	117,0	6577,8
2065	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	125,3	8258,7	86,2	0,703	1,3	23,7	3,7	110,2	14,4	1575,2	0,3	17,0	111,2	6689,0
2066	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	118,3	8377,0	87,4	0,713	1,2	22,4	3,4	113,6	13,8	1589,0	0,2	17,3	104,8	6793,8
2067	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	112,2	8489,1	88,6	0,723	1,2	21,2	3,2	116,8	13,2	1602,2	0,2	17,5	99,2	6893,0
2068	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	107,0	8596,2	89,7	0,732	1,1	20,2	3,0	119,9	12,7	1614,9	0,2	17,7	94,6	6987,6
2069	0	0	0	1	1	0	15	15	33,3	98,9	8695,1	90,7	0,740	1,0	19,4	2,9	122,7	11,4	1626,3	0,2	17,9	87,7	7075,3
2070	0	0	0	5	5	0	15	15	33,3	92,2	8787,3	91,7	0,748	1,0	18,9	2,7	125,4	10,5	1636,8	0,2	18,1	81,9	7157,3
2071	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	90,8	8878,0	92,6	0,756	0,9	17,2	2,6	128,0	10,9	1647,7	0,2	18,3	80,1	7237,4
2072	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	86,2	8964,2	93,5	0,763	0,9	16,3	2,4	130,4	10,4	1658,1	0,2	18,5	76,0	7313,4
2073	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	81,7	9045,9	94,4	0,770	0,9	15,5	2,3	132,7	10,0	1668,1	0,2	18,6	72,0	7385,4
2074	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	77,4	9123,3	95,2	0,777	0,8	14,6	2,1	134,8	9,5	1677,6	0,2	18,8	68,1	7453,5
2075	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	73,2	9196,5	95,9	0,783	0,8	13,8	2,0	136,8	9,1	1686,7	0,1	18,9	64,3	7517,8
2076	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	69,0	9265,6	96,7	0,789	0,7	13,1	1,9	138,7	8,7	1695,4	0,1	19,1	60,6	7578,4
2077	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	65,1	9330,7	97,3	0,794	0,7	12,3	1,7	140,4	8,3	1703,7	0,1	19,2	57,0	7635,4
2078	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	61,3	9392,0	98,0	0,800	0,6	11,6	1,6	142,0	7,9	1711,6	0,1	19,3	53,6	7689,0

Продолжение приложения 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2079	0	0	0	0	0	0	15	15	33,3	57,7	9449,7	98,6	0,805	0,6	10,9	1,5	143,5	7,5	1719,2	0,1	19,5	50,3	7739,4
2080	0	0	0	1	1	1	15	14	33,3	51,5	9501,1	99,1	0,809	0,5	10,4	1,2	144,7	7,2	1726,4	0,1	19,6	44,4	7783,8
2081	0	0	0	0	0	8	15	6	33,3	17,8	9519,0	99,3	0,810	0,2	8,2	0,0	144,7	4,5	1730,9	0,0	19,6	13,5	7797,3
2082	0	0	0	0	0	0	15	6	33,3	17,3	9536,2	99,5	0,812	0,2	8,0	0,0	144,7	4,4	1735,3	0,0	19,6	13,1	7810,4
2083	0	0	0	0	0	0	15	6	33,3	16,7	9553,0	99,7	0,813	0,2	7,7	0,0	144,7	4,2	1739,6	0,0	19,7	12,7	7823,0
2084	0	0	0	0	0	0	15	6	33,3	16,2	9569,2	99,8	0,815	0,2	7,5	0,0	144,7	4,1	1743,7	0,0	19,7	12,3	7835,3
2085	0	0	0	0	0	0	15	6	33,3	15,7	9584,9	100,0	0,816	0,2	7,2	0,0	144,7	4,0	1747,7	0,0	19,7	11,9	7847,2

Приложение 5 – Месторождение Придорожное. I объект (горизонт D-3). Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м³	Накопленная добыча природного газа, млн.м³	Отбор от извлеч запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м³/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча азота, млн.м³	Накопленная добыча азота, млн.м³	Добыча гелия, млн.м³	Накопленная добыча гелия, млн.м³	Добыча товарного газа, млн.м³	Накопленная добыча товарного газа, млн.м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2027	3	3	6	0	0	0	6	6	15,6	124,2	188,9	4,0	0,036	2,6	85,0	25,1	20,1	19,2	31,6	48,0	0,26	0,4	92,6	140,8
2028	3	0	3	0	0	0	9	9	23,4	200,9	389,7	8,2	0,075	4,2	82,1	24,4	19,4	18,5	51,1	99,1	0,42	0,8	149,8	290,6
2029	1	0	1	0	0	0	10	10	26,0	261,2	650,9	13,8	0,126	5,5	78,3	23,5	18,5	17,6	66,4	165,5	0,55	1,4	194,8	485,4
2030	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	277,8	928,7	19,6	0,179	5,9	80,1	22,6	17,6	16,7	70,6	236,2	0,58	2,0	207,2	692,5
2031	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	277,1	1205,8	25,5	0,233	5,9	79,9	21,6	16,6	15,7	70,5	306,6	0,58	2,5	206,6	899,2
2032	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	264,0	1469,8	31,1	0,284	5,6	76,1	20,6	15,6	14,8	67,1	373,8	0,55	3,1	196,9	1096,1
2033	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	251,5	1721,3	36,4	0,333	5,3	72,5	19,7	14,7	13,9	63,9	437,7	0,53	3,6	187,5	1283,6
2034	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	239,3	1960,6	41,5	0,379	5,1	69,0	18,8	13,8	13,1	60,9	498,6	0,50	4,1	178,5	1462,1
2035	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	227,6	2188,3	46,3	0,423	4,8	65,7	18,0	13,0	12,3	57,9	556,5	0,48	4,6	169,8	1631,8
2036	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	219,5	2407,7	50,9	0,465	4,6	63,3	17,2	12,2	11,6	55,8	612,3	0,46	5,1	163,6	1795,5
2037	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	209,0	2616,7	55,4	0,506	4,4	60,3	16,5	11,5	10,9	53,1	665,4	0,44	5,5	155,8	1951,3
2038	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	198,9	2815,6	59,6	0,544	4,2	57,3	15,7	10,7	10,2	50,6	716,0	0,42	5,9	148,3	2099,6
2039	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	189,1	3004,7	63,6	0,581	4,0	54,5	15,1	10,1	9,5	48,1	764,1	0,40	6,3	141,0	2240,6
2040	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	180,3	3185,0	67,4	0,615	3,8	52,0	14,5	9,5	9,0	45,9	809,9	0,38	6,7	134,5	2375,1
2041	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	171,9	3356,9	71,0	0,649	3,6	49,6	13,9	8,9	8,4	43,7	853,7	0,36	7,0	128,2	2503,2
2042	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	163,7	3520,6	74,5	0,680	3,5	47,2	13,3	8,3	7,9	41,6	895,3	0,34	7,4	122,1	2625,3
2043	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	155,8	3676,3	77,8	0,710	3,3	44,9	12,8	7,8	7,3	39,6	934,9	0,33	7,7	116,1	2741,4
2044	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	148,1	3824,4	80,9	0,739	3,1	42,7	12,2	7,2	6,8	37,7	972,5	0,31	8,0	110,4	2851,9
2045	0	0	0	0	0	0	10	10	26,0	140,7	3965,1	83,9	0,766	3,0	40,6	11,7	6,7	6,4	35,8	1008,3	0,30	8,3	104,9	2956,7
2046	0	0	0	0	1	0	10	9	26,0	120,1	4085,2	86,4	0,789	2,5	38,5	11,2	6,2	5,9	30,5	1038,9	0,25	8,6	89,6	3046,3
2047	0	0	0	0	1	0	10	8	26,0	101,4	4186,5	88,6	0,809	2,1	36,5	10,8	5,8	5,5	25,8	1064,6	0,21	8,8	75,6	3121,9
2048	0	0	0	0	1	0	10	7	26,0	84,2	4270,7	90,3	0,825	1,8	34,7	10,3	5,3	5,0	21,4	1086,1	0,18	9,0	62,8	3184,7
2049	0	0	0	0	1	0	10	6	26,0	68,6	4339,3	91,8	0,839	1,5	33,0	9,9	4,9	4,7	17,4	1103,5	0,14	9,1	51,1	3235,8
2050	0	0	0	0	1	0	10	5	26,0	54,3	4393,6	92,9	0,849	1,1	31,3	9,6	4,6	4,3	13,8	1117,3	0,11	9,2	40,5	3276,3
2051	0	0	0	0	1	0	10	4	26,0	41,8	4435,4	93,8	0,857	0,9	30,1	9,2	4,2	3,9	10,6	1127,9	0,09	9,3	31,2	3307,5
2052	0	0	0	0	0	0	10	4	26,0	39,6	4475,0	94,7	0,865	0,8	28,6	8,8	3,8	3,6	10,1	1138,0	0,08	9,4	29,6	3337,0
2053	0	0	0	0	0	0	10	4	26,0	37,5	4512,6	95,5	0,872	0,8	27,1	8,5	3,5	3,3	9,5	1147,5	0,08	9,5	28,0	3365,0
2054	0	0	0	0	0	0	10	4	26,0	35,4	4548,0	96,2	0,879	0,7	25,5	8,1	3,1	2,9	9,0	1156,6	0,07	9,6	26,4	3391,4
2055	0	0	0	0	0	0	10	4	26,0	33,3	4581,3	96,9	0,885	0,7	24,0	7,8	2,8	2,6	8,5	1165,0	0,07	9,6	24,9	3416,3
2056	0	0	0	0	0	0	10	4	26,0	31,3	4612,6	97,6	0,891	0,7	22,6	7,5	2,5	2,3	8,0	1173,0	0,07	9,7	23,3	3439,6
2057	0	0	0	0	0	0	10	4	26,0	29,2	4641,9	98,2	0,897	0,6	21,1	7,1	2,1	2,0	7,4	1180,4	0,06	9,7	21,8	3461,4
2058	0	0	0	0	0	0	10	4	26,0	27,2	4669,1	98,8	0,902	0,6	19,6	6,8	1,8	1,7	6,9	1187,3	0,06	9,8	20,3	3481,7
2059	0	0	0	0	0	0	10	4	26,0	25,2	4694,2	99,3	0,907	0,5	18,2	6,5	1,5	1,3	6,4	1193,7	0,05	9,9	18,8	3500,5
2060	0	0	0	0	1	0	10	3	26,0	17,4	4711,6	99,7	0,910	0,4	16,7	6,2	1,2	1,0	4,4	1198,2	0,04	9,9	13,0	3513,5
2061	0	0	0	0	1	0	10	2	26,0	10,6	4722,2	99,9	0,913	0,2	15,3	5,8	0,8	0,7	2,7	1200,9	0,02	9,9	7,9	3521,4
2062	0	0	0	0	1	0	10	1	26,0	4,8	4727,0	100,0	0,913	0,1	13,9	5,5	0,5	0,4	1,2	1202,1	0,01	9,9	3,6	3524,9

Приложение 6 - Месторождение Придорожное. II объект (горизонт С-1). Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м³	Накопленная добыча природного газа, млн.м³	Отбор от извлек запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м³/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча серы, тыс.т	Накопленная добыча серы, тыс.т	Добыча азота, млн.м³	Накопленная добыча азота, млн.м³	Добыча гелия, млн.м³	Накопленная добыча гелия, млн.м³	Добыча товарного газа, млн.м³	Накопленная добыча товарного газа, млн.м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
2029	2	0	2	0	0	0	2	2	2,9	9,6	19,1	0,5	0,003	0,2	45,0	13,3	8,3	8,0	0,4	0,7	0,8	1,5	0,02	0,04	8,9	17,6
2030	2	0	2	0	0	0	4	4	5,8	47,7	66,9	1,7	0,012	1,2	45,0	13,1	8,1	7,8	1,8	2,5	3,7	5,2	0,10	0,13	44,0	61,6
2031	1	0	1	0	0	0	5	5	7,3	72,1	138,9	3,5	0,025	1,8	44,4	12,9	7,9	7,6	2,7	5,1	5,7	10,9	0,14	0,28	66,4	128,0
2032	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	77,0	215,9	5,5	0,039	2,0	43,7	12,6	7,6	7,4	2,8	8,0	6,0	16,9	0,15	0,43	70,9	199,0
2033	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	75,7	291,6	7,4	0,053	1,9	42,9	12,4	7,4	7,1	2,8	10,8	5,9	22,9	0,15	0,58	69,8	268,8
2034	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	74,4	366,1	9,3	0,066	1,9	42,2	12,1	7,1	6,9	2,7	13,5	5,8	28,7	0,15	0,73	68,6	337,4
2035	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	73,1	439,2	11,2	0,079	1,9	41,4	11,9	6,9	6,7	2,7	16,2	5,7	34,4	0,15	0,88	67,4	404,7
2036	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	71,8	511,0	13,0	0,092	1,8	49,0	11,7	6,7	6,4	2,7	18,9	5,6	40,1	0,14	1,02	66,2	470,9
2037	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	84,9	595,8	15,2	0,107	2,2	48,0	11,4	6,4	6,2	3,1	22,0	6,7	46,7	0,17	1,19	78,2	549,1
2038	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	83,3	679,1	17,3	0,123	2,1	47,1	11,2	6,2	6,0	3,1	25,1	6,5	53,2	0,17	1,36	76,7	625,9
2039	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	81,7	760,8	19,4	0,137	2,1	46,1	10,9	5,9	5,7	3,0	28,1	6,4	59,6	0,16	1,52	75,3	701,1
2040	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	80,0	840,8	21,4	0,152	2,0	45,2	10,7	5,7	5,5	3,0	31,0	6,3	65,9	0,16	1,68	73,7	774,9
2041	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	78,3	919,1	23,4	0,166	2,0	44,2	10,5	5,5	5,3	2,9	33,9	6,1	72,1	0,16	1,84	72,2	847,0
2042	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	76,7	995,8	25,4	0,180	2,0	48,8	10,2	5,2	5,0	2,8	36,8	6,0	78,1	0,15	1,99	70,7	917,7
2043	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	84,7	1080,5	27,6	0,195	2,2	47,8	10,0	5,0	4,8	3,1	39,9	6,6	84,7	0,17	2,16	78,0	995,8
2044	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	82,8	1163,3	29,7	0,210	2,1	46,7	9,8	4,8	4,6	3,1	43,0	6,5	91,2	0,17	2,3	76,3	1072,1
2045	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	80,9	1244,2	31,7	0,224	2,1	45,6	9,5	4,5	4,3	3,0	45,9	6,3	97,5	0,16	2,5	74,6	1146,6
2046	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	79,0	1323,2	33,8	0,239	2,0	44,4	9,3	4,3	4,1	2,9	48,9	6,2	103,7	0,16	2,6	72,8	1219,4
2047	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	77,0	1400,2	35,7	0,253	2,0	43,3	9,1	4,1	3,9	2,8	51,7	6,0	109,8	0,15	2,8	71,0	1290,4
2048	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	75,1	1475,3	37,6	0,266	1,9	49,6	8,9	3,9	3,6	2,8	54,5	5,9	115,7	0,15	3,0	69,2	1359,6
2049	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	86,0	1561,3	39,8	0,282	2,2	48,3	8,6	3,6	3,4	3,2	57,7	6,7	122,4	0,17	3,1	79,3	1438,9
2050	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	83,7	1645,1	42,0	0,297	2,1	47,0	8,4	3,4	3,2	3,1	60,7	6,6	129,0	0,17	3,3	77,2	1516,1
2051	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	81,5	1726,5	44,0	0,311	2,1	45,6	8,2	3,2	3,0	3,0	63,8	6,4	135,4	0,16	3,5	75,1	1591,2
2052	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	79,1	1805,6	46,1	0,326	2,0	44,3	8,0	3,0	2,8	2,9	66,7	6,2	141,6	0,16	3,6	72,9	1664,1
2053	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	76,7	1882,4	48,0	0,340	2,0	42,9	7,7	2,7	2,5	2,8	69,5	6,0	147,6	0,15	3,8	70,7	1734,8
2054	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	74,4	1956,7	49,9	0,353	1,9	49,4	7,5	2,5	2,3	2,7	72,3	5,8	153,4	0,15	3,9	68,5	1803,3
2055	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	85,7	2042,5	52,1	0,368	2,2	47,8	7,3	2,3	2,1	3,2	75,4	6,7	160,1	0,17	4,1	79,0	1882,3
2056	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	82,9	2125,3	54,2	0,383	2,1	46,2	7,1	2,1	1,9	3,1	78,5	6,5	166,6	0,17	4,3	76,4	1958,7
2057	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	80,0	2205,4	56,3	0,398	2,0	44,9	6,9	1,9	1,6	3,0	81,4	6,3	172,9	0,16	4,4	73,8	2032,5
2058	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	77,9	2283,2	58,2	0,412	2,0	43,2	6,7	1,8	1,5	2,9	84,3	6,1	179,0	0,16	4,6	71,8	2104,2
2059	0	0	0	0	0	0	5	5	7,3	74,9	2358,2	60,2	0,425	1,9	41,2	6,5	1,7	1,4	2,8	87,1	5,9	184,9	0,15	4,7	69,0	2173,3
2060	0	0	0	1	0	0	6	6	7,3	99,4	2457,5	62,7	0,443	2,5	39,3	6,3	1,6	1,3	3,7	90,7	7,8	192,7	0,20	4,9	91,6	2264,9
2061	0	0	0	1	0	0	7	7	7,3	108,3	2565,8	65,5	0,463	2,8	37,4	6,1	1,5	1,2	4,0	94,7	8,5	201,2	0,22	5,1	99,8	2364,7
2062	0	0	0	1	0	0	8	8	7,3	103,2	2669,1	68,1	0,482	2,6	35,6	5,8	1,3	1,1	3,8	98,6	8,1	209,3	0,21	5,3	95,1	2459,8
2063	0	0	0	1	0	0	9	9	7,3	110,4	2779,5	70,9	0,501	2,8	33,7	5,6	1,2	1,0	4,1	102,6	8,7	217,9	0,22	5,6	101,7	2561,6
2064	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	105,0	2884,5	73,6	0,520	2,7	31,8	5,4	1,2	1,0	3,9	106,5	8,2	226,1	0,21	5,8	96,8	2658,3
2065	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	99,1	2983,6	76,1	0,538	2,5	29,7	5,2	1,1	0,9	3,7	110,2	7,8	233,9	0,20	6,0	91,4	2749,7
2066	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	92,6	3076,2	78,5	0,555	2,4	27,9	5,0	1,0	0,9	3,4	113,6	7,3	241,2	0,19	6,2	85,4	2835,1
2067	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	87,0	3163,3	80,7	0,571	2,2	26,4	4,9	1,0	0,8	3,2	116,8	6,8	248,0	0,17	6,3	80,2	2915,3
2068	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	82,4	3245,7	82,8	0,586	2,1	25,0	4,7	0,9	0,8	3,0	119,9	6,5	254,5	0,16	6,5	76,0	2991,2
2069	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	78,0	3323,7	84,8	0,600	2,0	23,6	4,6	0,9	0,7	2,9	122,7	6,1	260,6	0,16	6,6	71,8	3063,1
2070	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	73,6	3397,3	86,7	0,613	1,9	22,3	4,4	0,8	0,7	2,7	125,4	5,8	266,3	0,15	6,8	67,9	3130,9
2071	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	69,4	3466,7	88,4	0,625	1,8	20,9	4,2	0,7	0,6	2,6	128,0	5,4	271,8	0,14	6,9	64,0	3194,9
2072	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	65,4	3532,1	90,1	0,637	1,7	19,7	4,1	0,7	0,6	2,4	130,4	5,1	276,9	0,13	7,1	60,3	3255,2
2073	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	61,4	3593,6	91,7	0,648	1,6	18,5	3,9	0,6	0,5	2,3	132,7	4,8	281,7	0,12	7,2	56,6	3311,8
2074	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	57,6	3651,2	93,1	0,659	1,5	17,3	3,8	0,6	0,5	2,1	134,8	4,5	286,3	0,12	7,3	53,1	3364,9
2075	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	54,0	3705,1	94,5	0,668	1,4	16,1	3,6	0,5	0,4	2,0	136,8	4,2	290,5	0,11	7,4	49,7	3414,7
2076	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	50,4	3755,5	95,8	0,678	1,3	15,0	3,5	0,5	0,4	1,9	138,7	4,0	294,4	0,10	7,5	46,4	3461,1
2077	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	47,0	3802,5	97,0	0,686	1,2	14,0	3,3	0,4	0,4	1,7	140,4	3,7	298,1	0,09	7,6	43,3	3504,4
2078	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	43,6	3846,2	98,1	0,694	1,1	13,0	3,2	0,4	0,3	1,6	142,0	3,4	301,5	0,09	7,7	40,2	3544,6
2079	0	0	0	0	0	0	9	9	7,3	40,4	3886,6	99,1	0,701	1,0	12,0	3,1	0,4	0,3	1,5	143,5	3,2	304,7	0,08	7,8	37,3	3581,9
2080	0	0	0	0	0	1	9	8	7,3	33,2	3919,8	100,0	0,707	0,8	11,0	2,9	0,3	0,2	1,2	144,7	2,6	307,3	0,07	7,8	30,6	3612,5

Приложение 7 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт D-2). Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м³	Накопленная добыча природного газа, млн.м³	Отбор от извлеч запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м³/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча азота, млн.м³	Накопленная добыча азота, млн.м³	Добыча гелия, млн.м³	Накопленная добыча гелия, млн.м³	Добыча товарного газа, млн.м³	Накопленная добыча товарного газа, млн.м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2046	0	0	0	1	0	0	1	1	0,0	5,5	5,5	1,2	0,011	1,2	18,5	25,5	20,5	19,7	1,4	1,4	0,01	0,01	4,2	4,2
2047	0	0	0	1	0	0	2	2	0,0	12,1	17,7	3,7	0,034	2,5	18,4	25,3	20,3	19,5	3,1	4,5	0,03	0,04	9,2	13,4
2048	0	0	0	1	0	0	3	3	0,0	18,6	36,2	7,6	0,069	3,9	18,2	25,0	20,0	19,2	4,7	9,2	0,04	0,08	14,1	27,4
2049	0	0	0	1	0	0	4	4	0,0	24,8	61,1	12,8	0,117	5,2	18,0	24,6	19,6	18,8	6,3	15,5	0,05	0,13	18,8	46,3
2050	0	0	0	1	0	0	5	5	0,0	30,8	91,9	19,3	0,176	6,5	17,7	24,1	19,1	18,3	7,8	23,4	0,06	0,19	23,4	69,6
2051	0	0	0	1	0	0	6	6	0,0	36,5	128,5	26,9	0,246	7,7	17,4	23,6	18,6	17,8	9,3	32,6	0,08	0,27	27,7	97,3
2052	0	0	0	0	0	0	6	6	0,0	36,8	165,2	34,6	0,317	7,7	17,0	22,9	17,9	17,1	9,3	42,0	0,08	0,35	27,9	125,2
2053	0	0	0	0	0	0	6	6	0,0	35,9	201,1	42,2	0,385	7,5	16,6	22,3	17,3	16,5	9,1	51,1	0,08	0,42	27,2	152,3
2054	0	0	0	0	0	0	6	6	0,0	35,0	236,2	49,5	0,452	7,3	16,2	21,6	16,6	15,9	8,9	60,0	0,07	0,50	26,5	178,9
2055	0	0	0	0	1	0	6	5	0,0	28,5	264,6	55,5	0,507	6,0	15,8	21,0	16,0	15,3	7,2	67,2	0,06	0,56	21,6	200,5
2056	0	0	0	0	1	0	6	4	0,0	22,3	286,9	60,2	0,550	4,7	15,4	20,5	15,5	14,8	5,7	72,9	0,05	0,60	16,9	217,4
2057	0	0	0	0	1	0	6	3	0,0	16,4	303,4	63,6	0,581	3,4	15,1	20,1	15,1	14,4	4,2	77,1	0,03	0,64	12,4	229,8
2058	0	0	0	0	0	0	6	3	0,0	16,2	319,5	67,0	0,612	3,4	14,9	19,8	14,8	14,1	4,1	81,2	0,03	0,67	12,3	242,0
2059	0	0	0	0	0	0	6	3	0,0	15,9	335,5	70,3	0,643	3,3	14,7	19,4	14,4	13,8	4,0	85,2	0,03	0,70	12,1	254,1
2060	0	0	0	0	0	0	6	3	0,0	15,7	351,1	73,6	0,673	3,3	14,5	19,1	14,1	13,5	4,0	89,2	0,03	0,74	11,9	266,0
2061	0	0	0	0	0	0	6	3	0,0	15,4	366,6	76,9	0,702	3,2	14,2	18,8	13,8	13,2	3,9	93,1	0,03	0,77	11,7	277,7
2062	0	0	0	0	0	0	6	3	0,0	15,2	381,8	80,0	0,731	3,2	14,0	18,5	13,5	12,9	3,9	97,0	0,03	0,80	11,5	289,2
2063	0	0	0	0	0	0	6	3	0,0	15,0	396,7	83,2	0,760	3,1	13,8	18,2	13,2	12,6	3,8	100,8	0,03	0,83	11,3	300,5
2064	0	0	0	0	0	0	6	3	0,0	14,7	411,5	86,3	0,788	3,1	13,6	17,9	12,9	12,3	3,7	104,5	0,03	0,86	11,2	311,7
2065	0	0	0	0	0	0	6	3	0,0	14,5	425,9	89,3	0,816	3,0	13,4	17,6	12,6	12,0	3,7	108,2	0,03	0,89	11,0	322,7
2066	0	0	0	0	0	0	6	3	0,0	14,2	440,2	92,3	0,843	3,0	13,1	17,3	12,3	11,7	3,6	111,8	0,03	0,92	10,8	333,4
2067	0	0	0	0	0	0	6	3	0,0	14,0	454,2	95,2	0,870	2,9	12,9	17,0	12,0	11,5	3,6	115,4	0,03	0,95	10,6	344,1
2068	0	0	0	0	0	0	6	3	0,0	13,8	468,0	98,1	0,896	2,9	12,7	16,7	11,7	11,2	3,5	118,9	0,03	0,98	10,4	354,5
2069	0	0	0	0	1	0	6	2	0,0	9,0	477,0	100,0	0,914	1,9	12,5	16,4	11,4	10,9	2,3	121,2	0,02	1,00	6,8	361,3

Приложение 8 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт D-1). Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м³	Накопленная добыча природного газа, млн.м³	Отбор от извлеч запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м³/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча азота, млн.м³	Накопленная добыча азота, млн.м³	Добыча гелия, млн.м³	Накопленная добыча гелия, млн.м³	Добыча товарного газа, млн.м³	Накопленная добыча товарного газа, млн.м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2055	0	0	0	1	0	0	1	1	0,0	2,4	2,4	1,5	0,013	1,4	13,0	25,4	20,4	19,5	0,6	0,6	0,00	0,01	1,8	1,8
2056	0	0	0	1	0	0	2	2	0,0	7,0	9,4	5,7	0,052	4,2	12,9	25,3	20,3	19,4	1,8	2,4	0,01	0,02	5,3	7,1
2057	0	0	0	1	0	0	3	3	0,0	11,6	21,0	12,7	0,115	7,0	12,8	25,0	20,0	19,2	2,9	5,3	0,02	0,04	8,8	15,9
2058	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	13,6	34,6	20,9	0,190	8,2	12,6	24,6	19,6	18,7	3,5	8,8	0,03	0,07	10,3	26,2
2059	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	13,3	48,0	28,9	0,264	8,0	12,3	24,0	19,0	18,2	3,4	12,2	0,03	0,10	10,1	36,3
2060	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	13,1	61,0	36,8	0,335	7,9	12,0	23,5	18,5	17,7	3,3	15,5	0,03	0,13	9,9	46,2
2061	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	12,8	73,8	44,5	0,406	7,7	11,8	23,0	18,0	17,2	3,2	18,7	0,03	0,15	9,7	55,9
2062	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	12,5	86,3	52,0	0,474	7,5	11,5	22,5	17,5	16,8	3,2	21,9	0,03	0,18	9,5	65,4
2063	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	12,2	98,5	59,3	0,541	7,4	11,3	22,0	17,0	16,3	3,1	25,0	0,03	0,21	9,3	74,6
2064	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	11,9	110,4	66,5	0,607	7,2	11,0	21,5	16,5	15,8	3,0	28,1	0,03	0,23	9,0	83,7
2065	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	11,7	122,1	73,6	0,671	7,0	10,8	21,1	16,1	15,4	3,0	31,0	0,02	0,26	8,8	92,5
2066	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	11,4	133,5	80,4	0,733	6,9	10,5	20,6	15,6	14,9	2,9	33,9	0,02	0,28	8,6	101,1
2067	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	11,1	144,6	87,1	0,795	6,7	10,2	20,1	15,1	14,5	2,8	36,7	0,02	0,30	8,4	109,5
2068	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	10,8	155,4	93,6	0,854	6,5	10,0	19,7	14,7	14,1	2,8	39,5	0,02	0,33	8,2	117,7
2069	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	10,6	166,0	100,0	0,912	6,4	9,7	19,3	14,3	13,7	2,7	42,2	0,02	0,35	8,0	125,7

Приложение 9 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт CD-2). Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м³	Накопленная добыча природного газа, млн.м³	Отбор от извлеч запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м³/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча азота, млн.м³	Накопленная добыча азота, млн.м³	Добыча гелия, млн.м³	Накопленная добыча гелия, млн.м³	Добыча товарного газа, млн.м³	Накопленная добыча товарного газа, млн.м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2069	0	0	0	1	0	0	1	1	0,0	1,4	1,4	1,5	0,013	1,5	7,4	23,3	18,3	17,5	0,3	0,3	0,00	0,00	1,0	1,0
2070	0	0	0	2	0	0	3	3	0,0	5,3	6,7	7,3	0,066	5,8	7,4	23,2	18,2	17,4	1,4	1,7	0,01	0,01	4,1	5,1
2071	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	7,8	14,5	15,8	0,144	8,5	7,2	22,8	17,8	17,0	2,0	3,7	0,02	0,03	5,9	11,0
2072	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	7,6	22,2	24,1	0,219	8,3	7,0	22,2	17,2	16,5	1,9	5,6	0,02	0,05	5,8	16,8
2073	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	7,4	29,6	32,2	0,293	8,1	6,8	21,6	16,6	15,9	1,9	7,5	0,02	0,06	5,6	22,4
2074	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	7,2	36,8	40,0	0,364	7,8	6,7	21,1	16,1	15,4	1,8	9,3	0,02	0,08	5,5	27,9
2075	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	7,0	43,8	47,6	0,434	7,6	6,5	20,5	15,5	14,9	1,8	11,1	0,01	0,09	5,3	33,2
2076	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	6,7	50,5	54,9	0,500	7,3	6,2	20,0	15,0	14,4	1,7	12,8	0,01	0,11	5,1	38,2
2077	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	6,5	57,0	61,9	0,564	7,1	6,0	19,5	14,5	13,9	1,6	14,5	0,01	0,12	4,9	43,2
2078	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	6,3	63,3	68,8	0,627	6,9	5,8	19,0	14,0	13,4	1,6	16,1	0,01	0,13	4,8	47,9
2079	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	6,1	69,4	75,4	0,687	6,7	5,6	18,5	13,5	13,0	1,6	17,6	0,01	0,15	4,6	52,6
2080	0	0	0	0	1	0	3	2	0,0	4,0	73,4	79,8	0,726	4,3	5,5	18,1	13,1	12,5	1,0	18,6	0,01	0,15	3,0	55,6
2081	0	0	0	0	0	0	3	2	0,0	3,9	77,3	84,0	0,765	4,2	5,4	17,8	12,8	12,3	1,0	19,6	0,01	0,16	2,9	58,5
2082	0	0	0	0	0	0	3	2	0,0	3,8	81,1	88,1	0,803	4,1	5,3	17,5	12,5	12,0	1,0	20,6	0,01	0,17	2,9	61,4
2083	0	0	0	0	0	0	3	2	0,0	3,7	84,8	92,2	0,839	4,0	5,2	17,2	12,2	11,7	0,9	21,5	0,01	0,18	2,8	64,2
2084	0	0	0	0	0	0	3	2	0,0	3,6	88,4	96,1	0,876	4,0	5,0	16,9	11,9	11,4	0,9	22,5	0,01	0,19	2,8	67,0
2085	0	0	0	0	0	0	3	2	0,0	3,6	92,0	100,0	0,911	3,9	4,9	16,7	11,7	11,2	0,9	23,4	0,01	0,19	2,7	69,7

Приложение 10 – Месторождение Придорожное. Возвратный объект (горизонт CD-1). Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Год ы	Ввод скважи н из бурения	Ввод скважин из консерваци и	Всего ввод скважи н	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработк и	Эксплуа- тационны й фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки , тыс. м.	Добыча природног о газа, млн.м³	Накоп- ленная добыча природного газа, млн.м³	Отбор от извлек запасо в	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м³/су т	Рпл, МПа	Рзаб , МПа	Руст , МПа	Добыч а азота, млн.м³	Накоп- ленная добыча азота, млн.м³	Добыч а гелия, млн.м³	Накоп- ленная добыча гелия, млн.м³	Добыча товарног о газа, млн.м³	Накоп- ленная добыча товарного газа, млн.м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2070	0	0	0	3	0	0	3	3	0,0	13,2	13,2	6,5	0,060	6,5	12,7	21,8	16,8	16,1	3,4	3,4	0,03	0,03	10,0	10,0
2071	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	13,5	26,7	13,2	0,120	6,6	12,4	21,4	16,4	15,7	3,4	6,8	0,03	0,06	10,2	20,2
2072	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	13,2	39,9	19,6	0,180	6,5	12,1	21,0	16,0	15,4	3,3	10,1	0,03	0,08	10,0	30,2
2073	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	12,9	52,7	26,0	0,238	6,3	11,9	20,6	15,6	15,0	3,3	13,4	0,03	0,11	9,7	40,0
2074	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	12,6	65,3	32,2	0,294	6,2	11,6	20,2	15,2	14,6	3,2	16,6	0,03	0,14	9,5	49,5
2075	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	12,3	77,5	38,2	0,349	6,0	11,3	19,9	14,9	14,3	3,1	19,7	0,03	0,16	9,3	58,7
2076	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	12,0	89,5	44,1	0,403	5,9	11,0	19,5	14,5	13,9	3,0	22,7	0,03	0,19	9,1	67,8
2077	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	11,7	101,2	49,8	0,456	5,7	10,8	19,2	14,2	13,6	3,0	25,7	0,02	0,21	8,8	76,6
2078	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	11,4	112,5	55,4	0,507	5,6	10,5	18,8	13,8	13,3	2,9	28,6	0,02	0,24	8,6	85,2
2079	0	0	0	0	0	0	3	3	0,0	11,1	123,6	60,9	0,557	5,5	10,2	18,5	13,5	12,9	2,8	31,4	0,02	0,26	8,4	93,7
2080	0	0	0	1	0	0	4	4	0,0	14,3	137,9	67,9	0,621	7,0	10,0	18,2	13,2	12,6	3,6	35,0	0,03	0,29	10,8	104,5
2081	0	0	0	0	0	0	4	4	0,0	13,9	151,9	74,8	0,684	6,9	9,6	17,7	12,7	12,2	3,5	38,6	0,03	0,32	10,6	115,0
2082	0	0	0	0	0	0	4	4	0,0	13,5	165,3	81,4	0,745	6,6	9,3	17,3	12,3	11,8	3,4	42,0	0,03	0,35	10,2	125,2
2083	0	0	0	0	0	0	4	4	0,0	13,0	178,3	87,9	0,803	6,4	9,0	16,9	11,9	11,4	3,3	45,3	0,03	0,37	9,9	135,1
2084	0	0	0	0	0	0	4	4	0,0	12,6	190,9	94,0	0,860	6,2	8,7	16,5	11,5	11,1	3,2	48,5	0,03	0,40	9,5	144,6
2085	0	0	0	0	0	0	4	4	0,0	12,1	203,0	100,0	0,914	6,0	8,4	16,2	11,2	10,7	3,1	51,6	0,03	0,43	9,2	153,8

Приложение 11 - Расчет дохода от продажи продукции в тыс.тенге ценах по 1 варианту

Годы	ГАЗ				СЕРА			Гелий			Валовой доход, тыс. тенге
	Объем добычи товарного газа, млн. м ³	Объемы продажи готовой продукции на внутренний рынок, млн. м ³	Цена реализации газа на внутренний рынок (тенге/ тыс.м ³)	Доход от реализации газа, тыс. тенге	Добыча серы, тыс.тонн	Цена реализации серы (тенге/ тн)	Доход от реализации серы, тыс. тенге	Добыча гелия, млн. м ³	Цена реализации гелия (тенге/м ³)	Доход от реализации гелия, тыс. тенге	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	92,64	92,18	55 630,00	5 127 713,41	-	22 500,00	-	0,26	5 000,00	1 304 417,93	6 432 131,34
2028	149,78	149,03	56 742,60	8 456 310,09	-	22 950,00	-	0,42	5 100,00	2 151 165,95	10 607 476,05
2029	203,64	202,62	57 877,45	11 727 232,64	0,36	23 409,00	8 324,27	0,57	5 202,00	2 953 417,77	14 688 974,68
2030	251,16	249,90	59 035,00	14 753 061,98	1,76	23 877,18	42 094,89	0,68	5 306,04	3 602 150,53	18 397 307,40
2031	273,06	271,70	60 215,70	16 360 310,84	2,66	24 354,72	64 827,63	0,73	5 412,16	3 929 563,67	20 354 702,14
2032	267,82	266,48	61 420,02	16 367 160,99	2,84	24 841,82	70 597,10	0,71	5 520,40	3 910 635,02	20 348 393,12
2033	257,32	256,03	62 648,42	16 039 879,50	2,80	25 338,65	70 868,12	0,68	5 630,81	3 826 408,23	19 937 155,85
2034	247,07	245,84	63 901,38	15 709 222,91	2,75	25 845,43	71 038,11	0,65	5 743,43	3 741 684,79	19 521 945,81
2035	237,13	235,94	65 179,41	15 378 640,71	2,70	26 362,34	71 166,81	0,62	5 858,30	3 657 128,22	19 106 935,75
2036	229,80	228,65	66 483,00	15 201 441,61	2,65	26 889,58	71 271,17	0,60	5 975,46	3 611 677,39	18 884 390,16
2037	234,06	232,89	67 812,66	15 792 595,93	3,13	27 427,37	85 963,51	0,61	6 094,97	3 709 418,05	19 587 977,48
2038	225,03	223,91	69 168,91	15 487 508,51	3,07	27 975,92	86 025,52	0,58	6 216,87	3 631 585,94	19 205 119,97
2039	216,27	215,19	70 552,29	15 181 985,38	3,02	28 535,44	86 053,21	0,56	6 341,21	3 553 765,95	18 821 804,54
2040	208,21	207,17	71 963,34	14 908 731,87	2,95	29 106,15	85 982,93	0,54	6 468,03	3 484 505,91	18 479 220,71
2041	200,36	199,36	73 402,60	14 633 356,30	2,89	29 688,27	85 875,66	0,52	6 597,39	3 414 879,26	18 134 111,22
2042	192,71	191,75	74 870,66	14 356 376,31	2,83	30 282,04	85 728,05	0,50	6 729,34	3 344 907,66	17 787 012,02
2043	194,20	193,23	76 368,07	14 756 236,47	3,13	30 887,68	96 594,39	0,50	6 863,93	3 407 693,82	18 260 524,69
2044	186,73	185,80	77 895,43	14 473 060,44	3,06	31 505,43	96 330,40	0,48	7 001,21	3 336 603,69	17 905 994,53
2045	179,45	178,55	79 453,34	14 186 743,82	2,99	32 135,54	96 014,10	0,46	7 141,23	3 264 902,06	17 547 659,97
2046	166,52	165,69	81 042,41	13 427 678,90	2,92	32 778,25	95 592,29	0,42	7 284,06	3 071 984,86	16 595 256,05
2047	155,76	154,98	82 663,25	12 811 281,12	2,84	33 433,82	95 113,77	0,39	7 429,74	2 915 237,72	15 821 632,62
2048	146,10	145,37	84 316,52	12 256 993,37	2,77	34 102,49	94 574,67	0,37	7 578,33	2 774 477,73	15 126 045,76
2049	149,25	148,50	86 002,85	12 771 630,88	3,18	34 784,54	110 511,39	0,37	7 729,90	2 846 592,84	15 728 735,10
2050	141,02	140,32	87 722,91	12 308 989,14	3,09	35 480,23	109 724,84	0,35	7 884,50	2 730 022,14	15 148 736,12
2051	133,90	133,23	89 477,36	11 920 765,80	3,01	36 189,84	108 856,30	0,33	8 042,19	2 632 697,17	14 662 319,27
2052	130,32	129,66	91 266,91	11 834 006,23	2,92	36 913,63	107 817,19	0,32	8 203,03	2 614 086,63	14 555 910,04
2053	125,90	125,27	93 092,25	11 661 545,16	2,83	37 651,91	106 689,64	0,31	8 367,09	2 574 296,63	14 342 531,43
2054	121,50	120,89	94 954,09	11 478 934,82	2,75	38 404,95	105 467,71	0,30	8 534,43	2 532 266,72	14 116 669,25
2055	127,23	126,59	96 853,18	12 260 659,23	3,17	39 173,04	123 984,74	0,31	8 705,12	2 665 795,07	15 050 439,04
2056	121,93	121,32	98 790,24	11 984 979,88	3,06	39 956,51	122 289,38	0,29	8 879,22	2 602 010,73	14 709 280,00
2057	116,78	116,19	100 766,04	11 708 301,33	2,96	40 755,64	120 464,48	0,28	9 056,81	2 538 393,36	14 367 159,17
2058	114,62	114,04	102 781,37	11 721 606,02	2,88	41 570,75	119 528,31	0,28	9 237,94	2 544 410,40	14 385 544,72
2059	109,99	109,44	104 836,99	11 472 992,60	2,77	42 402,16	117 292,80	0,26	9 422,70	2 489 159,39	14 079 444,78
2060	126,31	125,68	106 933,73	13 439 557,11	3,67	43 250,21	158 703,24	0,30	9 611,16	2 841 042,63	16 439 302,98
2061	129,08	128,44	109 072,41	14 008 961,90	4,00	44 115,21	176 412,26	0,30	9 803,38	2 922 429,43	17 107 803,59
2062	119,71	119,11	111 253,86	13 251 787,13	3,81	44 997,51	171 539,04	0,27	9 999,45	2 747 264,60	16 170 590,77
2063	122,33	121,72	113 478,93	13 812 118,52	4,08	45 897,47	187 105,84	0,28	10 199,44	2 834 023,41	16 833 247,77
2064	116,97	116,39	115 748,51	13 471 983,44	3,88	46 815,41	181 544,04	0,27	10 403,43	2 767 419,68	16 420 947,16
2065	111,16	110,60	118 063,48	13 058 019,31	3,66	47 751,72	174 790,45	0,25	10 611,49	2 686 307,48	15 919 117,24
2066	104,79	104,27	120 424,75	12 556 142,45	3,42	48 706,76	166 615,97	0,24	10 823,72	2 587 925,05	15 310 683,47
2067	99,24	98,74	122 833,25	12 128 777,61	3,21	49 680,89	159 666,30	0,23	11 040,20	2 504 111,81	14 792 555,72
2068	94,61	94,13	125 289,91	11 794 024,41	3,04	50 674,51	154 236,53	0,22	11 261,00	2 438 414,92	14 386 675,85
2069	87,71	87,27	127 795,71	11 153 102,29	2,88	51 688,00	148 794,98	0,20	11 486,22	2 296 085,53	13 597 982,81
2070	81,94	81,53	130 351,62	10 627 244,89	2,72	52 721,76	143 349,47	0,19	11 715,95	2 182 584,26	12 953 178,62
2071	80,14	79,74	132 958,66	10 602 259,58	2,56	53 776,20	137 890,75	0,18	11 950,27	2 194 557,07	12 934 707,40
2072	76,00	75,62	135 617,83	10 255 398,20	2,41	54 851,72	132 421,23	0,17	12 189,27	2 125 960,73	12 513 780,16
2073	71,98	71,62	138 330,19	9 907 727,83	2,27	55 948,75	126 943,51	0,17	12 433,06	2 057 189,19	12 091 860,53
2074	68,09	67,75	141 096,79	9 559 172,70	2,13	57 067,73	121 460,66	0,16	12 681,72	1 988 213,22	11 668 846,59
2075	64,32	63,99	143 918,73	9 209 963,05	1,99	58 209,08	115 976,18	0,15	12 935,35	1 919 078,80	11 245 018,03

Продолжение приложения 11

2076	60,57	60,26	146 797,10	8 846 444,94	1,86	59 373,27	110 494,02	0,14	13 194,06	1 846 353,44	10 803 292,40
2077	57,03	56,75	149 733,04	8 497 260,30	1,73	60 560,73	105 018,66	0,13	13 457,94	1 777 194,79	10 379 473,76
2078	53,62	53,35	152 727,70	8 148 266,02	1,61	61 771,95	99 555,13	0,12	13 727,10	1 708 044,32	9 955 865,48
2079	50,32	50,07	155 782,26	7 799 830,08	1,49	63 007,38	94 109,05	0,12	14 001,64	1 638 975,41	9 532 914,53
2080	44,43	44,21	158 897,90	7 024 704,60	1,23	64 267,53	78 832,60	0,10	14 281,67	1 495 882,64	8 599 419,84
2081	13,50	13,43	162 075,86	2 177 390,80	-	65 552,88	-	0,04	14 567,31	545 269,12	2 722 659,92
2082	13,08	13,02	165 317,38	2 152 077,00	-	66 863,94	-	0,04	14 858,65	538 929,96	2 691 006,95
2083	12,67	12,61	168 623,72	2 126 391,25	-	68 201,22	-	0,04	15 155,83	532 497,65	2 658 888,90
2084	12,27	12,21	171 996,20	2 100 349,84	-	69 565,24	-	0,03	15 458,94	525 976,28	2 626 326,12
2085	11,88	11,82	175 436,12	2 073 979,51	-	70 956,55	-	0,03	15 768,12	519 372,54	2 593 352,04
Итого 2026-2085	7 790,99	7 752,04		678 300 868,93	144,39		5 758 123,31	19,58		151 589 047,17	835 648 039,41

Приложение 12 - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по 1 варианту

	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы, тыс.тенге	Стоимость всего, тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства										
						2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2085
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	Строительство скважин (подземное строительство)															
	Строительство эксплуатационных газовых скважин, глубина 2600 м	тыс.тенге	7	1 650 000	11 550 000	4 950 000	0	4 950 000	1 650 000	0	0	0	0	0	0	0
	Строительство эксплуатационных газовых скважин, глубина 1450 м	тыс.тенге	5	1 290 000	6 450 000	0	0	0	2 580 000	2 580 000	1 290 000	0	0	0	0	0
	Расконсервация	тыс.тенге	3	92 058	276 173	276 173	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ГРП	тыс.тенге	5	120 000	600 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600 000
	Перевод добывающих скважин на другие горизонты	тыс.тенге	20	70 000	1 400 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 400 000
	Выбытие скважин	тыс.тенге	9	3 450	31 050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31 050
	Итого строительство скважин				20 307 223	5 226 173	0	4 950 000	4 230 000	2 580 000	1 290 000	0	0	0	0	2 031 050
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				22 830 748	5 226 173	0	5 149 980	4 488 910	2 792 675	1 424 264	0	0	0	0	3 748 746
I	Надземное строительство															
	Обустройство промысла															
	Обустройство устьев добывающих газовых скважин	тыс.тенге	12	155 000	1 860 000	465 000	0	465 000	465 000	310 000	155 000	0	0	0	0	0
	Устройство подъездной дороги и площадки скважины под буровой станок	тыс.тенге	12	54 348	652 174	163 043	0	163 043	163 043	108 696	54 348	0	0	0	0	0
	УКПП с объектами(с блоком сероочистки и грануляции серы)	тыс.тенге	1	18 321 370	18 321 370	18 321 370	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Блок извлечения и очистки гелия	тыс.тенге	1	5 145 457	5 145 457	5 145 457	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Оборудование (ВП2, манифольд, замерная установка)	тыс.тенге	1	523 157	523 157	523 157	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Инфраструктура															
	Вспомогательные службы (помещения)	тыс.тенге	1	975 000	975 000	975 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Пожарное депо	тыс.тенге	1	67 391	67 391	67 391	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Внутрипромысловые дороги ПГС	тыс.тенге	1	369 565	369 565	369 565	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	КПП, гараж, склады	тыс.тенге	1	307 609	307 609	307 609	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Сети связи и телемеханики	тыс.тенге	1	141 129	121 739	121 739	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Сети электроснабжения на месторождении ВЛ-10КВт	тыс.тенге	1	454 348	454 348	454 348	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Прочие объекты промысла	тыс.тенге	1	597 826	597 826	597 826	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II	Проектные работы															
	Авторский надзор, технадзор и экспертиза	тыс.тенге			1 191 871	0	144 111	315 806	646 310	30 945	21 732	8 150	8 394	16 423	0	0
	Услуги	тыс.тенге			57 571	0	2 472	0	0	0	46 371	3 582	1 230	1 267	1 305	1 344
	Проекты	тыс.тенге			579 151	115 830	415 580	47 741	0	0	0	0	0	0	0	0
	Прочие	тыс.тенге			84 651	16 930	0	0	0	0	67 721	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				31 308 879	27 644 265	562 163	991 590	1 274 353	449 641	345 172	11 732	9 624	17 690	1 305	1 344
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				31 517 532	27 644 265	573 407	1 031 650	1 352 354	486 706	381 097	13 212	11 055	20 727	1 560	1 500
	Всего со строительством скважин				51 616 102	32 870 438	562 163	5 941 590	5 504 353	3 029 641	1 635 172	11 732	9 624	17 690	1 305	2 032 394
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				54 348 280	32 870 438	573 407	6 181 630	5 841 264	3 279 380	1 805 362	13 212	11 055	20 727	1 560	3 750 246

Приложение 13 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 1 варианте без УМК, тыс.тенге

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции																	Итого прямые расходы	Производственная себестоимость млн.м³ газа
	Материальные затраты	Услуги сторонних организаций	ГСМ	Затраты на электроэнергию и прочие ресурсы	Работы и услуги производственного характера	Затраты по охране труда и ООС	Страхование	ФОТ ОПП	Командировочные	Соввыплаты, не входящие в ФОТ	НИОКР	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость	Налоги в себестоимость						
													Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	Аренда земельных участков	Прочие налоги	НДПИ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	19
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	226 320	0	0	249 063	1 250	0	0	476 633	0
2027	127 587	367 368	12 569	100 842	767 630	56 679	48 935	1 357 860	3 742	52 244	0	324 361	280 334	497 459	1 275	4 410	25 639	4 028 933	43 491
2028	161 723	540 928	15 859	141 454	1 103 644	77 243	49 913	1 385 017	4 509	69 929	31 638	536 903	285 941	541 662	1 301	7 130	42 282	4 997 074	33 363
2029	194 267	706 393	18 996	178 531	1 423 988	96 848	50 911	1 412 717	10 208	86 789	40 127	872 904	291 659	621 261	1 327	9 614	58 636	6 075 176	29 833
2030	221 239	843 530	21 595	207 541	1 689 489	113 096	51 930	1 440 972	10 755	100 763	49 556	1 248 508	297 493	673 755	1 353	11 557	73 765	7 056 896	28 097
2031	234 990	913 445	22 921	220 063	1 824 845	121 380	52 968	1 469 791	10 992	107 887	58 379	1 465 479	303 443	691 535	1 380	12 396	81 802	7 593 695	27 810
2032	259 367	925 277	30 361	230 728	1 818 711	121 004	54 028	1 499 187	10 910	107 564	63 259	1 494 757	309 511	682 973	1 408	12 105	81 836	7 702 985	28 762
2033	255 978	908 046	30 034	223 417	1 785 352	118 963	55 108	1 529 171	10 772	105 808	64 334	1 434 690	315 702	661 184	1 436	11 616	80 199	7 591 810	29 504
2034	252 567	890 701	29 705	216 298	1 751 772	116 908	56 210	1 559 754	10 638	104 041	63 408	1 376 101	322 016	640 342	1 465	11 139	78 546	7 481 609	30 281
2035	249 161	873 385	29 377	209 398	1 718 248	114 856	57 335	1 590 949	10 508	102 276	62 500	1 319 640	328 456	620 291	1 494	10 677	76 893	7 375 443	31 103
2036	247 331	864 082	29 201	204 355	1 700 237	113 754	58 481	1 622 768	10 412	101 328	61 623	1 277 626	335 025	603 029	1 524	10 339	76 007	7 317 124	31 841
2037	251 628	885 928	29 615	205 742	1 742 532	116 342	59 651	1 655 223	10 439	103 554	61 178	1 311 785	341 726	585 815	1 554	10 432	78 963	7 452 108	31 839
2038	248 492	869 983	29 312	199 530	1 711 661	114 453	60 844	1 688 328	10 321	101 930	62 584	1 259 560	348 560	566 530	1 585	10 016	77 438	7 361 127	32 711
2039	245 355	854 035	29 010	193 501	1 680 786	112 563	62 061	1 722 094	5 208	100 305	61 822	1 208 906	355 531	548 017	1 617	9 612	75 910	7 266 333	33 599
2040	242 561	839 830	28 741	187 984	1 653 285	110 880	63 302	1 756 536	5 103	98 857	61 083	1 162 413	362 642	530 232	1 649	9 242	74 544	7 188 885	34 527
2041	239 750	825 537	28 470	182 610	1 625 614	109 187	64 568	1 791 667	5 002	97 401	60 455	1 117 162	369 895	513 135	1 682	8 882	73 167	7 114 185	35 507
2042	236 927	811 185	28 198	177 384	1 597 828	107 486	65 859	1 827 500	4 903	95 938	59 846	1 073 166	377 293	497 943	1 716	8 532	71 782	7 043 488	36 549
2043	239 722	825 395	28 467	177 435	1 625 338	109 170	67 177	1 864 050	4 904	97 386	59 255	1 087 172	384 839	482 976	1 750	8 536	73 781	7 137 355	36 753
2044	236 850	810 791	28 190	172 368	1 597 064	107 440	68 520	1 901 331	4 809	95 898	60 239	1 044 023	392 535	466 992	1 785	8 196	72 365	7 069 399	37 858
2045	233 952	796 055	27 911	167 428	1 568 536	105 694	69 891	1 939 358	4 716	94 397	59 666	1 001 971	400 386	451 647	1 821	7 865	70 934	7 002 226	39 020
2046	226 164	756 461	27 160	158 433	1 491 880	101 002	71 288	1 978 145	4 546	90 362	59 108	927 503	408 394	437 956	1 857	7 263	67 138	6 814 661	40 924
2047	219 833	724 273	26 550	150 972	1 429 564	97 189	72 714	2 017 708	4 405	87 082	57 380	868 905	416 562	426 059	1 895	6 763	64 056	6 671 911	42 834
2048	214 146	695 355	26 002	144 294	1 373 577	93 762	74 168	2 058 062	4 279	84 136	56 077	816 532	424 893	416 417	1 932	6 316	61 285	6 551 234	44 841
2049	217 439	712 102	26 319	145 113	1 406 001	95 747	75 652	2 099 223	4 295	85 842	54 959	843 685	433 391	406 996	1 971	6 371	63 858	6 678 964	44 751
2050	212 721	688 111	25 865	139 501	1 359 554	92 904	77 165	2 141 208	4 189	83 398	56 213	799 087	442 058	396 348	2 011	5 995	61 545	6 587 872	46 715
2051	208 776	668 055	25 484	134 675	1 320 725	90 528	78 708	2 184 032	4 098	81 354	55 361	760 816	450 900	386 354	2 051	5 672	59 604	6 517 194	48 674
2052	208 001	664 112	25 410	132 423	1 313 092	90 061	80 282	2 227 713	4 055	80 952	54 718	743 231	459 918	375 935	2 092	5 521	59 170	6 526 686	50 084
2053	206 369	655 818	25 252	129 587	1 297 033	89 078	81 888	2 272 267	4 002	80 107	54 843	717 307	469 116	364 981	2 134	5 331	58 308	6 513 420	51 736
2054	204 645	647 052	25 086	126 761	1 280 063	88 039	83 526	2 317 712	3 948	79 214	54 746	691 507	478 498	355 982	2 176	5 142	57 395	6 501 492	53 512
2055	210 478	676 706	25 648	129 451	1 337 473	91 553	85 196	2 364 067	3 999	82 235	54 644	731 639	488 068	347 808	2 220	5 322	61 303	6 697 808	52 645
2056	207 865	663 422	25 397	126 051	1 311 756	89 979	86 900	2 411 348	3 935	80 882	56 522	704 052	497 830	338 923	2 264	5 094	59 925	6 672 145	54 722
2057	205 256	650 158	25 145	122 756	1 286 075	88 407	88 638	2 459 575	3 873	79 530	56 268	677 259	507 786	330 484	2 309	4 873	58 542	6 646 935	56 920
2058	205 476	651 275	25 166	121 479	1 288 239	88 540	90 411	2 508 766	3 849	79 644	56 033	668 322	517 942	321 362	2 356	4 788	58 608	6 692 256	58 388
2059	203 194	639 675	24 946	118 561	1 265 780	87 165	92 219	2 558 942	3 794	78 462	56 477	640 501	528 301	311 546	2 403	4 592	57 365	6 673 923	60 680
2060	218 385	716 909	26 411																

Продолжение приложения 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	19
2076	77 115	242 079	7 433	36 590	509 073	46 455	129 129	3 583 136	690	39 951	54 169	381 130	739 749	186 551	3 364	2 451	44 232	6 083 297	100 441
2077	49 194	127 228	7 151	34 513	230 321	44 695	131 712	3 654 799	651	38 438	50 121	358 258	754 544	181 005	3 432	2 312	42 486	5 710 861	100 130
2078	46 274	62 381	6 870	32 505	101 576	42 936	127 275	3 531 690	613	36 925	46 379	336 201	729 127	175 797	3 500	2 177	40 741	5 322 967	99 273
2079	30 857	37 552	6 589	30 564	22 866	41 179	119 723	3 322 143	577	35 414	42 877	314 950	685 866	170 987	3 570	2 047	38 999	4 906 760	97 510
2080	29 718	21 337	5 997	27 273	12 435	37 481	88 278	2 449 580	515	32 233	39 264	277 423	505 723	168 751	3 642	1 827	35 124	3 736 600	84 099
2081	4 482	4 265	2 119	4 447	6 378	5 742	12 511	624 643	178	11 388	29 495	84 994	128 959	168 165	3 715	633	10 887	1 103 001	81 692
2082	4 227	2 965	2 094	4 154	3 863	5 588	10 461	637 136	173	11 256	7 496	82 339	131 538	166 910	3 789	613	10 760	1 085 363	82 958
2083	3 967	1 647	2 069	3 867	6 310	5 432	9 359	606 553	167	11 122	7 528	79 742	125 225	165 695	3 865	594	10 632	1 043 775	82 358
2084	3 704	310	2 044	3 587	3 722	5 274	10 704	574 493	162	10 985	7 189	77 204	118 606	164 518	3 942	575	10 502	997 520	81 278
2085	3 438	1 457	2 018	3 313	1 102	5 113	9 993	540 907	157	10 847	6 810	74 723	111 672	163 378	4 021	557	10 370	949 876	79 947
Итого 2026- 2085	10 118 401	34 606 687	1 194 996	7 040 647	69 894 949	4 808 103	4 658 866	130 788 904	265 107	4 413 418	3 287 644	43 662 886	27 001 741	21 912 735	142 564	337 628	3 391 504	367 526 781	47 173

Приложение 14 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 1 варианте с УМК, тыс.тенге

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции															Итого прямые расходы	Производственная себестоимость млн.м³ газа
	Материальные затраты	Услуги сторонних организаций	ГСМ	Затраты на электроэнергию и прочие ресурсы	Работы и услуги производственного характера	Затраты по охране труда и ООС	Страхование	ФОТ ОПП	Командировочные	Соцвыплаты, не входящие в ФОТ	НИОКР	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость	Налоги в себестоимость				
													Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Аренда земельных участков	Прочие налоги		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	226 320	0	0	1 250	0	227 570	0
2027	127 587	367 368	12 569	100 842	767 630	56 679	48 935	1 357 860	3 742	52 244	0	324 361	280 334	1 275	4 410	3 505 835	37 844
2028	161 723	540 928	15 859	141 454	1 103 644	77 243	49 913	1 385 017	4 509	69 929	31 638	536 903	285 941	1 301	7 130	4 413 130	29 464
2029	194 267	706 393	18 996	178 531	1 423 988	96 848	50 911	1 412 717	10 208	86 789	40 127	872 904	291 659	1 327	9 614	5 395 279	26 494
2030	221 239	843 530	21 595	207 541	1 689 489	113 096	51 930	1 440 972	10 755	100 763	49 556	1 248 508	297 493	1 353	11 557	6 309 376	25 121
2031	234 990	913 445	22 921	220 063	1 824 845	121 380	52 968	1 469 791	10 992	107 887	58 379	1 465 479	303 443	1 380	12 396	6 820 358	24 977
2032	259 367	925 277	30 361	230 728	1 818 711	121 004	54 028	1 499 187	10 910	107 564	63 259	1 494 757	309 511	1 408	12 105	6 938 176	25 906
2033	255 978	908 046	30 034	223 417	1 785 352	118 963	55 108	1 529 171	10 772	105 808	64 334	1 434 690	315 702	1 436	11 616	6 850 426	26 623
2034	252 567	890 701	29 705	216 298	1 751 772	116 908	56 210	1 559 754	10 638	104 041	63 408	1 376 101	322 016	1 465	11 139	6 762 721	27 372
2035	249 161	873 385	29 377	209 398	1 718 248	114 856	57 335	1 590 949	10 508	102 276	62 500	1 319 640	328 456	1 494	10 677	6 678 259	28 163
2036	247 331	864 082	29 201	204 355	1 700 237	113 754	58 481	1 622 768	10 412	101 328	61 623	1 277 626	335 025	1 524	10 339	6 638 087	28 886
2037	251 628	885 928	29 615	205 742	1 742 532	116 342	59 651	1 655 223	10 439	103 554	61 178	1 311 785	341 726	1 554	10 432	6 787 329	28 999
2038	248 492	869 983	29 312	199 530	1 711 661	114 453	60 844	1 688 328	10 321	101 930	62 584	1 259 560	348 560	1 585	10 016	6 717 159	29 850
2039	245 355	854 035	29 010	193 501	1 680 786	112 563	62 061	1 722 094	5 208	100 305	61 822	1 208 906	355 531	1 617	9 612	6 642 407	30 714
2040	242 561	839 830	28 741	187 984	1 653 285	110 880	63 302	1 756 536	5 103	98 857	61 083	1 162 413	362 642	1 649	9 242	6 584 110	31 622
2041	239 750	825 537	28 470	182 610	1 625 614	109 187	64 568	1 791 667	5 002	97 401	60 455	1 117 162	369 895	1 682	8 882	6 527 883	32 581
2042	236 927	811 185	28 198	177 384	1 597 828	107 486	65 859	1 827 500	4 903	95 938	59 846	1 073 166	377 293	1 716	8 532	6 473 763	33 593
2043	239 722	825 395	28 467	177 435	1 625 338	109 170	67 177	1 864 050	4 904	97 386	59 255	1 087 172	384 839	1 750	8 536	6 580 598	33 886
2044	236 850	810 791	28 190	172 368	1 597 064	107 440	68 520	1 901 331	4 809	95 898	60 239	1 044 023	392 535	1 785	8 196	6 530 042	34 970
2045	233 952	796 055	27 911	167 428	1 568 536	105 694	69 891	1 939 358	4 716	94 397	59 666	1 001 971	400 386	1 821	7 865	6 479 645	36 108
2046	226 164	756 461	27 160	158 433	1 491 880	101 002	71 288	1 978 145	4 546	90 362	59 108	927 503	408 394	1 857	7 263	6 309 566	37 891
2047	219 833	724 273	26 550	150 972	1 429 564	97 189	72 714	2 017 708	4 405	87 082	57 380	868 905	416 562	1 895	6 763	6 181 796	39 688
2048	214 146	695 355	26 002	144 294	1 373 577	93 762	74 168	2 058 062	4 279	84 136	56 077	816 532	424 893	1 932	6 316	6 073 532	41 571
2049	217 439	712 102	26 319	145 113	1 406 001	95 747	75 652	2 099 223	4 295	85 842	54 959	843 685	433 391	1 971	6 371	6 208 110	41 596
2050	212 721	688 111	25 865	139 501	1 359 554	92 904	77 165	2 141 208	4 189	83 398	56 213	799 087	442 058	2 011	5 995	6 129 979	43 468
2051	208 776	668 055	25 484	134 675	1 320 725	90 528	78 708	2 184 032	4 098	81 354	55 361	760 816	450 900	2 051	5 672	6 071 236	45 343
2052	208 001	664 112	25 410	132 423	1 313 092	90 061	80 282	2 227 713	4 055	80 952	54 718	743 231	459 918	2 092	5 521	6 091 581	46 745
2053	206 369	655 818	25 252	129 587	1 297 033	89 078	81 888	2 272 267	4 002	80 107	54 843	717 307	469 116	2 134	5 331	6 090 131	48 373
2054	204 645	647 052	25 086	126 761	1 280 063	88 039	83 526	2 317 712	3 948	79 214	54 746	691 507	478 498	2 176	5 142	6 088 116	50 109
2055	210 478	676 706	25 648	129 451	1 337 473	91 553	85 196	2 364 067	3 999	82 235	54 644	731 639	488 068	2 220	5 322	6 288 698	49 429

Продолжение приложения 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2056	207 865	663 422	25 397	126 051	1 311 756	89 979	86 900	2 411 348	3 935	80 882	56 522	704 052	497 830	2 264	5 094	6 273 297	51 451
2057	205 256	650 158	25 145	122 756	1 286 075	88 407	88 638	2 459 575	3 873	79 530	56 268	677 259	507 786	2 309	4 873	6 257 910	53 589
2058	205 476	651 275	25 166	121 479	1 288 239	88 540	90 411	2 508 766	3 849	79 644	56 033	668 322	517 942	2 356	4 788	6 312 286	55 073
2059	203 194	639 675	24 946	118 561	1 265 780	87 165	92 219	2 558 942	3 794	78 462	56 477	640 501	528 301	2 403	4 592	6 305 012	57 325
2060	218 385	716 909	26 411	127 111	1 415 307	96 316	94 063	2 610 121	3 955	86 332	56 310	739 012	538 867	2 451	5 165	6 736 714	53 334
2061	222 096	735 775	26 768	127 969	1 451 833	98 552	95 945	2 662 323	3 971	88 254	60 436	761 102	549 644	2 500	5 222	6 892 391	53 395
2062	214 916	699 270	26 076	121 945	1 381 158	94 226	97 864	2 715 569	3 857	84 535	61 824	708 973	560 637	2 550	4 819	6 778 220	56 621
2063	168 791	653 974	18 950	97 913	1 419 304	86 561	99 821	2 769 881	3 876	86 542	60 600	730 659	571 850	2 601	4 884	6 776 206	55 394
2064	165 971	639 636	18 678	94 786	1 391 546	84 862	101 817	2 825 278	3 817	85 081	60 459	703 114	583 287	2 653	4 674	6 765 660	57 839
2065	162 537	622 177	18 347	91 392	1 357 745	82 793	103 854	2 881 784	3 753	83 302	60 257	666 804	594 953	2 706	4 447	6 736 851	60 606
2066	158 373	601 003	17 946	87 682	1 316 752	80 285	105 931	2 939 420	3 683	81 145	59 874	627 170	606 852	2 760	4 198	6 693 072	63 872
2067	154 825	582 966	17 604	84 441	1 281 833	78 148	108 049	2 998 208	3 622	79 307	59 346	592 719	618 989	2 815	3 981	6 666 853	67 180
2068	152 045	568 831	17 336	81 730	1 254 466	76 473	110 210	3 058 172	3 570	77 867	58 988	564 052	631 368	2 872	3 800	6 661 779	70 415
2069	146 175	538 986	16 770	77 418	1 196 686	72 937	112 415	3 119 336	3 489	74 826	58 833	521 504	643 996	2 929	3 511	6 589 809	75 131
2070	141 467	515 050	16 316	73 875	1 150 345	70 101	114 663	3 181 722	3 422	72 387	58 022	491 549	656 876	2 988	3 274	6 552 056	79 964
2071	141 817	516 831	16 350	73 100	1 153 793	70 312	116 956	3 245 357	3 408	72 568	57 551	508 967	670 013	3 047	3 222	6 653 291	83 019
2072	138 919	502 096	16 071	70 668	1 125 266	68 566	119 295	3 310 264	3 362	71 067	58 435	481 783	683 413	3 108	3 059	6 655 371	87 571
2073	136 014	487 324	15 790	68 310	1 096 667	66 816	121 681	3 376 469	3 317	69 561	58 329	455 490	697 082	3 170	2 901	6 658 922	92 506
2074	133 100	472 509	15 510	66 022	1 067 986	65 060	124 115	3 443 999	3 274	43 052	58 246	430 062	711 023	3 234	2 748	6 639 939	97 518
2075	80 180	407 662	7 728	38 805	789 242	48 301	126 597	3 512 879	732	41 539	58 184	405 485	725 244	3 299	2 599	6 248 475	97 153
2076	77 115	242 079	7 433	36 590	509 073	46 455	129 129	3 583 136	690	39 951	54 169	381 130	739 749	3 364	2 451	5 852 514	96 631
2077	49 194	127 228	7 151	34 513	230 321	44 695	131 712	3 654 799	651	38 438	50 121	358 258	754 544	3 432	2 312	5 487 370	96 211
2078	46 274	62 381	6 870	32 505	101 576	42 936	127 275	3 531 690	613	36 925	46 379	336 201	729 127	3 500	2 177	5 106 429	95 234
2079	30 857	37 552	6 589	30 564	22 866	41 179	119 723	3 322 143	577	35 414	42 877	314 950	685 866	3 570	2 047	4 696 774	93 337
2080	29 718	21 337	5 997	27 273	12 435	37 481	88 278	2 449 580	515	32 233	39 264	277 423	505 723	3 642	1 827	3 532 726	79 510
2081	4 482	4 265	2 119	4 447	6 378	5 742	12 511	624 643	178	11 388	29 495	84 994	128 959	3 715	633	923 949	68 431
2082	4 227	2 965	2 094	4 154	3 863	5 588	10 461	637 136	173	11 256	7 496	82 339	131 538	3 789	613	907 692	69 378
2083	3 967	1 647	2 069	3 867	6 310	5 432	9 359	606 553	167	11 122	7 528	79 742	125 225	3 865	594	867 448	68 445
2084	3 704	310	2 044	3 587	3 722	5 274	10 704	574 493	162	10 985	7 189	77 204	118 606	3 942	575	822 501	67 017
2085	3 438	1 457	2 018	3 313	1 102	5 113	9 993	540 907	157	10 847	6 810	74 723	111 672	4 021	557	776 128	65 324
Итого 2026- 2085	10 118 401	34 606 687	1 194 996	7 040 647	69 894 949	4 808 103	4 658 866	130 788 904	265 107	4 413 418	3 287 644	43 662 886	27 001 741	142 564	337 628	342 222 542	43 925

Приложение 15 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в 1 варианте без УМК, тыс.тенге

Годы	Расходы периода							Итого расходы периода	Отчисления в ликвидационный фонд	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов
	ФОТ АУП	Административные расходы	Прочие расходы	Общие хозяйственные расходы	Выделение средств на социальные проекты	Налоговые платежи от ФОТ АУП	Возмещение исторических затрат на геологоразведку			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2026	211 200	62 030	0	0	200 000	43 642	0	516 872	0	97 230
2027	753 984	63 271	122 280	4 118	100 000	155 801	221 563	1 421 017	1 867	0
2028	769 064	64 536	201 656	6 792	100 000	158 917	221 563	1 522 528	3 019	31 638
2029	784 445	65 827	277 331	9 340	100 000	162 095	221 563	1 620 602	4 084	40 127
2030	800 134	67 143	340 051	11 452	100 000	165 337	221 563	1 705 681	4 963	49 556
2031	816 137	68 486	372 026	12 529	100 000	168 644	221 563,47130	1 759 385	5 354	58 379
2032	832 459	69 856	370 577	12 481	100 000	172 017	221 563	1 778 953	5 238	63 259
2033	849 108	71 253	362 696	12 215	100 000	175 457	221 563	1 792 294	5 029	64 334
2034	866 091	72 678	354 764	11 948	100 000	178 966	221 563	1 806 010	4 825	63 408
2035	883 412	74 132	346 844	11 681	100 000	182 546	221 563	1 820 179	4 628	62 500
2036	901 081	75 614	342 590	11 538	100 000	186 197	221 563	1 838 583	4 483	61 623
2037	919 102	77 127	352 581	11 874	100 000	189 921	0	1 650 605	4 541	61 178
2038	937 484	78 669	345 288	11 629	100 000	193 719	0	1 666 789	4 363	62 584
2039	956 234	80 242	337 995	11 383	100 000	197 593	0	1 683 448	4 190	61 822
2040	975 359	81 847	331 498	11 164	100 000	201 545	0	1 701 414	4 031	61 083
2041	994 866	83 484	324 961	10 944	100 000	205 576	0	1 719 832	3 876	60 455
2042	1 014 763	85 154	318 397	10 723	100 000	209 688	0	1 738 725	3 725	59 846
2043	1 035 058	86 857	324 896	10 942	100 000	213 881	0	1 771 635	3 738	59 255
2044	1 055 760	88 594	318 217	10 717	100 000	218 159	0	1 791 447	3 592	60 239
2045	1 076 875	90 366	311 478	10 490	100 000	222 522	0	1 811 731	3 449	59 666
2046	1 098 412	92 173	293 369	9 880	100 000	226 973	0	1 820 808	3 191	59 108
2047	1 120 381	94 017	278 648	9 385	100 000	231 512	0	1 833 942	2 977	57 380
2048	1 142 788	95 897	265 423	8 939	100 000	236 142	0	1 849 190	2 784	56 077
2049	1 165 644	97 815	273 082	9 197	100 000	240 865	0	1 886 603	2 824	54 959
2050	1 188 957	99 771	262 110	8 828	100 000	245 682	0	1 905 348	2 661	56 213
2051	1 212 736	101 767	252 938	8 519	100 000	250 596	0	1 926 555	2 521	55 361
2052	1 236 991	103 802	251 134	8 458	100 000	255 608	0	1 955 993	2 454	54 718
2053	1 261 730	105 878	247 341	8 330	100 000	260 720	0	1 984 000	2 370	54 843
2054	1 286 965	107 996	243 332	8 195	100 000	265 935	0	2 012 422	2 286	54 746
2055	1 312 704	110 156	256 894	8 652	100 000	271 253	0	2 059 659	2 379	54 644
2056	1 338 958	112 359	250 819	8 447	100 000	276 678	0	2 087 262	2 279	56 522
2057	1 365 738	114 606	244 752	8 243	100 000	282 212	0	2 115 551	2 181	56 268
2058	1 393 052	116 898	245 263	8 260	100 000	287 856	0	2 151 330	2 142	56 033
2059	1 420 913	119 236	239 958	8 081	100 000	293 613	0	2 181 802	2 054	56 477
2060	1 449 332	121 621	275 281	9 271	100 000	299 486	0	2 254 990	2 333	56 310
2061	1 478 318	124 053	283 909	9 562	100 000	305 475	0	2 301 317	2 370	60 436
2062	1 507 885	126 534	267 214	8 999	100 000	311 585	0	2 322 217	2 192	61 824
2063	1 538 042	129 065	276 225	9 303	100 000	317 816	0	2 370 452	2 230	60 600
2064	1 568 803	131 646	269 667	9 082	100 000	324 173	0	2 403 372	2 134	60 459
2065	1 600 179	134 279	261 683	8 813	100 000	330 656	0	2 435 611	2 029	60 257
2066	1 632 183	136 965	251 999	8 487	100 000	337 269	0	2 466 903	1 914	59 874
2067	1 664 827	139 704	243 750	8 209	100 000	344 015	0	2 500 505	1 814	59 346
2068	1 698 123	142 498	237 285	7 991	100 000	350 895	0	2 536 793	1 730	58 988
2069	1 732 086	145 348	223 636	7 532	100 000	357 913	0	2 566 514	1 601	58 833
2070	1 766 727	148 255	212 689	7 163	100 000	365 071	0	2 599 905	1 494	58 022
2071	1 802 062	151 220	213 503	7 191	100 000	372 373	0	2 646 348	1 466	57 551
2072	1 838 103	154 244	206 764	6 964	100 000	379 820	0	2 685 895	1 391	58 435
2073	1 874 865	157 329	200 008	6 736	100 000	387 416	0	2 726 355	1 319	58 329
2074	1 912 362	160 476	193 233	6 508	100 000	395 165	0	2 767 744	1 248	58 246
2075	1 950 610	163 685	186 443	6 279	100 000	403 068	0	2 810 085	1 180	58 184

Продолжение приложения 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2076	1 989 622	166 959	179 316	6 039	100 000	411 129	0	2 853 066	1 112	54 169
2077	2 029 414	170 298	172 524	5 810	100 000	419 352	0	2 897 399	1 048	50 121
2078	2 070 003	173 704	165 733	5 582	100 000	427 739	0	2 942 761	986	46 379
2079	2 111 403	177 178	158 951	5 353	100 000	436 294	0	2 989 180	926	42 877
2080	2 153 631	180 722	144 676	4 872	100 000	445 020	0	3 028 921	822	39 264
2081	627 630	184 336	51 115	1 721	100 000	129 691	0	1 094 494	268	29 495
2082	640 182	188 023	50 521	1 701	100 000	132 285	0	1 112 713	260	7 496
2083	652 986	191 784	49 918	1 681	100 000	134 931	0	1 131 299	251	7 528
2084	666 045	195 619	49 307	1 661	100 000	137 630	0	1 150 262	244	7 189
2085	679 366	199 532	48 687	1 640	100 000	140 382	0	1 169 607	236	6 810
Итого 2026-2085	75 613 375	7 074 617	14 535 227	489 528	6 100 000	15 624 518	2 215 635	121 652 900	148 696	3 158 554

Приложение 16 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в 1 варианте с УМК, тыс.тенге

Годы	Расходы периода							Итого расходы периода	Отчисления в ликвидационный фонд	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов
	ФОТ АУП	Административные расходы	Прочие административные	Общие хозяйственные расходы	Выделение средств на социальные проекты	Налоговые платежи от ФОТ АУП	Возмещение исторических затрат на геологоразведку			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2026	211 200	62 030	0	0	200 000	43 642	0	516 872	0	97 230
2027	753 984	63 271	122 280	4 118	100 000	155 801	0	1 199 454	1 867	0
2028	769 064	64 536	201 656	6 792	100 000	158 917	0	1 300 965	3 019	31 638
2029	784 445	65 827	277 331	9 340	100 000	162 095	0	1 399 039	4 084	40 127
2030	800 134	67 143	340 051	11 452	100 000	165 337	0	1 484 117	4 963	49 556
2031	816 137	68 486	372 026	12 529	100 000	168 644	0	1 537 822	5 354	58 379
2032	832 459	69 856	370 577	12 481	100 000	172 017	0	1 557 389	5 238	63 259
2033	849 108	71 253	362 696	12 215	100 000	175 457	0	1 570 730	5 029	64 334
2034	866 091	72 678	354 764	11 948	100 000	178 966	0	1 584 447	4 825	63 408
2035	883 412	74 132	346 844	11 681	100 000	182 546	0	1 598 615	4 628	62 500
2036	901 081	75 614	342 590	11 538	100 000	186 197	0	1 617 019	4 483	61 623
2037	919 102	77 127	352 581	11 874	100 000	189 921	0	1 650 605	4 541	61 178
2038	937 484	78 669	345 288	11 629	100 000	193 719	0	1 666 789	4 363	62 584
2039	956 234	80 242	337 995	11 383	100 000	197 593	0	1 683 448	4 190	61 822
2040	975 359	81 847	331 498	11 164	100 000	201 545	0	1 701 414	4 031	61 083
2041	994 866	83 484	324 961	10 944	100 000	205 576	0	1 719 832	3 876	60 455
2042	1 014 763	85 154	318 397	10 723	100 000	209 688	0	1 738 725	3 725	59 846
2043	1 035 058	86 857	324 896	10 942	100 000	213 881	0	1 771 635	3 738	59 255
2044	1 055 760	88 594	318 217	10 717	100 000	218 159	0	1 791 447	3 592	60 239
2045	1 076 875	90 366	311 478	10 490	100 000	222 522	0	1 811 731	3 449	59 666
2046	1 098 412	92 173	293 369	9 880	100 000	226 973	0	1 820 808	3 191	59 108
2047	1 120 381	94 017	278 648	9 385	100 000	231 512	0	1 833 942	2 977	57 380
2048	1 142 788	95 897	265 423	8 939	100 000	236 142	0	1 849 190	2 784	56 077
2049	1 165 644	97 815	273 082	9 197	100 000	240 865	0	1 886 603	2 824	54 959
2050	1 188 957	99 771	262 110	8 828	100 000	245 682	0	1 905 348	2 661	56 213
2051	1 212 736	101 767	252 938	8 519	100 000	250 596	0	1 926 555	2 521	55 361
2052	1 236 991	103 802	251 134	8 458	100 000	255 608	0	1 955 993	2 454	54 718
2053	1 261 730	105 878	247 341	8 330	100 000	260 720	0	1 984 000	2 370	54 843
2054	1 286 965	107 996	243 332	8 195	100 000	265 935	0	2 012 422	2 286	54 746
2055	1 312 704	110 156	256 894	8 652	100 000	271 253	0	2 059 659	2 379	54 644
2056	1 338 958	112 359	250 819	8 447	100 000	276 678	0	2 087 262	2 279	56 522
2057	1 365 738	114 606	244 752	8 243	100 000	282 212	0	2 115 551	2 181	56 268
2058	1 393 052	116 898	245 263	8 260	100 000	287 856	0	2 151 330	2 142	56 033
2059	1 420 913	119 236	239 958	8 081	100 000	293 613	0	2 181 802	2 054	56 477

Продолжение приложения 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2060	1 449 332	121 621	275 281	9 271	100 000	299 486	0	2 254 990	2 333	56 310
2061	1 478 318	124 053	283 909	9 562	100 000	305 475	0	2 301 317	2 370	60 436
2062	1 507 885	126 534	267 214	8 999	100 000	311 585	0	2 322 217	2 192	61 824
2063	1 538 042	129 065	276 225	9 303	100 000	317 816	0	2 370 452	2 230	60 600
2064	1 568 803	131 646	269 667	9 082	100 000	324 173	0	2 403 372	2 134	60 459
2065	1 600 179	134 279	261 683	8 813	100 000	330 656	0	2 435 611	2 029	60 257
2066	1 632 183	136 965	251 999	8 487	100 000	337 269	0	2 466 903	1 914	59 874
2067	1 664 827	139 704	243 750	8 209	100 000	344 015	0	2 500 505	1 814	59 346
2068	1 698 123	142 498	237 285	7 991	100 000	350 895	0	2 536 793	1 730	58 988
2069	1 732 086	145 348	223 636	7 532	100 000	357 913	0	2 566 514	1 601	58 833
2070	1 766 727	148 255	212 689	7 163	100 000	365 071	0	2 599 905	1 494	58 022
2071	1 802 062	151 220	213 503	7 191	100 000	372 373	0	2 646 348	1 466	57 551
2072	1 838 103	154 244	206 764	6 964	100 000	379 820	0	2 685 895	1 391	58 435
2073	1 874 865	157 329	200 008	6 736	100 000	387 416	0	2 726 355	1 319	58 329
2074	1 912 362	160 476	193 233	6 508	100 000	395 165	0	2 767 744	1 248	58 246
2075	1 950 610	163 685	186 443	6 279	100 000	403 068	0	2 810 085	1 180	58 184
2076	1 989 622	166 959	179 316	6 039	100 000	411 129	0	2 853 066	1 112	54 169
2077	2 029 414	170 298	172 524	5 810	100 000	419 352	0	2 897 399	1 048	50 121
2078	2 070 003	173 704	165 733	5 582	100 000	427 739	0	2 942 761	986	46 379
2079	2 111 403	177 178	158 951	5 353	100 000	436 294	0	2 989 180	926	42 877
2080	2 153 631	180 722	144 676	4 872	100 000	445 020	0	3 028 921	822	39 264
2081	627 630	184 336	51 115	1 721	100 000	129 691	0	1 094 494	268	29 495
2082	640 182	188 023	50 521	1 701	100 000	132 285	0	1 112 713	260	7 496
2083	652 986	191 784	49 918	1 681	100 000	134 931	0	1 131 299	251	7 528
2084	666 045	195 619	49 307	1 661	100 000	137 630	0	1 150 262	244	7 189
2085	679 366	199 532	48 687	1 640	100 000	140 382	0	1 169 607	236	6 810
Итого 2026- 2085	75 613 375	7 074 617	14 535 227	489 528	6 100 000	15 624 518	0	119 437 265	148 696	3 158 554

Приложение 17- Расчет бюджетной эффективности 1 варианта разработки без УМК, тыс. тенге

Годы	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс. тенге											
	Социальный налог	ИПН	Налог на имущество	Аренда земельных участков	НДПИ	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК	Дисконтированный доход РК при		
										7,0%	10,0%	12,23%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2026	24 667	18 975	249 063	1 250	0	0	0	0	293 955	5 180 600	5 030 995	4 918 855
2027	246 511	189 624	497 459	1 275	25 639	4 410	0	557 922	1 522 840	473 986	447 744	429 066
2028	251 441	193 416	541 662	1 301	42 282	7 130	0	194 165	1 231 398	1 258 182	1 156 111	1 085 868
2029	256 470	197 285	621 261	1 327	58 636	9 614	0	1 016 987	2 161 579	1 211 771	1 083 097	997 077
2030	261 600	201 230	673 755	1 353	73 765	11 557	594 105	1 938 765	3 756 130	902 582	784 738	708 059
2031	266 832	205 255	691 535	1 380	81 802	12 396	1 578 653	2 188 647	5 026 499	2 262 382	1 913 353	1 692 091
2032	272 168	209 360	682 973	1 408	81 836	12 105	1 691 429	2 193 825	5 145 104	3 177 632	2 614 111	2 265 877
2033	277 611	213 547	661 184	1 436	80 199	11 616	1 731 298	2 149 251	5 126 143	2 958 805	2 367 706	2 011 518
2034	283 164	217 818	640 342	1 465	78 546	11 139	1 753 296	2 089 925	5 075 694	2 738 024	2 131 277	1 774 679
2035	288 827	222 175	620 291	1 494	76 893	10 677	1 760 847	2 016 760	4 997 963	2 519 713	1 907 852	1 557 071
2036	294 604	226 618	603 029	1 524	76 007	10 339	1 778 084	1 982 354	4 972 559	2 342 903	1 725 596	1 380 341
2037	300 496	231 150	585 815	1 554	78 963	10 432	1 997 803	2 413 331	5 619 544	2 474 524	1 772 832	1 389 948
2038	306 506	235 773	566 530	1 585	77 438	10 016	1 977 770	2 317 517	5 493 135	2 260 617	1 575 411	1 210 622
2039	312 636	240 489	548 017	1 617	75 910	9 612	1 951 219	2 219 806	5 359 305	2 061 254	1 397 299	1 052 417
2040	318 888	245 299	530 232	1 649	74 544	9 242	1 923 244	2 123 013	5 226 112	1 878 529	1 238 703	914 427
2041	325 266	250 205	513 135	1 682	73 167	8 882	1 888 685	2 018 309	5 079 331	1 706 326	1 094 466	791 896
2042	331 771	255 209	497 943	1 716	71 782	8 532	1 843 322	1 901 883	4 912 158	1 542 212	962 222	682 378
2043	338 407	260 313	482 976	1 750	73 781	8 536	1 939 519	2 054 608	5 159 890	1 514 009	918 863	638 681
2044	345 175	265 519	466 992	1 785	72 365	8 196	1 889 788	1 929 228	4 979 049	1 365 371	806 054	549 138
2045	352 079	270 830	451 647	1 821	70 934	7 865	1 836 524	1 800 053	4 791 752	1 228 046	705 211	470 891

Продолжение приложения 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2046	359 120	276 246	437 956	1 857	67 138	7 263	1 678 588	1 475 703	4 303 872	1 030 851	575 826	376 857
2047	366 302	281 771	426 059	1 895	64 056	6 763	1 548 234	1 202 186	3 897 266	872 394	474 023	304 066
2048	373 629	287 407	416 417	1 932	61 285	6 316	1 422 710	979 464	3 549 159	742 497	392 439	246 731
2049	381 101	293 155	406 996	1 971	63 858	6 371	1 523 646	1 128 216	3 805 314	744 005	382 512	235 711
2050	388 723	299 018	396 348	2 011	61 545	5 995	1 419 525	938 081	3 511 245	641 597	320 865	193 795
2051	396 498	304 998	386 354	2 051	59 604	5 672	1 330 178	772 912	3 258 266	556 422	270 679	160 235
2052	404 428	311 098	375 935	2 092	59 170	5 521	1 351 858	735 171	3 245 272	517 947	245 091	142 205
2053	412 516	317 320	364 981	2 134	58 308	5 331	1 301 041	658 331	3 119 961	465 371	214 207	121 816
2054	420 766	323 666	355 982	2 176	57 395	5 142	1 241 178	574 755	2 981 060	415 563	186 064	103 709
2055	429 182	330 140	347 808	2 220	61 303	5 322	1 389 788	763 747	3 329 509	433 773	188 920	103 209
2056	437 765	336 743	338 923	2 264	59 925	5 094	1 315 221	651 030	3 146 966	383 169	162 329	86 920
2057	446 521	343 477	330 484	2 309	58 542	4 873	1 240 817	538 517	2 965 541	337 457	139 065	72 983
2058	455 451	350 347	321 362	2 356	58 608	4 788	1 230 421	507 497	2 930 830	311 689	124 943	64 269
2059	464 560	357 354	311 546	2 403	57 365	4 592	1 161 138	415 208	2 774 166	275 727	107 513	54 204
2060	473 851	364 501	302 229	2 451	67 198	5 165	1 547 591	952 193	3 715 179	345 099	130 892	64 680
2061	483 328	371 791	293 058	2 500	70 045	5 222	1 645 658	1 100 964	3 972 566	344 866	127 237	61 625
2062	492 995	379 227	284 153	2 550	66 259	4 819	1 468 656	794 868	3 493 527	283 439	101 722	48 288
2063	502 855	386 811	275 519	2 601	69 061	4 884	1 597 599	1 027 514	3 866 843	293 203	102 356	47 623
2064	512 912	394 548	265 858	2 653	67 360	4 674	1 511 844	855 477	3 615 326	256 198	86 998	39 674
2065	523 170	402 439	255 584	2 706	65 290	4 447	1 406 060	694 096	3 353 791	222 116	73 368	32 793
2066	533 634	410 487	245 879	2 760	62 781	4 198	1 281 486	508 538	3 049 763	188 767	60 652	26 571
2067	544 306	418 697	236 730	2 815	60 644	3 981	1 171 877	379 785	2 818 836	163 060	50 963	21 883
2068	555 192	427 071	228 054	2 872	58 970	3 800	1 080 883	274 529	2 631 371	142 258	43 249	18 201
2069	566 296	435 612	221 142	2 929	55 766	3 511	920 243	141 993	2 347 493	118 608	35 076	14 468
2070	577 622	444 325	221 049	2 988	53 136	3 274	766 717	42 090	2 111 200	99 691	28 677	11 594
2071	589 175	453 211	219 819	3 047	53 011	3 222	762 438	26 015	2 109 938	93 113	26 055	10 324
2072	600 958	462 275	212 388	3 108	51 277	3 059	666 161	0	1 999 227	82 456	22 443	8 717
2073	612 977	471 521	205 358	3 170	49 539	2 901	569 506	0	1 914 972	73 814	19 543	7 439
2074	625 237	480 951	198 717	3 234	47 796	2 748	477 044	0	1 835 726	66 130	17 031	6 354
2075	637 741	490 570	192 450	3 299	46 050	2 599	458 816	0	1 831 525	61 662	15 447	5 649
2076	650 496	500 382	186 551	3 364	44 232	2 451	438 556	0	1 826 032	57 456	14 001	5 018
2077	663 506	510 389	181 005	3 432	42 486	2 312	415 660	0	1 818 791	53 484	12 678	4 454
2078	653 881	502 985	175 797	3 500	40 741	2 177	395 795	0	1 774 877	48 778	11 247	3 873
2079	634 264	487 896	170 987	3 570	38 999	2 047	381 624	0	1 719 388	44 162	9 905	3 343
2080	537 376	413 366	168 751	3 642	35 124	1 827	408 129	0	1 568 214	37 644	8 213	2 717
2081	146 194	112 457	168 165	3 715	10 887	633	110 879	0	552 929	12 404	2 632	853
2082	149 118	114 706	166 910	3 789	10 760	613	109 083	0	554 979	11 636	2 402	763
2083	147 044	113 111	165 695	3 865	10 632	594	107 398	0	548 339	10 744	2 158	672
2084	144 829	111 407	164 518	3 942	10 502	575	106 469	0	542 241	9 930	1 940	592
2085	142 465	109 589	163 378	4 021	10 370	557	105 594	0	535 974	4 914	934	279
Итого 2026-2085	24 093 103	18 533 156	21 912 735	142 564	3 391 504	337 628	67 201 696	53 245 227	188 857 615	51 911 561	36 425 937	29 236 056

Приложение 18- Расчет бюджетной эффективности 1 варианта разработки с УМК, тыс. тенге

Годы	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс. тенге								
	Социальный налог	ИПН	Аренда земельных участков	Прочие налоги и платежи в бюджет	АНН	Суммарный доход РК	Дисконтированный доход РК при		
							7,0%	10,0%	12,2%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2026	24 667	18 975	1 250	0	0	44 892	4 949 755	4 806 816	4 699 672
2027	246 511	189 624	1 275	4 410	0	441 820	473 986	447 744	429 066
2028	251 441	193 416	1 301	7 130	0	453 289	1 258 182	1 156 111	1 085 868
2029	256 470	197 285	1 327	9 614	0	464 695	1 211 771	1 083 097	997 077
2030	261 600	201 230	1 353	11 557	1 593 672	2 069 412	902 582	784 738	708 059
2031	266 832	205 255	1 380	12 396	2 133 160	2 619 023	717 937	607 178	536 963
2032	272 168	209 360	1 408	12 105	2 266 445	2 761 486	501 946	412 931	357 923
2033	277 611	213 547	1 436	11 616	2 308 665	2 812 875	465 724	372 683	316 618
2034	283 164	217 818	1 465	11 139	2 329 663	2 843 249	801 018	623 512	519 188
2035	288 827	222 175	1 494	10 677	2 333 515	2 856 687	1 440 193	1 090 472	889 976
2036	294 604	226 618	1 524	10 339	2 349 845	2 882 929	1 358 339	1 000 445	800 277
2037	300 496	231 150	1 554	10 432	2 556 910	3 100 542	1 365 300	978 147	766 894
2038	306 506	235 773	1 585	10 016	2 527 876	3 081 756	1 268 250	883 837	679 183
2039	312 636	240 489	1 617	9 612	2 491 205	3 055 559	1 175 205	796 658	600 026
2040	318 888	245 299	1 649	9 242	2 453 039	3 028 118	1 088 459	717 730	529 838
2041	325 266	250 205	1 682	8 882	2 407 135	2 993 170	1 005 511	644 952	466 652
2042	331 771	255 209	1 716	8 532	2 348 720	2 945 949	924 904	577 070	409 240
2043	338 407	260 313	1 750	8 536	2 461 045	3 070 051	900 810	546 709	380 005
2044	345 175	265 519	1 785	8 196	2 397 192	3 017 868	827 569	488 560	332 839
2045	352 079	270 830	1 821	7 865	2 329 248	2 961 843	759 071	435 900	291 063
2046	359 120	276 246	1 857	7 263	2 135 528	2 780 015	665 861	371 946	243 424
2047	366 302	281 771	1 895	6 763	1 975 508	2 632 240	589 221	320 158	205 368
2048	373 629	287 407	1 932	6 316	1 821 900	2 491 184	521 164	275 456	173 183
2049	381 101	293 155	1 971	6 371	1 941 380	2 623 978	513 033	263 763	162 536
2050	388 723	299 018	2 011	5 995	1 813 324	2 509 071	458 474	229 284	138 482
2051	396 498	304 998	2 051	5 672	1 703 244	2 412 462	411 982	200 415	118 640
2052	404 428	311 098	2 092	5 521	1 726 655	2 449 793	390 988	185 014	107 348
2053	412 516	317 320	2 134	5 331	1 662 839	2 400 139	358 003	164 786	93 711
2054	420 766	323 666	2 176	5 142	1 588 624	2 340 375	326 251	146 075	81 420
2055	429 182	330 140	2 220	5 322	1 765 933	2 532 796	329 976	143 714	78 512
2056	437 765	336 743	2 264	5 094	1 673 989	2 455 855	299 021	126 680	67 831
2057	446 521	343 477	2 309	4 873	1 582 346	2 379 527	270 773	111 584	58 561
2058	455 451	350 347	2 356	4 788	1 567 698	2 380 640	253 177	101 488	52 204
2059	464 560	357 354	2 403	4 592	1 481 904	2 310 813	229 674	89 555	45 151
2060	473 851	364 501	2 451	5 165	1 945 772	2 791 740	259 322	98 358	48 603
2061	483 328	371 791	2 500	5 222	2 061 934	2 924 776	253 906	93 677	45 371
2062	492 995	379 227	2 550	4 819	1 846 486	2 726 077	221 174	79 376	37 680
2063	502 855	386 811	2 601	4 884	1 999 817	2 896 968	219 663	76 683	35 679
2064	512 912	394 548	2 653	4 674	1 894 185	2 808 972	199 056	67 594	30 825
2065	523 170	402 439	2 706	4 447	1 764 282	2 697 043	178 621	59 001	26 371
2066	533 634	410 487	2 760	4 198	1 611 862	2 562 941	158 635	50 970	22 329
2067	544 306	418 697	2 815	3 981	1 477 622	2 447 422	141 575	44 248	18 999
2068	555 192	427 071	2 872	3 800	1 365 945	2 354 880	127 310	38 705	16 289
2069	566 296	435 612	2 929	3 511	1 170 750	2 179 099	110 100	32 559	13 430
2070	577 622	444 325	2 988	3 274	985 865	2 014 073	95 105	27 358	11 061
2071	589 175	453 211	3 047	3 222	980 404	2 029 059	89 544	25 056	9 929
2072	600 958	462 275	3 108	3 059	862 673	1 932 074	79 686	21 689	8 424
2073	612 977	471 521	3 170	2 901	744 582	1 835 152	70 737	18 728	7 129
2074	625 237	480 951	3 234	2 748	631 616	1 743 785	62 818	16 178	6 036
2075	637 741	490 570	3 299	2 599	607 819	1 742 029	58 649	14 693	5 373
2076	650 496	500 382	3 364	2 451	581 655	1 738 348	54 697	13 329	4 777
2077	663 506	510 389	3 432	2 312	552 430	1 732 070	50 934	12 073	4 241
2078	653 881	502 985	3 500	2 177	526 923	1 689 467	46 431	10 706	3 686
2079	634 264	487 896	3 570	2 047	508 346	1 636 123	42 023	9 425	3 181
2080	537 376	413 366	3 642	1 827	538 685	1 494 896	35 884	7 829	2 590
2081	146 194	112 457	3 715	633	176 027	439 025	9 849	2 090	678
2082	149 118	114 706	3 789	613	173 540	441 766	9 262	1 912	608
2083	147 044	113 111	3 865	594	171 196	435 810	8 540	1 715	534
2084	144 829	111 407	3 942	575	169 768	430 520	7 884	1 540	470
2085	142 465	109 589	4 021	557	168 413	425 044	3 015	573	171
Итого 2026-2085	24 093 103	18 533 156	142 564	337 628	87 246 805	130 353 257	31 608 529	22 011 273	17 787 263

Приложение 19- Расчет налогооблагаемого дохода в 1 варианте без УМК, тыс.тенге

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 1 м ³ 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
1	2	3	4	5	6	7
2026	1 090 735	0	-1 090 735	0	1 090 735	0
2027	5 451 817	58 850	980 314	5 016 577	10 144 033	0
2028	6 554 259	43 760	4 053 217	5 191 335	11 208 690	0
2029	7 739 989	38 008	6 948 985	5 288 824	12 155 910	0
2030	8 817 096	35 106	9 580 212	4 987 408	12 555 996	2 970 526
2031	9 416 814	34 486	10 937 889	4 510 101	12 461 435	7 893 267
2032	9 550 435	35 660	10 797 958	3 835 567	11 891 246	8 457 147
2033	9 453 467	36 739	10 483 689	3 261 891	11 280 667	8 656 489
2034	9 355 852	37 867	10 166 094	2 775 716	10 755 467	8 766 479
2035	9 262 750	39 062	9 844 186	2 359 592	10 302 703	8 804 233
2036	9 221 813	40 130	9 662 578	2 049 783	9 993 970	8 890 420
2037	9 168 432	39 172	10 419 545	1 742 316	9 598 963	9 989 014
2038	9 094 864	40 416	10 110 256	1 480 968	9 316 272	9 888 848
2039	9 015 792	41 688	9 806 012	1 258 823	9 065 710	9 756 095
2040	8 955 413	43 011	9 523 808	1 070 000	8 863 000	9 616 221
2041	8 898 348	44 412	9 235 764	909 500	8 690 685	9 443 426
2042	8 845 784	45 901	8 941 228	797 785	8 570 403	9 216 609
2043	8 971 984	46 201	9 288 541	678 117	8 562 929	9 697 596
2044	8 924 677	47 793	8 981 317	576 400	8 457 053	9 448 941
2045	8 877 072	49 468	8 670 588	489 940	8 365 040	9 182 619
2046	8 697 768	52 233	7 897 488	432 051	8 202 316	8 392 940
2047	8 566 210	54 996	7 255 422	383 158	8 080 463	7 741 169
2048	8 459 285	57 901	6 666 761	369 745	8 012 497	7 113 549
2049	8 623 350	57 778	7 105 385	330 840	8 110 505	7 618 230
2050	8 552 094	60 644	6 596 642	298 103	8 051 110	7 097 626
2051	8 501 632	63 494	6 160 688	270 614	8 011 429	6 650 890
2052	8 539 851	65 532	6 016 059	0	7 796 620	6 759 290
2053	8 554 633	67 949	5 787 899	0	7 837 326	6 505 206
2054	8 570 947	70 545	5 545 722	31 338	7 910 779	6 205 891
2055	8 814 490	69 282	6 235 949	18 646	8 101 498	6 948 941
2056	8 818 207	72 324	5 891 073	19 019	8 133 174	6 576 106
2057	8 820 935	75 537	5 546 225	19 400	8 163 075	6 204 084
2058	8 901 760	77 665	5 483 784	0	8 233 438	6 152 106
2059	8 914 256	81 049	5 165 188	0	8 273 756	5 805 689
2060	9 419 774	74 575	7 019 529	20 587	8 701 349	7 737 954
2061	9 619 617	74 523	7 488 186	20 999	8 879 514	8 228 290
2062	9 514 864	79 482	6 655 727	21 419	8 827 310	7 343 281
2063	9 554 067	78 103	7 279 181	21 847	8 845 255	7 987 993
2064	9 564 841	81 768	6 856 106	0	8 861 727	7 559 220
2065	9 555 621	85 965	6 363 496	0	8 888 817	7 030 300
2066	9 530 423	90 948	5 780 261	0	8 903 253	6 407 431
2067	9 525 891	95 990	5 266 665	0	8 933 171	5 859 384
2068	9 546 314	100 905	4 840 362	0	8 982 262	5 404 414
2069	9 493 666	108 237	4 104 317	24 603	8 996 765	4 601 217
2070	9 485 663	115 767	3 467 516	125 478	9 119 591	3 833 587

Продолжение приложения 19

1	2	3	4	5	6	7
2071	9 631 486	120 181	3 303 221	0	9 122 519	3 812 189
2072	9 664 757	127 168	2 849 023	0	9 182 974	3 330 806
2073	9 699 822	134 750	2 392 038	0	9 244 332	2 847 529
2074	9 713 690	142 661	1 955 157	0	9 283 628	2 385 219
2075	9 356 423	145 476	1 888 595	0	8 950 938	2 294 080
2076	8 991 643	148 460	1 811 649	0	8 610 513	2 192 779
2077	8 659 430	151 828	1 720 044	0	8 301 172	2 078 302
2078	8 313 092	155 038	1 642 773	0	7 976 892	1 978 974
2079	7 939 743	157 784	1 593 171	0	7 624 793	1 908 121
2080	6 805 607	153 172	1 793 813	30 591	6 558 775	2 040 644
2081	2 227 258	164 959	495 402	26 003	2 168 267	554 393
2082	2 205 831	168 599	485 176	22 102	2 145 594	545 413
2083	2 182 854	172 236	476 035	18 787	2 121 898	536 991
2084	2 155 215	175 607	471 111	15 969	2 093 980	532 346
2085	2 126 530	178 982	466 822	13 574	2 065 380	527 972
Итого 2026- 2085	492 486 931	3 895 496	343 161 108	50 815 514	499 639 560	336 008 479

Приложение 20- Расчет налогооблагаемого дохода в 1 варианте с УМК, тыс.тенге

Годы	Всего расходы, связанные с обычной деятельность ю предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаем ые в с/с + расходы периода) приходящи еся на 1 м ³ газа	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизаци онные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблаг аемого дохода	Всего вычитае мые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблаг аемого дохода	Налогооблаг аемый доход
1	2	3	4	5	6	7
2026	841 672	0	-841 672	0	841 672	0
2027	4 707 156	50 812	1 724 975	5 016 577	9 399 372	0
2028	5 748 752	38 382	4 858 724	5 191 335	10 403 183	0
2029	6 838 529	33 581	7 850 445	5 288 824	11 254 449	0
2030	7 848 012	31 247	10 549 295	4 987 408	11 586 912	6 640 302
2031	8 421 913	30 843	11 932 789	4 510 101	11 466 534	8 888 168
2032	8 564 063	31 977	11 784 330	3 835 567	10 904 873	9 443 520
2033	8 490 520	32 996	11 446 636	3 261 891	10 317 720	9 619 436
2034	8 415 401	34 061	11 106 545	2 775 716	9 815 016	9 706 930
2035	8 344 003	35 188	10 762 933	2 359 592	9 383 955	9 722 981
2036	8 321 213	36 211	10 563 178	2 049 783	9 093 370	9 791 020
2037	8 503 654	36 332	11 084 324	1 742 316	8 934 185	10 653 793
2038	8 450 896	37 554	10 754 224	1 480 968	8 672 304	10 532 816
2039	8 391 866	38 803	10 429 939	1 258 823	8 441 783	10 380 022
2040	8 350 638	40 106	10 128 583	1 070 000	8 258 224	10 220 996
2041	8 312 046	41 486	9 822 065	909 500	8 104 383	10 029 728
2042	8 276 059	42 945	9 510 953	797 785	8 000 678	9 786 334
2043	8 415 226	43 334	9 845 298	678 117	8 006 171	10 254 353
2044	8 385 320	44 905	9 520 675	576 400	7 917 696	9 988 298
2045	8 354 491	46 556	9 193 169	489 940	7 842 460	9 705 200
2046	8 192 673	49 199	8 402 583	432 051	7 697 222	8 898 035
2047	8 076 095	51 849	7 745 538	383 158	7 590 348	8 231 285
2048	7 981 583	54 631	7 144 463	369 745	7 534 795	7 591 251
2049	8 152 496	54 624	7 576 239	330 840	7 639 651	8 089 084

Продолжение приложения 20

1	2	3	4	5	6	7
2050	8 094 201	57 397	7 054 535	298 103	7 593 217	7 555 519
2051	8 055 674	60 164	6 606 646	270 614	7 565 471	7 096 848
2052	8 104 746	62 193	6 451 164	0	7 361 515	7 194 395
2053	8 131 344	64 587	6 211 188	0	7 414 037	6 928 495
2054	8 157 570	67 142	5 959 099	31 338	7 497 402	6 619 267
2055	8 405 380	66 066	6 645 059	18 646	7 692 387	7 358 052
2056	8 419 359	69 052	6 289 921	19 019	7 734 326	6 974 954
2057	8 431 909	72 205	5 935 250	19 400	7 774 049	6 593 110
2058	8 521 790	74 350	5 863 755	0	7 853 468	6 532 077
2059	8 545 345	77 695	5 534 099	0	7 904 845	6 174 600
2060	9 050 347	71 650	7 388 956	20 587	8 331 922	8 107 381
2061	9 256 515	71 710	7 851 289	20 999	8 516 411	8 591 392
2062	9 164 452	76 554	7 006 138	21 419	8 476 898	7 693 693
2063	9 209 488	75 286	7 623 760	21 847	8 500 675	8 332 572
2064	9 231 623	78 920	7 189 324	0	8 528 509	7 892 438
2065	9 234 747	83 078	6 684 370	0	8 567 943	7 351 174
2066	9 221 763	88 003	6 088 920	0	8 594 593	6 716 090
2067	9 228 517	92 994	5 564 039	0	8 635 798	6 156 758
2068	9 259 290	97 871	5 127 386	0	8 695 238	5 691 438
2069	9 216 758	105 080	4 381 225	24 603	8 719 858	4 878 125
2070	9 211 478	112 421	3 741 701	125 478	8 845 406	4 107 772
2071	9 358 656	116 776	3 576 051	0	8 849 689	4 085 018
2072	9 401 092	123 699	3 112 688	0	8 919 309	3 594 471
2073	9 444 925	131 209	2 646 935	0	8 989 435	3 102 426
2074	9 467 177	139 040	2 201 670	0	9 037 115	2 631 731
2075	9 117 923	141 768	2 127 095	0	8 712 438	2 532 580
2076	8 760 860	144 650	2 042 432	0	8 379 730	2 423 562
2077	8 435 938	147 909	1 943 536	0	8 077 680	2 301 794
2078	8 096 554	151 000	1 859 311	0	7 760 353	2 195 512
2079	7 729 757	153 611	1 803 157	0	7 414 807	2 118 108
2080	6 601 733	148 584	1 997 687	30 591	6 354 901	2 244 519
2081	2 048 206	151 698	674 454	26 003	1 989 215	733 445
2082	2 028 160	155 019	662 847	22 102	1 967 923	723 083
2083	2 006 527	158 323	652 362	18 787	1 945 572	713 317
2084	1 980 195	161 346	646 131	15 969	1 918 961	707 365
2085	1 952 782	164 358	640 570	13 574	1 891 632	701 720
Итого 2026- 2085	464 967 057	59 680	370 680 982	50 815 514	472 119 686	363 528 353

Приложение 21 - Расчет чистой прибыли в 1 варианте без УМК, тыс.тенге

Годы	Налогообла гаемая прибыль до переноса убытков	Корпоративн ый подходный налог	Чистая прибыль после выплаты подходно го налога	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемог о дохода	Налог на сверхприб ыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприб ыль
1	2	3	4	5	6	7
2026	0	0	-1 090 735	1 090 735	0	-1 090 735
2027	0	0	980 314	10 144 033	557 922	422 392
2028	0	0	4 053 217	11 208 690	194 165	3 859 051
2029	0	0	6 948 985	12 155 910	1 016 987	5 931 998
2030	2 970 526	594 105	8 986 106	12 555 996	1 938 765	7 047 341
2031	7 893 267	1 578 653	9 359 235	12 461 435	2 188 647	7 170 589
2032	8 457 147	1 691 429	9 106 529	11 891 246	2 193 825	6 912 704
2033	8 656 489	1 731 298	8 752 391	11 280 667	2 149 251	6 603 140
2034	8 766 479	1 753 296	8 412 798	10 755 467	2 089 925	6 322 872
2035	8 804 233	1 760 847	8 083 339	10 302 703	2 016 760	6 066 579
2036	8 890 420	1 778 084	7 884 493	9 993 970	1 982 354	5 902 139
2037	9 989 014	1 997 803	8 421 742	9 598 963	2 413 331	6 008 412
2038	9 888 848	1 977 770	8 132 487	9 316 272	2 317 517	5 814 969
2039	9 756 095	1 951 219	7 854 793	9 065 710	2 219 806	5 634 987
2040	9 616 221	1 923 244	7 600 564	8 863 000	2 123 013	5 477 550
2041	9 443 426	1 888 685	7 347 078	8 690 685	2 018 309	5 328 770
2042	9 216 609	1 843 322	7 097 906	8 570 403	1 901 883	5 196 023
2043	9 697 596	1 939 519	7 349 022	8 562 929	2 054 608	5 294 414
2044	9 448 941	1 889 788	7 091 529	8 457 053	1 929 228	5 162 301
2045	9 182 619	1 836 524	6 834 065	8 365 040	1 800 053	5 034 012
2046	8 392 940	1 678 588	6 218 900	8 202 316	1 475 703	4 743 197
2047	7 741 169	1 548 234	5 707 188	8 080 463	1 202 186	4 505 003
2048	7 113 549	1 422 710	5 244 051	8 012 497	979 464	4 264 588
2049	7 618 230	1 523 646	5 581 739	8 110 505	1 128 216	4 453 523
2050	7 097 626	1 419 525	5 177 117	8 051 110	938 081	4 239 036
2051	6 650 890	1 330 178	4 830 510	8 011 429	772 912	4 057 598
2052	6 759 290	1 351 858	4 664 201	7 796 620	735 171	3 929 031
2053	6 505 206	1 301 041	4 486 858	7 837 326	658 331	3 828 527
2054	6 205 891	1 241 178	4 304 544	7 910 779	574 755	3 729 789
2055	6 948 941	1 389 788	4 846 160	8 101 498	763 747	4 082 413
2056	6 576 106	1 315 221	4 575 852	8 133 174	651 030	3 924 821
2057	6 204 084	1 240 817	4 305 408	8 163 075	538 517	3 766 891
2058	6 152 106	1 230 421	4 253 363	8 233 438	507 497	3 745 866
2059	5 805 689	1 161 138	4 004 051	8 273 756	415 208	3 588 842
2060	7 737 954	1 547 591	5 471 939	8 701 349	952 193	4 519 746
2061	8 228 290	1 645 658	5 842 528	8 879 514	1 100 964	4 741 564
2062	7 343 281	1 468 656	5 187 070	8 827 310	794 868	4 392 202
2063	7 987 993	1 597 599	5 681 582	8 845 255	1 027 514	4 654 068
2064	7 559 220	1 511 844	5 344 262	8 861 727	855 477	4 488 785
2065	7 030 300	1 406 060	4 957 436	8 888 817	694 096	4 263 340
2066	6 407 431	1 281 486	4 498 775	8 903 253	508 538	3 990 237
2067	5 859 384	1 171 877	4 094 788	8 933 171	379 785	3 715 003
2068	5 404 414	1 080 883	3 759 479	8 982 262	274 529	3 484 950
2069	4 601 217	920 243	3 184 073	8 996 765	141 993	3 042 081
2070	3 833 587	766 717	2 700 799	9 119 591	42 090	2 658 708

Продолжение приложения 21

1	2	3	4	5	6	7
2071	3 812 189	762 438	2 540 783	9 122 519	26 015	2 514 768
2072	3 330 806	666 161	2 182 862	9 182 974	0	2 182 862
2073	2 847 529	569 506	1 822 533	9 244 332	0	1 822 533
2074	2 385 219	477 044	1 478 113	9 283 628	0	1 478 113
2075	2 294 080	458 816	1 429 779	8 950 938	0	1 429 779
2076	2 192 779	438 556	1 373 093	8 610 513	0	1 373 093
2077	2 078 302	415 660	1 304 384	8 301 172	0	1 304 384
2078	1 978 974	395 795	1 246 978	7 976 892	0	1 246 978
2079	1 908 121	381 624	1 211 547	7 624 793	0	1 211 547
2080	2 040 644	408 129	1 385 684	6 558 775	0	1 385 684
2081	554 393	110 879	384 523	2 168 267	0	384 523
2082	545 413	109 083	376 094	2 145 594	0	376 094
2083	536 991	107 398	368 637	2 121 898	0	368 637
2084	532 346	106 469	364 642	2 093 980	0	364 642
2085	527 972	105 594	361 228	2 065 380	0	361 228
Итого 2026- 2085	336 008 479	67 201 696	275 959 412	-225 143 898	53 245 227	222 714 185

Приложение 22- Расчет чистой прибыли в 1 варианте с УМК, тыс.тенге

Годы	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	АНН	Чистая прибыль после выплаты подходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6
2026	0	0	-841 672	0	-841 672
2027	0	0	1 724 975	0	1 724 975
2028	0	0	4 858 724	0	4 858 724
2029	0	0	7 850 445	0	7 850 445
2030	6 640 302	1 593 672	8 955 623	0	8 955 623
2031	8 888 168	2 133 160	9 799 629	0	9 799 629
2032	9 443 520	2 266 445	9 517 886	0	9 517 886
2033	9 619 436	2 308 665	9 137 972	0	9 137 972
2034	9 706 930	2 329 663	8 776 881	0	8 776 881
2035	9 722 981	2 333 515	8 429 418	0	8 429 418
2036	9 791 020	2 349 845	8 213 333	0	8 213 333
2037	10 653 793	2 556 910	8 527 413	0	8 527 413
2038	10 532 816	2 527 876	8 226 348	0	8 226 348
2039	10 380 022	2 491 205	7 938 734	0	7 938 734
2040	10 220 996	2 453 039	7 675 544	0	7 675 544
2041	10 029 728	2 407 135	7 414 931	0	7 414 931
2042	9 786 334	2 348 720	7 162 233	0	7 162 233
2043	10 254 353	2 461 045	7 384 254	0	7 384 254
2044	9 988 298	2 397 192	7 123 483	0	7 123 483
2045	9 705 200	2 329 248	6 863 921	0	6 863 921
2046	8 898 035	2 135 528	6 267 054	0	6 267 054
2047	8 231 285	1 975 508	5 770 029	0	5 770 029
2048	7 591 251	1 821 900	5 322 563	0	5 322 563
2049	8 089 084	1 941 380	5 634 859	0	5 634 859
2050	7 555 519	1 813 324	5 241 210	0	5 241 210

Продолжение приложения 22

1	2	3	4	5	6
2051	7 096 848	1 703 244	4 903 402	0	4 903 402
2052	7 194 395	1 726 655	4 724 509	0	4 724 509
2053	6 928 495	1 662 839	4 548 349	0	4 548 349
2054	6 619 267	1 588 624	4 370 475	0	4 370 475
2055	7 358 052	1 765 933	4 879 127	0	4 879 127
2056	6 974 954	1 673 989	4 615 932	0	4 615 932
2057	6 593 110	1 582 346	4 352 904	0	4 352 904
2058	6 532 077	1 567 698	4 296 056	0	4 296 056
2059	6 174 600	1 481 904	4 052 195	0	4 052 195
2060	8 107 381	1 945 772	5 443 185	0	5 443 185
2061	8 591 392	2 061 934	5 789 355	0	5 789 355
2062	7 693 693	1 846 486	5 159 652	0	5 159 652
2063	8 332 572	1 999 817	5 623 943	0	5 623 943
2064	7 892 438	1 894 185	5 295 139	0	5 295 139
2065	7 351 174	1 764 282	4 920 088	0	4 920 088
2066	6 716 090	1 611 862	4 477 059	0	4 477 059
2067	6 156 758	1 477 622	4 086 417	0	4 086 417
2068	5 691 438	1 365 945	3 761 441	0	3 761 441
2069	4 878 125	1 170 750	3 210 475	0	3 210 475
2070	4 107 772	985 865	2 755 835	0	2 755 835
2071	4 085 018	980 404	2 595 647	0	2 595 647
2072	3 594 471	862 673	2 250 015	0	2 250 015
2073	3 102 426	744 582	1 902 353	0	1 902 353
2074	2 631 731	631 616	1 570 054	0	1 570 054
2075	2 532 580	607 819	1 519 276	0	1 519 276
2076	2 423 562	581 655	1 460 777	0	1 460 777
2077	2 301 794	552 430	1 391 105	0	1 391 105
2078	2 195 512	526 923	1 332 388	0	1 332 388
2079	2 118 108	508 346	1 294 812	0	1 294 812
2080	2 244 519	538 685	1 459 002	0	1 459 002
2081	733 445	176 027	498 427	0	498 427
2082	723 083	173 540	489 307	0	489 307
2083	713 317	171 196	481 166	0	481 166
2084	707 365	169 768	476 363	0	476 363
2085	701 720	168 413	472 158	0	472 158
Итого 2026-2085	363 528 353	87 246 805	283 434 177	0	283 434 177

Приложение 23 - Расчет потоков денежной наличности в 1 варианте без УМК, тыс.тенге

Годы	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Годовые денежные потоки	Накопленный поток денежной наличности	ВНД (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость)		
					7,00%	10,00%	12,23%
1	2	3	4	5	6	7	8
2026	-1 090 735	-39 256 654	-39 256 654	0%	-36 385 251	-35 334 522	-34 546 916
2027	422 392	591 076	-38 665 577	0%	995 285	940 183	900 962
2028	3 859 051	-2 302 614	-40 968 192	0%	-1 706 898	-1 568 425	-1 473 130
2029	5 931 998	506 610	-40 461 582	0%	1 152 739	1 030 334	948 504
2030	7 047 341	5 557 367	-34 904 215	-40%	5 300 468	4 608 424	4 158 124
2031	7 170 589	8 582 151	-26 322 064	-21%	5 573 278	4 713 462	4 168 393
2032	6 912 704	10 532 796	-15 789 268	-9%	5 184 314	4 264 928	3 696 784
2033	6 603 140	9 447 605	-6 341 664	-3%	4 633 048	3 707 475	3 149 738
2034	6 322 872	7 678 247	1 336 583	1%	4 141 942	3 224 085	2 684 642
2035	6 066 579	7 384 659	8 721 243	3%	3 722 962	2 818 917	2 300 625
2036	5 902 139	6 885 568	15 606 811	5%	3 244 248	2 389 455	1 911 376
2037	6 008 412	7 320 197	22 927 007	6%	3 223 393	2 309 347	1 810 590
2038	5 814 969	7 074 530	30 001 537	8%	2 911 416	2 028 950	1 559 143
2039	5 634 987	6 843 893	36 845 430	8%	2 632 244	1 784 367	1 343 949
2040	5 477 550	6 639 963	43 485 393	9%	2 386 739	1 573 816	1 161 813
2041	5 328 770	6 445 932	49 931 325	10%	2 165 415	1 388 933	1 004 957
2042	5 196 023	6 104 455	56 035 780	10%	1 916 543	1 195 776	848 007
2043	5 294 414	6 381 586	62 417 366	11%	1 872 477	1 136 420	789 900
2044	5 162 301	6 206 325	68 623 691	11%	1 701 918	1 004 736	684 493
2045	5 034 012	6 035 983	74 659 674	11%	1 546 922	888 327	593 163
2046	4 743 197	5 566 684	80 226 357	11%	1 333 316	744 781	487 431
2047	4 505 003	5 267 811	85 494 169	11%	1 179 188	640 722	410 996
2048	4 264 588	4 787 384	90 281 552	12%	1 001 538	529 353	332 811
2049	4 453 523	5 186 826	95 468 378	12%	1 014 114	521 382	321 286
2050	4 239 036	4 925 532	100 393 910	12%	900 025	450 106	271 853
2051	4 057 598	4 703 572	105 097 482	12%	803 240	390 748	231 313
2052	3 929 031	4 672 262	109 769 744	12%	745 695	352 861	204 734
2053	3 828 527	4 545 834	114 315 577	12%	678 053	312 102	177 487
2054	3 729 789	4 212 373	118 527 951	12%	587 210	262 916	146 545
2055	4 082 413	4 689 743	123 217 694	12%	610 987	266 101	145 373
2056	3 924 821	4 502 078	127 719 772	12%	548 166	232 230	124 348
2057	3 766 891	4 314 819	132 034 591	12%	490 996	202 337	106 189
2058	3 745 866	4 414 188	136 448 779	12%	469 442	188 179	96 797
2059	3 588 842	4 229 343	140 678 122	12%	420 359	163 908	82 637
2060	4 519 746	5 121 510	145 799 633	12%	475 731	180 440	89 164
2061	4 741 564	5 362 675	151 162 307	12%	465 545	171 761	83 189
2062	4 392 202	4 958 383	156 120 690	12%	402 287	144 374	68 535
2063	4 654 068	5 239 080	161 359 770	12%	397 253	138 679	64 524
2064	4 488 785	5 191 899	166 551 669	12%	367 921	124 937	56 975
2065	4 263 340	4 930 144	171 481 813	12%	326 516	107 853	48 207
2066	3 990 237	4 617 406	176 099 220	12%	285 798	91 828	40 229
2067	3 715 003	4 307 722	180 406 942	12%	249 187	77 881	33 441
2068	3 484 950	4 049 002	184 455 944	12%	218 898	66 549	28 007
2069	3 042 081	3 399 561	187 855 506	12%	171 764	50 795	20 952
2070	2 658 708	2 313 739	190 169 245	12%	109 255	31 428	12 706

Продолжение приложения 23

1	2	3	4	5	6	7	8
2071	2 514 768	3 023 735	193 192 980	12%	133 440	37 339	14 796
2072	2 182 862	2 664 645	195 857 625	12%	109 900	29 913	11 618
2073	1 822 533	2 278 023	198 135 648	12%	87 808	23 248	8 850
2074	1 478 113	1 908 175	200 043 823	12%	68 740	17 703	6 605
2075	1 429 779	1 835 264	201 879 086	12%	61 788	15 479	5 661
2076	1 373 093	1 754 223	203 633 310	12%	55 196	13 450	4 821
2077	1 304 384	1 662 642	205 295 952	12%	48 892	11 589	4 071
2078	1 246 978	1 583 179	206 879 131	12%	43 510	10 032	3 454
2079	1 211 547	1 516 643	208 395 773	12%	38 954	8 737	2 949
2080	1 385 684	1 378 753	209 774 527	12%	33 096	7 221	2 388
2081	384 523	469 517	210 244 043	12%	10 533	2 235	725
2082	376 094	458 432	210 702 476	12%	9 612	1 984	630
2083	368 637	448 379	211 150 855	12%	8 786	1 764	549
2084	364 642	441 846	211 592 701	12%	8 091	1 580	482
2085	361 228	435 951	212 028 652	12%	7 461	1 418	424
Итого 2026- 2085	222 714 185	212 028 652	212 028 652	12%	31 191 490	10 732 935	1 448 868

Приложение 24 - Расчет потоков денежной наличности в 1 варианте с УМК, тыс.тенге

Годы	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Годовые денежные потоки	Накопленный поток денежной наличности	ВНД (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость)		
					7,00%	10,00%	12,23%
1	2	3	4	5	6	7	8
2026	-841 672	-39 007 591	-39 007 591	0%	-36 154 406	-35 110 343	-34 327 734
2027	1 724 975	1 370 562	-37 637 029	0%	1 187 208	1 121 481	1 074 696
2028	4 858 724	-1 886 885	-39 523 914	0%	-1 527 531	-1 403 609	-1 318 328
2029	7 850 445	1 745 160	-37 778 754	0%	1 320 371	1 180 166	1 086 437
2030	8 955 623	7 717 696	-30 061 058	-32%	5 457 134	4 744 636	4 281 025
2031	9 799 629	10 992 361	-19 068 698	-14%	7 264 140	6 143 466	5 433 031
2032	9 517 886	12 948 184	-6 120 514	-3%	7 996 838	6 578 679	5 702 313
2033	9 137 972	12 567 613	6 447 099	3%	7 254 015	5 804 836	4 931 580
2034	8 776 881	11 490 595	17 937 693	6%	6 198 468	4 824 885	4 017 601
2035	8 429 418	9 747 498	27 685 192	9%	4 914 182	3 720 874	3 036 746
2036	8 213 333	9 196 762	36 881 953	10%	4 333 205	3 191 494	2 552 944
2037	8 527 413	9 839 198	46 721 151	12%	4 332 616	3 104 031	2 433 644
2038	8 226 348	9 485 908	56 207 060	13%	3 903 783	2 720 525	2 090 583
2039	7 938 734	9 147 639	65 354 699	13%	3 518 293	2 385 009	1 796 340
2040	7 675 544	8 837 957	74 192 656	14%	3 176 809	2 094 789	1 546 402
2041	7 414 931	8 532 093	82 724 749	14%	2 866 230	1 838 448	1 330 201
2042	7 162 233	8 070 665	90 795 413	15%	2 533 850	1 580 929	1 121 145
2043	7 384 254	8 471 426	99 266 839	15%	2 485 675	1 508 575	1 048 577
2044	7 123 483	8 167 506	107 434 345	15%	2 239 719	1 322 230	900 791
2045	6 863 921	7 865 892	115 300 237	16%	2 015 897	1 157 638	772 990
2046	6 267 054	7 090 541	122 390 778	16%	1 698 306	948 662	620 863
2047	5 770 029	6 532 838	128 923 616	16%	1 462 361	794 587	509 694
2048	5 322 563	5 845 359	134 768 975	16%	1 222 870	646 336	406 359
2049	5 634 859	6 368 162	141 137 137	16%	1 245 086	640 130	394 461
2050	5 241 210	5 927 707	147 064 843	16%	1 083 149	541 687	327 166

Продолжение приложения 24

1	2	3	4	5	6	7	8
2051	4 903 402	5 549 376	152 614 219	16%	947 680	461 013	272 908
2052	4 724 509	5 467 741	158 081 960	16%	872 653	412 937	239 591
2053	4 548 349	5 265 656	163 347 616	16%	785 421	361 523	205 592
2054	4 370 475	4 853 059	168 200 674	16%	676 522	302 905	168 834
2055	4 879 127	5 486 457	173 687 131	16%	714 784	311 308	170 070
2056	4 615 932	5 193 189	178 880 320	16%	632 314	267 880	143 437
2057	4 352 904	4 900 832	183 781 152	16%	557 680	229 817	120 611
2058	4 296 056	4 964 378	188 745 530	16%	527 954	211 634	108 861
2059	4 052 195	4 692 696	193 438 227	16%	466 412	181 865	91 690
2060	5 443 185	6 044 950	199 483 176	16%	561 509	212 974	105 241
2061	5 789 355	6 410 465	205 893 641	16%	556 505	205 320	99 442
2062	5 159 652	5 725 833	211 619 474	16%	464 552	166 720	79 143
2063	5 623 943	6 208 954	217 828 428	16%	470 794	164 352	76 469
2064	5 295 139	5 998 253	223 826 681	16%	425 063	144 341	65 823
2065	4 920 088	5 586 892	229 413 573	16%	370 011	122 220	54 628
2066	4 477 059	5 104 229	234 517 802	16%	315 930	101 510	44 470
2067	4 086 417	4 679 136	239 196 938	16%	270 672	84 596	36 324
2068	3 761 441	4 325 493	243 522 431	16%	233 846	71 093	29 920
2069	3 210 475	3 567 955	247 090 386	16%	180 272	53 311	21 990
2070	2 755 835	2 410 866	249 501 252	16%	113 841	32 748	13 240
2071	2 595 647	3 104 614	252 605 866	16%	137 009	38 337	15 191
2072	2 250 015	2 731 798	255 337 664	16%	112 670	30 667	11 911
2073	1 902 353	2 357 843	257 695 508	16%	90 884	24 063	9 160
2074	1 570 054	2 000 116	259 695 624	16%	72 052	18 556	6 923
2075	1 519 276	1 924 761	261 620 384	16%	64 801	16 234	5 937
2076	1 460 777	1 841 907	263 462 291	16%	57 955	14 123	5 062
2077	1 391 105	1 749 363	265 211 654	16%	51 442	12 194	4 284
2078	1 332 388	1 668 589	266 880 244	16%	45 857	10 573	3 641
2079	1 294 812	1 599 907	268 480 151	16%	41 093	9 217	3 110
2080	1 459 002	1 452 072	269 932 223	16%	34 856	7 604	2 515
2081	498 427	583 421	270 515 643	16%	13 088	2 778	901
2082	489 307	571 646	271 087 289	16%	11 985	2 474	786
2083	481 166	560 908	271 648 197	16%	10 991	2 207	687
2084	476 363	553 567	272 201 764	16%	10 137	1 980	604
2085	472 158	546 881	272 748 644	16%	9 360	1 778	532
Итого 2026- 2085	283 434 177	272 748 644	272 748 644	16%	52 936 866	26 372 992	13 989 057

Приложение 25 - Прогнозные отчисления в ликвидационный фонд по 1 варианту

Год	Годовая добыча газа, млн.м³	Годовая добыча газа, тыс.тн.(K=0,857)	Стоимость газа	Годовая добыча серы, тыс.тн.	Стоимость серы	Годовая добыча гелия, млн.м³	Годовая добыча гелия, тыс.тн.(K=0,1785)	Стоимость гелия	Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд	Добыча УВ в стоимостном эквиваленте нефти	Отчисления в ликвидационный фонд с учетом Коэффициента инфляции (тыс.тенге)	Отчисления в ликвидационный фонд с учетом Коэффициента инфляции (тыс.тенге) с НДС
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2026		-	-		-		0	-	3,79	-	-	-
2027	124,23	106,465	6 683 659,77	-	-	0,26	0,047	2 632,94	3,79	425,14	1 609,56	1 867,09
2028	200,86	172,133	10 806 165,47	-	-	0,42	0,075	4 201,50	3,79	687,37	2 602,35	3 018,72
2029	270,81	232,088	14 570 020,46	0,36	9 779,03	0,57	0,101	5 658,02	3,79	930,01	3 520,99	4 084,34
2030	325,55	278,995	17 514 748,11	1,76	48 481,84	0,68	0,121	6 778,42	3,79	1 130,09	4 278,51	4 963,07
2031	349,18	299,244	18 785 939,83	2,66	73 199,76	0,73	0,13	7 282,60	3,79	1 219,11	4 615,54	5 354,02
2032	341,00	292,234	18 345 866,05	2,84	78 151,30	0,71	0,126	7 058,52	3,79	1 192,76	4 515,75	5 238,26
2033	327,20	280,411	17 603 641,76	2,80	76 913,05	0,68	0,121	6 778,42	3,79	1 145,14	4 335,45	5 029,13
2034	313,77	268,9	16 881 004,20	2,75	75 585,83	0,65	0,116	6 498,32	3,79	1 098,73	4 159,77	4 825,33
2035	300,75	257,743	16 180 590,05	2,70	74 238,01	0,62	0,111	6 218,22	3,79	1 053,73	3 989,41	4 627,72
2036	291,24	249,589	15 668 698,24	2,65	72 889,08	0,60	0,108	6 050,16	3,79	1 020,73	3 864,45	4 482,76
2037	293,85	251,832	15 809 509,30	3,13	86 191,13	0,61	0,109	6 106,18	3,79	1 034,08	3 914,99	4 541,39
2038	282,13	241,787	15 178 904,29	3,07	84 562,07	0,58	0,104	5 826,08	3,79	993,43	3 761,09	4 362,86
2039	270,76	232,039	14 566 944,34	3,02	82 930,68	0,56	0,1	5 602,00	3,79	953,96	3 611,68	4 189,54
2040	260,35	223,117	14 006 839,03	2,95	81 238,18	0,54	0,096	5 377,92	3,79	917,78	3 474,68	4 030,62
2041	250,21	214,429	13 461 423,76	2,89	79 545,91	0,52	0,092	5 153,84	3,79	882,52	3 341,21	3 875,81
2042	240,35	205,978	12 930 886,88	2,83	77 852,14	0,50	0,089	4 985,78	3,79	848,22	3 211,33	3 725,15
2043	240,44	206,061	12 936 097,46	3,13	86 000,18	0,50	0,089	4 985,78	3,79	851,24	3 222,77	3 738,41
2044	230,88	197,867	12 421 694,53	3,06	84 083,47	0,48	0,085	4 761,70	3,79	817,89	3 096,50	3 591,94
2045	221,56	189,879	11 920 223,86	2,99	82 164,10	0,46	0,082	4 593,64	3,79	785,35	2 973,33	3 449,07
2046	204,59	175,333	11 007 055,07	2,92	80 199,15	0,42	0,075	4 201,50	3,79	726,62	2 750,97	3 191,12
2047	190,51	163,27	10 249 764,06	2,84	78 233,03	0,39	0,07	3 921,40	3,79	677,80	2 566,14	2 976,72
2048	177,91	152,471	9 571 824,44	2,77	76 264,32	0,37	0,065	3 641,30	3,79	634,03	2 400,42	2 784,48
2049	179,46	153,795	9 654 942,51	3,18	87 368,21	0,37	0,066	3 697,32	3,79	642,98	2 434,31	2 823,80
2050	168,87	144,722	9 085 357,72	3,09	85 045,47	0,35	0,062	3 473,24	3,79	605,98	2 294,24	2 661,32
2051	159,77	136,919	8 595 500,98	3,01	82 717,92	0,33	0,058	3 249,16	3,79	574,06	2 173,36	2 521,10
2052	155,52	133,277	8 366 863,51	2,92	80 321,88	0,32	0,057	3 193,14	3,79	558,72	2 115,31	2 453,76
2053	150,16	128,69	8 078 900,82	2,83	77 923,41	0,31	0,055	3 081,10	3,79	539,61	2 042,96	2 369,84
2054	144,83	124,122	7 792 130,92	2,75	75 520,54	0,30	0,053	2 969,06	3,79	520,58	1 970,90	2 286,24
2055	149,91	128,47	8 065 089,66	3,17	87 038,94	0,31	0,055	3 081,10	3,79	541,74	2 051,03	2 379,20
2056	143,49	122,973	7 719 998,99	3,06	84 165,47	0,29	0,052	2 913,04	3,79	518,84	1 964,33	2 278,63
2057	137,28	117,645	7 385 517,81	2,96	81 283,81	0,28	0,05	2 801,00	3,79	496,62	1 880,18	2 181,01
2058	134,87	115,579	7 255 818,46	2,88	79 070,71	0,28	0,049	2 744,98	3,79	487,64	1 846,18	2 141,57
2059	129,36	110,862	6 959 694,64	2,77	76 070,46	0,26	0,047	2 632,94	3,79	467,81	1 771,12	2 054,50
2060	145,49	124,688	7 827 663,26	3,67	100 909,09	0,30	0,053	2 969,06	3,79	531,22	2 011,19	2 332,98
2061	147,11	126,074	7 914 673,57	4,00	109 969,72	0,30	0,053	2 969,06	3,79	539,75	2 043,47	2 370,42
2062	135,75	116,334	7 303 215,85	3,81	104 835,20	0,27	0,049	2 744,98	3,79	499,16	1 889,80	2 192,17
2063	137,57	117,899	7 401 463,42	4,08	112 106,64	0,28	0,05	2 801,00	3,79	507,81	1 922,55	2 230,16
2064	131,67	112,843	7 084 057,85	3,88	106 641,39	0,27	0,047	2 632,94	3,79	485,81	1 839,28	2 133,56

Продолжение приложения 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2065	125,27	107,355	6 739 532,19	3,66	100 661,02	0,25	0,045	2 520,90	3,79	461,92	1 748,83	2 028,65
2066	118,27	101,355	6 362 864,19	3,42	94 071,94	0,24	0,043	2 408,86	3,79	435,79	1 649,89	1 913,87
2067	112,15	96,115	6 033 907,47	3,21	88 380,53	0,23	0,04	2 240,80	3,79	412,99	1 563,56	1 813,73
2068	107,04	91,731	5 758 688,72	3,04	83 700,95	0,22	0,039	2 184,78	3,79	393,94	1 491,43	1 730,06
2069	98,90	84,759	5 321 000,50	2,88	79 164,64	0,20	0,036	2 016,72	3,79	364,60	1 380,35	1 601,21
2070	92,22	79,03	4 961 345,34	2,72	74 771,98	0,19	0,033	1 848,66	3,79	340,27	1 288,25	1 494,37
2071	90,75	77,777	4 882 684,51	2,56	70 514,39	0,18	0,033	1 848,66	3,79	333,86	1 263,99	1 466,23
2072	86,17	73,845	4 635 841,41	2,41	66 389,60	0,17	0,031	1 736,62	3,79	316,80	1 199,39	1 391,29
2073	81,72	70,031	4 396 406,12	2,27	62 395,43	0,17	0,03	1 680,60	3,79	300,25	1 136,73	1 318,61
2074	77,40	66,332	4 164 190,30	2,13	58 529,90	0,16	0,028	1 568,56	3,79	284,20	1 075,98	1 248,14
2075	73,22	62,747	3 939 131,17	1,99	54 791,19	0,15	0,026	1 456,52	3,79	268,65	1 017,11	1 179,84
2076	69,04	59,165	3 714 260,37	1,86	51 177,67	0,14	0,025	1 400,50	3,79	253,15	958,44	1 111,79
2077	65,12	55,808	3 503 514,62	1,73	47 687,89	0,13	0,024	1 344,48	3,79	238,60	903,32	1 047,86
2078	61,33	52,56	3 299 611,68	1,61	44 320,54	0,12	0,022	1 232,44	3,79	224,52	850,01	986,01
2079	57,67	49,421	3 102 551,54	1,49	41 074,53	0,12	0,021	1 176,42	3,79	210,91	798,50	926,26
2080	51,46	44,1	2 768 509,80	1,23	33 732,38	0,10	0,019	1 064,38	3,79	187,24	708,88	822,30
2081	17,82	15,275	958 933,95	-	-	0,04	0,007	392,14	3,79	61,00	230,93	267,88
2082	17,27	14,802	929 239,96	-	-	0,04	0,006	336,12	3,79	59,11	223,78	259,59
2083	16,73	14,338	900 110,96	-	-	0,04	0,006	336,12	3,79	57,25	216,77	251,45
2084	16,20	13,885	871 672,53	-	-	0,03	0,006	336,12	3,79	55,45	209,92	243,50
2085	15,68	13,442	843 861,88	-	-	0,03	0,006	336,12	3,79	53,68	203,22	235,73
Итого 2026-2085	9 510,66	8 150,63	511 680 250,14	144,39	3 970 855,70	19,58	3,49	195 733,88		33 858,21	128 186,36	148 696,18

22008591



ЛИЦЕНЗИЯ

05.05.2022 года

22008591

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "OPTIMUM"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, Микрорайон 3, здание № 23
 БИН: 000740000123

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Арымбек Құдайберген Берікулы

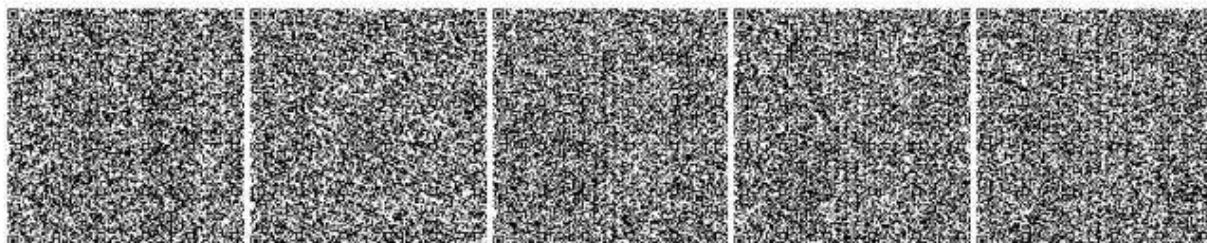
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 02.12.2009

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 22008591

Дата выдачи лицензии 05.05.2022 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов
- Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализа разработки месторождений углеводородов

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "OPTIMUM"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, Микрорайон 3, здание № 23, БИН: 000740000123

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

130000, Мангистауская область, г. Актау, 3 микрорайон, дом № 23

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Арымбек Құдайберген Берікұлы

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

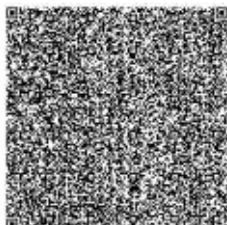
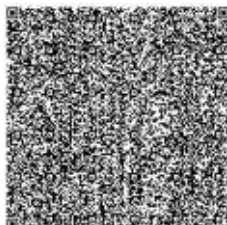
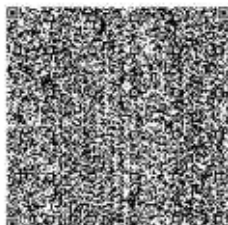
Срок действия

Дата выдачи приложения

05.05.2022

Место выдачи

г.Нур-Султан



(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

