

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №03042Р

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «СП «Казгермунай»

Киякбаев З.К.

«09» Июль 2026г



**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ
«ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКСАЙ»**

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Заместитель директора Атырауского
филиала по производству

Марданов А.С.



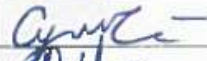
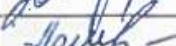
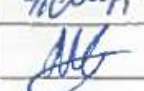
Шагильбаев А.Ж.

г. Атырау, 2026г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

№	Должность	ФИО	Подпись	Раздел
1	Начальник управления	Исмаганбетова Г.Х.		Общее руководство
2	Эксперт	Суйнешова К.А.		Раздел 1
3	Ведущий инженер	Султанова А.Р.		Раздел 2
4	Старший инженер	Кобжасарова М.Ж		Раздел 5
5	Старший инженер	Амрина А.К.		Раздел 4
6	Старший инженер	Сыздыкова А.М.		Раздел 3
7	Старший инженер	Асланкызы Г.		Раздел 6
8	Инженер	Молдабаев С.Е.		Раздел 7

СОДЕРЖАНИЕ

Аннотация	10
1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	13
1.1 Общие сведения о месторождении.....	13
1.2 Целевое назначение работы.....	14
1.3 Технологические показатели вариантов разработки	17
1.4 Сведение о производственном процессе	25
2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	33
2.1 Природно-климатические условия.....	33
2.2 Современное состояние атмосферного воздуха	33
2.3 Поверхностные и подземные воды	35
2.4 Почвенный покров.....	36
2.5 Растительный покров.....	36
2.6 Животный мир	37
3 СОЦИАЛЬНО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	38
3.1 Социально-экономические условия района	38
4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ШТАТНОМ РЕЖИМЕ	42
4.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу	42
4.1.1 Стационарные источники загрязнения.....	45
4.1.2 Предварительные расчеты выбросов вредных веществ	54
4.2. Предварительный расчет рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе	69
4.3 Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)	70
4.4 Водоснабжение и водоотведение	70
4.5 Программа управления отходами	76
4.7 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду.....	91
4.8 Охрана труда и техника безопасности при проведении работ.	91
4.9 Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами	91
4.10 Рекультивация земель	92
5 КОМПЛЕКСНАЯ Оценка воздействия на окружающую среду.....	93
5.1 Предварительная оценка воздействия на качество атмосферного воздуха	94
5.2 Оценка воздействия на подземные и поверхностные воды.....	95
5.3 Оценка воздействия на геологическую среду.....	97
5.4 Оценка воздействия на растительно-почвенный покров.....	99
5.5 Оценка воздействия на животный мир	101
5.6 Радиационная обстановка	102
5.7 Физическое воздействие	102
5.8 Состояние здоровья населения	104
5.9 Оценка воздействия на социально-экономическую среду	105
5.10 Охрана памятников истории и культуры.....	108
6 АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	109
6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций.....	109
7 ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА.....	112
7.1 Мониторинг состояния промышленных площадок.....	112
7.2 Мониторинг состояния технологического оборудования	113
7.3 Мониторинг состояния и размещения отходов	113
7.4 Мониторинг состояния биосферы.....	113
7.5 Оборудование и методы проведения мониторинга.....	113
7.6 Контроль в области охраны окружающей среды	114
8 НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ	115

9	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	130
---	--	-----

ТАБЛИЦЫ

Таблица 1.1 - Адресная программа ГТМ по вариантам разработки по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай».	17
Таблица 1.2 - Характеристика основного фонда скважин по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант I	19
Таблица 1.3 - Характеристика основных технологических показателей по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант I	19
Таблица 1.4 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (газ). Вариант I	20
Таблица 1.5 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (газ). Вариант I	20
Таблица 1.6 - Характеристика основного фонда скважин по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант II (рекомендуемый)	21
Таблица 1.7 - Характеристика основных технологических показателей по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант II (рекомендуемый)	21
Таблица 1.8 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (газ). Вариант II (рекомендуемый)	22
Таблица 1.9 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (газ). Вариант II (рекомендуемый)	22
Таблица 1.10 - Характеристика основного фонда скважин по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант III (дополнительный)	23
Таблица 1.11 - Характеристика основных технологических показателей по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант III (дополнительный)	23
Таблица 1.12 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (газ). Вариант III (дополнительный)	24
Таблица 1.13 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (газ). Вариант III	24
Таблица 1.14 - Принципиальная технологическая схема ЦПС месторождения Аксай	26
Таблица 1.15 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» при 1 варианте разработки	29
Таблица 1.17 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» при 2 варианте разработки (рекомендуемый)	30
Таблица 1.18 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» при 3 варианте разработки	31
Таблица 2.1 - Общая климатическая характеристика	33
Таблица 2.2 - Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)	33
Таблица 2.3 - Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с)	33
Таблица 2.4 - Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	33
Таблица 2.5 - Результаты анализа проб атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны за 2025 год	34
Таблица 3.1 - Численность населения Республики Казахстан по областям, городам и районам на 1 января 2025г.	38
Таблица 3.2 - Индексы промышленного производства по основным видам экономической деятельности в Кызылординской области за 2025г.	39
Таблица 3.3 - Занятое население на основной работе по видам экономической деятельности и статусу занятости по районам Кызылординской области за 2025г.	40
Таблица 4.1 - Адресная программа рекомендуемых ГТМ по вариантам разработки	43
Таблица 4.2 - Проектная конструкция добывающих скважин №№106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, оценочных скважин №112, 116 и резервных скважин	

№№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 на контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай»	44
Таблица 4.3 - Расчет продолжительности бурения проектных добывающих скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, оценочных скважин №№ 112, 116 и резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128, проектной глубиной 1700м	45
Таблица 4.4 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве оценочных скважин	55
Таблица 4.5 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скважин	56
Таблица 4.6 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 10 лет (по первому варианту)	58
Таблица 4.7 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве новых добывающих скважин	59
Таблица 4.8 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве оценочных скважин	60
Таблица 4.9 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скважин	61
Таблица 4.10 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 10 лет (по второму варианту)	63
Таблица 4.11 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве новых добывающих скважин	64
Таблица 4.12 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве оценочных скважин	65
Таблица 4.13 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скважин	66
Таблица 4.14 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 10 лет (по третьему варианту)	68
Таблица 4.15 – Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	70
Таблица 4.16 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин №№ 112, 116 проектной глубиной 1700м согласно 1 варианту	71
Таблица 4.17 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 проектной глубиной 1700м согласно 1 варианту	71
Таблица 4.18 - Предварительный расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения по первому варианту разработки на 2026-2035 гг	71
Таблица 4.19 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве добывающих скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123 проектной глубиной 1700м согласно 2 варианту	72
Таблица 4.21 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин №№ 112, 116 проектной глубиной 1700м согласно 2 варианту	72
Таблица 4.22 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 проектной глубиной 1700м согласно 2 варианту	73
Таблица 4.22 – Предварительный расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения по второму варианту разработки на 2026-2035 гг	73
Таблица 4.19 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве добывающих скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123 проектной глубиной 1700м согласно 3 варианту	74

Таблица 4.21 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин №№112,116 проектной глубиной 1700м согласно 3 варианту	74
Таблица 4.22 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №№110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 проектной глубиной 1700м согласно 3 варианту	74
Таблица 4.22 – Предварительный расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения по третьему варианту разработки на 2026-2035 гг	75
Таблица 4.23 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины проектной глубиной 1700м	78
Таблица 4.24 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины глубиной 1700м	79
Таблица 4.25 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины	80
Таблица 4.26- Образование коммунальных отходов при эксплуатации месторождения	81
Таблица 4.27 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве оценочных скважин №№112,116 проектной глубиной 1700м согласно 1 варианту	81
Таблица 4.28 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве резервных скважин №№110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 проектной глубиной 1700м согласно 1 варианту	82
Таблица 4.32 – Лимиты накопления отходов при эксплуатации месторождения Аксай за 2026-2035гг по первому варианту	82
Таблица 4.30 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве добывающих скважин №№106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123 проектной глубиной 1700м согласно 2 варианту	84
Таблица 4.31 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве оценочных скважин №№112,116 проектной глубиной 1700м согласно 2 варианту	85
Таблица 4.32 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве резервных скважин №№110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 проектной глубиной 1700м согласно 2 варианту	85
Таблица 4.33 – Лимиты накопления отходов при эксплуатации месторождения Аксай за 2026-2035гг по 2 варианту	85
Таблица 4.34 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве добывающих скважин №№106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123 проектной глубиной 1700м согласно 3 варианту	87
Таблица 4.35 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве оценочных скважин №№112,116 проектной глубиной 1700м согласно 3 варианту	88
Таблица 4.36 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве резервных скважин №№110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 проектной глубиной 1700м согласно 3 варианту	88
Таблица 4.37 – Лимиты накопления отходов при эксплуатации месторождения Аксай за 2026-2035гг по 3 варианту	89
Таблица 5.1 - Градации значимости воздействий	93
Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС	93
Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха	94
Таблица 5.4 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на подземные воды	96
Таблица 5.5 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на геологическую среду	98

Таблица 5.6 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на почвенно-растительный покров	100
Таблица 5.7 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на животный мир	101
Таблица 5.8 - Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу	107
Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров	113

АННОТАЦИЯ

Отчет о возможных воздействиях выполнен согласно Приложению 1 к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 Приложения 2 к «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», а также соответствует требованиям Экологического кодекса РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021г.

Отчет о возможных воздействиях содержит следующую информацию:

Глава 1. «Краткая характеристика проектируемых работ» включает в себя:

- общие сведения о месторождении, описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами;
- целевое назначение работы;
- информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности;
- информация о технологических показателях для осуществления намечаемой деятельности, сведения о производственном процессе, в том числе использование природных ресурсов, сырья и материалов.

Глава 2. «Современное состояние окружающей среды» (информация о компонентах природной среды):

- природно-климатические условия;
- современное состояние атмосферного воздуха;
- поверхностные и подземные воды;
- почвенный покров, растительность и животный мир.

Глава 3. «Социально-экономические условия района» – описание затрагиваемой территории с указанием численности ее населения, участков.

Глава 4. «Оценка воздействия планируемой хозяйственной деятельности на окружающую среду»:

- информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия, также обоснование предельных количественных и качественных показателей эмиссий, расчеты которых представлены в приложении №1.

- информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности;

- описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности с учетом ее особенностей и возможного воздействия на окружающую среду при реализации проекта;

- характеристика источников физического воздействия;
- водоснабжение и водоотведение;
- сведения об отходах производства и потребления, характеристика и объемы образования, обоснование предельного количества накопления отходов по их видам (расчеты предварительного объема образования отходов).

Глава 5. «Комплексная оценка воздействия на окружающую среду» – описание возможных существенных воздействий (прямых и косвенных, кумулятивных, трансграничных, краткосрочных и долгосрочных, положительных и отрицательных) намечаемой деятельности на объекты возникающие в результате реализации намечаемой деятельности.

Глава 6. «Аварийные ситуации и их предупреждение».

Глава 7. «Программа экологического мониторинга» – описание методов мониторинга, виды мониторинга.

Список использованной литературы.

ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Аксай» разработан в процессе оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в соответствии с требованиями нормативно-правовых актов Республики Казахстан:

- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 О внесении изменений в приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между ТОО «СП «Казгермунай» и Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№03042Р от 7 апреля 2026г).

Отчет о возможных воздействиях разработана в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан и иными нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

Целью проведения данной работы является определение экологических и иных последствий вариантов принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработка рекомендаций по охране окружающей среды, предотвращению уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Отчет оформлен в соответствии с Инструкцией по организации и проведению экологической оценки (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 26.10.2021г №424).

Рассматриваемый материал включает в себя:

- краткое описание намечаемой деятельности, данные о местоположении и условиях землепользования;
- сведения об окружающей и социально-экономической среде;
- возможные виды воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду;
- анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации вариантов намечаемой деятельности;
- комплексную оценку ожидаемых изменений окружающей среды в результате производственной деятельности на лицензионном участке;
- природоохранные мероприятия по снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду.

Юридические адреса:**Заказчик:**

**120000, г. Кызылорда
село Ж. Махамбетов, Урочище
Жанадария, здание 101
ТОО СП «Казгермунай»
тел: +7 (7242) 279900**

Исполнитель:

**060011, г. Атырау,
проспект Елорда, строение 10а
Атырауский Филиал
ТОО «КМГ Инжиниринг»
тел: +7 (7122) 556633**

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

1.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Аксай в административном отношении расположено в Сырдарьинском (Теренозекском) районе Кызылординской области Республики Казахстан (рисунок 1).

Ближайшим населенным пунктом является г. Кызылорда (120 км), в 25 км к востоку от месторождений Аксай и Южный Аксай расположено разрабатываемое месторождение Акшабулак, к северо-востоку на расстоянии 55 км находится месторождение Кумколь. Месторождение Кумколь с г. Кызылорда связывает асфальтированная дорога, остальные дороги грунтовые, труднопроходимые в период весенней распутицы и пригодные для передвижения в летне-осенний период автотранспортом. В зимнее время проезд затруднен из-за снежных заносов.

В орографическом отношении месторождение расположено в южной части Тургайской низменности в пределах Арысумского прогиба. Местность района месторождения представляет низменную равнину с отметками рельефа 165-190м, осложненную возвышенными плато с отметками рельефа 200-230 м, пересекающими равнину от хребта Улутау в юго-западном направлении.

Грунты суглинистые, глинистые, солончаковые и песчаные. На территории отсутствуют реки с постоянным водотоком. Ближайшая река Белеуты протекает в широтном направлении вдоль южных отрогов Улутау. В летний период она пересыхает, оставляя глубокие плесы. В северо-восточной части территории на поверхность выходят грунтовые воды в виде многочисленных родников. Встречаются небольшие заболоченные озера, образованные за счет самоизливающихся артезианских колодцев. Обеспеченность технической водой осуществляется специальными гидрогеологическими скважинами, дающие высокие дебиты воды с минерализацией 0,6-0,9 г/л из отложений сенон-турона с глубины от 50-80 м до 120-130 м. Вода не соответствует ГОСТу в качестве использования как питьевой из-за повышенного содержания фтора.

Животный и растительный мир типичный для полупустынь.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков. Максимальная температура летом +35⁰ +45⁰ °С, зимой в среднем -12⁰ °С, при максимальном значении до -40⁰ °С. С первой половины декабря замерзает почва, толщиной до первых десятков сантиметров, причем лучше и глубже замерзают склоны северной и северо-восточной экспозиции, а южные и юго-западные значительно меньше. Толщина снежного покрова незначительна. Среднегодовое количество осадков менее 150 мм и выпадает только в зимне-весенний период. Характерны сильные ветры: летом – западные и юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные. Средняя скорость ветра – 4-4,5 м/сек, наибольшая – 50 м/сек.

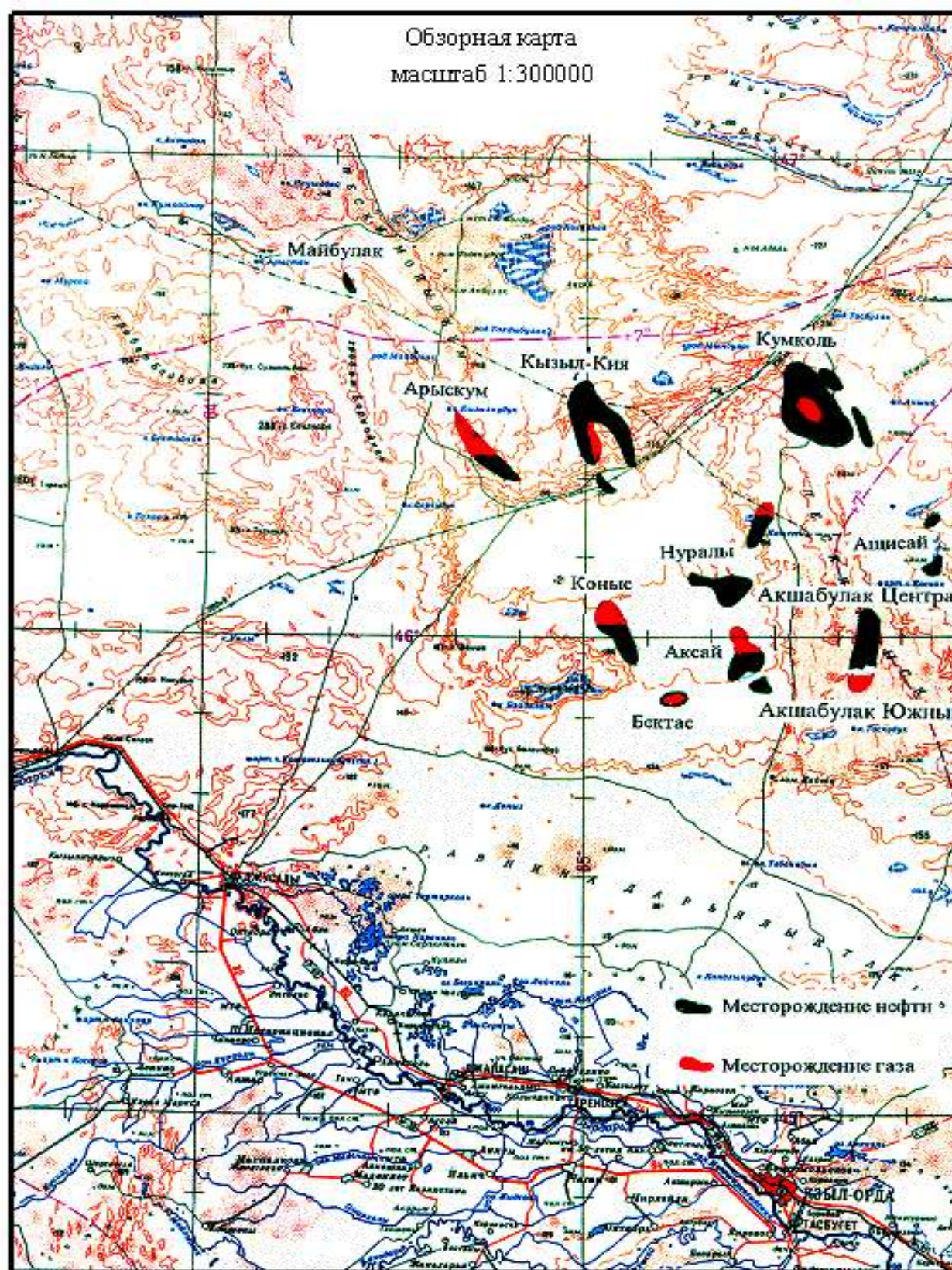


Рисунок 1– Обзорная карта

1.2 Целевое назначение работы

Газоконденсатнонефтяное месторождение Аксай было открыто в 1988г, когда в результате бурения поисковой скважины №1, ставшей первооткрывательницей месторождения, был получен фонтанный приток нефти из отложений арысқумского

горизонта нижнего неокома нижнего мела. В 1998г впервые в эксплуатацию вступила скважина №10 на горизонте М-I на Северном своде.

Недропользователями месторождения Аксай являются ТОО «СП «Казгермунай» (далее «КГМ») согласно Лицензии серии МГ (№2в) от 15.11.1996г (толща – горизонты М-I, М-II-5) и Дополнению №7 от 19.05.2023г (Государственный регистрационный №5222-УВС) к Договору об основании коммерческой деятельности «КГМ» от 09.11.1993г, согласно которому Контракт на период добычи по территории «КГМ» был продлен до 01.03.2032г, а также ТОО «Недра Ком» (далее «НК»), ведущие свою деятельность на Юго-западном участке месторождения согласно Дополнению №1 от 03.02.2025 (Государственный регистрационный №5428-УВС) к Контракту №4705-УВС от 15.03.2019г на разведку и добычу УВС на участке Аксайский, по которому Контракт на добычу Юго-Западного участка месторождения Аксай для «НК» был продлен до 03.02.2046г.

В 1998г компанией ТОО «Компания «Недра-Инженеринг» впервые была проведена оценка запасов УВС месторождения (по контрактной территории «КГМ») в рамках отчета «Геологическая оценка ...».

В период пробной эксплуатации месторождение (по территории «КГМ») вступило в 2002г согласно «Проекту пробной эксплуатации ...», составленного ЗАО «НИПИнефтегаз» и утвержденного Протоколом ЦКР МЭиМР №17 от 13.06.2002г. На основе выполненного проекта месторождение находилось на стадии пробной эксплуатации с 2002г по 2005г.

Первый подсчет запасов УВ месторождения (по территории «КГМ») был выполнен в 2003г ТОО «Мунайгазгеолсервис» в рамках «Отчета по подсчету запасов нефти и газа ...» (Протокол ГКЗ РК № 223-03-У от 18.04.2003г), в котором месторождение Аксай было принято, как нефтегазовое.

С 2006г по 2012г месторождение находилось в консервации.

В период промышленной разработки месторождение по контрактной территории «КГМ» вступило в 2011г согласно составленному институтом АО «НИПИнефтегаз» проекту «Технологическая схема разработки ...». Согласно Протоколу Комитета геологии и недропользования МИиНТ РК №256 от 17.11.2011г проект был утвержден на 3 года по рекомендуемому II варианту разработки, предусматривавший ввод в промышленную разработку нефтяных и газоконденсатных залежей, ранее предусмотренных в «Проекте опытно-промышленной эксплуатации ...».

В 2021г на Юго-Западном участке месторождения впервые, в пределах контрактной территории соседнего недропользователя «НК», проектным институтом ТОО «Мунайгазгеолсервис» (г. Шымкент) был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Юго-Западного поднятия ...», утвержденному ГКЗ РК согласно Протоколу №2174-21-П от 25.02.2021г.

Участок Юго-Западного свода по контрактной территории «НК» вступило в период пробной эксплуатации в 2021г согласно составленному проектным институтом ТОО «Geoscience Consulting» проекту «Проект пробной эксплуатации Юго-Западного поднятия ...». Согласно проекту предусматривалась пробная эксплуатация продуктивных залежей Юго-Западного поднятия в пределах территории «НК» в период 01.06.2021-01.06.2024гг. Согласно письму Министерства Энергетики РК №04-0/6855-вн от 29.07.2021г (на основе рекомендаций Протокола ЦКРР РК №15/8 от 22.07.2021г) проект был утвержден с уменьшением проектных показателей по объему добычи нефти, жидкости и газа на 25% по каждому году пробной эксплуатации.

В 2021г проектным институтом «Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» на основе 48 пробуренных скважин и отчета о проведенной сейсмике был составлен последний полноценный пересчет запасов нефти, газа и конденсата в целом по месторождению по территориям двух недропользователей, утвержденный ГКЗ РК согласно Протоколу №2379-21-У от 26.11.2021г.

В 2022г на основе пробуренной силами «КГМ» скважины №72 на Юго-Западном своде, проектным институтом «Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» был составлен «Перевод запасов нефти и растворенного газа Юго-западного поднятия ...», утвержденный Протоколом ГКЗ РК №2448-22-У от 23.08.2022г, в рамках которого запасы непромышленной категории С₂ Юго-западного участка по территориям двух недропользователей были переведены в промышленную категорию С₁.

В 2023г недропользователем «КМГ», ведущим свою деятельность на основных участках нефтеносности структуры Аксай, был продлен Контракт на недропользование месторождения до 01.03.2032г (Государственный регистрационный №5222-УВС от 19.05.2023г).

В 2023г на основе выполненного перевода запасов 2022г, проектным институтом «Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» было составлено «Дополнение к проекту разработки ...», утвержденный Министерством Энергетики РК согласно письму №04-0/7116-вн от 05.12.2023г (на основе Протокола заседания ЦКРР РК №45/12 от 23-24.11.2023г) сроком на 2 года (на период 2024-2025гг), согласно которому в настоящее время ведется промышленная разработка месторождения по территории «КГМ».

В 2024г с целью ввода в промышленную разработку разрабатываемого участка «НК», проектным институтом ТОО «Geoscience Consulting» было составлено второе «Дополнение к проекту разработки Юго-западного поднятия месторождения Аксай», утвержденного МЭ РК на период 3.10.2024г-31.12.2025г согласно письму №17-1-0/6603-вн от 31.10.2024г (на основе рекомендаций ЦКРР РК согласно Протоколу №55/11 от 3.10.2024г), на основе которого в настоящее время ведется промышленная разработка участка Юго-западного свода по контрактной территории «НК»

В 2024г исполнителем действующего проекта – Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был составлен первый отчет авторского надзора за реализацией проектного документа «Дополнение к проекту разработки ...» 2023г по контрактной территории «КГМ».

В 2025г согласно Дополнению №4705 от 03.02.2025г был продлен Контракт на недропользование «НК» по Юго-Западному участку месторождения до 03.02.2046г (Государственный регистрационный №5428-УВС).

В 2025г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был составлен «Анализ разработки ...» с уточнением технологических показателей по территориям обоих недропользователей, утвержденный ЦКРР РК сроком на 3 года (2025-2027гг) согласно Письму МЭ РК №17-1-0/4275-вн от 01.07.2025г (Протокол ЦКРР РК 63/8 от 19.06.2025г), имеющим силу проектного документа и согласно которому в настоящее время ведется разработка по контрактным территориям обоих недропользователей.

Геологическое строение месторождения отмечается сложным строением, характеризующееся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, наличием тектонических нарушений. По величине извлекаемых запасов нефти месторождение относится к группе мелких (от 1 до 3 млн. т), по величине извлекаемых запасов газа

Выполнение проекта «Дополнение к проекту разработки ...» обусловлено необходимостью комплексного изучения результатов геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических и других исследований продуктивных горизонтов в процессе разработки по результатам новых промысловых данных, проведенных исследований и пробуренных скважин, а также в необходимости совершенствования системы разработки с целью выработки остаточных запасов УВС с учетом текущего состояния разработки, актуальных апробированных ГКЗ РК запасов УВС месторождения, анализа выполнения проектных решений действующих проектных документов, а также необходимостью в подсчете технологических потерь при разработке и учете добычи УВС на месторождении.

1.3 Технологические показатели вариантов разработки

С учетом текущего состояния разработки эксплуатационных объектов и анализа разработки, в рамках проекта «Дополнение к проекту разработки месторождения Аксай» рассмотрены 3 варианта дальнейшей разработки месторождения отдельно по контрактным территориям двух недропользователей – ТОО «СП «Казгермунай» (ведущий свою деятельность на основных участках Северного и Центрального свода, а также части Юго-западного свода структуры Аксай согласно Лицензии серии МГ (№2в) от 15.11.1996г (толща – горизонты М-I, М-II-5) и Дополнению №7 от 19.05.2023г (Государственный регистрационный №5222-УВС) к Договору об основании коммерческой деятельности ТОО «СП «Казгермунай» от 09.11.1993г) и ТОО «Недра Ком» (ведущие свою деятельность на участке Юго-западного свода согласно Дополнению №1 от 03.02.2025 (Государственный регистрационный №5428-УВС) к Контракту №4705-УВС от 15.03.2019г на разведку и добычу УВС на участке Аксайский).

Вариант 1 (базовый) является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки и выполнение проектных решений действующего проектного документа по переводу в добывающий фонд из наблюдательного фонда 1 скважины (№10D) с дальнейшим ее переводом под закачку на I объекте и расконсервации 2 скважин (№№10, 39) на I и III объекте по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», а также ввод 1 скважины из оценочного в добывающий фонд (А-3) по контрактной территории ТОО «Недра Ком».

Вариант 2 (рекомендуемый) на основе базового варианта предполагает дополнительные мероприятия по бурению 14 добывающих скважин (13 скважин по территории ТОО «СП «Казгермунай», 1 скважина по территории ТОО «Недра Ком») на всех объектах разработки, а также предусматривает мероприятия по организации системы ППД на II и IV объектах (при переводе под закачку скважин №47 на II объекте и скважин №№107, 118 на IV объекте) на контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай».

Вариант 3 (дополнительный) предусматривает реализацию сценария варианта 2 и дополнительно ввод в разработку газоконденсатных залежей I объекта путем ввода в эксплуатацию 9 скважин (№№8, 14, 26, 42, 54, 71, 77, 83, 104), переводимых в газодобывающий фонд I объекта с прочих категорий или других объектов разработки, а также предусматривается организация системы ППД в зоне газоконденсатных залежей I объекта путем перевода под закачку 1 скважины (№53).

Рекомендуемая адресная программа мероприятий по вариантам разработки для ТОО «СП «Казгермунай» представлена ниже в таблицах.

В данном «Отчете о возможных воздействиях» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Аксай» рассматривается воздействие на окружающую среду при реализации проектных решений только по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай».

Таблица 1.1 - Адресная программа ГТМ по вариантам разработки по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай».

№ скв.	Текущее состояние на 01.01.2026 г	Планируемый год	Планируемый ГТМ	№ варианта		
				1	2	3
I объект						
10D	В набл. фонде I объекта	2026	Ввод из прочих категорий	+	+	+
111	-	2026	Ввод из бурения с ГРП		+	+
10D	В набл. фонде I объекта	2027	Перевод под закачку	+	+	+
53	В набл. фонде I объекта	2027	Перевод под закачку			+
10	В консервации	2027	Расконсервация	+	+	+
14	В доб. фонде II объекта	2027	Ввод из прочих категорий			+
26	В доб. фонде III объекта	2027	Ввод из прочих категорий			+
83	В доб. фонде II объекта	2027	Ввод из прочих категорий			+
42	в набл. фонде	2028	Ввод из прочих категорий			+
54	в набл. фонде	2028	Ввод из прочих категорий			+
77	в набл. фонде	2028	Ввод из прочих категорий			+

71	в набл. фонде	2029	Ввод из прочих категорий			+
8	В доб. фонде III объекта	2029	Перевод между объектами			+
104	В доб. фонде II объекта	2029	Перевод между объектами			+
123	-	2029	Ввод из бурения с ГРП		+	+
II объект						
47	В доб. фонде II объекта	2027	Перевод под закачку		+	+
109	-	2029	Ввод из бурения с ГРП		+	+
117	-	2030	Ввод из бурения с ГРП		+	+
III объект						
114	-	2029	Ввод из бурения с ГРП		+	+
120	-	2030	Ввод из бурения с ГРП		+	+
122	-	2030	Ввод из бурения с ГРП		+	+
39	В консервации	2030	Расконсервация	+	+	+
IV объект						
106	-	2026	Ввод из бурения с ГРП		+	+
108	-	2026	Ввод из бурения с ГРП		+	+
113	-	2027	Ввод из бурения с ГРП		+	+
118	-	2028	Ввод из бурения с ГРП		+	+
118	В доб. фонде IV объекта	2029	Перевод под закачку		+	+
119	-	2029	Ввод из бурения с ГРП		+	+
107	В доб. фонде IV объекта	2030	Перевод под закачку		+	+
121	-	2030	Ввод из бурения с ГРП		+	+

Таблица 1.2 - Характеристика основного фонда скважин по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант I

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	43	0	1	73,1	0	0	8	8	0	11	11	3	5,6	31,8	40,3
2027	0	0	0	44	1	0	74,8	0	1	1	1	0	11	11	4	5,4	32,3	37,2
2028	0	0	0	44	0	0	74,8	0	0	0	0	0	11	11	4	4,2	31,3	37,5
2029	0	0	0	44	0	0	74,8	0	0	1	1	0	10	10	4	3,6	30,2	38,0
2030	0	0	0	45	1	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	3,4	30,4	41,3
2031	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	3,1	30,0	38,1
2032	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	2,9	30,1	38,5
2033	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	2,7	30,3	38,9
2034	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	2,5	30,4	36,7
2035	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	2,3	30,6	37,0
2036	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	2,1	30,8	36,0
2037	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	2,0	30,9	36,4
2038	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	1,9	31,1	33,9
2039	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	11	11	4	1,7	31,3	34,3
2040	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	1	1	0	10	10	4	1,6	31,5	33,1
2041	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	10	10	4	1,6	31,6	32,0
2042	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	10	10	4	1,5	31,8	32,3
2043	0	0	0	45	0	0	76,5	0	0	0	0	0	10	10	4	1,4	32,0	31,1

Таблица 1.3 - Характеристика основных технологических показателей по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант I

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м ³		Добыча раств. газа, млн. м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	27,5	1,7	2,7	649,0	39,3	0,096	155,3	155,3	2362,3	2117,4	82,3	41,9	1247,4	2,617	332,422
2027	19,3	1,2	1,9	668,3	40,5	0,099	116,3	116,3	2478,6	2233,7	83,4	51,6	1299,0	1,844	334,266
2028	15,7	0,9	1,6	684,0	41,4	0,101	118,0	118,0	2596,7	2351,7	86,7	52,0	1351,0	1,358	335,625
2029	14,0	0,8	1,4	698,0	42,3	0,103	118,6	118,6	2715,3	2470,4	88,2	52,7	1403,7	1,157	336,781
2030	13,6	0,8	1,4	711,7	43,1	0,105	121,9	121,9	2837,2	2592,2	88,8	57,3	1461,0	1,155	337,936
2031	12,9	0,8	1,4	724,6	43,9	0,107	123,8	123,8	2961,0	2716,1	89,6	52,8	1513,8	1,086	339,022
2032	11,9	0,7	1,3	736,5	44,6	0,109	124,5	124,5	3085,5	2840,6	90,4	53,5	1567,3	0,991	340,013
2033	11,0	0,7	1,2	747,5	45,2	0,111	125,1	125,1	3210,6	2965,7	91,2	54,0	1621,3	0,889	340,902
2034	10,1	0,6	1,1	757,6	45,9	0,112	125,8	125,8	3336,4	3091,5	91,9	50,8	1672,1	0,803	341,706
2035	9,4	0,6	1,1	767,0	46,4	0,114	126,4	126,4	3462,8	3217,9	92,6	51,4	1723,4	0,732	342,437
2036	8,8	0,5	1,0	775,8	47,0	0,115	127,1	127,1	3590,0	3345,0	93,1	50,0	1773,4	0,671	343,108
2037	8,2	0,5	0,9	784,0	47,5	0,116	127,8	127,8	3717,8	3472,9	93,6	50,5	1823,9	0,620	343,728
2038	7,7	0,5	0,9	791,6	47,9	0,117	128,5	128,5	3846,3	3601,4	94,0	47,0	1870,9	0,576	344,305
2039	7,2	0,4	0,8	798,9	48,4	0,118	129,3	129,3	3975,6	3730,7	94,4	47,5	1918,4	0,539	344,843
2040	6,8	0,4	0,8	805,7	48,8	0,119	130,0	130,0	4105,6	3860,7	94,8	46,0	1964,4	0,506	345,349
2041	6,4	0,4	0,8	812,1	49,2	0,120	130,8	130,8	4236,4	3991,5	95,1	44,4	2008,8	0,478	345,827
2042	6,1	0,4	0,7	818,2	49,5	0,121	131,5	131,5	4367,9	4123,0	95,4	44,8	2053,6	0,453	346,279
2043	5,7	0,3	0,7	823,9	49,9	0,122	132,3	132,3	4500,3	4255,3	95,7	43,1	2096,7	0,421	346,700

Таблица 1.4 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (газ). Вариант I

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут			Среднегодовая приримость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		сухого газа, тыс. м³/сут	конденсата	жидкости	
2026	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	1	0	1	2	1	0	9,7	0,1	1,7	0,0
2027	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	7,9	0,1	1,6	0,0
2028	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	6,5	0,1	1,4	0,0
2029	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	5,3	0,1	1,3	0,0
2030	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	4,3	0,1	1,1	0,0
2031	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	3,5	0,0	1,0	0,0
2032	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	2,9	0,0	0,9	0,0
2033	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	2,4	0,0	0,8	0,0
2034	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	1,9	0,0	0,7	0,0
2035	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	1,6	0,0	0,6	0,0
2036	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	1,3	0,0	0,6	0,0
2037	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	1,1	0,0	0,5	0,0
2038	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	0,9	0,0	0,5	0,0
2039	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	0	0,7	0,0	0,4	0,0
2040	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	2	2	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2044	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (газ). Вариант I

Годы	Добыча сухого газа, млн. м³	Темп отбора от извлекаемых запасов сухого газа, %		Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	Отбор от НИЗ сухого газа, %	КИГ, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Добыча конденсата, тыс. т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная		
2026	6,700	1,2	1,9	231,267	40,5	0,353	1,2	0,0	37,6	23,8	92,8	0,0	0,0	0,1	14,3	23,8	0,182
2027	5,480	1,0	1,6	236,747	41,4	0,361	1,1	0,0	38,7	23,8	93,4	0,0	0,0	0,1	14,4	23,9	0,183
2028	4,482	0,8	1,3	241,228	42,2	0,368	1,0	0,0	39,6	23,8	94,0	0,0	0,0	0,1	14,4	24,0	0,183
2029	3,665	0,6	1,1	244,893	42,8	0,374	0,9	0,0	40,5	23,8	94,5	0,0	0,0	0,0	14,5	24,1	0,184
2030	2,998	0,5	0,9	247,891	43,4	0,378	0,8	0,0	41,3	23,8	95,0	0,0	0,0	0,0	14,5	24,1	0,184
2031	2,451	0,4	0,8	250,342	43,8	0,382	0,7	0,0	42,0	23,8	95,4	0,0	0,0	0,0	14,5	24,2	0,185
2032	2,005	0,4	0,6	252,347	44,1	0,385	0,6	0,0	42,6	23,8	95,8	0,0	0,0	0,0	14,6	24,2	0,185
2033	1,640	0,3	0,5	253,987	44,4	0,387	0,6	0,0	43,2	23,8	96,2	0,0	0,0	0,0	14,6	24,3	0,185
2034	1,341	0,2	0,4	255,328	44,7	0,389	0,5	0,0	43,7	23,8	96,5	0,0	0,0	0,0	14,6	24,3	0,186
2035	1,097	0,2	0,3	256,424	44,9	0,391	0,4	0,0	44,1	23,8	96,8	0,0	0,0	0,0	14,6	24,3	0,186
2036	0,897	0,2	0,3	257,321	45,0	0,392	0,4	0,0	44,5	23,8	97,1	0,0	0,0	0,0	14,6	24,3	0,186
2037	0,734	0,1	0,2	258,055	45,1	0,394	0,4	0,0	44,9	23,8	97,3	0,0	0,0	0,0	14,6	24,4	0,186
2038	0,600	0,1	0,2	258,655	45,3	0,395	0,3	0,0	45,2	23,8	97,6	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2039	0,491	0,1	0,2	259,145	45,3	0,395	0,3	0,0	45,5	23,8	97,8	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2040	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2041	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2042	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2043	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2044	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186

Таблица 1.6 - Характеристика основного фонда скважин по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	3	3	0	46	0	0	1	78,2	0	0	8	8	0	14	14	3	5,0	23,8	150,9
2027	1	1	0	48	0	1	0	83,3	1	1	1	1	0	15	15	5	4,9	20,8	124,0
2028	1	1	0	49	0	0	0	85,0	0	0	0	0	0	16	16	5	4,3	20,8	127,0
2029	4	4	0	54	0	0	0	93,5	1	0	1	1	0	19	19	6	4,5	21,4	120,9
2030	4	4	0	59	0	1	0	102,0	0	1	0	0	0	24	24	7	5,5	22,8	115,1
2031	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	5,5	23,2	113,8
2032	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	5,2	23,7	114,3
2033	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	4,9	24,2	113,8
2034	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	4,7	24,7	109,9
2035	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	4,4	25,2	110,9
2036	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	4,2	25,8	112,0
2037	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	4,0	26,5	107,8
2038	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	3,9	27,1	111,0
2039	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	24	24	7	3,7	27,9	114,4
2040	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	1	1	0	23	23	7	3,6	28,7	110,0
2041	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	23	23	7	3,4	29,5	109,3
2042	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	23	23	7	3,3	30,4	113,0
2043	0	0	0	59	0	0	0	102,0	0	0	0	0	0	23	23	7	3,2	31,3	102,8

Таблица 1.7 Характеристика основных технологических показателей по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	34,0	2,1	3,3	655,5	39,7	0,097	163,3	163,3	2370,3	2125,4	79,2	120,4	1326,0	69,1	50,5	2,950	332,756
2027	31,9	1,9	3,2	687,4	41,6	0,102	136,6	136,6	2506,9	2262,0	76,6	162,3	1488,3	109,8	53,7	2,480	335,236
2028	29,7	1,8	3,1	717,1	43,4	0,106	145,6	145,6	2652,5	2407,6	79,6	189,4	1677,6	122,1	57,3	1,929	337,165
2029	36,1	2,2	3,9	753,2	45,6	0,112	172,4	172,4	2824,9	2580,0	79,1	200,3	1877,9	108,7	60,3	2,536	339,702
2030	54,0	3,3	6,0	807,3	48,9	0,120	225,0	225,0	3049,9	2805,0	76,0	239,5	2117,5	98,0	63,1	4,277	343,978
2031	57,8	3,5	6,8	865,1	52,4	0,128	244,5	244,5	3294,4	3049,5	76,4	257,6	2375,1	97,2	65,6	4,527	348,506
2032	54,7	3,3	7,0	919,8	55,7	0,136	249,3	249,3	3543,8	3298,8	78,1	258,7	2633,8	96,6	67,7	4,181	352,686
2033	51,8	3,1	7,1	971,5	58,8	0,144	254,4	254,4	3798,2	3553,3	79,7	257,5	2891,3	95,0	69,5	3,850	356,537
2034	49,1	3,0	7,2	1020,6	61,8	0,151	259,9	259,9	4058,1	3813,2	81,1	244,9	3136,2	89,2	70,7	3,558	360,095
2035	46,7	2,8	7,4	1067,3	64,6	0,158	265,7	265,7	4323,8	4078,9	82,4	250,9	3387,1	90,0	71,8	3,298	363,393
2036	44,5	2,7	7,6	1111,8	67,3	0,165	272,0	272,0	4595,8	4350,9	83,6	252,9	3639,9	89,3	72,8	3,066	366,458
2037	42,5	2,6	7,9	1154,4	69,9	0,171	278,6	278,6	4874,4	4629,5	84,7	244,0	3884,0	84,6	73,5	2,857	369,315
2038	40,7	2,5	8,2	1195,0	72,3	0,177	285,8	285,8	5160,2	4915,3	85,8	251,1	4135,0	85,4	74,1	2,668	371,984
2039	39,0	2,4	8,5	1234,0	74,7	0,183	293,4	293,4	5453,7	5208,7	86,7	258,8	4393,9	86,2	74,7	2,498	374,482
2040	37,4	2,3	9,0	1271,5	77,0	0,188	301,6	301,6	5755,3	5510,4	87,6	248,8	4642,7	81,0	75,0	2,343	376,825
2041	36,0	2,2	9,5	1307,5	79,1	0,194	310,4	310,4	6065,7	5820,8	88,4	247,4	4890,1	78,6	75,2	2,202	379,027
2042	34,7	2,1	10,1	1342,1	81,2	0,199	319,8	319,8	6385,5	6140,6	89,2	255,8	5145,9	79,3	75,4	2,073	381,099
2043	33,1	2,0	10,7	1375,3	83,2	0,204	328,2	328,2	6713,8	6468,8	89,9	232,6	5378,5	70,5	75,2	1,912	383,011

Таблица 1.8 Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (газ). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут			Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		сухого газа, тыс. м³/сут	конденсата	жидкости	
2026	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	1	0	1	2	1	0	9,7	0,1	1,7	0,0
2027	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	7,9	0,1	1,6	0,0
2028	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	6,5	0,1	1,4	0,0
2029	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	5,3	0,1	1,3	0,0
2030	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	4,3	0,1	1,1	0,0
2031	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	3,5	0,0	1,0	0,0
2032	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	2,9	0,0	0,9	0,0
2033	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	2,4	0,0	0,8	0,0
2034	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	1,9	0,0	0,7	0,0
2035	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	1,6	0,0	0,6	0,0
2036	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	1,3	0,0	0,6	0,0
2037	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	1,1	0,0	0,5	0,0
2038	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	0,9	0,0	0,5	0,0
2039	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	2	1	0	0,7	0,0	0,4	0,0
2040	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	2	2	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2044	0	0	0	9	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.9 Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (газ). Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Добыча сухого газа, млн. м³	Темп отбора от извлекаемых запасов сухого газа, %		Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	Отбор от НИЗ сухого газа, %	КИГ, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча конденсата, тыс. т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная		
2026	6,700	1,2	1,9	231,267	40,5	0,353	1,2	0,0	37,6	23,8	92,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	14,3	23,8	0,182
2027	5,480	1,0	1,6	236,747	41,4	0,361	1,1	0,0	38,7	23,8	93,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	14,4	23,9	0,183
2028	4,482	0,8	1,3	241,228	42,2	0,368	1,0	0,0	39,6	23,8	94,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	14,4	24,0	0,183
2029	3,665	0,6	1,1	244,893	42,8	0,374	0,9	0,0	40,5	23,8	94,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,05	14,5	24,1	0,184
2030	2,998	0,5	0,9	247,891	43,4	0,378	0,8	0,0	41,3	23,8	95,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	14,5	24,1	0,184
2031	2,451	0,4	0,8	250,342	43,8	0,382	0,7	0,0	42,0	23,8	95,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03	14,5	24,2	0,185
2032	2,005	0,4	0,6	252,347	44,1	0,385	0,6	0,0	42,6	23,8	95,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03	14,6	24,2	0,185
2033	1,640	0,3	0,5	253,987	44,4	0,387	0,6	0,0	43,2	23,8	96,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	14,6	24,3	0,185
2034	1,341	0,2	0,4	255,328	44,7	0,389	0,5	0,0	43,7	23,8	96,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	14,6	24,3	0,186
2035	1,097	0,2	0,3	256,424	44,9	0,391	0,4	0,0	44,1	23,8	96,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	14,6	24,3	0,186
2036	0,897	0,2	0,3	257,321	45,0	0,392	0,4	0,0	44,5	23,8	97,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	14,6	24,3	0,186
2037	0,734	0,1	0,2	258,055	45,1	0,394	0,4	0,0	44,9	23,8	97,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	14,6	24,4	0,186
2038	0,600	0,1	0,2	258,655	45,3	0,395	0,3	0,0	45,2	23,8	97,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	14,7	24,4	0,186
2039	0,491	0,1	0,2	259,145	45,3	0,395	0,3	0,0	45,5	23,8	97,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	14,7	24,4	0,186
2040	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2041	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2042	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2043	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186
2044	0,000	-	-	259,145	45,3	0,395	0,0	0,0	45,5	23,8	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,7	24,4	0,186

Таблица 1.10 Характеристика основного фонда скважин по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант III (дополнительный)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	3	3	0	46	0	1	78,2	0	0	8	8	0	14	14	3	5,0	23,8	150,9
2027	1	1	0	48	1	0	81,6	1	1	1	1	0	15	15	5	4,9	20,8	124,0
2028	1	1	0	49	0	0	83,3	0	0	0	0	0	16	16	5	4,3	20,8	127,0
2029	4	4	0	54	0	0	91,8	1	0	3	3	0	17	17	6	4,5	21,4	120,9
2030	4	4	0	59	1	0	100,3	0	1	0	0	0	22	22	7	5,5	22,8	115,1
2031	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	5,5	23,2	113,8
2032	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	5,2	23,7	114,3
2033	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	4,9	24,2	113,8
2034	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	4,7	24,7	109,9
2035	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	4,4	25,2	110,9
2036	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	4,2	25,8	112,0
2037	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	4,0	26,5	107,8
2038	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	3,9	27,1	111,0
2039	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	22	22	7	3,7	27,9	114,4
2040	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	1	1	0	21	21	7	3,6	28,7	110,0
2041	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	21	21	7	3,4	29,5	109,3
2042	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	21	21	7	3,3	30,4	113,0
2043	0	0	0	59	0	0	100,3	0	0	0	0	0	21	21	7	3,2	31,3	102,8

Таблица 1.11 Характеристика основных технологических показателей по контрактной территории КГМ (нефть). Вариант III (дополнительный)

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от НИЗ нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Добыча раств. газа, млн. м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	34,0	2,1	3,3	655,5	39,7	0,097	163,3	163,3	2370,3	2125,4	79,2	120,4	1326,0	2,950	332,756
2027	31,9	1,9	3,2	687,4	41,6	0,102	136,6	136,6	2506,9	2262,0	76,6	162,3	1488,3	2,480	335,236
2028	29,7	1,8	3,1	717,1	43,4	0,106	145,6	145,6	2652,5	2407,6	79,6	189,4	1677,6	1,929	337,165
2029	36,1	2,2	3,9	753,2	45,6	0,112	172,4	172,4	2824,9	2580,0	79,1	200,3	1877,9	2,536	339,702
2030	54,0	3,3	6,0	807,3	48,9	0,120	225,0	225,0	3049,9	2805,0	76,0	239,5	2117,5	4,277	343,978
2031	57,8	3,5	6,8	865,1	52,4	0,128	244,5	244,5	3294,4	3049,5	76,4	257,6	2375,1	4,527	348,506
2032	54,7	3,3	7,0	919,8	55,7	0,136	249,3	249,3	3543,8	3298,8	78,1	258,7	2633,8	4,181	352,686
2033	51,8	3,1	7,1	971,5	58,8	0,144	254,4	254,4	3798,2	3553,3	79,7	257,5	2891,3	3,850	356,537
2034	49,1	3,0	7,2	1020,6	61,8	0,151	259,9	259,9	4058,1	3813,2	81,1	244,9	3136,2	3,558	360,095
2035	46,7	2,8	7,4	1067,3	64,6	0,158	265,7	265,7	4323,8	4078,9	82,4	250,9	3387,1	3,298	363,393
2036	44,5	2,7	7,6	1111,8	67,3	0,165	272,0	272,0	4595,8	4350,9	83,6	252,9	3639,9	3,066	366,458
2037	42,5	2,6	7,9	1154,4	69,9	0,171	278,6	278,6	4874,4	4629,5	84,7	244,0	3884,0	2,857	369,315
2038	40,7	2,5	8,2	1195,0	72,3	0,177	285,8	285,8	5160,2	4915,3	85,8	251,1	4135,0	2,668	371,984
2039	39,0	2,4	8,5	1234,0	74,7	0,183	293,4	293,4	5453,7	5208,7	86,7	258,8	4393,9	2,498	374,482
2040	37,4	2,3	9,0	1271,5	77,0	0,188	301,6	301,6	5755,3	5510,4	87,6	248,8	4642,7	2,343	376,825
2041	36,0	2,2	9,5	1307,5	79,1	0,194	310,4	310,4	6065,7	5820,8	88,4	247,4	4890,1	2,202	379,027
2042	34,7	2,1	10,1	1342,1	81,2	0,199	319,8	319,8	6385,5	6140,6	89,2	255,8	5145,9	2,073	381,099
2043	33,1	2,0	10,7	1375,3	83,2	0,204	328,2	328,2	6713,8	6468,8	89,9	232,6	5378,5	1,912	383,011

Таблица 1.12 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению (газ). Вариант III (дополнительный)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут			Среднегодовая приемистость 1 скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		сухого газа, тыс. м³/сут	конденсата	жидкости	
2026	0	0	0	9	0	0	15,3	0	0	0	0	0	2	1	1	9,7	0,1	1,7	0,0
2027	0	0	0	12	0	3	20,4	0	1	0	0	0	5	1	2	32,6	0,4	1,3	57,7
2028	0	0	0	15	0	3	25,5	0	0	0	0	0	8	1	2	27,2	0,4	1,2	58,0
2029	0	0	0	18	0	1	30,6	0	0	0	0	0	11	1	2	21,6	0,3	1,2	58,2
2030	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	1	1	0	10	1	2	15,7	0,2	1,2	61,2
2031	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	10	1	2	10,4	0,1	1,2	63,5
2032	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	1	1	0	9	1	2	6,9	0,1	1,2	56,3
2033	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	9	1	2	4,8	0,1	1,2	30,3
2034	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	2	2	0	7	1	2	3,2	0,0	1,3	23,0
2035	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	7	1	2	2,2	0,0	1,1	10,7
2036	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	2	2	0	5	1	2	1,5	0,0	1,2	8,9
2037	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	5	1	2	1,1	0,0	0,5	2,0
2038	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	2	2	0	3	1	2	0,9	0,0	0,5	1,7
2039	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	1	1	0	2	1	2	0,7	0,0	0,4	1,4
2040	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	2	2	0	0	0	2	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	0	0	2	0,0	0,0	0,0	0,0
2042	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	0	0	2	0,0	0,0	0,0	0,0
2043	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	0	0	2	0,0	0,0	0,0	0,0
2044	0	0	0	18	0	0	30,6	0	0	0	0	0	0	0	2	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.13 - Характеристика основных технологических показателей в целом по месторождению (газ). Вариант III

Годы	Добыча сухого газа, млн. м³	Темп отбора от извлекаемых запасов сухого газа, %		Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	Отбор от НИЗ сухого газа, %	КИГ, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс. м³		Добыча конденсата, тыс. т		Отбор от НИЗ конденсата, %	КИК, доли ед.
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная		
2026	6,700	1,2	1,9	231,267	40,5	0,353	1,2	0,0	37,6	23,8	92,8	0,0	0,0	0,1	14,3	23,8	0,182
2027	50,767	8,9	14,9	282,034	49,3	0,430	2,0	0,0	39,6	23,8	67,0	29,5	29,5	0,7	15,0	24,9	0,190
2028	60,251	10,5	20,8	342,284	59,9	0,522	2,6	0,0	42,2	23,8	70,4	40,2	69,7	0,8	15,7	26,2	0,200
2029	68,342	12,0	29,8	410,626	71,8	0,626	3,7	0,0	45,9	23,8	75,8	40,4	110,1	0,9	16,6	27,7	0,211
2030	61,426	10,7	38,2	472,052	82,6	0,720	4,6	0,0	50,5	23,8	82,6	42,4	152,5	0,8	17,4	29,0	0,221
2031	40,687	7,1	40,9	512,739	89,7	0,782	4,7	0,0	55,2	23,8	88,8	44,1	196,6	0,5	18,0	29,9	0,228
2032	27,026	4,7	45,9	539,765	94,4	0,823	4,9	0,0	60,1	23,8	92,8	39,1	235,6	0,4	18,3	30,5	0,233
2033	13,557	2,4	42,6	553,322	96,8	0,844	3,5	0,0	63,6	23,8	94,9	21,0	256,6	0,2	18,5	30,8	0,235
2034	9,139	1,6	50,0	562,461	98,4	0,858	3,6	0,0	67,1	23,8	96,7	15,9	272,6	0,1	18,6	30,9	0,236
2035	3,854	0,7	42,2	566,315	99,1	0,864	2,0	0,0	69,2	23,8	97,5	7,5	280,0	0,1	18,7	31,0	0,237
2036	2,701	0,5	51,1	569,017	99,5	0,868	2,1	0,0	71,2	23,8	98,3	6,1	286,2	0,04	18,7	31,1	0,237
2037	0,734	0,1	28,4	569,750	99,7	0,869	0,4	0,0	71,6	23,8	97,3	1,4	287,5	0,01	18,7	31,1	0,238
2038	0,600	0,1	32,4	570,350	99,8	0,870	0,3	0,0	71,9	23,8	97,6	1,2	288,7	0,01	18,7	31,1	0,238
2039	0,491	0,1	39,2	570,841	99,9	0,871	0,3	0,0	72,2	23,8	97,8	1,0	289,7	0,01	18,7	31,1	0,238
2040	0,000	-	-	570,841	99,9	0,871	0,0	0,0	72,2	23,8	-	0,0	289,7	0,00	18,7	31,1	0,238
2041	0,000	-	-	570,841	99,9	0,871	0,0	0,0	72,2	23,8	-	0,0	289,7	0,00	18,7	31,1	0,238
2042	0,000	-	-	570,841	99,9	0,871	0,0	0,0	72,2	23,8	-	0,0	289,7	0,00	18,7	31,1	0,238
2043	0,000	-	-	570,841	99,9	0,871	0,0	0,0	72,2	23,8	-	0,0	289,7	0,00	18,7	31,1	0,238
2044	0,000	-	-	570,841	99,9	0,871	0,0	0,0	72,2	23,8	-	0,0	289,7	0,00	18,7	31,1	0,238

1.4 Сведение о производственном процессе

Существующая система сбора продукции скважин

Технологический процесс по системе сбора и промышленной подготовки углеводородного сырья (УВС) месторождения Аксай характеризуется непрерывностью, законченностью технологического цикла и замкнутостью системы. Технологический объект оснащен всеми необходимыми приборами контроля и регулирования, а также системой автоматизации производства.

Выкидные линии от скважин подключены к Автоматизированным групповым замерным установкам (АГЗУ), где идет учет посуточного дебита скважинной жидкости, после АГЗУ по коллектору жидкость поступает на манифольды Центрального пункта сбора (ЦПС Аксай).

ЦПС Аксай предназначен для приема, учета скважинной продукции месторождений Аксай и Аксай Южный, сепарации на жидкостную и газовые фазы, компримирование газа и дальнейшей транспортировки водонефтяной жидкости на УПН Нуралы и отсепарированного газа на ЦПиТГ месторождения Акшабулак.

ЦПС Аксай представляет собой комплекс технологического оборудования, на котором производится первичная подготовка нефти (без разделения пластовой воды) с последующей транспортировкой по межпромысловому нефтепроводу на месторождение Нуралы. Основной поток попутного и природного газа транспортируется по газопроводу на месторождение Акшабулак, часть газа используется на собственные нужды в технологическом процессе.

Добытая на месторождении Аксай нефть проходит первую ступень дегазации, а затем транспортируется по трубопроводу «Аксай-Нуралы». Трубопровод «Аксай-Нуралы» предназначен для перекачки сырой нефти с содержанием смол, парафина и пластовой воды.

Часть добытой в скважинах месторождения Аксай нефтяной эмульсии по коллекторам Ø89х6, поступает на групповые замерные установки. Из установок АГЗУ-01,02,03 по коллекторам Ø159х7 нефтяная эмульсия поступает на манифольд М-ЦПС-01. Другая часть добытой в скважинах 8, 40, 59, 60, 71, 72, 82 нефтяной эмульсии по коллекторам Ø89х6 поступает напрямую в манифольд М-ЦПС-02, а затем через переключающее устройство подается на замерную установку «Озна-Массомер» ЗУ-ЦПС-01, на которой осуществляется поскважинный замер поступающей продукции.

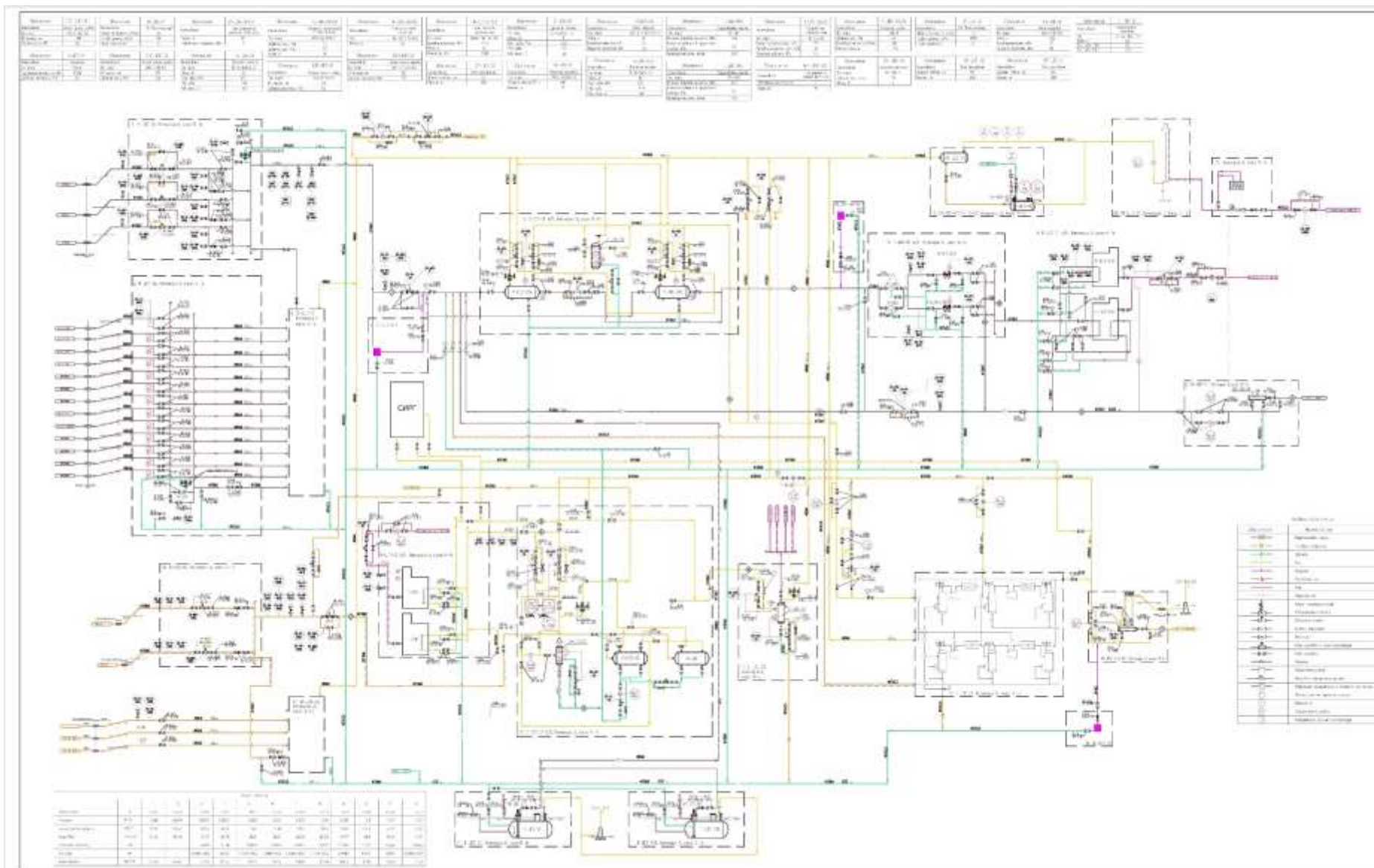


Таблица 1.14 - Принципиальная технологическая схема ЦПС месторождения Аксай

ЦПС Аксай

Общий поток нефтяной эмульсии из замерной установки «Озна-Массомер» ЗУ-ЦПС-01 и манифольда М-ЦПС-01, направляется в нефтегазовый сепаратор С-ЦПС-01А и С-ЦПС-01В объемом 100 м³, в котором происходит разделение продукции скважин. Проходя через ряд специальных устройств сепаратора, газонефтяная эмульсия разделяется на водонефтяную жидкость и газ.

Перед сепаратором С-ЦПС-01А расположен блок реагентов БР-ЦПС-01А, между мультифазными насосами Н-ЦПС-01А/В и подогревателями П-ЦПС-01А/В также расположен блок реагентов БР-ЦПС-01В. С блока автоматической подачи реагентов БР-ЦПС-01В в осенне-зимний период дозируется диспергатор асфальтосмолистых и парафиновых отложений PDH-4060.

После сепарации на С-ЦПС-01А и С-ЦПС-01В отделившийся попутный газ проходят через вертикальный газовый сепаратор С-ЦПС-05 (V-4м³) и направляется в компрессорный блок (1-ый ступень), К-ЦПС-01А/В.

Отделившаяся водонефтяная жидкость из сепаратора С-ЦПС-01А поступает на площадку мультифазных насосов Н-ЦПС-01А/В. Для очистки водонефтяной жидкости от механических примесей, перед насосами Н-ЦПС-01А/В установлены фильтры Ф-ЦПС-01А/В. После площадки мультифазных насосов Н-ЦПС-01А/В поток водонефтяной жидкости подается на подогреватели П-ЦПС-01А/В (печи ПП-0,63 и ПП-1,6А - одна резервная). В подогревателях водонефтяная жидкость нагревается до температуры 60°C, а затем пройдя узел учета, перекачивается давлением - 3,4 МПа на УПН месторождение Нуралы.

Газовый конденсат с групповых замерных установок АГЗУ-4, АГЗУ-5 поступает через манифольд М-ЦПС-03 на ЦПС Аксай, другая часть газа со скважин №39, 40 поступает на прямую на ЦПС. В газовых скважинах месторождения Аксай установлены БАПРы, для дозирования ингибитора гидратообразования - заменителя метанола, также используются на ЦПС Аксай БАПРы (Диспергатор АСПО).

Далее конденсат газа поступает на газовые сепараторы С-ЦПС-04, С-201 для осушки газа, после чего отсепарированный газ направляется с температурой 10 °С в печи подогрева П-02А, П-02В. Подогретый газ до температуры 30-50 °С поступает на компрессоры К-ЦПС-01 (2-я ступень). Также подогретый газ поступает на СИРГ для измерения расхода газа, после чего направляется на КЗС-ЦПС-02.

На ЦПС также имеется закачка заменителя метанола на газопровод месторождений «Аксай-Акшабулак».

Поток попутно-нефтяного и природного газа транспортируется по газопроводу «Аксай-Акшабулак» на месторождение Акшабулак, часть газа используется на собственные нужды в технологическом процессе. Таким образом, система сбора и транспортировки нефти и газа месторождения Аксай представляет собой непрерывный процесс сбора и подготовки:

- устье скважины – АГЗУ/ГЗУ - ЦПС - трубопровод «Аксай-Нуралы» - УПН Нуралы;
- устье скважины - АГЗУ - ЦПС - газопровод «Аксай-Акшабулак» - ЦПиТГ Акшабулак.

Требования к Программе по переработке газа ТОО СП «Казгермунай»

В настоящее время утилизация сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» ведется в соответствии с «Корректировкой №1 программы развития переработки сырого газа месторождений ТОО «СП Казгермунай» на 2025-2027 гг» (далее – Корректировка ПРПСГ), утвержденной Министерством энергетики РК (Протокол №11/3 от 25.07.2025 г.).

Согласно указанной Корректировке ПРПСГ технологически неизбежное сжигание сырого газа месторождения на период с 01.01.2026г – 31.12.2026г. должно производиться в объеме 0,229 млн м³. Недропользователем получено соответствующее Разрешение на

сжигание в факелах сырого газа месторождения Аксай № KZ94VPC00027473, дата выдачи -07.10.2025.

Весь добытый природный газ поступает на ЦПС Аксай и в смешанном виде с ПНГ транспортируется на Установку подготовки газа (УПГ) -1/2 месторождения Акшабулак. Далее часть попутно добываемого газа месторождения Аксай утилизируется в качестве топлива на подогрев нефти в подогревателях, а основная часть добываемого газа направляется через межпромысловый газопровод «Аксай-Акшабулак» на существующую установку подготовки и транспортировки газа ЦПиТГ месторождения Акшабулак Центральный. Межпромысловый газопровод Ду325 «Аксай-Акшабулак» проложен подземно на глубине 2,0м до верха трубы. В состав линейной части входят две площадки линейных кранов, две площадки сигнализаторов прохождения скребка и площадка камеры приема скребка.

Газ поступает на узел регулирования УПГ-1 и УПГ-2 отдельным подводящим межпромысловым газопроводом от каждого объекта. Поток газа объединяется на установках переработки газа для получения сухого и сжиженного газа. Очищенный сухой газ подается потребителям национального оператора АО КТГ, сжиженный газ продается по установленной цене, а отделившийся нестабильный конденсат направляется на ЦППН для дальнейшей переработки.

Схема сбора сырого газа и распределения продуктов переработки газа на месторождениях лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» представлена на рисунке ниже.

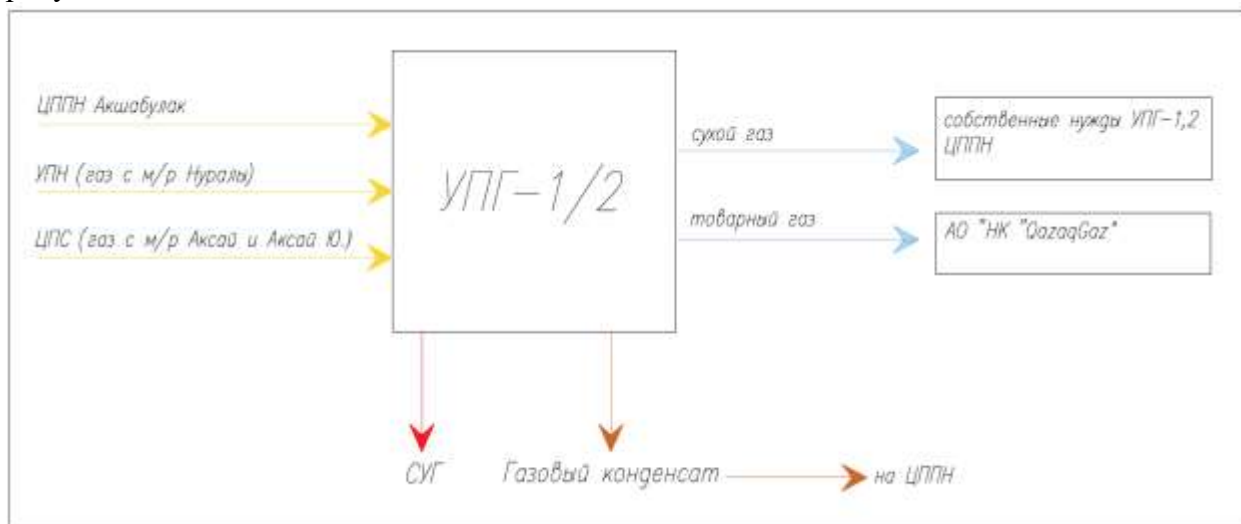


Рисунок 1-1 - Схема выработки продукции газа месторождений на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай»

В таблицах ниже представлен баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» в 2026-2043 гг.

Таблица 1.15 Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» при 1 варианте разработки

Показатели	Объем газа млн.м ³																	
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Объем добычи газа (VI), млн.м ³ ,	9,317	7,324	5,840	4,822	4,152	3,538	2,996	2,528	2,144	1,828	1,568	1,353	1,176	1,029	0,506	0,478	0,453	0,421
Объем добычи растворенного газа	2,617	1,844	1,358	1,157	1,155	1,086	0,991	0,889	0,803	0,732	0,671	0,620	0,576	0,539	0,506	0,478	0,453	0,421
Объем добычи сухого газа	6,700	5,480	4,482	3,665	2,998	2,451	2,005	1,640	1,341	1,097	0,897	0,734	0,600	0,491	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V1), млн.м ³	1,507	1,507	1,511	1,507	1,507	1,507	1,511	1,507	1,507	1,507	1,335	1,113	0,937	0,788	0,272	0,237	0,219	0,184
ПП-1,6А (1 ед.) (расход газа 130 м ³ /ч)	1,139	1,139	1,142	1,139	1,139	1,139	1,142	1,139	1,139	1,139	0,966	0,745	0,569	0,438	0,105	0,088	0,088	0,079
ПППТ-30М (2 ед.) (расход газа 14 м ³ /ч)	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245	0,105	0,088	0,070	0,061
ПП-0,63А (1 ед.) (расход газа 14 м ³ /ч)	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,105	0,061	0,061	0,061	0,044
Объем сырого газа, подаваемый в УПГ на м. Акшабулак (V5)	7,564	5,574	4,089	3,078	2,408	1,796	1,250	0,788	0,404	0,090	0,001	0,010	0,007	0,010	0,004	0,012	0,004	0,007
Технологические потери*, млн.м ³ (0,192% от V1)	0,018	0,014	0,011	0,009	0,008	0,007	0,006	0,005	0,004	0,004	0,003	0,003	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001
Объем технол. неизбежного сжигания сырого газа (Vу), млн.м ³	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229
Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V7),	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229
На пилот СФНР-350/400-20-00 У	0,030	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030
Продув.газ СФНР-350/400-20-00 У	0,198	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198

Таблица 1.16 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» при 2 варианте разработки (рекомендуемый)

Показатели	Объем газа, млн. м ³																	
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Объем добычи газа (V ₁), млн. м ³	9,651	7,960	6,411	6,201	7,274	6,979	6,185	5,490	4,899	4,395	3,962	3,590	3,268	2,989	2,343	2,202	2,073	1,912
Объем добычи растворенного газа, млн. м ³	2,950	2,480	1,929	2,536	4,277	4,527	4,181	3,850	3,558	3,298	3,066	2,857	2,668	2,498	2,343	2,202	2,073	1,912
Объем добычи сухого газа, млн. м ³	6,700	5,480	4,482	3,665	2,998	2,451	2,005	1,640	1,341	1,097	0,897	0,734	0,600	0,491	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁), млн. м ³	1,507	1,507	1,511	1,507	1,507	1,507	1,511	1,507	1,507	1,507	1,511	1,507	1,507	1,507	1,511	1,507	1,507	1,507
ПП-1,6А (1 ед.) (расход газа 130 м ³ /ч)	1,139	1,139	1,142	1,139	1,139	1,139	1,142	1,139	1,139	1,139	1,142	1,139	1,139	1,139	1,142	1,139	1,139	1,139
ПППТ-30М (2 ед.) (расход газа 14 м ³ /ч)	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245
ПП-0,63А (1 ед.) (расход газа 14 м ³ /ч)	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123
Объем сырого газа, подаваемый в УПГ на м. Акшабулак (V ₅), млн. м ³	7,897	6,210	4,659	4,454	5,524	5,230	4,434	3,744	3,154	2,651	2,215	1,848	1,526	1,248	0,599	0,462	0,333	0,173
Технологические потери газа* (0,192% от V ₁), млн. м ³	0,019	0,015	0,012	0,012	0,014	0,013	0,012	0,011	0,009	0,008	0,008	0,007	0,006	0,006	0,004	0,004	0,004	0,004
Объем технол. неизбежного сжигания сырого газа (V _γ), млн. м ³	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229
Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V _γ), млн. м ³	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229
На пилот СФНР-350/400-20-00 У	0,030	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030

Продув.газ СФНР-350/400-20-00 У	0,198	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198
---------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Таблица 1.17 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Аксай на лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» при 3 варианте разработки

Показатели	Объем газа млн.м ³																	
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Объем добычи газа (VI), млн.м ³ ,	9,651	53,247	62,180	70,878	65,702	45,214	31,207	17,407	12,697	7,152	5,767	3,590	3,268	2,989	2,343	2,202	2,073	1,912
Объем добычи растворенного газа	2,950	2,480	1,929	2,536	4,277	4,527	4,181	3,850	3,558	3,298	3,066	2,857	2,668	2,498	2,343	2,202	2,073	1,912
Объем добычи сухого газа	6,700	50,767	60,251	68,342	61,426	40,687	27,026	13,557	9,139	3,854	2,701	0,734	0,600	0,491	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V1), млн.м ³	1,507	1,507	1,511	1,507	1,507	1,507	1,511	1,507	1,507	1,507	1,511	1,507	1,507	1,507	1,511	1,507	1,507	1,507
ПП-1,6А (1 ед.) (расход газа 130 м ³ /ч)	1,139	1,139	1,142	1,139	1,139	1,139	1,142	1,139	1,139	1,139	1,142	1,139	1,139	1,139	1,142	1,139	1,139	1,139
ППТ-30М (2 ед.) (расход газа 14 м ³ /ч)	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245
ПП-0,63А (1 ед.) (расход газа 14 м ³ /ч)	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123
Объем сырого газа, подаваемый в УПГ на м. Акшабулак (V5)	7,897	51,410	60,321	69,006	63,840	43,392	29,407	15,638	10,937	5,403	4,016	1,848	1,526	1,247	0,599	0,462	0,333	0,172
Технологические потери*, млн.м ³ (0,192% от V1)	0,019	0,102	0,119	0,136	0,126	0,087	0,060	0,033	0,024	0,014	0,011	0,007	0,006	0,006	0,004	0,004	0,004	0,004
Объем технол. неизбежного сжигания сырого газа (Vv), млн.м ³	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229
Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V7),	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229
На пилот СФНР-350/400-20-00 У	0,030	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030	0,031	0,030

Продув.газ СФНР-350/400-20-00 У	0,198	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198	0,199	0,198
---------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Природно-климатические условия

Климат региона резко континентальный с жарким, сухим летом и холодной малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов в их суточном, месячном и годовом ходе.

По данным РГП «Казгидромет» климатические данные представлены по данным наблюдений на МС Кызылорда.

Таблица 2.1 - Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль)	-7,3
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	+37,1
Количество осадков за год (теплый период) мм	24,9
Количество осадков за год (холодный период) мм	80,2
Среднее число дней с пыльной бурей, дней	11

Таблица 2.2 - Средняя месячная и годовая температура воздуха (°С)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-3,2	-1,8	6,5	18,6	24,9	28,3	30,3	26,9	19,3	11,4	4,8	-1,9	13,7

Таблица 2.3 - Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
2,1	1,6	2,7	2,4	2,7	1,9	2,6	2,3	2,3	2,2	0,9	1,6	2,1

Таблица 2.4 - Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
12	25	23	5	6	7	10	13	35

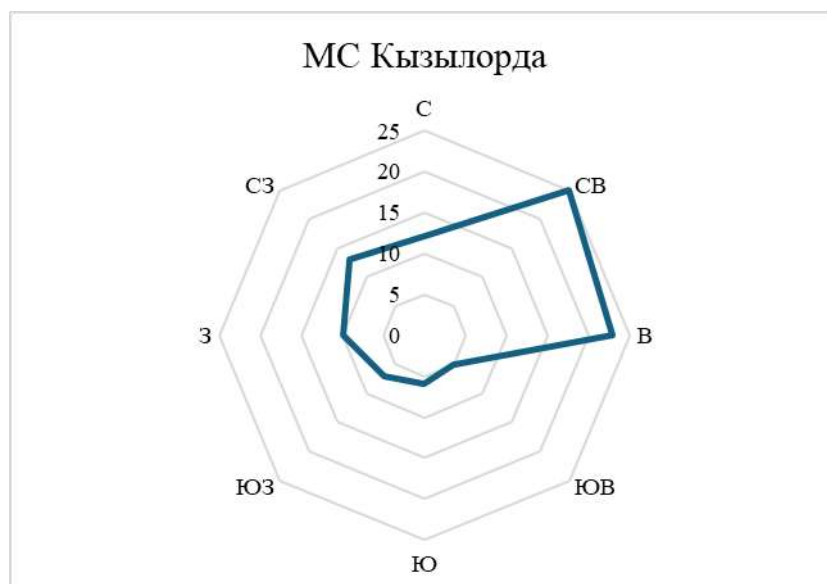


Рисунок 5-Роза ветров

2.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Мониторинговые наблюдения за состоянием окружающей среды на месторождении Аксай в 2025г проводил ТОО «Сыр-Арал сараптама» согласно программе «Производственного экологического контроля».

Наблюдения за качеством атмосферного воздуха проводились в фиксированных точках зоны влияния предприятия по следующим загрязняющим веществам: диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, диоксид серы, углеводороды, сажа.

Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны месторождения Аксай в 2025г, представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 Результаты анализа проб атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны за 2025 год

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК м.р. мг/м³	Фактическая концентрация за 2025 год				Наличие превышения ПДК
			I кв	II кв	III кв	IV кв	
1	2	3	4	5	6	7	8
Граница СЗЗ 1	Азота диоксид	0,2	0,00318	0,00317	0,00317	0,00318	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00391	0,0039	0,0039	0,00391	не превышает
	Сажа	0,15	0,002892	0,002891	0,00145	0,00146	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00146	0,00145	0,0011	0,0012	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00513	0,00512	0,002891	0,00281	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,00512	0,00514	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	5	4	4	4	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	5	4	4	6	не превышает
Граница СЗЗ 2	Азота диоксид	0,2	0,00317	0,00316	0,00316	0,00318	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00396	0,00395	0,00395	0,00396	не превышает
	Сажа	0,15	0,00288	0,00287	0,00143	0,00144	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00144	0,00143	0,00123	0,00125	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00513	0,00512	0,00287	0,00288	не превышает
	Сероводород	0,008	0,00124	0,00123	0,00512	0,00513	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	3	2	2	3	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	6	5	5	7	не превышает
Граница СЗЗ 3	Азота диоксид	0,2	0,00325	0,00324	0,00328	0,00329	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00396	0,00395	0,00397	0,00396	не превышает
	Сажа	0,15	0,00289	0,002891	0,00149	0,00151	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00141	0,0014	0,0016	0,0017	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00513	0,00512	0,00241	0,00242	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,00312	0,00314	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	5	4	3	4	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	8	6	5	-	не превышает
Граница СЗЗ 4	Азота диоксид	0,2	0,00311	0,003107	0,00311	0,00313	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00396	0,00395	0,00348	0,00349	не превышает
	Сажа	0,15	0,00289	0,002891	0,00147	0,00148	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00144	0,00143	0,0016	0,0017	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00513	0,00512	0,00246	0,00248	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,00504	0,00505	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	5	4	3	4	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	7	6	6	9	не превышает

Анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ месторождения Аксай показал, что за 2025г концентрации загрязняющих веществ находились в допустимых пределах и не превышали санитарно-гигиенические

нормы предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.), установленных для населенных мест.

2.3 Поверхностные и подземные воды

Гидрографическая сеть в районе месторождения Аксай не развита. Местами заметны слабо выраженные русла временных водотоков, образованные во время таяния снега или выпадения ливневых дождей.

Дно понижения солончака Арыс, расположенного восточнее месторождения, весной покрыто водой, летом сохраняется грязь и территория его практически непроходима для автотранспорта.

Небольшие разливы приурочены к редким самоизливающимся артезианским скважинам. Такие источники воды используются чабанскими хозяйствами в качестве участков отгонного животноводства.

Рассматриваемая территория в структурно-гидрогеологическом плане является частью Тургайского артезианского бассейна и представляет собой депрессионную зону, выполненную мощными осадочными толщами.

В соответствии с геологическими и гидродинамическими данными, здесь выделяются следующие водоносные горизонты и комплексы.

1. Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений.
2. Водоносный горизонт четвертичных делювиально-пролювиальных отложений.
3. Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений.
4. Воды спорадического распространения эоценовых отложений.
5. Водоносный комплекс верхнетурон-сенонских отложений.
6. Водоносный комплекс нерасчлененных альб-сеноманских отложений.

Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений – (VQ) связан с массивами песков Арыскуп (северная часть) и Мойынкум (южное окончание). Водовмещающими породами являются преимущественно мелкозернистые пески, в подошве которых залегают глинистые породы более древнего возраста – неогена или палеогена.

Водоносный горизонт делювиально-пролювиальный четвертичных отложений – (LpQ). Водовмещающие породы представлены линзами разнородных песков. Мощность обводненной части до 2 м. Глубина залегания воды 0,5-1,5 м. Дебиты колодцев незначительные, химический состав подземных вод пестрый. Обычно не используется.

Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений (N_2^3) сравнительно широко распространен на плато Сарылан. Породами горизонта являются пески нередко с гравием и галькой, песчаниками и гравелитами. Большинство участков этих отложений хорошо дренировано и поэтому значительные площади плато являются практически безводными.

Воды спорадического распространения эоценовых отложений (P_2) известны на восточном обрамлении песчаного массива Арыскуп и солончака Арыс. Водовмещающими служат мелкозернистые кварцевые пески, тасаранской свиты, переслаиваемые глинистыми песками и глинами.

Водоносный комплекс верхнетурон – сенонских отложений (K_2t_2+sn) наиболее перспективен для использования в народном хозяйстве. Повсеместно водоносные отложения этого комплекса подстилаются глинистой пачкой нижнего турона и перекрываются глинами эоцена. Верхняя (сенонская) часть разреза сложена прибрежно-морскими отложениями, а нижняя (верхнетуронская) – пестроцветными песчано-алевритно-глинистыми породами континентального генезиса.

Водоносный комплекс ниже- и верхнемеловых альб-сеноманских отложений ($K,al-K_2s$) вскрывается в зоне субширотных разрывных нарушений. Первый водоносный горизонт залегает в интервале 275-350 м, местами отмечается самоизлив. Дебит 0,3 л/с при понижении 0,3 м. Минерализация около 1,7 г/л. Второй водоносный горизонт

вскрывается на глубинах 505-565 м. Пьезометрический уровень устанавливается на глубине 20 м. Дебит 1 л/с при понижении 8,6 м. Минерализация воды 1,2 г/л. Химический состав хлоридно-натриевый. Температура вод этого комплекса составляет от 12⁰ до 74⁰С.

2.4 Почвенный покров

Месторождение Акшабулак Южный с приращенными территориями расположено, согласно природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Казахстана, в Арало-Балхашской провинции пустынной зоны. Основными зональными подтипами почв на территории месторождения Акшабулак Южный являются серо-бурые пустынные и пески бугристо-грядовые. Пески бугристо-грядовые доминируют на массиве месторождения.

На характеризующей территории отмечается резкая смена зимних и летних режимов погоды. В это время наиболее активно проявляется ветровая деятельность, под воздействием которой развиваются процессы дефляции почв.

По устройству поверхности территория месторождения относится к области Туркестанской пустынной равнины. Равнина сложена мел-палеогеновыми отложениями, частично перекрытыми неоген-четвертичными осадками. Практически весь участок занят песчаным массивом Арысум, имеющим абсолютные отметки 90-110 м и представленным среднечетвертичными эоловыми отложениями с близким залеганием коренных отложений. По понижениям и в местах техногенных механических нарушений, связанных с удалением поверхностных горизонтов, коренные мел-палеогеновые отложения выходят на поверхность. Рельеф песков бугристо-грядовый.

На северо-востоке и крайнем юге территории месторождения песчаный массив окаймляет солончаковая пониженная равнина замкнутой бессточной впадины Арыс, сложенная нижнеолигоценовыми глинами, четвертичными озерными засоленными и верхнечетвертично-современными отложениями. Почвообразующими породами служат слоистые озерные отложения с преобладанием глин и тяжелых суглинков, а также четвертичные пески.

Зональным подтипом почв на характеризующей территории являются серо-бурые пустынные почвы. Однородные массивы зональных почв из-за специфических условий почвообразования практически не встречаются. На большей части равнины формируются комплексы, состоящие из солонцов и серо-бурых пустынных солонцеватых почв. Наиболее низкие участки равнины и замкнутые депрессии заняты такырами. Бугристо-грядовая равнина представлена песками закрепленными.

2.5 Растительный покров

На территории месторождений преобладают пустынные растительные сообщества с включением полукустарничков и кустарничков. Они занимают основные площади растительного покрова и объединяют сообщества полыни, многолетней солянки и ксерофитных кустарников (саксаул). На территории преобладают следующие жизненные формы: псаммофильные кустарники, ксерофильные и галофитные полукустарники (полыни и солянки), коротковетвистые многолетние и однолетние травы (эфимеры и эфимероиды), реже – длительно ветвистые многолетники. Наземные объекты месторождений размещаются на территории, которая характеризуется достаточно разнообразным растительным покровом.

Ландшафтными растениями месторождения Аксай, участвующими в сложении наиболее широко распространенных сообществ являются полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*), ежовник солончаковый (биюргун) (*Anabasis salsa*), боялыч (*Salsola arbusculaformis*), – представители северотуранской флоры, полынь туранская (*Artemisia turanica*) – фрагмент южнотуранской флоры, саксаул черный (*Haloxylon aphyllum*) –

представитель реликтовой саванновой средиземноморской флоры, жузгун безлистный, песчаная акация, саксаул персидский (белый) – элементы песчаной саванны.

Для бугристо-грядовых песков характерны кустарниково-полынно-ранговые и полынно-эфемерные сообщества по склонам и вершинам бугров с преобладанием саксаула белого, черного, жузгунов. По вершинам песчаных бугров часто господствуют ассоциации хвойника шишконосного, эфедры (*Ephedra lomatolepis*) и аристиды перистой (*Aristida pennata*). По склонам некоторых участков характерны еркеково-белоземельнополынно-ранговые сообщества.

2.6 Животный мир

Освоение месторождения Акшабулак Южный в условиях пустынной зоны оказывает влияние на состояние фауны. Особенно актуальна проблема сохранения редких и находящихся под угрозой исчезновения животных. В описываемом районе встречается 23 вида птиц и 2 вида млекопитающих, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан. Среди них такой эндемичный вид республики как кожанок Бобринского. Здесь же сосредоточена основная гнездовая популяция белобрюхого рябка, также занесенного в Красную книгу.

Преимущественно плотных субстратов придерживаются такырная круглоголовка, серый геккон, разноцветная ящурка. Иногда встречаются песчаные виды - сцинковый геккон, линейчатая ящурка и песчаный удавчик. Характерны среднеазиатская черепаха, степная агама, пестрая и сетчатая круглоголовки, пустынный гологлаз, стрела-змея, песчаный и восточный удавчики.

В глинистой полынно-боялычевой пустыне с участками такыров и глинистых обнажений наиболее многочисленны серый и малый жаворонки. Обычны: каменка-плясунья, пустынная каменка, двупятнистый и рогатый жаворонки, желчная овсянка, чернобрюхий и белобрюхий рябки, саджа, черный стриж и полевой конек. Гораздо разнообразнее население птиц на разливах у артезианских скважин и на прилегающих к ним участках пустыни. Вторая по количеству видов группа млекопитающих – хищные. В исследуемом районе встречается 7 видов, из них 5 видов могут использоваться как объекты охотничьего промысла (волк, корсак, лисица, ласка и степной хорек). В периоды развития эфемерной растительности в пустынях особенно много встречается насекомых. Среди них преобладают двукрылые, перепончатокрылые, прямокрылые, паукообразные (фаланги, скорпионы, тарантулы, каракурты) и др.

3 СОЦИАЛЬНО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Социально-экономические условия района

Обязательным при разработке ОВОС является рассмотрение социально-демографических показателей, санитарно-гигиенических условий проживания населения в регионе проведения работ.

Месторождение Аксай находится в Кызылординской области Республики Казахстан. В данном разделе рассматриваются социально-экономические факторы указанной области в целом на основе данных Агентства РК по статистике и Кызылординского областного управления статистики.

Кызылординская область расположена на юге Республики Казахстан вдоль нижнего течения р. Сырдарьи, занимает значительную часть Туранской низменности с равнинным рельефом. На западе в ее состав входит северная и восточная часть Аральского моря, на юге – северная часть пустыни Кызылкум, на севере – Приаральские Каракумы, Арыскумы и пустынные плато окраины Центрального Казахстана. Область расположена в обширной Туранской низменности с равнинным рельефом, большая часть которой представляет собой древнедельтовую равнину рек Сырдарьи, Сарысу и Шу. На крайнем юго-востоке, на правом берегу Сырдарьи в пределах области на небольшом пространстве заходит оконечность хребта Каратау, представляющего собой одну из западных отрогов Тянь-Шаня.

Численность и миграция населения

Численность населения Кызылординской области на 1 мая 2025 года составила 846,9 тыс. человек, в том числе 399,1 тыс. человек (47%) - городских, 447,8 тыс. человек (53%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-апреле 2025 года составил 3918 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 4867 человека).

За январь-апрель 2025 года число родившихся составило 5397 человека (на 15,2% меньше, чем в январе-апреле 2024 года), число умерших составило 1479 человек (на 1,4% меньше, чем в январе-апреле 2024 года).

Сальдо миграции отрицательное и составило - 3137 человек (в январе-апреле 2024 года – -2907 человек), в том числе во внешней миграции – положительное сальдо 15 человек (-2), во внутренней – - 3152 человек (-2905).

Таблица 3.1 - Численность населения Республики Казахстан по областям, городам и районам на 1 января 2025г.

	Все население	В том числе:							
		мужчины	женщины	городское население	в том числе:		сельское население	в том числе:	
					мужчины	женщины		мужчины	женщины
Кызылординская	846 336	425 84	420 352	398 465	195 85	202 680	447 871	230 99	217 672
Кызылорда г.а.	362 416	178 06	184 310	320 838	157 07	163 731	41 578	20 999	20 579
Байконыр г.а.	32 694	15 844	16 850	32 694	15 844	16 850	-	-	-
Аральский район	79 118	40 667	38 451	37 500	19 004	18 496	41 618	21 663	19 955
Жалагашский район	35 930	18 651	17 279	-	-	-	35 930	18 651	17 279
Жанакорганский район	81 550	41 980	39 570	-	-	-	81 550	41 980	39 570
Казалинский район	79 161	40 361	38 800	7 433	3 830	3 603	71 728	36 531	35 197
Кармакшинский район	51 489	26 455	25 034	-	-	-	51 489	26 455	25 034
Сырдарьинский район	37 878	19 672	18 206	-	-	-	37 878	19 672	18 206

Чиилийский район	86 100	44 248	41 852	-	-	-	86 100	44 248	41 852
------------------	--------	--------	--------	---	---	---	--------	--------	--------

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-мае 2025 года составил 426950 млн. тенге в действующих ценах, что на 0,4% больше, чем в январе-мае 2024 года.

В горнодобывающей промышленности объем производства снизился на 6,9%, в обрабатывающей промышленности отмечен рост на 18,2%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом снижение на 6,2%, в водоснабжении; водоотведение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений рост на 21,6%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе- мае 2025 года составил 24916,0 млн.тенге, или 102,3 % к январю-маю 2024 года

Объем грузооборота в январе-мае 2025 года составил 14302,9 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 105,4% к январю-маю 2024 года.

Объем пассажирооборота – 1040,1 млн. пкм или 114,5% к январю-маю 2024 года

Объем выполненных строительных работ (услуг) в январе-мае 2025 года составил 71213 млн. тенге, или 164,5% к соответствующему периоду прошлого года.

В январе-мае 2025 года общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась по сравнению с соответствующим периодом прошлого года на 4,6% и составила 247,3 тыс. кв. метров, из них в многоквартирных жилых домах – в 3,2 раза (51,6 тыс. кв.м), а в индивидуальных жилых домах и общежитиях – снизилась на 10,2% (192,6 тыс. кв.м.) и на 46,0% (3,1 тыс. кв.м), соответственно.

Объем инвестиций в основной капитал в январе-мае 2025 года составил 229851 млн. тенге, или 127,1% к январю-маю 2024 года.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 июня 2025 года составило 11652 единицы, в том числе 11289 единиц с численностью работников менее 100 человек. По сравнению с соответствующей датой предыдущего года наблюдается увеличение зарегистрированных юридических лиц на 9,9%. Количество действующих юридических лиц составило 10352 единиц, среди которых 9989 единиц – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 9038 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 13,7%.

Таблица 3.2 - Индексы промышленного производства по основным видам экономической деятельности в Кызылординской области за 2025г.

	Промышленность - всего	В том числе			
		Горнодобывающая промышленность и разработка карьеров	Обрабатывающая промышленность	снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом	водоснабжение; водоотведение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений
Кызылординская область	100,4	93,1	118,2	93,8	121,6
Кызылорда г.а	89,1	85,6	107,5	89,9	121,3
Байконыр г.а	106,8	-	100,0	106,8	-
Аральский	105,5	93,7	107,2	94,7	124,0
Жалагашский	152,2	102,6	254,8	98,8	130,5
Жанакорганский	113,2	118,6	110,8	102,2	130,4
Казалинский	116,8	68,7	116,7	107,9	132,2
Кармакшинский	112,7	64,4	111,4	124,4	124,3
Сырдарьинский	107,5	103,9	134,7	98,8	121,6

Шиелийский	117,8	100,1	133,6	101,8	134,7
------------	-------	-------	-------	-------	-------

Труд и доходы

Численность безработных в I квартале 2025 года составила 16,9 тыс. человек. Уровень безработицы составил 4,8% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 апреля 2025 года составила 16863 человек или 4,8% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в I квартале 2025 года составила 354856 тенге, прирост к I кварталу 2024 года составил 7,6%.

Индекс реальной заработной платы в I квартале 2025 года составил 98,8%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2024 года составили 158881 тенге, что на 10,3% выше, чем в IV квартале 2023 года, темп роста реальных денежных доходов за указанный период 101,9%.

Таблица 3.3 - Занятое население на основной работе по видам экономической деятельности и статусу занятости по районам Кызылординской области за 2025г.

	Всего			В том числе					
	оба пола	в том числе		наемные работники			другие категории занятого населения		
		мужчи ны	женщи ны	оба пола	в том числе		оба пола	в том числе	
					мужчи ны	женщи ны		мужчи ны	женщи ны
Все виды экономической деятельности									
Кызылординская область	331 480	172 474	159 006	219 677	109 832	109 845	111 803	62 642	49 161
Кызылорда г.а.	140 294	67 671	72 623	111 604	52 760	58 844	28 690	14 911	13 779
Байконур г.а.	14 568	7 063	7 505	12 148	6 160	5 988	2 420	903	1 517
Аральский район	28 169	15 425	12 744	14 889	7 646	7 243	13 280	7 779	5 501
Жалагашский район	14 108	7 782	6 326	9 450	5 085	4 365	4 658	2 697	1 961
Жанакорганский район	30 119	17 401	12 718	16 985	8 853	8 132	13 134	8 548	4 586
Казалинский район	32 788	17 148	15 640	16 050	7 838	8 212	16 738	9 310	7 428
Кармакшинский район	21 567	11 917	9 650	11 161	6 083	5 078	10 406	5 834	4 572
Сырдарьинский район	15 199	8 679	6 520	9 722	5 010	4 712	5 477	3 669	1 808
Чиилийский район	34 668	19 388	15 280	17 668	10 397	7 271	17 000	8 991	8 009

Экономика

Объем валового регионального продукта за январь-декабрь 2024 года составил в текущих ценах 2984,7 млрд. тенге. По сравнению с январем-декабром 2023 года реальный ВРП увеличился на 6,2%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 43,2%, услуг – 51,9%.

Индекс потребительских цен в мае 2025 года по сравнению с декабрем 2024 года составил 105,2%.

Цены на продовольственные товары выросли на 6,1%, непродовольственные товары – на 4,1%, платные услуги для населения – на 5,1%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в мае 2025 года по сравнению с декабрем 2024 года снизились на 5%

Объем розничной торговли в январе-мае 2025 года составил 193746,6 млн. тенге, или на 103,7% больше соответствующего периода 2024 года.

Объем оптовой торговли в январе-мае 2025 года составил 119373,0 млн. тенге, или 106,8% к соответствующему периоду 2024 года.

По предварительным данным в январе-апреле 2025 года взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 39,2 млн. долларов США и по сравнению с январем-апрелем 2024 года увеличилась на 1,1%, в том числе экспорт 23,5 млн. долларов США (на 19,5% больше), импорт 15,7 млн. долларов США (на 17,7% меньше).

4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ШТАТНОМ РЕЖИМЕ

4.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

Данный отчет представляет собой Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Аксай».

При разработке проекта были соблюдены основные принципы проведения отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении предварительного оценки воздействия на окружающую среду;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи, возникающих экологических последствий, с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Обоснование исходных принятых для расчета количественных характеристик выбросов

Данные, заложенные в расчетах, получены на основании расчетов по утвержденным методикам, представленным:

- РНД 211.2.02.04-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005г.;
- РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов) Астана, 2005г.;
- РНД 211.2.02.09-2004. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров. Астана, 2005 г.;
- РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников выбросов нефтегазового оборудования;
- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996г.;

Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

С учетом текущего состояния разработки эксплуатационных объектов и анализа разработки, в рамках проекта «Дополнение к проекту разработки месторождения Аксай» рассмотрены 3 варианта дальнейшей разработки месторождения отдельно по контрактным территориям двух недропользователей – ТОО «СП «Казгермунай» (ведущий свою деятельность на основных участках Северного и Центрального свода, а также части Юго-западного свода структуры Аксай согласно Лицензии серии МГ (№2в) от 15.11.1996г (толща – горизонты М-I, М-II-5) и Дополнению №7 от 19.05.2023г (Государственный регистрационный №5222-УВС) к Договору об основании коммерческой деятельности ТОО «СП «Казгермунай» от 09.11.1993г) и ТОО «Недра Ком» (ведущие свою деятельность на участке Юго-западного свода согласно Дополнению №1 от 03.02.2025 (Государственный регистрационный №5428-УВС) к Контракту №4705-УВС от 15.03.2019г на разведку и добычу УВС на участке Аксайский).

Вариант 1 (базовый) является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки и выполнение проектных решений действующего проектного документа по переводу в добывающий фонд из наблюдательного фонда 1 скважины (№10D) с дальнейшим ее переводом под закачку на I объекте и расконсервации 2 скважин (№№10, 39) на I и III объекте по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», а также ввод 1 скважины из оценочного в добывающий фонд (А-3) по контрактной территории ТОО «Недра Ком».

Вариант 2 (рекомендуемый) на основе базового варианта предполагает дополнительные мероприятия по бурению 14 добывающих скважин (13 скважин по

территории ТОО «СП «Казгермунай», 1 скважина по территории ТОО «Недра Ком») на всех объектах разработки, а также предусматривает мероприятия по организации системы ППД на II и IV объектах (при переводе под закачку скважин №47 на II объекте и скважин №№107, 118 на IV объекте) на контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай».

Вариант 3 (дополнительный) предусматривает реализацию сценария варианта 2 и дополнительно ввод в разработку газоконденсатных залежей I объекта путем ввода в эксплуатацию 9 скважин (№№8, 14, 26, 42, 54, 71, 77, 83, 104), переводимых в газодобывающий фонд I объекта с прочих категорий или других объектов разработки, а также предусматривается организация системы ППД в зоне газоконденсатных залежей I объекта путем перевода под закачку 1 скважины (№53).

В данном «Отчете о возможных воздействиях» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Аксай» рассматривается воздействие на окружающую среду при реализации проектных решений только по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай».

В рамках доразведки месторождения Аксай на контрактной территории ТОО «СП Казгермунай» заложены две оценочные скважины №112, 116. Также предусмотрены резервные скважины №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128.

Таблица 4.1 -Адресная программа рекомендуемых ГТМ по вариантам разработки

№ скв.	Текущее состояние на 01.01.2026 г	Планируемый год	Планируемый ГТМ	№ варианта		
				1	2	3
I объект						
10D	В набл. фонде I объекта	2026	Ввод из прочих категорий	+	+	+
111	-	2026	Ввод из бурения с ГРП		+	+
10D	В набл. фонде I объекта	2027	Перевод под закачку	+	+	+
53	В набл. фонде I объекта	2027	Перевод под закачку			+
10	В консервации	2027	Расконсервация	+	+	+
14	В доб. фонде II объекта	2027	Ввод из прочих категорий			+
26	В доб. фонде III объекта	2027	Ввод из прочих категорий			+
83	В доб. фонде II объекта	2027	Ввод из прочих категорий			+
42	в набл. фонде	2028	Ввод из прочих категорий			+
54	в набл. фонде	2028	Ввод из прочих категорий			+
77	в набл. фонде	2028	Ввод из прочих категорий			+
71	в набл. фонде	2029	Ввод из прочих категорий			+
8	В доб. фонде III объекта	2029	Перевод между объектами			+
104	В доб. фонде II объекта	2029	Перевод между объектами			+
123	-	2029	Ввод из бурения с ГРП		+	+
II объект						
47	В доб. фонде II объекта	2027	Перевод под закачку		+	+
109	-	2029	Ввод из бурения с ГРП		+	+
117	-	2030	Ввод из бурения с ГРП		+	+
III объект						
114	-	2029	Ввод из бурения с ГРП		+	+
120	-	2030	Ввод из бурения с ГРП		+	+
122	-	2030	Ввод из бурения с ГРП		+	+
39	В консервации	2030	Расконсервация	+	+	+
IV объект						
106	-	2026	Ввод из бурения с ГРП		+	+
108	-	2026	Ввод из бурения с ГРП		+	+
113	-	2027	Ввод из бурения с ГРП		+	+
118	-	2028	Ввод из бурения с ГРП		+	+
118	В доб. фонде IV объекта	2029	Перевод под закачку		+	+
119	-	2029	Ввод из бурения с ГРП		+	+
107	В доб. фонде IV объекта	2030	Перевод под закачку		+	+
121	-	2030	Ввод из бурения с ГРП		+	+

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки ранее пробуренных скважин.

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

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

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

Проектные эксплуатационные скважины на месторождении Аксай предназначены для разработки 4-х объектов (I, II, III, IV) Центрального, Северного и Юго-Западного поднятий.

В рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Аксай» эксплуатационные скважины должны иметь следующую конструкцию:

➤ **Направление (бетонное кольцо) Ø 2300 мм** спускается на глубину 3м, с целью защиты устья скважины от размыва буровым раствором;

➤ **Кондуктор Ø 339,7 мм** спускается на глубину 50 м, цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО);

➤ **Промежуточная колонна Ø 244,5 мм** спускается на глубину 750 м, цементируется до устья с целью перекрытия пород палеогена, верхнего мела и верхней части нижнего мела, а также создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины;

➤ **Эксплуатационный колонна Ø 168,3 мм** спускается на проектную глубину 1700м с целью изоляции возможных продуктивных горизонтов и их испытания.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Принятая конструкция скважин приведена ниже.

Таблица 4.2 - Проектная конструкция добывающих скважин №№106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, оценочных скважин №112, 116 и резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 на контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай»

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента, (м)
	Долота	Колонны		
Направление	Установка бетонного кольца Ø 2300 мм, высотой 3м			
Кондуктор	444,5	339,7	50	До устья
Промежуточная колонна	311,15	244,5	750	До устья
Экс. колонна	215,9	168,3	1700	До устья

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательное применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении Аксай более полно отвечает буровая установка ZJ-30 или аналог. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

Основными критериями выбора буровой установки являются: горно-геологические и технико-технологические условия бурения, а также вес спускаемых обсадных и

бурильных колонн, грузоподъемность, мобильность, экологическая безопасность, экономичность в эксплуатации, уровень механизации технологических процессов.

Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам полная продолжительность цикла строительства вертикальных скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, оценочных скважин №№ 112, 116 и резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128, составила 46,8 суток.

Таблица 4.3 - Расчет продолжительности бурения проектных добывающих скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, оценочных скважин №№ 112, 116 и резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128, проектной глубиной 1700м

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	3
Бурение и крепление скважины, всего:	25
В том числе, бурение	9
крепление	16
Испытание	13,8
Полная продолжительность цикла строительства скважины	46,8

Конструкция скважин, параметры, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

4.1.1 Стационарные источники загрязнения

Далее рассматриваются стационарные источники воздействия на атмосферный воздух и сводные таблицы выбросов ЗВ при реализации проекта по всем вариантам разработки.

При строительстве новых скважин предварительно будет использоваться буровая установка ЗИ-30. Далее при разработке технического проекта на строительство скважин возможно марка буровой установки изменится.

Предварительные источники выбросов вредных веществ при реализации «Дополнения к проекту разработки месторождения Аксай» по первому варианту

При реализации данного проекта по первому варианту бурение новых добывающих скважин не предусматривается.

В рамках доразведки месторождения заложены две оценочные скважины №112, 116. Также предусмотрены резервные скважины №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной оценочной скважины являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.

- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:**Организованные источники:**

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементируочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:**Организованные источники:**

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0007, факельная установка.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 15 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 7, неорганизованных - 8.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной резервной скважины являются:

При СМР:**Организованные источники:**

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:**Организованные источники:**

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементируочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:**Организованные источники:**

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.

- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 14 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 8.

Технологический процесс при эксплуатации месторождения Аксай по всем вариантам разработки будет протекать одинаково.

Согласно технологической схеме источниками воздействия на атмосферный воздух *при эксплуатации месторождения по первому варианту* являются:

Организованные источники:

- Источник № 0001, Подогреватель путевой ПП-0,63.
- Источник № 0002, Подогреватель путевой ПП-1,6 (первый котел).
- Источник № 0003, Подогреватель путевой ПП-1,6 (второй котел).
- Источник № 0004, Подогреватель газа «ПГПТ-30М» А.
- Источник № 0005, Подогреватель газа «ПГПТ-30» В.
- Источник № 0006, Свеча рассеивания.
- Источник № 0007, ДЭС Ricardo 150 кВт.
- Источник № 0008, Дренажная емкость ГЗУ-1 V=8м³.
- Источник № 0009, Дренажная емкость ГЗУ-2 V=8м³.
- Источник № 0010, Дренажная емкость ГЗУ-3 V=8м³.
- Источник № 0011, Дренажная емкость ГЗУ-4 V=8м³.
- Источник № 0012, Дренажная емкость ГЗУ-5 V=8м³.
- Источник № 0013, Дренажная емкость Е-ЦПС=02 V=8м³.
- Источник № 0014, Дренажная емкость ЦПС V=63м³.
- Источник № 0015, Передвижная экологическая емкость 1-ед, V=30 м³.
- Источник № 0016, Факел ЦПС – Аксай.
- Источник № 0017, БАПР 10/03.
- Источник № 0018, БАПР 2.5/2.
- Источник № 0019, БАПР 2.5/2.

Неорганизованные источники

- Источник № 6001, Тех.блок ЦПС
- Источник № 6002, Компрессорная установка
- Источник № 6003, Камера запуска ЦПС-02 на УПГ1,2 м/р Акшабулак
- Источник № 6004, Камера запуска ЦПС-01 на УПН Нуралы
- Источник № 6005, Насосы мультифазные Netzsch
- Источник № 6006, С-ЦПС-01
- Источник № 6007, С-ЦПС-02
- Источник № 6008, С-ЦПС-03
- Источник № 6009, С-ЦПС-04
- Источник № 6010, Тех. блок ГЗУ-1
- Источник № 6011, Тех. блок ГЗУ-2
- Источник № 6012, Тех. блок ГЗУ-3
- Источник № 6013, Тех. блок ГЗУ-4
- Источник № 6014, Гараж, въезд, выезд 2-х автомашин на дизтопливе
- Источник № 6015, Утечки от ЗРА и ФС.

- Источник № 6016-6027, Добывающие скважины:
 - 2026г – 12 скважин;
 - 2027г – 12 скважин;
 - 2028г – 12 скважин;
 - 2029г – 11 скважин;
 - 2030г – 12 скважин;
 - 2031г – 12 скважин;
 - 2032г – 12 скважин;
 - 2033г – 12 скважин;
 - 2034г – 12 скважин;
 - 2035г – 12 скважин.

В целом по месторождению Аксай при эксплуатации по первому варианту разработки максимально выявлено: 46 стационарных источников загрязнения, из них организованных 19, неорганизованных 27.

Предварительные источники выбросов вредных веществ при реализации проекта по второму рекомендуемому варианту

При реализации данного проекта по второму рекомендуемому варианту предусматривается бурение 13 новых добывающих скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123.

В рамках доразведки месторождения заложены две оценочные скважины №112, 116. Также предусмотрены резервные скважины №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной добывающей скважины являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементирующий агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 14 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 8.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной оценочной скважины являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементировочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0007, факельная установка.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 15 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 7, неорганизованных - 8.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной резервной скважины являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.

- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементируочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 14 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 8.

Источниками воздействия на атмосферный воздух *при эксплуатации месторождения Аксай по второму варианту* являются:

Организованные источники:

- Источник № 0001, Подогреватель путевой ПП-0,63.
- Источник № 0002, Подогреватель путевой ПП-1,6 (первый котел).
- Источник № 0003, Подогреватель путевой ПП-1,6 (второй котел).
- Источник № 0004, Подогреватель газа «ПГПТ-30М» А.
- Источник № 0005, Подогреватель газа «ПГПТ-30» В.
- Источник № 0006, Свеча рассеивания.
- Источник № 0007, ДЭС Ricardo 150 кВт.
- Источник № 0008, Дренажная емкость ГЗУ-1 V=8м³.
- Источник № 0009, Дренажная емкость ГЗУ-2 V=8м³.
- Источник № 0010, Дренажная емкость ГЗУ-3 V=8м³.
- Источник № 0011, Дренажная емкость ГЗУ-4 V=8м³.
- Источник № 0012, Дренажная емкость ГЗУ-5 V=8м³.
- Источник № 0013, Дренажная емкость Е-ЦПС=02 V=8м³.
- Источник № 0014, Дренажная емкость ЦПС V=63м³.
- Источник № 0015, Передвижная экологическая емкость 1-ед, V=30 м³.
- Источник № 0016, Факел ЦПС – Аксай.
- Источник № 0017, БАПР 10/03.
- Источник № 0018, БАПР 2.5/2.
- Источник № 0019, БАПР 2.5/2.

Неорганизованные источники

- Источник № 6001, Тех.блок ЦПС

- Источник № 6002, Компрессорная установка
- Источник № 6003, Камера запуска ЦПС-02 на УПГ1,2 м/р Акшабулак
- Источник № 6004, Камера запуска ЦПС-01 на УПН Нуралы
- Источник № 6005, Насосы мультифазные Netzsch
- Источник № 6006, С-ЦПС-01
- Источник № 6007, С-ЦПС-02
- Источник № 6008, С-ЦПС-03
- Источник № 6009, С-ЦПС-04
- Источник № 6010, Тех. блок ГЗУ-1
- Источник № 6011, Тех. блок ГЗУ-2
- Источник № 6012, Тех. блок ГЗУ-3
- Источник № 6013, Тех. блок ГЗУ-4
- Источник № 6014, Гараж, въезд, выезд 2-х автомашин на дизтопливе
- Источник № 6015, Утечки от ЗРА и ФС.
- Источник № 6016-6040, Добывающие скважины:
 - 2026г – 15 скважин;
 - 2027г – 16 скважин;
 - 2028г – 17 скважин;
 - 2029г – 20 скважин;
 - 2030г – 25 скважин;
 - 2031г – 25 скважин;
 - 2032г – 25 скважин;
 - 2033г – 25 скважин;
 - 2034г – 25 скважин;
 - 2035г – 25 скважин.

В целом по месторождению Аксай при эксплуатации по второму варианту максимально выявлено: 59 стационарных источников загрязнения, из них организованных 19, неорганизованных 40.

Предварительные источники выбросов вредных веществ при реализации проекта по третьему дополнительному варианту

При реализации данного проекта по третьему дополнительному варианту предусматривается бурение 13 новых добывающих скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123.

В рамках доразведки месторождения заложены две оценочные скважины №112, 116. Также предусмотрены резервные скважины №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной добывающей скважины являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементировочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:**Организованные источники:**

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 14 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 8.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной оценочной скважины являются:

При СМР:**Организованные источники:**

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:**Организованные источники:**

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементировочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:**Организованные источники:**

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0007, факельная установка.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 15 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 7, неорганизованных - 8.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной резервной скважины являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементировочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 14 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 8.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения Аксай по третьему варианту являются:

Организованные источники:

- Источник № 0001, Подогреватель путевой ПП-0,63.
- Источник № 0002, Подогреватель путевой ПП-1,6 (первый котел).
- Источник № 0003, Подогреватель путевой ПП-1,6 (второй котел).
- Источник № 0004, Подогреватель газа «ПГПТ-30М» А.
- Источник № 0005, Подогреватель газа «ПГПТ-30» В.
- Источник № 0006, Свеча рассеивания.
- Источник № 0007, ДЭС Ricardo 150 кВт.

- Источник № 0008, Дренажная емкость ГЗУ-1 V=8м³.
- Источник № 0009, Дренажная емкость ГЗУ-2 V=8м³.
- Источник № 0010, Дренажная емкость ГЗУ-3 V=8м³.
- Источник № 0011, Дренажная емкость ГЗУ-4 V=8м³.
- Источник № 0012, Дренажная емкость ГЗУ-5 V=8м³.
- Источник № 0013, Дренажная емкость Е-ЦПС=02 V=8м³.
- Источник № 0014, Дренажная емкость ЦПС V=63м³.
- Источник № 0015, Передвижная экологическая емкость 1-ед, V=30 м³.
- Источник № 0016, Факел ЦПС – Аксай.
- Источник № 0017, БАПР 10/03.
- Источник № 0018, БАПР 2.5/2.
- Источник № 0019, БАПР 2.5/2.

Неорганизованные источники

- Источник № 6001, Тех.блок ЦПС
- Источник № 6002, Компрессорная установка
- Источник № 6003, Камера запуска ЦПС-02 на УПГ1,2 м/р Акшабулак
- Источник № 6004, Камера запуска ЦПС-01 на УПН Нуралы
- Источник № 6005, Насосы мультифазные Netzsch
- Источник № 6006, С-ЦПС-01
- Источник № 6007, С-ЦПС-02
- Источник № 6008, С-ЦПС-03
- Источник № 6009, С-ЦПС-04
- Источник № 6010, Тех. блок ГЗУ-1
- Источник № 6011, Тех. блок ГЗУ-2
- Источник № 6012, Тех. блок ГЗУ-3
- Источник № 6013, Тех. блок ГЗУ-4
- Источник № 6014, Гараж, въезд, выезд 2-х автомашин на дизтопливе
- Источник № 6015, Утечки от ЗРА и ФС.
- Источник № 6016-6046, Добывающие скважины:
 - 2026г – 15 скважин;
 - 2027г – 19 скважин;
 - 2028г – 23 скважин;
 - 2029г – 27 скважин;
 - 2030г – 31 скважин;
 - 2031г – 31 скважин;
 - 2032г – 30 скважин;
 - 2033г – 30 скважин;
 - 2034г – 28 скважин;
 - 2035г – 28 скважин.

В целом по месторождению Аксай при эксплуатации по третьему варианту максимально выявлено: 65 стационарных источников загрязнения, из них организованных 19, неорганизованных 46.

4.1.2 Предварительные расчеты выбросов вредных веществ

Предварительные расчеты выбросов вредных веществ при реализации проекта по первому варианту разработки

Ниже приведены сводные таблицы выбросов вредных веществ при строительстве оценочных скважин №№112, 116, резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

Таблица 4.4 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве оценочных скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК м.р., мг/м3	ПДК с.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	
							1 скв	2 скв
1	2	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)		0,04		3	0,01092	0,001573	0,003146
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,01	0,001		2	0,001153	0,000166	0,000332
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	2,48733464801	5,528633888	11,05726778
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	2,53302313001	6,351989691	12,70397938
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,82511220668	1,410953626	2,821907252
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	1,89004735219	3,10785293894	6,215705878
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,00137127973	0,00130957958	0,002619159
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	6,69153873333	10,114234663	20,22846933
0410	Метан (727*)			50		0,128298885	0,152973327	0,305946654
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,008628	0,0102842	0,0205684
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,03	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	0,383548954
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	0,383548954
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0,85288622001	1,926193858	3,852387716

2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		3	0,327363	0,047141	0,094282
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,000285	0,000041	0,000082
ВСЕГО :						15,90768146	29,03689573	58,07379145

Таблица 4.5 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК м.р, мг/м3	ПДК с.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	
							1 скв	7 скв
1	2	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0,04		3	0,01092	0,001573	0,011011
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,01	0,001		2	0,001153	0,000166	0,001162
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	1,87150000001	4,79436192	33,56053344
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	2,43295000001	6,232670496	43,62869347
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,31191666668	0,79906032	5,59342224
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,62383333335	1,59812064	11,18684448
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,00029283	0,0000237224	0,000166057
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	1,55958333333	3,9953016	27,9671112
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,008628	0,0102842	0,0719894

1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,03	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	1,342421338
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	1,342421338
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0,85288622001	1,926193858	13,48335701
2907	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		3	0,327363	0,047141	0,329987
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,000285	0,000041	0,000287
ВСЕГО :						8,151031383	19,7884867	138,519407

Таблица 4.6 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 10 лет (по первому варианту)

Ко д ЗВ	Наимено вание загрязня ющего вещества	Выброс веществ																				
		2026 г		2027 г		2028 г		2029 г		2030 г		2031 г		2032 г		2033 г		2034 г		2035 г		Итого за 10 лет
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
03 01	Азота (IV) диоксид	0,36760 75	1,50358 6686	0,36760 75	1,50358 6686	0,36760 75	1,50668 7254	0,36760 75	1,50358 6686	0,36764 7748	1,50485 5947	0,36760 75	1,50358 6686	0,36760 75	1,50668 7254	0,36760 75	1,50358 6686	0,36764 7748	1,50485 5947	0,36760 75	1,50358 6686	15,044 607
03 04	Азот (II) оксид	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05973 6229	0,24483 6679	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05974 277	0,24453 9092	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05973 6229	0,24483 6679	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05974 277	0,24453 9092	0,05973 6229	0,24433 2837	2,4447 486
03 28	Углерод	0,03299 155	0,38403 4572	0,03299 155	0,38403 4572	0,03299 155	0,38508 5045	0,03299 155	0,38403 4572	0,03302 509	0,38509 229	0,03299 155	0,38403 4572	0,03299 155	0,38508 5045	0,03299 155	0,38403 4572	0,03302 509	0,38509 229	0,03299 155	0,38403 4572	3,8445 621
03 30	Сера диоксид	0,19323 713028	4,51033 309	0,19323 713028	4,51033 309	0,19323 713028	4,52268 573518	0,19323 713028	4,51033 309	0,19331 988396	4,51294 280997	0,19323 713028	4,51033 309	0,19323 713028	4,52268 573518	0,19323 713028	4,51033 309	0,19331 988396	4,51294 280997	0,19323 713028	4,51033 309	45,133 256
03 33	Серовод ород	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 338583	0,01565 89476	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 345632	0,01561 896283	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 338583	0,01565 89476	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 345632	0,01561 896283	0,00128 338583	0,01561 67401	0,1562 563
03 37	Углерод оксид	0,46002 691111	5,74441 572	0,46002 691111	5,74441 572	0,46002 691111	5,76011 4048	0,46002 691111	5,74441 572	0,46036 231111	5,75499 2894	0,46002 691111	5,74441 572	0,46002 691111	5,76011 4048	0,46002 691111	5,74441 572	0,46002 231111	5,75499 2894	0,46002 691111	5,74441 572	57,496 708
04 10	Метан	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 067411	1,99697 5861	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 905911	1,99178 4072	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 067411	1,99697 5861	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 905911	1,99178 4072	0,06315 067411	1,99151 9643	19,926 638
04 15	Смесь углеводо родов предельн ых C1- C5	0,81269 1	10,4522 09304	0,81269 1	10,4522 09304	0,81269 1	10,4779 49104	0,81237 1	10,4422 09304	0,81269 1	10,4522 09304	0,81269 1	10,4522 09304	0,81269 1	10,4779 49104	0,81269 1	10,4522 09304	0,81269 1	10,4522 09304	0,81269 1	10,4522 09304	104,56 357
04 16	Смесь углеводо родов предельн ых C6- C10	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18348 27036	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18348 27036	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	1,8344 153
06 02	Бензол (64)	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,0233 8
06 16	Диметил бензол (смесь о- , м-, п- изомеров)	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,0162 35
06 21	Метилбе нзол (349)	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,0205 8
07 03	Бенз/а/п ирен	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	1,70000 00E-08	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,0000 0017
13 25	Формаль дегид	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,0015 3
27 04	Бензин	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,0087 6
27 54	Алканы C12-19 /в пересчет е на C/	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,0367 2
	В С Е Г О :	2,49228 3383	25,0402 0035	2,49228 3383	25,0402 0035	2,49228 3383	25,1041 959	2,49196 3383	25,0302 0035	2,49279 0322	25,0561 8713	2,49228 3383	25,0402 0035	2,49228 3383	25,1041 959	2,49228 3383	25,0402 0035	2,49279 0322	25,0561 8713	2,49228 3383	25,0402 0035	250,55 197

Предварительные расчеты выбросов вредных веществ при реализации второго варианта разработки

Ниже приведены сводные таблицы выбросов вредных веществ при строительстве 13 новых добывающих скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, оценочных скважин №№112, 116, резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения за 10 лет.

Таблица 4.7 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве новых добывающих скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК м.р, мг/м3	ПДК с.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	
							1 скв	13 скв
1	2	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0,04		3	0,01092	0,001573	0,020449
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,01	0,001		2	0,001153	0,000166	0,002158
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	1,87150000001	4,79436192	62,32670496
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	2,43295000001	6,232670496	81,02471645
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,31191666668	0,79906032	10,38778416
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,62383333335	1,59812064	20,77556832
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,00029283	0,0000237224	0,000308391
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	1,55958333333	3,9953016	51,9389208
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,008628	0,0102842	0,1336946
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,03	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	2,493068198
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	2,493068198
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на	1			4	0,85288622001	1,926193858	25,04052015

	С); Растворитель РПК-265П) (10)							
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		3	0,327363	0,047141	0,612833
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3	0,000285	0,000041	0,000533
В С Е Г О :						8,151031383	19,7884867	257,250327

Таблица 4.8 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве оценочных скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК м.р, мг/м3	ПДК с.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	
							1 скв	2 скв
1	2	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0,04		3	0,01092	0,001573	0,003146
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,01	0,001		2	0,001153	0,000166	0,000332
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	2,48733464801	5,528633888	11,05726778
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	2,53302313001	6,351989691	12,70397938
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,82511220668	1,410953626	2,821907252
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0,5	0,05		3	1,89004735219	3,10785293894	6,215705878

	Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,00137127973	0,00130957958	0,002619159
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	6,69153873333	10,114234663	20,22846933
0410	Метан (727*)			50		0,128298885	0,152973327	0,305946654
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,008628	0,0102842	0,0205684
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,03	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	0,383548954
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	0,383548954
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0,85288622001	1,926193858	3,852387716
2907	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		3	0,327363	0,047141	0,094282
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,000285	0,000041	0,000082
	В С Е Г О :					15,90768146	29,03689573	58,07379145

Таблица 4.9 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК м.р., мг/м3	ПДК с.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- нос- ти ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	
							1 скв	7 скв
1	2	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)		0,04		3	0,01092	0,001573	0,011011
0143	Марганец и его соединения (в	0,01	0,001		2	0,001153	0,000166	0,001162

	пересчете на марганца (IV) оксид) (327)							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	1,87150000001	4,79436192	33,56053344
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	2,43295000001	6,232670496	43,62869347
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,31191666668	0,79906032	5,59342224
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,62383333335	1,59812064	11,18684448
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,00029283	0,0000237224	0,000166057
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	1,55958333333	3,9953016	27,9671112
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,008628	0,0102842	0,0719894
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,03	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	1,342421338
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	1,342421338
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0,85288622001	1,926193858	13,48335701
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		3	0,327363	0,047141	0,329987
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,000285	0,000041	0,000287
	ВСЕГО :					8,151031383	19,7884867	138,519407

Таблица 4.10 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 10 лет (по второму варианту)

Ко д ЗВ	Наимено вание загрязня ющего веществ а	Выброс веществ																				
		2026 г		2027 г		2028 г		2029 г		2030 г		2031 г		2032 г		2033 г		2034 г		2035 г		Итого за 10 лет
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
03 01	Азота (IV) диоксид	0,36760 75	1,50358 6686	0,36760 75	1,50358 6686	0,36760 75	1,50668 7254	0,36760 75	1,50358 6686	0,36764 7748	1,50485 5947	0,36760 75	1,50358 6686	0,36760 75	1,50668 7254	0,36760 75	1,50358 6686	0,36764 7748	1,50485 5947	0,36760 75	1,50358 6686	15,044 607
03 04	Азот (II) оксид	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05973 6229	0,24483 6679	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05974 277	0,24453 9092	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05973 6229	0,24483 6679	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05974 277	0,24453 9092	0,05973 6229	0,24433 2837	2,4447 486
03 28	Углерод	0,03299 155	0,38403 4572	0,03299 155	0,38403 4572	0,03299 155	0,38508 5045	0,03299 155	0,38403 4572	0,03302 509	0,38509 229	0,03299 155	0,38403 4572	0,03299 155	0,38508 5045	0,03299 155	0,38403 4572	0,03302 509	0,38509 229	0,03299 155	0,38403 4572	3,8445 621
03 30	Сера диоксид	0,19323 713028	4,51033 309	0,19323 713028	4,51033 309	0,19323 713028	4,52268 573518	0,19323 713028	4,51033 309	0,19331 988396	4,51294 280997	0,19323 713028	4,51033 309	0,19323 713028	4,52268 573518	0,19323 713028	4,51033 309	0,19331 988396	4,51294 280997	0,19323 713028	4,51033 309	45,133 256
03 33	Серовод ород	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 338583	0,01565 89476	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 345632	0,01561 896283	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 338583	0,01565 89476	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 345632	0,01561 896283	0,00128 338583	0,01561 67401	0,1562 563
03 37	Углерод оксид	0,46002 691111	5,74441 572	0,46002 691111	5,74441 572	0,46002 691111	5,76011 4048	0,46002 691111	5,74441 572	0,46036 231111	5,75499 2894	0,46002 691111	5,74441 572	0,46002 691111	5,76011 4048	0,46002 691111	5,74441 572	0,46036 231111	5,75499 2894	0,46002 691111	5,74441 572	57,496 708
04 10	Метан	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 067411	1,99697 5861	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 905911	1,99178 4072	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 067411	1,99697 5861	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 905911	1,99178 4072	0,06315 067411	1,99151 9643	19,926 638
04 15	Смесь углеводо родов предельн ых C1- C5	0,81364 1	10,4822 19304	0,81395 1	10,4922 19304	0,81427 1	10,5280 99104	0,81522 1	10,5322 29304	0,81681 1	10,5822 39304	0,81681 1	10,5822 39304	0,81681 1	10,6083 29104	0,81681 1	10,5822 39304	0,81681 1	10,5822 39304	0,81681 1	10,5822 39304	105,55 429
04 16	Смесь углеводо родов предельн ых C6- C10	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18348 27036	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18348 27036	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	1,8344 153
06 02	Бензол (64)	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,0233 8
06 16	Диметил бензол (смесь о- , м-, п- изомеров)	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,0162 35
06 21	Метилбе нзол (349)	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,0205 8
07 03	Бенз/а/п ирен	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,0000 0017
13 25	Формаль дегид	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,0015 3
27 04	Бензин	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,0087 6
27 54	Алканы C12-19 /в пересчет е на C/	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,0367 2
	В С Е Г О :	2,49323 3383	25,0702 1035	2,49354 3383	25,0802 1035	2,49386 3383	25,1543 459	2,49481 3383	25,1202 2035	2,49691 0322	25,1862 1713	2,49640 3383	25,1702 3035	2,49640 3383	25,2345 759	2,49640 3383	25,1702 3035	2,49691 0322	25,1862 1713	2,49640 3383	25,1702 3035	251,54 269

Предварительные расчеты выбросов вредных веществ при реализации третьего варианта разработки

Ниже приведены сводные таблицы выбросов вредных веществ при строительстве 13 новых добывающих скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, оценочных скважин №№ 112, 116, резервных скважин №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения за 10 лет.

Таблица 4.11 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве новых добывающих скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК м.р, мг/м3	ПДК с.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	
							1 скв	13 скв
1	2	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (дижелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0,04		3	0,01092	0,001573	0,020449
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,01	0,001		2	0,001153	0,000166	0,002158
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	1,87150000001	4,79436192	62,32670496
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	2,43295000001	6,232670496	81,02471645
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,31191666668	0,79906032	10,38778416
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,62383333335	1,59812064	20,77556832
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,00029283	0,0000237224	0,000308391
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	1,55958333333	3,9953016	51,9389208
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,008628	0,0102842	0,1336946
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,03	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	2,493068198
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	2,493068198
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на	1			4	0,85288622001	1,926193858	25,04052015

	С); Растворитель РПК-265П) (10)							
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		3	0,327363	0,047141	0,612833
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3	0,000285	0,000041	0,000533
В С Е Г О :						8,151031383	19,7884867	257,250327

Таблица 4.12 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве оценочных скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК м.р, мг/м3	ПДК с.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	
							1 скв	2 скв
1	2	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0,04		3	0,01092	0,001573	0,003146
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,01	0,001		2	0,001153	0,000166	0,000332
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	2,48733464801	5,528633888	11,05726778
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	2,53302313001	6,351989691	12,70397938
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,82511220668	1,410953626	2,821907252
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0,5	0,05		3	1,89004735219	3,10785293894	6,215705878

	Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,00137127973	0,00130957958	0,002619159
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	6,69153873333	10,114234663	20,22846933
0410	Метан (727*)			50		0,128298885	0,152973327	0,305946654
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,008628	0,0102842	0,0205684
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,03	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	0,383548954
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	0,383548954
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0,85288622001	1,926193858	3,852387716
2907	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		3	0,327363	0,047141	0,094282
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,000285	0,000041	0,000082
В С Е Г О :						15,90768146	29,03689573	58,07379145

Таблица 4.13 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК м.р., мг/м3	ПДК с.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- нос- ти ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	
							1 скв	7 скв
1	2	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)		0,04		3	0,01092	0,001573	0,011011
0143	Марганец и его соединения (в	0,01	0,001		2	0,001153	0,000166	0,001162

	пересчете на марганца (IV) оксид) (327)							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	1,87150000001	4,79436192	33,56053344
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	2,43295000001	6,232670496	43,62869347
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,31191666668	0,79906032	5,59342224
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,62383333335	1,59812064	11,18684448
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,00029283	0,0000237224	0,000166057
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	1,55958333333	3,9953016	27,9671112
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,008628	0,0102842	0,0719894
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,03	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	1,342421338
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,07486000001	0,1917744768	1,342421338
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0,85288622001	1,926193858	13,48335701
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		3	0,327363	0,047141	0,329987
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,000285	0,000041	0,000287
	ВСЕГО :					8,151031383	19,7884867	138,519407

Таблица 4.14 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 10 лет (по третьему варианту)

Ко д ЗВ	Наимено вание загрязня ющего вещества	Выброс веществ																				
		2026 г		2027 г		2028 г		2029 г		2030 г		2031 г		2032 г		2033 г		2034 г		2035 г		Итого за 10 лет
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
03 01	Азота (IV) диоксид	0,36760 75	1,50358 6686	0,36760 75	1,50358 6686	0,36760 75	1,50668 7254	0,36760 75	1,50358 6686	0,36764 7748	1,50485 5947	0,36760 75	1,50358 6686	0,36760 75	1,50668 7254	0,36760 75	1,50358 6686	0,36764 7748	1,50485 5947	0,36760 75	1,50358 6686	15,044 607
03 04	Азот (II) оксид	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05973 6229	0,24483 6679	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05974 277	0,24453 9092	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05973 6229	0,24483 6679	0,05973 6229	0,24433 2837	0,05974 277	0,24453 9092	0,05973 6229	0,24433 2837	2,4447 486
03 28	Углерод	0,03299 155	0,38403 4572	0,03299 155	0,38403 4572	0,03299 155	0,38508 5045	0,03299 155	0,38403 4572	0,03302 509	0,38509 229	0,03299 155	0,38403 4572	0,03299 155	0,38508 5045	0,03299 155	0,38403 4572	0,03302 509	0,38509 229	0,03299 155	0,38403 4572	3,8445 621
03 30	Сера диоксид	0,19323 713028	4,51033 309	0,19323 713028	4,51033 309	0,19323 713028	4,52268 573518	0,19323 713028	4,51033 309	0,19331 988396	4,51294 280997	0,19323 713028	4,51033 309	0,19323 713028	4,52268 573518	0,19323 713028	4,51033 309	0,19331 988396	4,51294 280997	0,19323 713028	4,51033 309	45,133 256
03 33	Серовод ород	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 338583	0,01565 89476	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 345632	0,01561 896283	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 338583	0,01565 89476	0,00128 338583	0,01561 67401	0,00128 345632	0,01561 896283	0,00128 338583	0,01561 67401	0,1562 563
03 37	Углерод оксид	0,46002 691111	5,74441 572	0,46002 691111	5,74441 572	0,46002 691111	5,76011 4048	0,46002 691111	5,74441 572	0,46036 231111	5,75499 2894	0,46002 691111	5,74441 572	0,46002 691111	5,76011 4048	0,46002 691111	5,74441 572	0,46036 231111	5,75499 2894	0,46002 691111	5,74441 572	57,496 708
04 10	Метан	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 067411	1,99697 5861	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 905911	1,99178 4072	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 067411	1,99697 5861	0,06315 067411	1,99151 9643	0,06315 905911	1,99178 4072	0,06315 067411	1,99151 9643	19,926 638
04 15	Смесь углеводо родов предельн ых C1- C5	0,81364 1	10,4822 19304	0,81491 1	10,5222 19304	0,81617 1	10,5882 69104	0,81744 1	10,6022 39304	0,81871 1	10,6422 49304	0,81871 1	10,6422 49304	0,81839 1	10,6584 79104	0,81839 1	10,6322 39304	0,81776 1	10,6122 39304	0,81776 1	10,6122 39304	105,99 464
04 16	Смесь углеводо родов предельн ых C6- C10	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18348 27036	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18348 27036	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	0,36384 4	0,18343 12336	1,8344 153
06 02	Бензол (64)	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,00473 906	0,00233 80029	0,0233 8
06 16	Диметил бензол (смесь о- , м-, п- изомеро в)	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,00149 171	0,00162 350092	0,0162 35
06 21	Метилбе нзол (349)	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,00298 34	0,00205 800183	0,0205 8
07 03	Бенз/а/п ирен	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,00000 05	0,00000 0017	0,0000 0017
13 25	Формаль дегид	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,005	0,00015 3	0,0015 3
27 04	Бензин	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,00266 7	0,00087 6	0,0087 6
27 54	Алканы C12-19 /в пересчет е на C/	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,12083 3333	0,00367 2	0,0367 2
	В С Е Г О :	2,49323 3383	25,0702 1035	2,49450 3383	25,1102 1035	2,49576 3383	25,2145 159	2,49703 3383	25,1902 3035	2,49881 0322	25,2462 2713	2,49830 3383	25,2302 4035	2,49798 3383	25,2847 259	2,49798 3383	25,2202 3035	2,49786 0322	25,2162 1713	2,49735 3383	25,2002 3035	251,98 304

Ориентировочная качественная и количественная оценка выбросов в атмосферу загрязняющих веществ

По предварительным расчетным данным на месторождении Аксай стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по I варианту разработки:

- при бурении 7 резервных скважин **138,519407 тонн** загрязняющих веществ;
- при бурении 2 оценочных скважин **58,07379145 тонн** загрязняющих веществ;
- при эксплуатации месторождения за 2026-2035 годы всего за 10 лет **250,55197** тонн загрязняющих веществ.

по II варианту разработки (рекомендуемый):

- при бурении 13 добывающих скважин **257,250327 тонн** загрязняющих веществ;
- при бурении 7 резервных скважин **138,519407 тонн** загрязняющих веществ;
- при бурении 2 оценочных скважин **58,07379145 тонн** загрязняющих веществ;
- при эксплуатации месторождения за 2026-2035 годы всего за 10 лет **251,54269** тонн загрязняющих веществ.

по III варианту разработки:

- при бурении 13 добывающих скважин **257,250327 тонн** загрязняющих веществ;
- при бурении 7 резервных скважин **138,519407 тонн** загрязняющих веществ;
- при бурении 2 оценочных скважин **58,07379145 тонн** загрязняющих веществ;
- при эксплуатации месторождения за 2026-2035 годы всего за 10 лет **251,98304** тонн загрязняющих веществ.

4.2. Предварительный расчет рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе

В соответствии с нормами проектирования вновь создаваемых предприятий в Казахстане для оценки влияния выбросов вредных веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями РНД 211.2.01.01-97 «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий».

Данная методика предназначена для расчета приземных концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли. При этом «степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим параметрам, в том числе опасной скорости ветра».

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, принята в расчетах равным 200.

Расчет максимальных приземных концентрации, создаваемых выбросами от промышленной площадки выполнен:

- при нормальной загрузке технологического оборудования предприятия;
- при средней температуре самого жаркого месяца;
- с учетом фоновых концентраций загрязняющих веществ.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере для района проведения работ представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.15 – Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль)	-7,3
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	+37,1
Количество осадков за год (теплый период) мм	24,9
Количество осадков за год (холодный период) мм	80,2
Среднее число дней с пыльной бурей, дней	11

Расчеты рассеивания выполнены по всем ингредиентам и группам суммаций, присутствующим в выбросах источников загрязнения атмосферы производственных объектов с учетом фоновых концентраций.

Расчеты приземных концентраций выполнены по рекомендуемому 2 варианту разработки месторождения Аксай при поэтапном проведении планируемых работ с учетом одновременной работы технологического оборудования на каждом этапе.

В качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применялись значения максимально разовых предельно допустимых концентраций веществ в атмосферном воздухе для населенных мест и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ). Значения ПДК и ОБУВ приняты на основании действующих санитарно-гигиенических нормативов (СанПиН) Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15.

Анализ результатов расчета химического загрязнения атмосферы

Анализ проведенных расчетов загрязнения атмосферы показал, что приземные концентрации по всем веществам не превысят 1,0 ПДК на границе санитарно-защитной зоны ни по одному из веществ, т.е. выбросы вредных веществ не создадут концентраций, превышающих предельно допустимый уровень на границе СЗЗ.

Расчетом определена область воздействия, границы которой не выходят за границы санитарно-защитной зоны.

Таким образом, для всех ингредиентов выполняется следующее условие:
 $C_p + C_{ф} < ПДК$.

По всем остальным ингредиентам величины приземных концентраций на границе СЗЗ значительно ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами. Санитарно-защитная зона месторождения составляет 1000м.

4.3 Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Согласно «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» утвержденный правительством РК от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 размер утвержденной санитарно-защитной зоны для месторождения Аксай составляет 1000м.

Концентрации всех загрязняющих веществ при бурении новых скважин и при эксплуатации месторождения в 2026-2035гг не превышают 1 ПДК на границе СЗЗ.

4.4 Водоснабжение и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра здравоохранения РК от 20 февраля 2023 года №26 «Санитарно-эпидемиологические требования к водопользованию, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

Для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд на площадке м/р Аксай используется привозная вода.

Далее представлены предварительные расчеты водопотребления и водоотведения при реализации проектных решений на месторождении Аксай.

Расчет норм водопотребления и водоотведения производится согласно СНиП РК 4.01-02-2009 при:

Норма расхода воды на питьевые и хозяйственные нужды для одного человека составляет – 150,0 л/сут.

Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при реализации 1 варианта разработки

Таблица 4.16 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин №№112,116 проектной глубиной 1700м согласно 1 варианту

Потребитель	Цикл строительства, сутки	Кол-во, чел	Расход воды, м³/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
При строительстве 1 оценочной скважины							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	46,8	60	0,15	9	421,2	9	421,2
Итого:					421,2		421,2
При строительстве 2 оценочных скважин (№№112,116)							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	93,6	60	0,15	18	842,4	18	842,4
Итого:					842,4		842,4

Таблица 4.17 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №№110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 проектной глубиной 1700м согласно 1 варианту

Потребитель	Цикл строительства, сутки	Кол-во, чел	Расход воды, м³/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
При строительстве 1 резервной скважины							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	46,8	60	0,15	9	421,2	9	421,2
Итого:					421,2		421,2
При строительстве 7 резервных скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	327,6	60	0,15	63	2948,4	63	2948,4
Итого:					2948,4		2948,4

Таблица 4.18 - Предварительный расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения по первому варианту разработки на 2026-2035 гг

Потребитель	Цикл строи- тельства, сутки	Кол-во, чел	Норма водопотребления, м³/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/ цикл	м³/сут.	м³/ цикл
За 2026 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2027 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2028 год							

Питьевые и хозяйственные нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2029 год							
Питьевые и хозяйственные нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2030 год							
Питьевые и хозяйственные нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2031 год							
Питьевые и хозяйственные нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2032 год							
Питьевые и хозяйственные нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2033 год							
Питьевые и хозяйственные нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2034 год							
Питьевые и хозяйственные нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2035 год							
Питьевые и хозяйственные нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
Всего:					32850		32850

Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при реализации 2 рекомендуемого варианта разработки

Таблица 4.19 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве добывающих скважин №№106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123 проектной глубиной 1700м согласно 2 варианту

Потребитель	Цикл строительства, сутки	Кол-во чел	Расход воды, м³/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
При строительстве 1 добывающей скважины							
Питьевые и хозяйственные нужды	46,8	60	0,15	9	421,2	9	421,2
Итого:					421,2		421,2
При строительстве 13 добывающих скважин							
Питьевые и хозяйственные нужды	608,4	60	0,15	117	5475,6	117	5475,6
Итого:					5475,6		5475,6

Таблица 4.20 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин №№112,116 проектной глубиной 1700м согласно 2 варианту

Потребитель	Цикл	Кол-	Расход	Водопотребление	Водоотведение
-------------	------	------	--------	-----------------	---------------

	строительства, сутки	во. чел	воды, м³/сут	м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
При 1 оценочной скважины							
Питьевые и хозяйственные нужды	46,8	60	0,15	9	421,2	9	421,2
Итого:					421,2		421,2
При 2 оценочных скважинах (№№112,116)							
Питьевые и хозяйственные нужды	93,6	60	0,15	18	842,4	18	842,4
Итого:					842,4		842,4

Таблица 4.21 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №№110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 проектной глубиной 1700м согласно 2 варианту

Потребитель	Цикл строительства, сутки	Кол- во. чел	Расход воды, м³/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
При 1 резервной скважины							
Питьевые и хозяйственные нужды	46,8	60	0,15	9	421,2	9	421,2
Итого:					421,2		421,2
При 7 резервных скважин							
Питьевые и хозяйственные нужды	327,6	60	0,15	63	2948,4	63	2948,4
Итого:					2948,4		2948,4

Таблица 4.22 – Предварительный расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения по второму варианту разработки на 2026-2035 гг

Потребитель	Цикл строи- тельства, сутки	Кол-во, чел	Норма водопотребления, м³/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/ цикл	м³/сут.	м³/ цикл
За 2026 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:				3285		3285	
За 2027 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:				3285		3285	
За 2028 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:				3285		3285	
За 2029 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:				3285		3285	
За 2030 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:				3285		3285	
За 2031 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285

Итого:					3285		3285
За 2032 год							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2033 год							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2034 год							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2035 год							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
Всего:					32850		32850

Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при реализации 3 варианта разработки

Таблица 4.23 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве добывающих скважин №№106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123 проектной глубиной 1700м согласно 3 варианту

Потребитель	Цикл строительства, сутки	Кол-во, чел	Расход воды, м³/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
При строительстве 1 добывающей скважины							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	46,8	60	0,15	9	421,2	9	421,2
Итого:					421,2		421,2
При строительстве 13 добывающих скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	608,4	60	0,15	117	5475,6	117	5475,6
Итого:					5475,6		5475,6

Таблица 4.24 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин №№112,116 проектной глубиной 1700м согласно 3 варианту

Потребитель	Цикл строительства, сутки	Кол-во, чел	Расход воды, м³/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
При 1 оценочной скважины							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	46,8	60	0,15	9	421,2	9	421,2
Итого:					421,2		421,2
При 2 оценочных скважин (№№112,116)							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	93,6	60	0,15	18	842,4	18	842,4
Итого:					842,4		842,4

Таблица 4.25 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №№110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 проектной глубиной 1700м согласно 3 варианту

Потребитель	Цикл строительства, сутки	Кол-во, чел	Расход воды, м³/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл

	сутки	чел	м³/сут				
1	2	3	4	5	6	7	8
При 1 резервной скважины							
Питьевые и хозяйственные нужды	46,8	60	0,15	9	421,2	9	421,2
Итого:					421,2		421,2
При 7 резервных скважин							
Питьевые и хозяйственные нужды	327,6	60	0,15	63	2948,4	63	2948,4
Итого:					2948,4		2948,4

Таблица 4.26 – Предварительный расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения по третьему варианту разработки на 2026-2035 гг

Потребитель	Цикл строи- тельства, сутки	Кол-во, чел	Норма водопотребления, м³/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/ цикл	м³/сут.	м³/ цикл
За 2026 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2027 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2028 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2029 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2030 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2031 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2032 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2033 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2034 год							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
За 2035 год							

Питьевые и хозяйственные нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:					3285		3285
Всего:					32850		32850

Хозяйственно-бытовые сточные воды на площадке месторождения отводятся в септики, по мере накопления вывозятся на площадку очистных сооружений вахтового поселка Нуралы.

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивает высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

Предварительный вариант расчета объема сточных вод произведен согласно Приказу Министра ООС РК «Об утверждении методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от «3» мая 2012г №129-Ө:

Объем буровых сточных вод ($V_{БСВ}$) рассчитывается согласно нижеследующей формуле:

$$V_{БСВ} = 2 \times V_{обр}$$

по I варианту разработки:

- при бурении 1 оценочной скважины составит $394,5040 \text{ м}^3$, при бурении 2 оценочных скважин составит **789,008 м^3** .
- при бурении 1 резервной скважины составит $394,5040 \text{ м}^3$, при бурении 7 резервных скважин составит **2761,528 м^3** .

по II (рекомендуемый) и III варианту разработки:

- при бурении 1 оценочной скважины составит $394,5040 \text{ м}^3$, при бурении 2 оценочных скважин составит **789,008 м^3** .
- при бурении 1 резервной скважины составит $394,5040 \text{ м}^3$, при бурении 7 резервных скважин составит **2761,528 м^3** .
- при бурении 1 добывающей скважины составит $394,5040 \text{ м}^3$, при бурении 13 добывающих скважин составит **5128,552 м^3** .

Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, далее по мере накопления вывозятся согласно договору с подрядной организацией для дальнейшей переработки.

4.5 Программа управления отходами

Физические и юридические лица, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются отходы, обязаны предусмотреть меры безопасного обращения с ними, соблюдать экологические и санитарно-эпидемиологические требования и выполнять мероприятия по их утилизации, обезвреживанию и безопасному удалению.

Согласно ст.335 Экологического Кодекса РК операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Программа управления отходами для объектов I категории разрабатывается с учетом необходимости использования наилучших доступных техник в соответствии с заключениями по наилучшим доступным техникам, разрабатываемыми и утверждаемыми

в соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021 года № 400-VI ЗРК.

В процессе разработки месторождения Аксай образуются твердые и жидкие отходы. Отходы оказывают негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду.

В процессе бурения и эксплуатации месторождения проектом предусмотрено использование емкостей для временного сбора отходов с последующей транспортировкой отходов автотранспортом для захоронения, что исключает попадание их на почву.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при эксплуатации месторождения;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- коммунальные отходы;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;

Отходы, образующиеся от деятельности подрядных компаний, удаляются с контрактной территории месторождения Аксай силами самих подрядных компаний, и далее передаются специализированным организациям для последующей их утилизации или переработки, в соответствии с заключенными Договорами.

Складирование и временное накопление отходов производства и потребления производится по месту их образования на специально отведенных и оборудованных площадках – в герметичных емкостях и контейнерах, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды. Площадки, на которых установлены сборные емкости и контейнеры отделены от открытого грунта бетонными перекрытиями с бордюрными ограждениями. Транспортировка отходов от мест временного накопления к местам специализированных сторонних организаций для дальнейшего обращения с отходами осуществляется специализированным грузовым автотранспортом, исключающим утрату отходов по пути следования, а также обеспечивающим удобство и безопасность при перегрузке.

Буровой шлам (БШ) (01 05 06*) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна $2,1 \text{ т/м}^3$, при соприкосновении с отработанным буровым раствором происходит разбухание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы 1,2, тогда плотность бурового шлама равна: $2,1:1,2=1,75 \text{ т/м}^3$.

Отработанный буровой раствор (ОБР) (01 05 06*) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.

Металлом (17 04 07*) - собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозится по договору со специализированной организацией.

Коммунальные отходы (20 03 01*) – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в металлические контейнеры и вывозятся согласно договору со специализированной организацией.

Уровень опасности твердо-бытовых отходов – «Зеленый список ГО₀₆₀».

Согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденным приказом Министра здравоохранения РК от 25 декабря 2020г №ҚР ДСМ-331/2020 срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0 оС и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Промасленная ветошь (20 03 01*). Образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. По мере накопления отходы будут собираться в контейнеры и транспортироваться согласно договору со специализированной организацией.

Огарки сварочных электродов (12 01 13*) – представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования.

Уровень опасности огарков электродов – «Зеленый список ГА₀₈₀».

Отработанные масла (13 02 08*) – образуются после истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества при использовании в транспорте. По мере накопления отходы будут собираться в контейнеры и транспортироваться согласно договору со специализированной организацией, которая будет определена перед началом работ.

Расчет количества образования отходов

Расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) согласно приказом Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-Ө.

Предварительный расчет количества образования отходов производства и потребления при строительстве новых скважин

При бурении одной добывающей скважины проектной глубиной 1700 м

Объем скважины:

Расчет объема скважины производится по формуле:

$$V_{\text{скв}} = K * \pi * R^2 * L,$$

где: **K** – коэффициент кавернозности;

R – внутренний радиус обсадной колонны;

L – глубина скважины (длина интервала), м.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице ниже.

Таблица 4.27 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины проектной глубиной 1700м

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R, м</i>	<i>R², м²</i>	<i>L, м</i>	<i>V_{скв}, м³</i>
1	2	3	4	5	6	7
0-50	1,2	3,14	0,22225	0,0494	50	9,3060
50-750	1,15	3,14	0,15558	0,0242	700	61,1794
750-1700	1,1	3,14	0,10795	0,0117	950	38,2377
V_{скв} =						108,723

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{п}} \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 108,723 \times 1,2 = 130,4677 \text{ м}^3$$

$$V_{ш} = 228,3185 \text{ тонн}$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами.

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 108,723 + 0,5 \times 120 = 197,2520 \text{ м}^3$$

$$V_{обр} = 248,538 \text{ тонн}$$

Коммунальные отходы

Расчет образования коммунальных отходов рассчитан согласно Приложения 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Норма образования бытовых отходов определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на промышленных предприятиях – $0,3 \text{ м}^3/\text{год}$, плотность отхода – $0,25 \text{ т/м}^3$.

Расчет образования отходов производится по формуле:

$$M = n \times q \times \rho, \text{ т/год},$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, $\text{м}^3/\text{чел} \cdot \text{год}$;

ρ – плотность ТБО, т/м^3 .

Таблица 4.28 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины глубиной 1700м

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, $\text{м}^3/\text{год}$	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м^3	Количество ТБО, т/пер.
Вахтовый поселок при строительстве	60	0,3	46,8	0,25	0,5770
Итого:					0,5770

Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

где: N – количество промасленной ветоши, т/год;

M_o – поступающее количество ветоши, $0,12 \text{ т/год}$;

M – норматива содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 \times M_o$$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 \times M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,12 + 0,0144 + 0,018 = 0,1524 \text{ т/год}$$

Металлолом

$$N = M \times \alpha, \text{ т/год},$$

где: M – расход черного металла при металлообработке, т/год; $0,1$;

α – коэффициент образования стружки при металлообработке $\alpha = 0,04$.

$$N = 0,1 \times 0,04 = 0,004 \text{ т/период}$$

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{ост} \times \alpha,$$

где: $M_{\text{ост}}$ – расход электродов, 0,1 т/год;

α – остаток электрода, 0,015.

$$N = 0,1 * 0,015 = 0,0015 \text{ т/год.}$$

Отработанные масла

Количество отработанного масла производится по формуле (Согласно Приложение №16 «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» №100-п от 18.04.2008г.):

$$N = (N_b + N_d) * 0,25;$$

$$N_b = Y_b * H_b * p$$

$$N_d = Y_d * H_d * p$$

где:

0,25 – доля потерь масла от общего его количества;

N_b – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине;

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на дизельном топливе;

Y_b – расход бензина за год, м^3

Y_d – расход дизельного топлива за год, м^3

H_b – норма расхода масла, 0,024 л/л расхода топлива

H_d – норма расхода масла, 0,032 л/л расхода топлива

p – Плотность моторного масла, 0,930 т/м³

Таблица 4.29 - Расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважины

вид скважина	Расход. Ум^3	Норма расхода моторного масла. л/100 л топлива H	Плотность масла. т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер.	Отработан- ное масло, т/пер.
при бурении скважины проектной глубиной 1700 м	191,77	0,032	0,93	5,7071	1,4268

Предварительный расчет количества образования отходов производства и потребления при эксплуатации месторождения

Металлолом

При металлообработке образуется металлическая стружка. Расчет образования металлической стружки изведён по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утверждённой Приказом МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha, \text{ т/год,}$$

где: M – расход черного металла при металлообработке, т/год; 0,1;

α – коэффициент образования стружки при металлообработке $\alpha = 0,04$.

$$N = 0,1 * 0,04 = 0,004 \text{ т/период}$$

Коммунальные отходы

Расчет образования ТБО рассчитан согласно Приложения 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Норма образования бытовых отходов определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на пром. предприятиях – 0,3м³/год, плотность отхода – 0,25т/м³.

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

$$M = n * q * \rho \text{ т/год,}$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м³/чел*год;

ρ – плотность ТБО, т/м³.

Таблица 4.30- Образование коммунальных отходов при эксплуатации месторождения

№	Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м ³ /год	Время работы, сут/год	Плотность ТБО, т/м ³	Количество ТБО, т/год
1	Вахтовый поселок	60	0,3	365	0,25	4,5
Итого:						4,5

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

где: N – количество промасленной ветоши, т/год;

M_o – поступающее количество ветоши, 0,12 т/год;

M – норматива содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_o$$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 * M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,12 + 0,0144 + 0,018 = 0,1524 \text{ т/период.}$$

Огарки сварочных электродов

Огарки сварочных электродов определяется по формуле:

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

где: M_{ост} - расход электродов, 100 кг/год;

α - остаток электрода, 0,015.

$$N = 100 * 0,015 = 1,5 \text{ кг/год} = 0,0015 \text{ т/год.}$$

Ниже представлены предварительные виды и количество отходов, образующиеся при реализации первого варианта разработки месторождения Аксай

Таблица 4.31 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве оценочных скважин №№112,116 проектной глубиной 1700м согласно 1 варианту

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	2 скв
Всего:	-	479,0182	958,0364
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	478,4412	956,8824
<i>отходов потребления</i>	-	0,577	1,154

Опасные отходы			
Буровой шлам	-	228,3185	456,637
Отработанный буровой раствор	-	248,538	497,076
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,3048
Отработанные масла	-	1,4268	2,8536
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	0,5770	1,154
Металлолом	-	0,004	0,008
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,003

Таблица 4.32 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве резервных скважин №№110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 проектной глубиной 1700м согласно 1 варианту

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	7 скв
Всего:	-	479,0182	3353,1274
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	478,4412	3349,0884
<i>отходов потребления</i>	-	0,577	4,039
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	228,3185	1598,2295
Отработанный буровой раствор	-	248,538	1739,77
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	1,0668
Отработанные масла	-	1,4268	9,9876
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	0,5770	4,039
Металлолом	-	0,004	0,028
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,0105

Таблица 4.33 – Лимиты накопления отходов при эксплуатации месторождения Аксай за 2026-2035гг по первому варианту

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
2026 год		
Всего:	-	4,6579
в т.ч. отходов производства	-	0,1579
отходов потребления	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2027 год		
Всего:	-	4,6579
в т.ч. отходов производства	-	0,1579
отходов потребления	-	4,5

Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2028 год		
Всего:	-	4,6579
в т.ч. отходов производства	-	0,1579
отходов потребления	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2029 год		
Всего:	-	4,6579
в т.ч. отходов производства	-	0,1579
отходов потребления	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2030 год		
Всего:	-	4,6579
в т.ч. отходов производства	-	0,1579
отходов потребления	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2031 год		
Всего:	-	4,6579
в т.ч. отходов производства	-	0,1579
отходов потребления	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2032 год		
Всего:	-	4,6579
в т.ч. отходов производства	-	0,1579
отходов потребления	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2033 год		

Всего:	-	4,6579
в т.ч. отходов производства	-	0,1579
отходов потребления	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2034 год		
Всего:	-	4,6579
в т.ч. отходов производства	-	0,1579
отходов потребления	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2035 год		
Всего:	-	4,6579
в т.ч. отходов производства	-	0,1579
отходов потребления	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015

Ниже представлены предварительные виды и количество отходов, образующиеся при реализации второго рекомендуемого варианта разработки месторождения Аксай

Таблица 4.34 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве добывающих скважин №№106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123 проектной глубиной 1700м согласно 2 варианту

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	13 скв
Всего:	-	479,0182	6227,2366
в т.ч. отходов производства	-	478,4412	6219,7356
отходов потребления	-	0,577	7,501
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	228,3185	2968,1405
Отработанный буровой раствор	-	248,538	3230,994
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	1,9812
Отработанные масла	-	1,4268	18,5484
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	0,577	7,501
Металлолом	-	0,004	0,052
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,0195

Таблица 4.35 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве оценочных скважин №№112,116 проектной глубиной 1700м согласно 2 варианту

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	2 скв
Всего:	-	479,0182	958,0364
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	478,4412	956,8824
<i>отходов потребления</i>	-	0,577	1,154
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	228,3185	456,637
Отработанный буровой раствор	-	248,538	497,076
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,3048
Отработанные масла	-	1,4268	2,8536
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	0,5770	1,154
Металлолом	-	0,004	0,008
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,003

Таблица 4.36 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве резервных скважин №№110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 проектной глубиной 1700м согласно 2 варианту

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	7 скв
Всего:	-	479,0182	3353,1274
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	478,4412	3349,0884
<i>отходов потребления</i>	-	0,577	4,039
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	228,3185	1598,2295
Отработанный буровой раствор	-	248,538	1739,77
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	1,0668
Отработанные масла	-	1,4268	9,9876
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	0,5770	4,039
Металлолом	-	0,004	0,028
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,0105

Таблица 4.37 – Лимиты накопления отходов при эксплуатации месторождения Аксай за 2026-2035гг по 2 варианту

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
2026 год		

Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2027 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2028 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2029 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2030 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2031 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5

Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2032 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2033 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2034 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2035 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015

Ниже представлены предварительные виды и количество отходов, образующиеся при реализации третьего варианта разработки месторождения Аксай

Таблица 4.38 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве добывающих скважин №№106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123 проектной глубиной 1700м согласно 3 варианту

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	13 скв
Всего:	-	479,0182	6227,2366
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	478,4412	6219,7356

<i>отходов потребления</i>	-	0,577	7,501
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	228,3185	2968,1405
Отработанный буровой раствор	-	248,538	3230,994
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	1,9812
Отработанные масла	-	1,4268	18,5484
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	0,577	7,501
Металлолом	-	0,004	0,052
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,0195

Таблица 4.39 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве оценочных скважин №№112,116 проектной глубиной 1700м согласно 3 варианту

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	2 скв
Всего:	-	479,0182	958,0364
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	478,4412	956,8824
<i>отходов потребления</i>	-	0,577	1,154
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	228,3185	456,637
Отработанный буровой раствор	-	248,538	497,076
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,3048
Отработанные масла	-	1,4268	2,8536
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	0,5770	1,154
Металлолом	-	0,004	0,008
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,003

Таблица 4.40 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве резервных скважин №№110, 115, 124, 125, 126, 127, 128 проектной глубиной 1700м согласно 3 варианту

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	7 скв
Всего:	-	479,0182	3353,1274
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	478,4412	3349,0884
<i>отходов потребления</i>	-	0,577	4,039
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	228,3185	1598,2295
Отработанный буровой раствор	-	248,538	1739,77
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	1,0668
Отработанные масла	-	1,4268	9,9876

Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	0,5770	4,039
Металлолом	-	0,004	0,028
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,0105

Таблица 4.41 – Лимиты накопления отходов при эксплуатации месторождения Аксай за 2026-2035гг по 3 варианту

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
2026 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2027 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2028 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2029 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2030 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		

Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2031 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2032 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2033 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2034 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2035 год		
Всего:	-	4,6579
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,1579
<i>отходов потребления</i>	-	4,5
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,5
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015

4.7 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду

Основными принципами компании проведения работ в области обращения с отходами являются:

- охрана здоровья человека, поддержание или восстановление благоприятного состояния окружающей природной среды и сохранение биологического разнообразия;
- комплексная переработка или утилизация отходов в целях уменьшения количества отходов на территории участка.

Скопление и неправильное хранение отходов на территории участка может оказать влияние на все компоненты экосистемы:

- Атмосферный воздух;
- Подземные и поверхностные воды;
- Почвенно-растительный покров;
- Животный мир.

Анализ данных показал, что влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения проектных решений и соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм. Уровень воздействия при образовании отходов производства и потребления будет минимальным, временным.

4.8 Охрана труда и техника безопасности при проведении работ.

Все полевые работы будут производиться в соответствии с действующими Правилами и инструкциями при проведении геологоразведочных работ. Перед началом полевых работ будут проводиться инструктажи на знание техники безопасности и приниматься экзамены. Все бригады партии будут обеспечены медицинскими аптечками.

Согласно проектным данным все работники в соответствии с «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» будут обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

Перед началом полевых работ будет произведен технический осмотр состояния и оборудования транспортных средств.

До начала работ предусматривается полный месячный тест, чтобы убедиться, что все технологическое оборудование функционирует в пределах технических описаний изготовителя, а также находится в пределах допуска Технических Стандартов. Будет обеспечена двусторонняя связь с офисом, полевыми базами и бригадами. Проектом предусматривается обучение рабочих бригад мероприятиям по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»).

Буровая установка и полевой лагерь будут обеспечены противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения. В каждой смене будет ответственный за противопожарную безопасность. Для предупреждения аварийных ситуаций отряды и бригады будут иметь долговременные и краткосрочные прогнозы погоды. Для оперативного принятия мер при непредсказуемых ситуациях согласован и предусмотрен план по безопасному ведению работ.

4.9 Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами

При проведения работ следует предусмотреть проведение следующих природоохранных мероприятий:

- жидкие химреагенты хранятся в цистернах на промплощадке ГСМ;
- буровая установка монтируется с учетом розы ветров, рельефа местности, для обеспечения течения жидкостей самотеком в технологические емкости;
- отработанные масла собираются в металлические емкости и вывозятся на промышленную базу для дальнейшей регенерации;
- соблюдать все правила проведения работ;

- проводить работы в пределах отведенной во временное пользование территории;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;
- использовать специальные емкости для сбора отработанных масел;
- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов (отработанных масел и топлива);
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
- обратное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- рекультивация земель, выданных во временное пользование.

4.10 Рекультивация земель

Согласно Земельному кодексу Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-ІІ (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.) статья 140, глава, Глава 17 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

- рекультивацию нарушенных земель, восстановлению их плодородия и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;
- снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земли.

После окончания работ и при сдаче территорию в государство оператор должен вести работы по восстановлению земельного участка в соответствии с проектными решениями. Рекультивация земель включает в себя два этапа: технический и биологический.

Рекультивационные работы при реализации данного проекта будут рассмотрены другим техническим проектом.

5 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Комплексная (интегральная) оценка воздействия на окружающую среду при разработке месторождения Аксай выполнена на основе покомпонентной оценки воздействия основных производственных операций, планируемых на участке в процессе реализации проекта.

Для компонентов природной среды методология определяет значимость каждого критерия, основанного на градации масштабов воздействия от 1 до 4 баллов. Каждый критерий разработан на основе практического опыта специалистов, полученного при выполнении аналогичных проектов и знания окружающей среды.

Значимость воздействия определяется исходя из величины интегральной оценки. В данной методике приняты три категории значимости воздействия (см. таблицу 5.1.).

Категории (градации) значимости являются едиными для всех компонентов природной среды и для различных воздействий. Такой подход обеспечивает сопоставимость оценок воздействия и прозрачность процесса оценки воздействия на ОС.

Таблица 5.1 - Градации значимости воздействий

Категории воздействия, балл			Интегральная оценка, балл	Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1	1-8	Низкая
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	8		
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	27	9-27	Средняя
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4	64	28-64	Высокая

В таблице 5.2 представлены количественные характеристики критериев оценки, которые были приняты при разработке данного Отчета о возможных воздействиях к «Дополнению к проекту разработки месторождения Аксай».

Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Локальный (1)	площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении 10-100 м от линейного объекта
Ограниченный (2)	площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении 100-1000 м от линейного объекта
Местный (3)	площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
Региональный (4)	площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
Кратковременный (1)	до 6-и месяцев
Средней продолжительности (2)	от 6-и месяцев до 1-го года
Продолжительный (3)	от 1-го года до 3-х лет
Многолетний (4)	продолжительность воздействия более 3-х лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Незначительная (1)	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости;
Слабая (2)	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, природная среда полностью самовосстанавливается;
Умеренная (3)	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
	сохраняет способность к самовосстановлению;
Сильная (4)	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Низкая (1-8)	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
Средняя (9-27)	Интенсивность воздействия имеет широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел
Высокая (28-64)	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или, когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов.

Результаты комплексной оценки воздействия планируемых работ на окружающую среду в штатном режиме представляются в табличной форме в порядке их планирования. Для каждого этапа проектных работ определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень источников и видов воздействия для данного компонента среды, а в вертикальных – категории воздействия с баллами. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (т.е. высокий, средний, низкий). Такая матрица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

5.1 Предварительная оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

В настоящем разделе приводятся характер и ожидаемые масштабы воздействия на атмосферный воздух с учетом их вероятности, продолжительности и частоты, предполагаемые объемы и качественная характеристика выбрасываемых загрязняющих веществ в результате осуществления намечаемой деятельности.

Источниками воздействия на атмосферный воздух, является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательных производств, необходимые для выполнения планируемых работ. На основе запланированных работ была проведена инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважин и при эксплуатации месторождения. Перечень источников выбросов представлен в разделе 4.

По высоте источники делятся на наземные (2м.), низкие (2-10 м), источники средней высоты (10-50м) и высокие источники (50м и более); по температуре на холодные (10-50) и горячие (200-800).

Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик и паспортов действующего оборудования, расходов сырья и материалов.

Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при бурении скважин				
Выбросы ЗВ в атмосферу от буровой установки	Локальный 1	Кратковременный 1	Слабая 2	Низкая значимость 2

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от автотранспорта. Пыление дорог при движении автотранспорта	Локальный 1	Кратковременный 1	Слабая 2	Низкая значимость 2
Выбросы ЗВ в атмосферу от факельной установки	Локальный 1	Кратковременный 1	Слабая 2	Низкая значимость 2
при эксплуатации				
Выбросы ЗВ в атмосферу от оборудования	Ограниченный 2	Многолетний 4	Незначительная 1	Низкая значимость 8

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

Для снижения воздействия планируемых работ на атмосферный воздух предусмотрен ряд технических и организационных мероприятий. К ним относятся:

- контроль за точным соблюдением технологии производств работ;
- разработка надежной и дублируемой системы управления технологическим процессом;
- использование системы безопасности и мониторинга;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- использование системы контроля загазованности;
- разработка технологического регламента на период НМУ;
- выполнение производственного экологического контроля, включающего мониторинг на стационарных постах и маршрутных постах на границе СЗЗ.

Перечисленные технические решения сводят до минимума возможность выбросов вредных веществ в атмосферу.

Реализация предложенных мероприятий по охране атмосферного воздуха в сочетании с организацией производственного процесса и производственного контроля за состоянием окружающей среды позволит обеспечить соблюдение качества атмосферного воздуха и уменьшить негативную нагрузку на атмосферный воздух при эксплуатации оборудования.

Вывод

При проведении работ с минимальными (рассчитанными) воздействиями на атмосферный воздух необходимо строгое выполнение проектных решений. По результатам расчетов рассеивания приземных концентраций жилые вагоны следует расположить на расстоянии не менее 1000м от площадки буровой с учетом розы ветров.

В целом воздействие рассматриваемых работ на состояние атмосферного воздуха может быть оценено, как низкое. При эксплуатации месторождения воздействие также будет низкой значимости.

5.2 Оценка воздействия на подземные и поверхностные воды

Источниками загрязнения подземных вод при строительстве объектов и при эксплуатации нефтяных месторождений могут быть: пластовые воды, извлекаемые из скважин вместе с нефтью; отработанные технические и бытовые воды, химические реагенты. Крупные очаги загрязнения могут возникнуть при аварийных ситуациях, ведущих к большим разливам нефти и пластовых вод на поверхность, при плохой изоляции нефтесодержащих пластов, при устройстве незкранированных емкостей для отстоя и хранения нефти и пластовых вод и т.д.

Загрязняющие вещества могут поступать с инфильтрующимися атмосферными осадками на участках скопления промышленных и бытовых отходов, замазученных территорий, участков хранения нефти и пластовых вод.

При освоении скважин основными факторами загрязнения подземных вод являются:

- межпластовые перетоки по затрубному пространству и нарушенным обсадным колоннам;
- узлы, блоки и системы скважин (фонтанная арматура, продувочные отводы, выкидные линии);
- собственно продукты, получаемые при испытании (нефть, газ, конденсат) и пластовые воды;
- дополнительное загрязнение пластов при ГРП;
- продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси).

Наиболее значительными может являться загрязнение подземных вод при межпластовых перетоках по затрубным пространствам.

В настоящее время общепринята точка зрения о том, что основной причиной возникновения перетоков по затрубным пространствам является снижение первоначального давления столба тампонажного раствора в результате таких процессов, как седиментация, контракция, усадка, водоотдача цементного раствора в пористые пласты с образованием непроницаемых перемычек, зависание структуры тампонажного раствора на стенках скважины и колонны.

Для предотвращения перетоков по затрубным пространствам необходимо применять седиментационно-устойчивые тампонажные растворы, тампонажные растворы с высокой изолирующей способностью.

Подземные воды не используются, вследствие чего вероятность истощения таких вод отсутствует. Кроме того, конструкция скважин обеспечивает изоляцию пластов подземных вод с помощью кондукторов.

Емкости для сточных вод по мере наполнения будут вывозиться специализированной организацией согласно договору.

Таблица 5.4 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на подземные воды

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при бурении скважин				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Локальный 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 3
при эксплуатации				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6

Мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленная на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при эксплуатации месторождения Аксай предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

- строгое соблюдение установленных лимитов на воду;
 - отказ от размещения водоемких производств в районах с недостаточной обеспеченностью водой;
 - проведение гидрогеологического контроля за предотвращением истощения эксплуатационных запасов подземных вод;
 - повторное использования сточных вод с применением оборотных систем.
- К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:*
- осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод;
 - организация регулярных режимных наблюдений за уровнями и качеством подземных вод;
 - устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;
 - организацию зон санитарной охраны на территории, являющейся источником питания подземных вод;
 - организацию регулярных режимных наблюдений за условиями залегания, уровнем и качеством подземных вод на участках существующего и потенциального загрязнения, связанного со строительством проектируемого объекта;
 - необходимым условием применения химических реагентов при разработке месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
 - необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
 - если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
 - четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
 - обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

Вывод

Остаточные последствия воздействия будут минимальными при условии выполнения вышеизложенных рекомендаций.

Учитывая проектные решения с соблюдением требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, негативное воздействие на подземные воды от намечаемой хозяйственной деятельности в рамках проекта не прогнозируется. Воздействие на подземные воды при строительстве скважин оценивается как низкое. При эксплуатации месторождения воздействие оценено как воздействие низкой значимости.

5.3 Оценка воздействия на геологическую среду

Обычно под геологической средой понимаются верхние горизонты литосферы, включающие комплекс геологических образований различного генезиса и широкого временного интервала.

Геологическая среда является прямой целью реализации проекта и будет подвергнута разноплановым воздействиям как при обустройстве скважин, так и на стадии эксплуатации.

Основными факторами воздействия на геологическую среду в процессе бурения являются следующие виды работ:

- строительство скважин;
- движение транспорта;

При бурении, испытании и дальнейшей эксплуатации скважин могут возникнуть следующие негативные явления:

- проседание земной поверхности;
- нарушение гидродинамического режима вод;
- разрушение нефтегазоносного пласта;
- загрязнение и истощение подземных вод;
- снижение нефтеотдачи пласта.

Возможные негативные воздействия на геологическую среду следующие:

Таблица 5.5 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на геологическую среду

Источники и виды воздействия	Тип воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5	6
при строительстве скважин					
При бурении	Разрушения массива горных пород, поступления в подземные горизонты буровых растворов	Локальный 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 3
Движения спецтехники по площади	Нарушения верхней части геологической среды	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Слабое 2	Низкая значимость 4
при эксплуатации					
Возможные разливы ГСМ	поступления в подземные горизонты углеводородов	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6

Природоохранные мероприятия:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;

Согласно ст.276 Экологического Кодекса РК необходимо учесть экологические требования при проектировании и строительстве нефтегазопроводов:

- проектирование автоматических запорных задвижек на нефтегазопроводах необходимо производить с учетом оценки рисков, связанных с возможным нарушением целостности нефтегазопроводов.

- при строительстве нефтегазопроводов должны применяться технические средства и оборудование, обеспечивающие минимальный объем нарушений морского дна, и использоваться технологии и методы, локализирующие распространение взвешенных веществ в толще воды.

- вдоль нефтегазопроводов должны устанавливаться охранные зоны в виде участков водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от оси крайних ниток трубопровода на пятьсот метров с каждой стороны.

Вывод

При выполнении всех природоохранных мероприятий воздействие на геологическую среду при строительстве новых скважин оценивается как низкое. При эксплуатации месторождения воздействие на геологическую среду также оценивается как низкое.

5.4 Оценка воздействия на растительно-почвенный покров

В данном отчете приводится характеристика антропогенных факторов (физических и химических) воздействия на почвенный покров и почвы, связанных с реализацией проектных решений.

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы:

- физические;
- химические.

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров:

- при движении автотранспорта;
- при бурении и обустройстве скважин, монтаж и демонтаж технологического оборудования.

К химическим факторам воздействия при производстве вышеназванных работ – привнос загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных разливах нефти, пластовых вод, с буровыми сточными водами, буровыми шламами, хозяйственными стоками, бытовыми и производственными отходами, при случайных разливах ГСМ.

Наибольшая степень деградации почвенного покрова территории нефтепромыслов, вызвана развитием густой сети полевых дорог для транспортировки технологического оборудования, ГСМ, доставки рабочего персонала.

Интенсивное неупорядоченное движение автотранспорта может привести к разрушению поверхностной солевой корочки и активизации процесса ветрового и солевого переноса. Интенсивное развитие процессов дефляции обуславливается также высокой ветровой активностью, характерной для этой территории. Дорожно-транспортное нарушение почв связано, прежде всего, с их переуплотнением внутри месторождений.

Основными потенциальными факторами химического загрязнения почвенного покрова на территории работ являются:

- загрязнение в результате газопылевых осадений из атмосферы;
- загрязнение токсичными компонентами буровых растворов;
- загрязнение нефтью и нефтепродуктами в случаях аварийного разлива ГСМ и эксплуатации скважин.

Разбуривание, нефтяных скважин является экологически опасным видом работ, который сопровождается различного рода техногенными нарушениями компонентов окружающей среды. Воздействие обусловлено буровыми и техногенными отходами. При

этом происходит загрязнение почвы, грунтов, горизонтов подземных вод веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин; происходит загрязнение недр в результате внутривластовых перетоков.

Основными задачами охраны окружающей среды, заложенных в проекте являются максимально возможное сохранение почвенного покрова, возможность соблюдения установленных нормативов земельного отвода, проведение рекультивации почвенно-растительного покрова.

Таблица 5.6 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на почвенно-растительный покров

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при строительстве скважин				
Изъятие земель	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6
Механические нарушения почвенного покрова при бурении скважин	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6
Возможные разливы ГСМ	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 3
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	низкой значимости 1
при эксплуатации				
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	низкой значимости 1
Возможные разливы ГСМ	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 3

Природоохранные мероприятия

Для эффективной охраны почв и растительного мира от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий, который наряду с имеющимися проектными решениями, направленными на охрану почв и растительного мира, должен включать следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разлива нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефтепродуктами и другими загрязнителями;
- неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;
- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замасленных участков, в случае возникновения;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности;
- запретить ломку кустарниковой флоры для хозяйственных нужд.

Вывод

Воздействие планируемых работ на состояние растительно-почвенного покрова оценивается как низкое.

5.5 Оценка воздействия на животный мир

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.);
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания);

В целом, причиной сокращения численности и разнообразия животного мира являются следующие факторы:

- изъятие и уничтожение части местообитания;
- усиление фактора беспокойства;
- сокращение площади местообитаний;
- качественное изменение среды;
- движение автотранспорта.

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства. Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза.. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут.

Таблица 5.7 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на животный мир

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при строительстве скважин				
Изъятие среды обитания, нарушение среды обитания	Локальное 1	кратковременное 1	Слабое 2	низкая значимость 2
Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	Локальное 1	кратковременное 1	Слабое 2	низкая значимость 2
при эксплуатации				
Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	Локальное 1	Многолетний 4	Слабое 2	низкая значимость 8

Природоохранные мероприятия

Основные мероприятия по минимизации отрицательного антропогенного воздействия на животный мир должны включать:

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- строгое соблюдение технологии;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- запрещение браконьерства и любых видов охоты;
- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом, соблюдать норму шумового воздействия;
- проводить работы по восстановлению деградированных земель;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных

- регулярное проведение мониторинга животного мира.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитание при проведении работ по строительству скважин, складировании производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнёзд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта. Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т. п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

Вывод

Воздействие планируемых работ на животный мир оценивается как низкое.

5.6 Радиационная обстановка

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением «Санитарно-эпидемиологических требований к обеспечению радиационной безопасности», №ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020г. и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- непревышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижения дозы облучения до возможно низкого уровня.

Все участки нефтепромысловых работ расположены в малонаселенной полупустынной местности.

Исходя из геолого-геоморфологических условий района исследований, первично природная радиационная обстановка соответствует относительно низкому уровню радиоактивности, характерному для селитебных территорий равнинных ландшафтов.

5.7 Физическое воздействие

Акустическое воздействие

Шум. Технологические процессы проведения планируемых работ являются источником сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Во время строительных работ на месторождениях внешний шум может создаваться при работе механических агрегатов, автотранспорта.

Для оценки суммарного воздействия производственного шума используется суточная доза. Суточная доза состоит из 3 парциальных доз, соответствующих 3 восьмичасовым периодам суток, отражающим основные виды жизнедеятельности человека: труд, деятельность и отдых в домашних условиях, сон.

Парциальные дозы определяют отдельно для каждого восьмичасового периода с учетом соответствующих им допустимых уровней шума. Расчет парциальных доз шума для 3 периодов жизнедеятельности проводят по разности между фактическими и допустимыми уровнями звука в дБА. Для этого находят три значения разностей уровней и по таблице соответствующие им превышения допустимых доз для каждого периода.

Среднесуточную дозу определяют делением суммы парциальных доз на 3 (количество периодов суток).

Общее воздействие производимого шума на территории промысла в период строительства скважин и эксплуатации технологического оборудования будет складываться из двух факторов:

- воздействие производственного шума (автотранспортного, специальной технологической техники, буровой установки и передвижных дизель-генераторных установок);
- воздействие шума стационарных оборудования, расположенных на соответствующих площадках.

На контрактной территории оборудование буровых установок является источником шума широкополосного спектра с постоянным уровнем звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение звука происходит медленнее. Проектом следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории, наличия звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельефа местности.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

В соответствии с требованиями Приказа Министра национальной экономики РК № КР ДСМ-15 от 16 февраля 2022 года «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» предельно-допустимый уровень шума на рабочих местах не должны превышать 80 дБА.

Шумовое воздействие автотранспорта. Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, применительно к условиям строительных работ, составляют: грузовые автомобили с полезной массой свыше 3,5 т создают уровень звука – 89дБ (А); грузовые автомобили с дизельным двигателем мощностью 162кВт и выше – 91 дБ (А).

Средний допустимый уровень звука на дорогах различного назначения, в том числе местного, составляет 73 дБ (А). Эта величина зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток конструктивных особенностей дорог и т.д.

В условиях транспортных потоков планируемых при проведении намечаемых работ, будут преобладать кратковременные маршрутные линии. Использование автотранспорта для обеспечения работ, перевозки персонала, технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, не будет превышать допустимых нормированных шумов – 80дБ (А), а использование мероприятий по минимизации шумов при работах на месторождении, даст возможность значительно снизить последние.

Электромагнитные излучения. Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

- параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);
- физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными документами.

Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и общественных зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Источниками электромагнитных излучений будут являться высоковольтные линии электропередач после ввода их в эксплуатацию, и трансформаторные подстанции с силовыми трансформаторами.

Эти объекты устанавливаются и эксплуатируются только в соответствии с требованиями электробезопасности (высота опор, количество проводов и изоляторов на них). Поэтому ЛЭП не будет представлять опасности, как для населения, так и для ОС.

Аналогичные условия предъявляются и к трансформаторным подстанциям, которые также не будут являться источниками неблагоприятного электромагнитного воздействия на ОС.

Вибрация. Действие вибрации на организм проявляется по – разному в зависимости от того, как действует вибрация. Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется в проведения буровых работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные части тела (например, при работе с ручным пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия).

При длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах.

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибрации как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих, главным образом, в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

5.8 Состояние здоровья населения

Исходя из анализа санитарно-гигиенической обстановки в регионе можно сделать вывод, что основным фактором, влияющим на состояние здоровья населения, являются в первую очередь социальные условия.

Современное состояние здоровья населения в регионе определяют следующие факторы: демографическая ситуация, состояние здравоохранения, уровень заболеваемости населения, санитарно-эпидемиологическая и эпидемиологическая обстановка в области.

Предполагается прямое и косвенное воздействие на здоровье населения. К прямому слабому положительному воздействию следует отнести некоторое повышение качества жизни персонала, занятого как непосредственно при разработке месторождения, так и косвенно. Создание новых рабочих мест и увеличение личных доходов персонала будут сопровождаться мерами по повышению благосостояния и улучшению условий проживания населения в районе воздействия планируемых работ. Рост доходов позволит повысить возможности работников, занятых в планируемых работах, по самостоятельному улучшению условий жизни, поднять инициативу и творческий потенциал. За счет роста доходов повысится их покупательная способность, соответственно улучшится состояние здоровья людей.

Косвенным слабым положительным воздействием является возможность покупать дорогие эффективные лекарства, получать необходимую платную медицинскую помощь как на местном, так и на региональном, республиканском уровнях.

Предполагается, что на здоровье населения и персонала будет оказано среднее положительное воздействие, которое будет характеризоваться следующими величинами категорий: пространственный масштаб – *локальный (2 балла)*, временной – *средней продолжительности (2 балла)*, интенсивность воздействия – *незначительная (1 балл)*. Интегральная оценка (*5 баллов*).

Потенциальными источниками отрицательного воздействия на здоровье населения могут быть:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- физические факторы (электромагнитное излучение, шум, вибрация);
- образование, транспортировка, утилизация отходов производства и потребления.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

Ближайшие населенные пункты располагаются вне зоны влияния выбросов, образующихся при эксплуатации проектируемых объектов. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, как показывают расчеты, не будут достигать ПДКм.р на территории жилой зоны и не будут воздействовать на здоровье населения.

Физические факторы

Потенциальным источником электромагнитного излучения может служить: силовые установки, трансформаторные подстанции, распределительные устройства и т.д. Источники электромагнитного излучения должны соответствовать требованиям санитарных норм, поэтому не будут оказывать вредного воздействия на здоровье персонала. Воздушные линии электропередач, проведенные к наземным объектам, будут проходить по пустынной местности, где нет населенных пунктов, поэтому они не окажут никакого воздействия на здоровье населения.

Основными источниками вибрации при реализации планируемых работ являются дизельные установки, насосы и другое оборудование, автотранспорт. Предусматривается использование оборудования, обеспечивающего уровень вибрации в пределах нормативных требований. В связи с удаленным расположением проектируемых объектов от поселков, население не будет подвергаться прямому и косвенному воздействию вибрации при эксплуатации объектов.

Отходы производства и потребления

Все отходы будут собираться и транспортироваться для передачи специализированным организациям для дальнейшего обращения.

Выполнение природоохранных требований, касающихся сбора, транспортировки, утилизации отходов при реализации проектных решений позволит свести к минимуму негативное воздействие этих факторов на здоровье населения.

С учетом всех перечисленных выше факторов, связанных с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, физическими факторами, отходами производства, воздействие на здоровье оценивается следующими показателями: *пространственный масштаб – точечный (-1)*, *временной – средней продолжительности (-2 баллов)*, *интенсивность воздействия – слабая (-2)*. *Интегральная оценка (-5 баллов) – низкое отрицательное.*

Интегральное воздействие на здоровье население и персонала оценивается как *нулевое (0 балла)*.

5.9 Оценка воздействия на социально-экономическую среду

Трудовая занятость

В решении проблем с безработицей большое значение имеет создание новых рабочих мест непосредственно на рассматриваемых объектах, а также сохранение существующих рабочих мест, за счет обеспечения заказами местных предприятий, участвующих в реализации проекта.

Ожидается, что в сфере трудовой занятости уровень положительного воздействия при реализации проекта будет: *региональный (4 балла), продолжительный (4 балла), умеренный (3 балла). Интегральная оценка (11 баллов).*

На трудовую занятость реализация проектных решений отрицательного воздействия не окажет. В целом интегральная оценка воздействия на трудовую занятость составит – *(11 баллов)* и оценивается как *положительное высокого уровня*.

Доходы и уровень жизни населения

Реализация намечаемой деятельности окажет положительное воздействие на доходы и уровень жизни населения на территории планируемых работ, вследствие повышения занятости отдельной части граждан.

Повышение уровня жизни отдельных граждан из числа местного населения за счет увеличения доходов скажется на улучшении их жизни, что будет способствовать сокращению оттока местного населения из региона.

На доходы и уровень жизни населения воздействие от планируемых работ будет следующим: *пространственный масштаб – региональный (4 балла), временной – продолжительный (4 балла), интенсивность воздействия – умеренный (3 балла). Интегральная оценка (11 баллов).*

На доходы и уровень жизни населения *отрицательного воздействия не ожидается*. В целом интегральная оценка воздействия на доходы и уровень жизни населения оценивается как *положительное высокого уровня (11 баллов)*.

Образование и научно-техническая сфера

При реализации проекта возрастет потребность в привлечении высококвалифицированного персонала. Наличие спроса в квалифицированном персонале стимулирует развитие образования, науки и технологий в нефтегазовой сфере, применение научно-прикладных разработок и научных исследований в региональных и областных научных центрах.

Определенное положительное воздействие реализации проекта будет оказано на развитие научно-технического потенциала Республики Казахстан. В настоящее время ряд проектных организаций Казахстана участвует в разработке технической и экологической документации.

При реализации проекта, на образование и научно-техническую сферу воздействие будет следующим: в пространственном масштабе – *местным (3 балла)*, во временном масштабе – *продолжительным (4 балла)*, в масштабе интенсивности – *слабым (2)*. Интегральная оценка – *среднее положительное воздействие (9 баллов)*.

Экономический рост и развитие территории

Взросшая деловая активность в сопутствующих производствах и в секторе обслуживания приведет к увеличению доходов и налогов, выплачиваемых в госбюджет, а также к развитию новых секторов экономики и, соответственно, к дополнительным налоговым поступлениям. Дополнительные доходы будут использоваться для развития социальной и транспортной инфраструктуры области, что приведет к длительному, устойчивому экономическому развитию региона.

При условии реализации проектных решений возможное воздействие на экономический рост и развитие будет положительным высокого уровня (12 баллов), при региональном (4 балла) пространственном масштабе воздействия, продолжительном (4 балла) временном масштабе и значительной (4 балла) интенсивности воздействия.

Землепользование и сельское хозяйство

Изъятие и отвод земель осуществляется на основе положений Земельного кодекса Республики Казахстан и в соответствии с существующими нормативно-правовыми документами. В соответствии со ст.32 Земельного кодекса РК право на землепользование для осуществления своей деятельности предоставляется в виде права временного землепользования. За земельные участки, предоставленные государством в аренду, взимается плата за пользование земельными участками. Порядок исчисления и уплаты в

доход бюджета платы за пользование земельными участками определяется в соответствии с налоговым законодательством Республики Казахстан.

Временно изымаемые земли, после проведения рекультивации, в установленном порядке будут возвращены местным органам власти. Вся инфраструктура будет размещена в границах отвода земель. Воздействие не повлияет на изменения в повседневной жизни населения. Никакого воздействия на сельское хозяйство при эксплуатации наземных объектов не ожидается.

Инвестиционная деятельность

Приток инвестиций и налоговых поступлений будет способствовать развитию как социальной, так и экономической сфер в регионе.

В целом, намечаемая деятельность положительно повлияет на степень развития региона, его привлекательность для инвестиций. Это будет способствовать увеличению поступлений денежных средств в областные бюджеты, развитию системы пенсионного, социального обеспечения, образования, здравоохранения.

Разработка месторождения Акшабулак Южный на инвестиционную деятельность окажет *положительное воздействие высокого уровня (11 баллов)*, так как пространственный масштаб воздействия будет *региональный (4 балла)*, временной *продолжительный (4 балла)*, а интенсивность – *умеренная (3 балла)*.

Результаты оценки возможных воздействий на здоровье населения и социально-экономическую сферу приведены в матрице и интегральной оценке воздействия (таблица 5.8).

Таблица 5.8 - Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу

Отрицательное или положительное воздействие	Компонент среды	Категории воздействия, балл			Интегр. оценка, балл
		Пространств. масштаб	Временной масштаб	Интенсивн. воздействия	
<i>Положительное</i>	Здоровье	Локальный (2)	Средней продолжительности (2)	Незначительная (1)	5
	Трудовая занятость	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Умеренная (3)	11
	Доходы и уровень жизни населения	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Умеренная (3)	11
	Образование и научно- техническая сфера	Местный (3)	Продолжительный (4)	Слабая (2)	9
	Экономический рост и развитие территории	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Значительная (4)	12
	Землепользование	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Инвестиционная деятельность	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Умеренная (3)	11
<i>Отрицательное</i>	Здоровье	Точечный (-1)	Средней продолжительности (-2)	Слабая (-2)	-5
	Трудовая занятость	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Доходы и уровень жизни населения	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Образование и научно- техническая сфера	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Экономический рост и развитие территории	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Землепользование	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Инвестиционная деятельность	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0

Вывод: Эксплуатация месторождения оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличивает первичную и вторичную занятость местного населения.

5.10 Охрана памятников истории и культуры

На рассматриваемой территории отсутствует особо охраняемые природные территории. Воздействие исключено. На участках проведения планируемых работ отсутствуют зарегистрированные исторические памятники. Воздействие на памятники истории и культуры исключено. Природоохранные мероприятия не предусматриваются.

6 АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

Осуществление производственной программы по строительству скважин требует оценки экологического риска как функции вероятного события.

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок.

На этапе бурения скважин играют роль факторы производственной среды и трудового процесса, приводящие к возможным осложнениям или аварийным ситуациям. Их можно разделить на следующие категории:

- воздействие электрического тока кабельных линий силовых приводов и генератора;
- воздействие машин и технологического оборудования;
- технологический процесс бурения.

Воздействие электрического тока. Поражение тока в результате прикосновения к проводникам, находящимся под напряжением, неправильного обращения с электроинструментами, прикосновения к кабельным линиям. Вероятность возникновения несчастных случаев в этом случае низкая.

Воздействие машин и оборудования. Травмы в результате столкновения с движущимися частями и элементами оборудования и причиняемыми неисправными шкивами и лопнувшими тросами, захват одежды шестернями, сверлами.

При бурении скважин могут возникать аварийные ситуации, связанные непосредственно с самим процессом бурения. К ним относятся:

- завалы ствола скважины или неблагоприятные геологические условия бурения скважин, когда геологические осложнения переходят в аварию;
- аварии в результате сжигания породоразрушающего инструмента;
- разрушение бурильных труб и их элементов соединений;
- нефтегазоводопроявления.

К возможным аварийным ситуациям при проведении работ в объекте следует отнести:

- механические повреждения емкостей, трубопроводов, предназначенных для транспортировки, хранения воды питьевого и технического качества, бытовых, производственных и поверхностных дождевых и талых вод.

Механические повреждения емкостей, и трубопроводов могут возникнуть в результате износа и разрушения материала, несвоевременного проведения ремонтно-профилактических работ и халатности обслуживающего персонала.

В результате утечек воды и сточных вод из трубопроводов, проложенных под землей, происходит размыв грунта, нарушение рельефа местности, загрязнение подземных вод и образование заболоченности. При повреждении наземных емкостей, резервуаров хранения запаса воды и регулирующих емкостей сточных вод происходит растекание жидкостей по территории предприятия, что возможно приведет к нарушению технологического процесса и к другим аварийным ситуациям.

6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций

Наиболее опасными являются следующие возможные аварийные ситуации:

- порыв технологических трубопроводов и трубопроводов транспорта готовой продукции;
- нарушение герметичности аппаратов.

Краткая характеристика условий, при которых возможны аварийные выбросы:

- механическое повреждение подземных трубопроводов системы нефти и

газосборных сетей при несанкционированных земляных работах в охранной зоне трубопроводов, что маловероятно;

- нарушение графика контроля за техническим состоянием и ППР технологических трубопроводов на проектируемых площадках.

Все остальные причины маловероятны из-за высокой степени прочности и надёжности трубопроводов, высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом. Кроме этого, данные предполагаемые аварийные ситуации будут, безусловно, разнесены во времени и пространстве, и наложение одной аварийной ситуации на другую также маловероятно.

Для ликвидации аварии нефтепроводов высылаются ремонтная бригада со спецтехникой, экскаватор, сварочный агрегат, вакуум, самосвал.

Прибывшая на место аварии бригада определяет площадь разлитой нефти, роет приямок экскаватором для сбора в него с помощью скребков разлитой нефти с последующей откачкой ее в наливную цистерну и вывозит ее на промысел или на УПН. После сбора всей разлитой нефти, с помощью экскаватора собирают в кучу пропитанную нефтью землю, затем ее грузят на самосвал и отвозят в шламонакопитель. Место порыва нефтепровода вскрывают экскаватором, предварительно готовят трубопровод под электросварку. На место порыва ставят металлическую заплату, после чего трубу изолируют гидроизоляцией. Производят обратную засыпку траншей бульдозером.

После окончания аварийных работ открывают задвижки на нефтепроводе и восстанавливают откачку нефти в соответствии с режимом работы нефтеподачи. Во избежание аварийных ситуаций необходимо:

- соблюдать технологический регламент производственного процесса, процесса очистки сточных вод;
- вести контроль за поступлением воды на предприятие;
- следить за загрязнением подземных вод по анализам в наблюдательных скважинах;
- проводить плановый профилактический ремонт оборудования и трубопроводов;
- выполнять предписания инспектирующих организаций.

С целью снижения до минимума вероятности возникновения аварийных ситуаций и осложнений должна быть обязательно предусмотрена единая служба непрерывного оперативного контроля в которой бы скапливалась статистическая информация по всем аварийным ситуациям и обновлялся план действий ликвидации последствий аварий.

В рамках организационной структуры необходимо создать подразделение, которое владело бы всей информацией о положении с потреблением и отведением сточных вод. Разобщенность отделов, занимающихся водоснабжением и водоотведением различных объектов не позволяет иметь достаточно информации для оперативного и перспективного управления водохозяйственной деятельностью, контролировать потоки сточных вод и объекты их отведения, оперативно реагировать на потенциальные угрозы окружающей среде от сетей, накопителей.

На водопотребляющих объектах необходимо установить приборы учета воды. Это позволяет контролировать рациональность использования воды отдельными объектами и технологиями, планировать водопотребление и мероприятия экономии водных ресурсов и в целом лишает предприятие важнейшего средства управления - контроля и учета.

Для предотвращения или предупреждения аварийных ситуаций при производстве работ предлагаем следующий перечень рекомендуемых мероприятий:

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по эксплуатации и бурению скважин;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге. Контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться;

- установка в стволах скважин клапанов-отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;
- все операции по заправке, хранению и транспортировке горючего и смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил безопасности;
- своевременное устранение утечек топлива;
- использование контейнеров для сбора отработанных масел;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи.

7 ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

В систему экологического мониторинга входят наблюдения за состоянием элементов биосферы и наблюдения за источниками и факторами антропогенного воздействия.

Главная задача в проведении мониторинга заключается в проведении наблюдений таким образом, чтобы охватить весь блок экологического мониторинга, включающий наблюдения за меняющейся составляющей биосферы и ответной реакцией экосистем на эти изменения.

Мониторинг территории участка работ - это наблюдения за изменением состояния окружающей среды в процессе эксплуатации на месторождении Аксай.

Блок схема проведения мониторинга представлена на рис. 7.1.

Источниками воздействия являются:

- технологическое оборудование;
- технологические процессы проведения работ;
- отходы производства;
- площадки размещения отходов.

Мониторинг на территории месторождения включает в себя:

- мониторинг состояния промышленных площадок бурения и эксплуатации скважин;
- мониторинг состояния технологического оборудования;
- мониторинг состояния и размещения отходов;
- мониторинг состояния биосферы;
- мониторинг состояния здоровья персонала.



Рисунок 7-1 - Блок-схема проведения мониторинга лабораторией

7.1 Мониторинг состояния промышленных площадок

Состояние промышленных площадок при эксплуатации скважин несет в себе информацию о состоянии загрязненности территории.

Мониторинг состояния промышленных площадок заключается в периодическом контроле территории.

Контроль должен проводиться природопользователем, либо аккредитованными или аттестованными лабораториями, имеющими разрешение на проведение таких исследований. Кратность и номенклатура исследований согласовывается с

уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

7.2 Мониторинг состояния технологического оборудования

Контрактная территория представляет собой комплекс производств, насыщенных тяжелым и сложным оборудованием, машинами и механизмами, сосудами (аппаратами) и трубопроводами с горючими и взрывоопасными жидкостями и газами, в том числе с токсичными и химически агрессивными, с высоким давлением и температурой.

Неисправность оборудования приводит к возникновению аварийных ситуаций на объекте, в связи с этим необходим периодический контроль за его состоянием.

Мониторинг состояния технологического оборудования должен включать:

- визуальный постоянный осмотр оборудования (перед сменой);
- тестирование приборов.

7.3 Мониторинг состояния и размещения отходов

Скопление и неправильное хранение отходов на территории участка может оказать влияние на все компоненты экосистемы:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- почвенный растительный покров;
- животный мир.

Мониторинг состояния и размещения отходов должен включать:

- периодический контроль состояния площадок, где будут расположены емкости для хранения отходов;
- контроль за выполнением проектных решений по процедурам обработки и утилизации (хранения) отходов.

7.4 Мониторинг состояния биосферы

При строительстве скважин, приоритетным направлением является наблюдение за поведением технологического процесса в окружающей среде и его влияние на природную среду.

Согласно проектным данным и полевым исследованиям процесс ведения работ по бурению скважин приведет к изменениям следующих экосистем:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- растительно-почвенный покров;
- радиэкологическая обстановка.

Контроль за соблюдением установленных нормативов НДВ должен проводиться на границе санитарно-защитной зоны и в жилой зоне.

Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдение за уровнем загрязнения почв в соответствии с существующими требованиями по почвам. Мониторинг за состоянием природных экосистем необходимо проводить ежеквартально.

7.5 Оборудование и методы проведения мониторинга

Выбор методов и средств измерений параметров при проведении экологического мониторинга на блоке определяются следующими задачами.

Оборудования для проведения мониторинга природных сред. Мониторинг природных сред включает проведение наблюдений за состоянием окружающей среды у скважин и промышленных площадок.

Список измеряемых параметров и необходимых проб при проведении мониторинга приведен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров

Параметры исследования	Используемое оборудование
------------------------	---------------------------

Кем производится. Наим. Организации	
Дата	
Время	
Координаты (широта/долгота)	Прибор для определения координат (GPS)
Глубина залегания пласта (м)	
Метеопараметры	
Температура ($^{\circ}\text{C}$)	Термометр
Скорость (м/с) и направление ветра (град.)	Метеостанция
Видимость (км)	Метеостанция
Осадки	Метеостанция
Воздух	
Диоксид серы (SO_2)-пробы (мг/м^3)	Газоанализатор
Оксиды азота (NO, NO_2)-пробы (мг/м^3)	Газоанализатор
Оксид углерода (CO)-пробы (мг/м^3)	Газоанализатор
Подземные воды	
Отбор проб воды	СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 Вода. Общие требования к отбору проб.
Физические параметры	
Температура ($^{\circ}\text{C}$)	Термометр
Глубина залегания пласта м	Гидрологические изыскания
Вода	
Соленость ($^{\circ}/_{\text{оо}}$)	Измеритель параметров воды
pH	В полевых условиях лакмус, в лаборатории Рн-метр
Растворенный кислород (мг/л)	Измеритель параметров воды
Мутность	Измеритель параметров воды
Содержание фенола (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
БПК, ХПК ($\text{мгO}_2/\text{л}$)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание тяжелых металлов Cu, Cd, Pb, Zn, (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание нефтепродуктов	Консервация, лабораторный анализ
Почвенный покров и почвы	
Отбор почвенных проб	ГОСТ 17.4.4.02-84 Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.

7.6 Контроль в области охраны окружающей среды

Контроль в области охраны окружающей среды должен осуществляться согласно действующим нормативным и директивным документам Республики Казахстан.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность возлагается на администрацию предприятия - производителя работ.

При проведении государственного контроля проверяется выполнение планов и мероприятий по охране и оздоровлению окружающей среды, воспроизводству и использованию природных ресурсов, соблюдению требований законодательства Республики Казахстан «Об охране окружающей среды», нормативов ее качества и экологических требований.

Государственный контроль осуществляется уполномоченными государственными органами в пределах их компетенции и местными исполнительными органами. Период контроля на блоке составляет один раз в год.

8 НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между ТОО «СП «Казгермунай» и Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№03042Р от 7 апреля 2026г).

Отчет о возможных воздействиях разработана в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан и иными нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

Целью проведения данной работы является определение экологических и иных последствий вариантов принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработки рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращению уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Сведения о месторождении

Месторождение Аксай в административном отношении расположено в Сырдарьинском (Теренозекском) районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшим населенным пунктом является г. Кызылорда (120 км), в 25 км к востоку от месторождений Аксай и Южный Аксай расположено разрабатываемое месторождение Акшабулак, к северо-востоку на расстоянии 55 км находится месторождение Кумколь. Месторождение Кумколь с г. Кызылорда связывает асфальтированная дорога, остальные дороги грунтовые, труднопроходимые в период весенней распутицы и пригодные для передвижения в летне-осенний период автотранспортом. В зимнее время проезд затруднен из-за снежных заносов.

В орографическом отношении месторождение расположено в южной части Тургайской низменности в пределах Арыскупского прогиба. Местность района месторождения представляет низменную равнину с отметками рельефа 165-190м, осложненную возвышенными плато с отметками рельефа 200-230 м, пересекающими равнину от хребта Улутау в юго-западном направлении.

Животный и растительный мир типичный для полупустынь

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков. Максимальная температура летом $+35^{\circ}$ $+45^{\circ}$ $^{\circ}\text{C}$, зимой в среднем -12°C , при максимальном значении до -40°C . С первой половины декабря замерзает почва, толщиной до первых десятков сантиметров, причем лучше и глубже замерзают склоны северной и северо-восточной экспозиции, а южные и юго-западные значительно меньше. Толщина снежного покрова незначительна. Среднегодовое количество осадков менее 150 мм и выпадает только в зимне-весенний период. Характерны сильные ветры: летом – западные и юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные. Средняя скорость ветра – 4-4,5 м/сек, наибольшая – 50 м/сек.

Целевое назначение

Недропользователями месторождения Аксай являются ТОО «СП «Казгермунай» (далее «КГМ») согласно Лицензии серии МГ (№2в) от 15.11.1996г (толща – горизонты М-I, М-II-5) и Дополнению №7 от 19.05.2023г (Государственный регистрационный №5222-УВС) к Договору об основании коммерческой деятельности «КГМ» от 09.11.1993г, согласно которому Контракт на период добычи по территории «КГМ» был продлен до 01.03.2032г, а также ТОО «Недра Ком» (далее «НК»), ведущие свою деятельность на Юго-западном участке месторождения согласно Дополнению №1 от 03.02.2025 (Государственный регистрационный №5428-УВС) к Контракту №4705-УВС от 15.03.2019г на разведку и добычу УВС на участке Аксайский, по которому Контракт на добычу Юго-Западного участка месторождения Аксай для «НК» был продлен до 03.02.2046г.

Площадь горного отвода месторождения Аксай составляет 80,74 кв.км.

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 01' 05"	65° 22' 24"
2	46° 02' 18"	65° 23' 45"
3	46° 01' 18"	65° 26' 20"
4	45° 58' 18,8"	65° 28' 22,9"
5	45° 54' 21"	65° 25' 07"
6	45° 54' 46"	65° 21' 52"
7	45° 57' 06"	65° 22' 41"
8	45° 58' 36"	65° 22' 16"

Разработка месторождения Аксай компанией ТОО «СП «Казгермунай» осуществляется в пределах горного отвода согласно Лицензии серии МГ (№2в) от 15.11.1996г (толща – горизонты М-I, М-II-5) и Дополнению №7 от 19.05.2023г (Государственный регистрационный №5222-УВС) к Договору об основании коммерческой деятельности «КГМ» от 09.11.1993г, согласно которому Контракт на период добычи по территории «КГМ» был продлен до 01.03.2032г

В 2023г на основе выполненного перевода запасов 2022г, проектным институтом «Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» было составлено «Дополнение к проекту разработки ...», утвержденный Министерством Энергетики РК согласно письму №04-0/7116-вн от 05.12.2023г (на основе Протокола заседания ЦКРР РК №45/12 от 23-24.11.2023г) сроком на 2 года (на период 2024-2025гг), согласно которому в настоящее время ведется промышленная разработка месторождения по территории «КГМ».

В 2024г с целью ввода в промышленную разработку разрабатываемого участка «НК», проектным институтом ТОО «Geoscience Consulting» было составлено второе «Дополнение к проекту разработки Юго-западного поднятия месторождения Аксай», утвержденного МЭ РК на период 3.10.2024г-31.12.2025г согласно письму №17-1-0/6603-вн от 31.10.2024г (на основе рекомендаций ЦКРР РК согласно Протоколу №55/11 от 3.10.2024г), на основе которого в настоящее время ведется промышленная разработка участка Юго-западного свода по контрактной территории «НК»

В 2024г исполнителем действующего проекта – Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был составлен первый отчет авторского надзора за реализацией проектного документа «Дополнение к проекту разработки ...» 2023г по контрактной территории «КГМ».

В 2025г согласно Дополнению №4705 от 03.02.2025г был продлен Контракт на недропользование «НК» по Юго-Западному участку месторождения до 03.02.2046г (Государственный регистрационный №5428-УВС).

В 2025г Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был составлен «Анализ разработки ...» с уточнением технологических показателей по территориям обоих недропользователей, утвержденный ЦКРР РК сроком на 3 года (2025-2027гг) согласно Письму МЭ РК №17-1-0/4275-вн от 01.07.2025г (Протокол ЦКРР РК 63/8 от 19.06.2025г), имеющим силу проектного документа и согласно которому в настоящее время ведется разработка по контрактным территориям обоих недропользователей.

Геологическое строение месторождения отмечается сложным строением, характеризующееся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, наличием тектонических нарушений. По величине извлекаемых запасов нефти месторождение относится к группе мелких (от 1 до 3 млн. т), по величине извлекаемых запасов газа

Выполнение проекта «Дополнение к проекту разработки месторождения Аксай» обусловлено необходимостью комплексного изучения результатов геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических и других исследований продуктивных горизонтов в процессе разработки по результатам новых промысловых данных, проведенных

исследований и пробуренных скважин, а также в необходимости совершенствования системы разработки с целью выработки остаточных запасов УВС с учетом текущего состояния разработки, актуальных апробированных ГКЗ РК запасов УВС месторождения, анализа выполнения проектных решений действующих проектных документов, а также необходимостью в подсчете технологических потерь при разработке и учете добычи УВС на месторождении.

С учетом текущего состояния разработки эксплуатационных объектов и анализа разработки, в рамках проекта «Дополнение к проекту разработки месторождения Аксай» рассмотрены 3 варианта дальнейшей разработки месторождения отдельно по контрактным территориям двух недропользователей – ТОО «СП «Казгермунай» (ведущий свою деятельность на основных участках Северного и Центрального свода, а также части Юго-западного свода структуры Аксай согласно Лицензии серии МГ (№2в) от 15.11.1996г (толща – горизонты М-I, М-II-5) и Дополнению №7 от 19.05.2023г (Государственный регистрационный №5222-УВС) к Договору об основании коммерческой деятельности ТОО «СП «Казгермунай» от 09.11.1993г) и ТОО «Недра Ком» (ведущие свою деятельность на участке Юго-западного свода согласно Дополнению №1 от 03.02.2025 (Государственный регистрационный №5428-УВС) к Контракту №4705-УВС от 15.03.2019г на разведку и добычу УВС на участке Аксайский).

Вариант 1 (базовый) является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки и выполнение проектных решений действующего проектного документа по переводу в добывающий фонд из наблюдательного фонда 1 скважины (№10D) с дальнейшим ее переводом под закачку на I объекте и расконсервации 2 скважин (№№10, 39) на I и III объекте по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай», а также ввод 1 скважины из оценочного в добывающий фонд (А-3) по контрактной территории ТОО «Недра Ком».

Вариант 2 (рекомендуемый) на основе базового варианта предполагает дополнительные мероприятия по бурению 14 добывающих скважин (13 скважин по территории ТОО «СП «Казгермунай», 1 скважина по территории ТОО «Недра Ком») на всех объектах разработки, а также предусматривает мероприятия по организации системы ППД на II и IV объектах (при переводе под закачку скважин №47 на II объекте и скважин №№107, 118 на IV объекте) на контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай».

Вариант 3 (дополнительный) предусматривает реализацию сценария варианта 2 и дополнительно ввод в разработку газоконденсатных залежей I объекта путем ввода в эксплуатацию 9 скважин (№№8, 14, 26, 42, 54, 71, 77, 83, 104), переводимых в газодобывающий фонд I объекта с прочих категорий или других объектов разработки, а также предусматривается организация системы ППД в зоне газоконденсатных залежей I объекта путем перевода под закачку 1 скважины (№53).

В рамках доразведки месторождения Аксай на контрактной территории ТОО «СП Казгермунай» заложены две оценочные скважины №112, 116. Также предусмотрены резервные скважины №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128.

В «Отчете о возможных воздействиях» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Аксай» рассматривается воздействие на окружающую среду при реализации проектных решений только по контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай».

Источниками воздействия на атмосферный воздух, является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательных производств, необходимые для выполнения планируемых работ. На основе запланированных работ была проведена инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при работах.

Предварительная инвентаризация источников:

Предварительные источники выбросов вредных веществ при реализации «Дополнения к проекту разработки месторождения Аксай» по первому варианту

При реализации данного проекта по первому варианту бурение новых добывающих скважин не предусматривается.

В рамках доразведки месторождения заложены две оценочные скважины №112, 116. Также предусмотрены резервные скважины №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной оценочной скважины являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементируочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0007, факельная установка.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 15 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 7, неорганизованных - 8.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной резервной скважины являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементируочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 14 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 8.

Технологический процесс при эксплуатации месторождения Аксай по всем вариантам разработки будет протекать одинаково.

Согласно технологической схеме источниками воздействия на атмосферный воздух *при эксплуатации месторождения по первому варианту* являются:

Организованные источники:

- Источник № 0001, Подогреватель путевой ПП-0,63.
- Источник № 0002, Подогреватель путевой ПП-1,6 (первый котел).
- Источник № 0003, Подогреватель путевой ПП-1,6 (второй котел).
- Источник № 0004, Подогреватель газа «ПГПТ-30М» А.
- Источник № 0005, Подогреватель газа «ПГПТ-30» В.
- Источник № 0006, Свеча рассеивания.
- Источник № 0007, ДЭС Ricardo 150 кВт.
- Источник № 0008, Дренажная емкость ГЗУ-1 V=8м³.
- Источник № 0009, Дренажная емкость ГЗУ-2 V=8м³.
- Источник № 0010, Дренажная емкость ГЗУ-3 V=8м³.
- Источник № 0011, Дренажная емкость ГЗУ-4 V=8м³.
- Источник № 0012, Дренажная емкость ГЗУ-5 V=8м³.
- Источник № 0013, Дренажная емкость Е-ЦПС=02 V=8м³.
- Источник № 0014, Дренажная емкость ЦПС V=63м³.
- Источник № 0015, Передвижная экологическая емкость 1-ед, V=30 м³.
- Источник № 0016, Факел ЦПС – Аксай.
- Источник № 0017, БАПР 10/03.
- Источник № 0018, БАПР 2.5/2.
- Источник № 0019, БАПР 2.5/2.

Неорганизованные источники

- Источник № 6001, Тех.блок ЦПС
- Источник № 6002, Компрессорная установка
- Источник № 6003, Камера запуска ЦПС-02 на УПГ1,2 м/р Акшабулак

- Источник № 6004, Камера запуска ЦПС-01 на УПН Нуралы
- Источник № 6005, Насосы мультифазные Netzsch
- Источник № 6006, С-ЦПС-01
- Источник № 6007, С-ЦПС-02
- Источник № 6008, С-ЦПС-03
- Источник № 6009, С-ЦПС-04
- Источник № 6010, Тех. блок ГЗУ-1
- Источник № 6011, Тех. блок ГЗУ-2
- Источник № 6012, Тех. блок ГЗУ-3
- Источник № 6013, Тех. блок ГЗУ-4
- Источник № 6014, Гараж, въезд, выезд 2-х автомашин на дизтопливе
- Источник № 6015, Утечки от ЗРА и ФС.
- Источник № 6016-6027, Добывающие скважины:
 2026г – 12 скважин;
 2027г – 12 скважин;
 2028г – 12 скважин;
 2029г – 11 скважин;
 2030г – 12 скважин;
 2031г – 12 скважин;
 2032г – 12 скважин;
 2033г – 12 скважин;
 2034г – 12 скважин;
 2035г – 12 скважин.

В целом по месторождению Аксай при эксплуатации по первому варианту разработки максимально выявлено: 46 стационарных источников загрязнения, из них организованных 19, неорганизованных 27.

Предварительные источники выбросов вредных веществ при реализации проекта по второму рекомендуемому варианту

При реализации данного проекта по второму рекомендуемому варианту предусматривается бурение 13 новых добывающих скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123.

В рамках доразведки месторождения заложены две оценочные скважины №112, 116. Также предусмотрены резервные скважины №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной добывающей скважины являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.

- Источник №0006, цементирувочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 14 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 8.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной оценочной скважины являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементирувочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0007, факельная установка.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 15 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 7, неорганизованных - 8.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной резервной скважины являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементировочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 14 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 8.

Источниками воздействия на атмосферный воздух **при эксплуатации месторождения Аксай по второму варианту** являются:

Организованные источники:

- Источник № 0001, Подогреватель путевой ПП-0,63.
- Источник № 0002, Подогреватель путевой ПП-1,6 (первый котел).
- Источник № 0003, Подогреватель путевой ПП-1,6 (второй котел).
- Источник № 0004, Подогреватель газа «ПГПТ-30М» А.
- Источник № 0005, Подогреватель газа «ПГПТ-30» В.
- Источник № 0006, Свеча рассеивания.
- Источник № 0007, ДЭС Ricardo 150 кВт.
- Источник № 0008, Дренажная емкость ГЗУ-1 V=8м³.
- Источник № 0009, Дренажная емкость ГЗУ-2 V=8м³.
- Источник № 0010, Дренажная емкость ГЗУ-3 V=8м³.
- Источник № 0011, Дренажная емкость ГЗУ-4 V=8м³.
- Источник № 0012, Дренажная емкость ГЗУ-5 V=8м³.
- Источник № 0013, Дренажная емкость Е-ЦПС=02 V=8м³.
- Источник № 0014, Дренажная емкость ЦПС V=63м³.

- Источник № 0015, Передвижная экологическая емкость 1-ед, V=30 м3.
- Источник № 0016, Факел ЦПС – Аксай.
- Источник № 0017, БАПР 10/03.
- Источник № 0018, БАПР 2.5/2.
- Источник № 0019, БАПР 2.5/2.

Неорганизованные источники

- Источник № 6001, Тех.блок ЦПС
- Источник № 6002, Компрессорная установка
- Источник № 6003, Камера запуска ЦПС-02 на УПГ1,2 м/р Акшабулак
- Источник № 6004, Камера запуска ЦПС-01 на УПН Нуралы
- Источник № 6005, Насосы мультифазные Netzsch
- Источник № 6006, С-ЦПС-01
- Источник № 6007, С-ЦПС-02
- Источник № 6008, С-ЦПС-03
- Источник № 6009, С-ЦПС-04
- Источник № 6010, Тех. блок ГЗУ-1
- Источник № 6011, Тех. блок ГЗУ-2
- Источник № 6012, Тех. блок ГЗУ-3
- Источник № 6013, Тех. блок ГЗУ-4
- Источник № 6014, Гараж, въезд, выезд 2-х автомашин на дизтопливе
- Источник № 6015, Утечки от ЗРА и ФС.
- Источник № 6016-6040, Добывающие скважины:
 - 2026г – 15 скважин;
 - 2027г – 16 скважин;
 - 2028г – 17 скважин;
 - 2029г – 20 скважин;
 - 2030г – 25 скважин;
 - 2031г – 25 скважин;
 - 2032г – 25 скважин;
 - 2033г – 25 скважин;
 - 2034г – 25 скважин;
 - 2035г – 25 скважин.

В целом по месторождению Аксай при эксплуатации по второму варианту максимально выявлено: 59 стационарных источников загрязнения, из них организованных 19, неорганизованных 40.

Предварительные источники выбросов вредных веществ при реализации проекта по третьему дополнительному варианту

При реализации данного проекта по третьему дополнительному варианту предусматривается бурение 13 новых добывающих скважин №№ 106, 108, 109, 111, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123.

В рамках доразведки месторождения заложены две оценочные скважины №112, 116. Также предусмотрены резервные скважины №№ 110, 115, 124, 125, 126, 127, 128.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной добывающей скважины являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.

- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементируочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 14 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 8.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной оценочной скважины являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементируочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.

- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0007, факельная установка.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 15 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 7, неорганизованных - 8.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении одной резервной скважины являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При бурении и креплении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-01, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-01, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-01, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-01, осветительная мачта с дизельным приводом.
- Источник №0006, цементируочный агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

При освоении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-02, электрогенератор с дизельным приводом.
- Источник №0003-02, буровой насос с дизельным приводом.
- Источник №0004-02, силовая установка с дизельным приводом.
- Источник №0005-02, осветительная мачта с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти.
- Источник №6008 Скважина.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 14 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 8.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения Аксай по третьему варианту являются:

Организованные источники:

- Источник № 0001, Подогреватель путевой ПП-0,63.
- Источник № 0002, Подогреватель путевой ПП-1,6 (первый котел).
- Источник № 0003, Подогреватель путевой ПП-1,6 (второй котел).
- Источник № 0004, Подогреватель газа «ПГПТ-30М» А.
- Источник № 0005, Подогреватель газа «ПГПТ-30» В.

- Источник № 0006, Свеча рассеивания.
- Источник № 0007, ДЭС Ricardo 150 кВт.
- Источник № 0008, Дренажная емкость ГЗУ-1 V=8м3.
- Источник № 0009, Дренажная емкость ГЗУ-2 V=8м3.
- Источник № 0010, Дренажная емкость ГЗУ-3 V=8м3.
- Источник № 0011, Дренажная емкость ГЗУ-4 V=8м3.
- Источник № 0012, Дренажная емкость ГЗУ-5 V=8м3.
- Источник № 0013, Дренажная емкость Е-ЦПС=02 V=8м3.
- Источник № 0014, Дренажная емкость ЦПС V=63м3.
- Источник № 0015, Передвижная экологическая емкость 1-ед, V=30 м3.
- Источник № 0016, Факел ЦПС – Аксай.
- Источник № 0017, БАПР 10/03.
- Источник № 0018, БАПР 2.5/2.
- Источник № 0019, БАПР 2.5/2.

Неорганизованные источники

- Источник № 6001, Тех.блок ЦПС
- Источник № 6002, Компрессорная установка
- Источник № 6003, Камера запуска ЦПС-02 на УПГ1,2 м/р Акшабулак
- Источник № 6004, Камера запуска ЦПС-01 на УПН Нуралы
- Источник № 6005, Насосы мультифазные Netzsch
- Источник № 6006, С-ЦПС-01
- Источник № 6007, С-ЦПС-02
- Источник № 6008, С-ЦПС-03
- Источник № 6009, С-ЦПС-04
- Источник № 6010, Тех. блок ГЗУ-1
- Источник № 6011, Тех. блок ГЗУ-2
- Источник № 6012, Тех. блок ГЗУ-3
- Источник № 6013, Тех. блок ГЗУ-4
- Источник № 6014, Гараж, въезд, выезд 2-х автомашин на дизтопливе
- Источник № 6015, Утечки от ЗРА и ФС.
- Источник № 6016-6046, Добывающие скважины:
 - 2026г – 15 скважин;
 - 2027г – 19 скважин;
 - 2028г – 23 скважин;
 - 2029г – 27 скважин;
 - 2030г – 31 скважин;
 - 2031г – 31 скважин;
 - 2032г – 30 скважин;
 - 2033г – 30 скважин;
 - 2034г – 28 скважин;
 - 2035г – 28 скважин.

В целом по месторождению Аксай при эксплуатации по третьему варианту максимально выявлено: 65 стационарных источников загрязнения, из них организованных 19, неорганизованных 46.

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

Для снижения воздействия планируемых работ на атмосферный воздух предусмотрен ряд технических и организационных мероприятий. К ним относятся:

- контроль за точным соблюдением технологии производств работ;
- разработка надежной и дублируемой системы управления технологическим процессом;

- использование системы безопасности и мониторинга;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- использование системы контроля загазованности;
- разработка технологического регламента на период НМУ;
- выполнение производственного экологического контроля, включающего мониторинг на стационарных постах и маршрутных постах на границе СЗЗ.

Водоснабжение и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра здравоохранения РК от 20 февраля 2023 года №26 «Санитарно-эпидемиологические требования к вод источникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

Для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд на площадке м/р Аксай используется привозная вода.

Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, далее по мере накопления вывозятся согласно договору с подрядной организацией для дальнейшей переработки.

Отходы

В процессе разработки месторождения Аксай образуются твердые и жидкие отходы. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду.

В процессе бурения и эксплуатации месторождения проектом предусмотрено использование емкостей для временного сбора отходов с последующей транспортировкой отходов автотранспортом для захоронения, что исключает попадание их на почву.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при эксплуатации месторождения;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- коммунальные отходы;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;

Отходы, образующиеся от деятельности подрядных компаний, удаляются с контрактной территории месторождения Аксай силами самих подрядных компаний, и далее передаются специализированным организациям для последующей их утилизации или переработки, в соответствии с заключенными Договорами.

Складирование и временное накопление отходов производства и потребления производится по месту их образования на специально отведенных и оборудованных площадках – в герметичных емкостях и контейнерах, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды. Далее отходы вывозятся специализированными организациям для последующей их утилизации или переработки согласно Договорам.

Буровой шлам (БШ) (01 05 06)* – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна 2,1 т/м³, при соприкосновении с отработанным буровым раствором происходит разбухание

выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы 1,2, тогда плотность бурового шлама равна: $2,1:1,2=1,75 \text{ т/м}^3$.

Отработанный буровой раствор (ОБР) (01 05 06*) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.

Металлом (17 04 07*) - собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозится по договору со специализированной организацией.

Коммунальные отходы (20 03 01*) – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в металлические контейнеры и вывозятся согласно договору со специализированной организацией.

Уровень опасности твердо-бытовых отходов – «Зеленый список GO₀₆₀».

Согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденным приказом Министра здравоохранения РК от 25 декабря 2020г №ҚР ДСМ-331/2020 срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0 оС и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Промасленная ветошь (20 03 01*). Образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. По мере накопления отходы будут собираться в контейнеры и транспортироваться согласно договору со специализированной организацией.

Огарки сварочных электродов (12 01 13*) – представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования.

Уровень опасности огарков электродов – «Зеленый список GA₀₈₀».

Отработанные масла (13 02 08*) – образуются после истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества при использовании в транспорте. По мере накопления отходы будут собираться в контейнеры и транспортироваться согласно договору со специализированной организацией, которая будет определена перед началом работ.

Меры по охране окружающей среды.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;
- проведение работ в пределах отведенной во временное пользование территории;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;
- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;
- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов (отработанных масел и топлива);
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
- обратное водоснабжение (повторное использование БСВ);

- рекультивация земель, выданных во временное пользование.

9 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Охрана природы Атырауской области. О.М. Грищенко, Н.А.Дидичин. г. Атырау 1997г.
- Экология и нефтегазовый комплекс. М.Д. Диаров, г. Алматы 2003г.
- Экология Казахстана М.С. Панин, г. Семипалатинск 2005г.
- Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
- Закон о «Гражданской защите», от 11.04.2014 г.
- Концепция экологической безопасности Республики Казахстан;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- Классификатор отходов. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314;
- Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 года № 360-VI ЗРК.
- Закон РК №219-1 от 23.04.1998г «О радиационной безопасности населения»;
- Приказ Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-71 от 2 августа 2022 года Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности
- Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №26 от 20.02.2023г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемостикам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» СПОРО-97, СП 5.01.011-97 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами»;
- № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020г. Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности

Методические указаний и методики:

- Приказ Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-п.
- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №16 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2004г.
- РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана, 2004г.