

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №03042Р

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «СП «Казгермунай»

Княкбаев З.К.

« 3 » 2026г.



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

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Заместитель директора Атырауского
филиала по производству

Марданов А.С.



Шагильбасев 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

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	Ошибка! Закладка не определена.
Аннотация	9
1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	23
1.1 Общие сведения о месторождении	23
1.2 Целевое назначение работы	25
1.3 Технологические показатели вариантов разработки	27
1.4 Сведение о производственном процессе	27
2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	34
2.1 Природно-климатические условия	34
2.2 Современное состояние атмосферного воздуха	35
2.3 Поверхностные и подземные воды	36
2.4 Почвенный покров	36
2.5 Растительный покров	38
2.6 Животный мир	39
3 СОЦИАЛЬНО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	41
3.1 Социально-экономические условия района	41
4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ШТАТНОМ РЕЖИМЕ	43
4.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу	43
4.1.1 Стационарные источники загрязнения	47
4.1.2 Предварительные расчеты выбросов вредных веществ	53
4.2 Предварительный расчет рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе	61
4.3 Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)	62
4.5 Водоснабжение и водоотведение	62
4.6 Программа управления отходами	67
4.7 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду	77
4.8 Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами	78
4.9 Рекультивация земель	78
5 КОМПЛЕКСНАЯ Оценка воздействия на окружающую среду	81
5.1 Предварительная оценка воздействия на качество атмосферного воздуха	82
5.2 Оценка воздействия на подземные и поверхностные воды	84
5.3 Оценка воздействия на геологическую среду	86
5.4 Оценка воздействия на растительно-почвенный покров	87
5.5 Оценка воздействия на животный мир	89
5.6 Радиационная обстановка	90
5.7 Физическое воздействие	91
5.8 Состояние здоровья населения	93
5.9 Оценка воздействия на социально-экономическую среду	94
5.10 Охрана памятников истории и культуры	96
6 АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	97
6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций	97
7 ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	100
7.1 Мониторинг состояния промышленных площадок	100
7.2 Мониторинг состояния технологического оборудования	101
7.3 Мониторинг состояния и размещения отходов	101
7.4 Мониторинг состояния биосферы	101
7.5 Оборудование и методы проведения мониторинга	101
7.6 Контроль в области охраны окружающей среды	102

8.	ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
	Ошибка! Закладка не определена.	
8	Нетехническое резюме.....	Ошибка! Закладка не определена.
9	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	103

ТАБЛИЦЫ

Таблица 1.1- Адресная программа ГТМ и бурения по вариантам разработки.	28
Таблица 1.2 – Адресная программа геолого-технических мероприятий по газоконденсатным залежам	28
Таблица 1.2 Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Нефтяная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)	23
Таблица 1.3 Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Нефтяная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)	24
Таблица 1.4 Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Газоконденсатная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)	25
Таблица 1.5 Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Газоконденсатная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)	26
Таблица 2.1 - Общая климатическая характеристика	34
Таблица 2.2 - Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)	34
Таблица 2.3 - Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с)	34
Таблица 2.4 - Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	34
Таблица 2.5 Результаты анализа проб атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны за 2026 год	35
Таблица 2.6 - Результаты анализа проб почвенного покрова за 2025 год	38
Таблица 4.1 - Адресная программа ГТМ и бурения по вариантам разработки.	44
Таблица 4.2-Рекомендуемая конструкция проектных скважин СВ №106,112,114,115,107,113,108,100,101	45
Таблица 4.3 – Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101 с проектной глубиной 3300м.	46
Таблиц 4.4 – Рекомендуемые параметры бурового раствора для вертикальных скважин проектной глубиной 3300м.	46
Таблица 4.5 - Проектная конструкция скважин	46
Таблица 4.6 – Расчет продолжительности бурения для скважин проектной глубиной 3300м.	47
Таблица 4.4 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве скважин № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101 по нефтяным залежам	53
Таблица 4.5 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скв Р-1, Р-2 по нефтяным залежам	53
Таблица 4.5 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве оценочной скв №109 по нефтяным залежам водная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скв Р-1, Р-2 по нефтяным залежам	54
Таблица 4.5 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве по газоконденсатном залежам № 116,111	54
Таблица 4.5 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве по газоконденсатном залежам резервной скв №РЗ	54
Таблица 4.12 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве по газоконденсатном залежам оценочных скв №№ОС-2, ОС-3.	55
Таблица 4.4 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве скважин № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101 по нефтяным залежам	55
Таблица 4.5 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скв Р-1, Р-2 по нефтяным залежам	56

Таблица 4.5 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве оценочной скв №109 по нефтяным залежам водная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скв Р-1, Р-2 по нефтяным залежам	56
Таблица 4.5 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве по газоконденсатном залежам № 116,111	56
Таблица 4.5 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве по газоконденсатном залежам резервной скв №РЗ	57
Таблица 4.18 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве по газоконденсатном залежам оценочных скв №№ОС-2, ОС-3.	57
Таблица 4.8 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 1 рекомендуемому варианту разработки	59
Таблица 4.9 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 2 варианту разработки	60
Таблица 4.11 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101	62
Таблица 4.12 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по нефтяным залежам №№Р1, Р2:	62
Таблица 4.12 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по нефтяным залежам №№109	63
Таблица 4.12 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по газоконденсатном залежам № 116, 111:	63
Таблица 4.12 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по газоконденсатном залежам №РЗ	63
Таблица 4.12 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по газоконденсатном залежам №ОС-2, ОС-3	63
Таблица 4.13 - Предварительный расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения по первому рекомендуемому варианту разработки на 2026-2035 гг	63
Таблица 4.11 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101	64
Таблица 4.12 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по нефтяным залежам №№Р1, Р2:	65
Таблица 4.12 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по нефтяным залежам №№109	65
Таблица 4.12 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по газоконденсатном залежам № 116, 111:	65
Таблица 4.12 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по газоконденсатном залежам №РЗ	65
Таблица 4.12 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по газоконденсатном залежам №ОС-2, ОС-3	66
Таблица 4.13 - Предварительный расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения по второму варианту разработки на 2026-2035 гг	66
Таблица 4.17 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины проектной глубиной 3300м	69

Таблица 4.18 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины проектной глубиной 3300м	70
Таблица 4.37 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины по нефтяным залежам	71
Таблица 4.38 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины по газоконденсатном залежам	71
Таблица 4.20- Образование коммунальных отходов при эксплуатации месторождения	72
Таблица 4.21 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при бурении скважин СВ эксплуатационные скважины по нефтяным залежам №106,112,114,115,107,113,108,100,101	73
Таблица 4.22 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве по нефтяным залежам резервных скважин №Р-1,Р-2	73
Таблица 4.22 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве по нефтяным залежам оценочной скважины №109	73
Таблица 4.21 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при бурении по газоконденсатных скв №116,111	74
Таблица 4.22 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве по нефтяным залежам резервных скважин №Р-1,Р-2	74
Таблица 4.22 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве по нефтяным залежам оценочной скважины №109	74
Таблица 4.23 – Лимиты накопления отходов при эксплуатации месторождения Сазтобе Восточное за 2026-2035гг	75
Таблица 5.1 - Градации значимости воздействий	81
Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС	81
Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха	83
Таблица 5.4 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на подземные воды	84
Таблица 5.5 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на геологическую среду	86
Таблица 5.6 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на почвенно-растительный покров	88
Таблица 5.7 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на животный мир	89
Таблица 5.8 - Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу	95
Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров	102

АННОТАЦИЯ

Отчет о возможных воздействиях выполнен согласно Приложению 2 к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 к «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», а также соответствует со ст. 72 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.

Нетехническое резюме.

Список использованной литературы.

ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Сазтобе Восточное» 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 «Казахтуркмунай» и Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№03042Р от 07 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 30.07.2021г №280).

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 Сазтобе Восточное расположено в юго-восточной бортовой зоне Прикаспийской впадины, в пределах западного погружения Южно-Эмбинского поднятия и административно входит в состав Бейнеуского района Мангистауской области Республики Казахстан.

В орографическом отношении площадь Сазтобе Восточное представляет собой всхолмлённую равнину, северную и центральную часть которой занимают бугристые пески, закреплённые травянистой растительностью. В понижениях распространены пухлые солончаки, поверхность которых во время дождей размокает и превращается в непроходимую вязкую грязь.

На западе площади расположена слабоволнистая равнина, образовавшаяся при высыхании Каспийского моря, соединившая между собой бывшие острова. Южнее расположен солончак Мёртвый Колтык, обширные пространства которого образовались в результате снижения уровня Каспийского моря и высыхания залива Комсомолец. Солончаки представляют собой ровную поверхность, движение по ним возможно в сухое время года только для пешеходов и транспорта повышенной проходимости. Рельеф местности имеет общий уклон с северо-востока на юго-запад.

Климат района резко континентальный и характеризуется значительным колебанием сезонных температур. В зимние месяцы температура воздуха понижается до -25-400С. Летом температура колеблется от +25+500С. Количество годовых осадков не превышает 150 мм в год и в основном приходится на осенне-зимний период.

Растительный мир представлен полынью, верблюжьей колючкой и другими видами флор степи и полупустынь.

Животный мир, в основном, представлен грызунами, пресмыкающимися (черепахи, ящерицы, змеи) и паукообразными (скорпионы, тарантулы, фаланги).

Гидрографически район развит слабо. Открытых водоемов и природных источников в районе нет.

Снабжение питьевой водой производится автоцистернами из водопровода. Техническое водоснабжение осуществляется из водяных скважин альбских и сеноманских горизонтов.

Ближайшим населенным пунктом является железнодорожная станция Бейнеу (145 км). Областной центр – г. Актау – расположен на расстоянии 479 км юго-западнее месторождения.

Непосредственная близость к обустроенным нефтепромыслам Прорва, Тенгиз, Кисимбай, к железнодорожной линии Мангистау – Макат – ЛЭП, к магистральным нефтегазопроводам создает благоприятные условия для освоения месторождения Сазтобе Восточное.

Система электроснабжения месторождения автономная, электроэнергия вырабатывается на собственных газопоршневых и дизельных электростанциях.

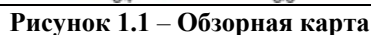
Недропользователем месторождения Сазтобе Восточное является ТОО «Казахтуркмунай», для осуществления операций по недропользованию на месторождении Сазтобе Восточный блоков XXX-15-B-F (частично), XXX-16-D-(частично) на основании Протокола заседания Экспертной комиссии от 27 июня 2018 года №11/МЭ РК.

Площадь горного отвода: 36,12 км².

Координаты месторождения Сазтобе Восточное:

Координаты угловых точек					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 44' 44"	53° 57' 33"	20	45° 47' 45"	54° 06' 00"
2	45° 44' 59"	53° 58' 49"	21	45° 47' 23"	54° 05' 58"
3	45° 45' 34"	54° 00' 21"	22	45° 46' 53"	54° 05' 36"

4	45° 45' 43"	54° 00' 19"	23	45° 46' 50"	54° 05' 22"
5	45° 45' 33"	53° 59' 57"	24	45° 46' 16"	54° 04' 49"
6	45° 45' 54"	53° 59' 55"	25	45° 45' 09"	54° 01' 28"
7	45° 46' 13"	54° 00' 11"	26	45° 44' 47"	54° 00' 59"
8	45° 45' 55"	54° 00' 16"	27	45° 44' 28"	54° 00' 55"
9	45° 46' 30"	54° 00' 55"	28	45° 43' 56"	54° 00' 30"
10	45° 46' 35"	54° 01' 08"	29	45° 43' 31"	53° 59' 51"
11	45° 46' 37"	54° 01' 35"	30	45° 43' 20"	53° 59' 17"
12	45° 46' 44"	54° 02' 00"	31	45° 43' 17"	53° 58' 54"
13	45° 46' 19"	54° 02' 08"	32	45° 43' 18"	53° 58' 56"
14	45° 46' 56"	54° 03' 18"	33	45° 43' 1,5"	53° 58' 57"
15	45° 47' 05"	54° 03' 27"	34	45° 43' 01"	53° 58' 37"
16	45° 47' 19"	54° 03' 17"	35	45° 43' 05"	53° 58' 12"
17	45° 47' 48"	54° 03' 27"	36	45° 43' 10"	53° 57' 55"
18	45° 48' 11"	54° 03' 55"	37	45° 42' 59"	53° 57' 32"
19	45° 48' 14"	54° 04' 37"	38	45° 43' 51"	53° 56' 16"



Месторождение Сазтобе Восточное открыто в 1993 году, когда в скважине Нсановская-43 из среднеюрских отложений получен приток газа с конденсатом дебитом 33 тыс.м3/сут и 8,8 т/сут, соответственно. В процессе разработки, в 2010 году при испытании скважины Сазтобе-2 был получен приток густой вязкой нефти дебитом 20,36

м3/сут.

Месторождение имеет сложную структуру из 5 блоков, разобщенных между собой разломами, включающее в себя нефтяную и газоконденсатные залежи, разработка которых ведется самостоятельно согласно проектным документам.

Месторождение Сазтобе Восточное разрабатывается ТОО «Казахтуркмунай», имеющим Дополнение №3 от 18.01.2018г к договору №1 на разведку, разработку, добычу, переработку и сбыт нефти от 31.05.1994г и Государственную Лицензию на право пользования недрами в Республике Казахстан серии МГ№42Д от 23.02.1995г для разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Сазтобе Восточное. Дополнением №4 (от 29.09.2020 г.) к Контракту №1 (от 31.05.1994 г.) внесено изменение по части расширения горного отвода.

Месторождение вступило в промышленную разработку согласно «Технологической схеме разработки месторождения Сазтобе Восточное» [], утвержденной в ЦКРР РК (протокол №11 от 08.07.2011г).

В 2020г ГКЗ РК был утвержден отчет «Пересчет начальных запасов углеводородного сырья месторождения Сазтобе Восточное Мангистауской области Республики Казахстан», составленный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» по состоянию изученности на 02.01.2020г на основе проведенных исследовательских работ, отбор и анализ кернового материала и пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных горизонтов (Протокол ГКЗ РК №2176-20-У от 06.05.2020г).

Разработка нефтяной и газоконденсатных залежей ведется самостоятельно согласно проектным документам. Так, на основе утвержденных запасов нефтяной залежи был составлен «Проект разработки ...» 2020 г., утвержденный ЦКРР РК (Протокол №11/1 от 18.02.2021г), согласно утвержденному 3 варианту которого предусмотрено продолжение разработки месторождения с утверждением технологических показателей на 2021-2023 гг и бурением 2-х независимых оценочных и одной эксплуатационной скважин в 2022-2023 гг. На основе утвержденных запасов газа и конденсата составлен «Проект разработки ...» утвержденный ЦКРР РК (протокол №10/4 от 21.01.2021г), согласно утвержденному 2 варианту которого предусмотрено продолжение разработки месторождения с утверждением технологических показателей до 14 октября 2041 г и бурением одной оценочной скважины в 2023 г.

После утверждения Проектов разработки, в 2021-2022гг были выполнены и направлены в ЦКРР РК два отчета по «Авторскому надзору за реализацией Проекта разработки месторождения Сазтобе Восточное», подготовленные Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг».

В 2023г по состоянию разработки нефтяной залежи выполнен отчет «Анализ разработки ...» по состоянию на 01.07.2023г, утвержденный ЦКРР РК (протокол №47/10 от 25.01.2024г.), в соответствии с заключением Государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки Анализ был согласован «с утверждением технологических показателей по рекомендуемому третьему варианту разработки с 2024г по 2026г.».

НИР «Дополнение к Проекту разработки месторождения Сазтобе Восточное» (далее – ДПРМ) подготовлен по состоянию изученности месторождения (совместно нефтяной и газоконденсатных залежей) на 01.01.2026г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках долгосрочного договора № 223//142/2020 АТ от «17» июля 2020г с ТОО «Казахтуркмунай», согласно Техническому заданию и требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [] и РД «Методические рекомендации по проведению авторских надзоров за реализацией проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений» [].

В настоящем Дополнении к Проекту разработки рассмотрены 2 варианта дальнейшего освоения месторождения,

Цель работы - оценка эффективности реализации ранее утвержденных проектных решений с учетом имеющихся представлений о геологическом строении месторождения и полученных новых сведений о текущем состоянии разработки, выдача рекомендаций по контролю и регулированию процесса разработки, обоснование рациональной системы разработки, добычи нефти, газа и конденсата, рассмотрение проектных решений в рамках нового рекомендуемого варианта разработки, утверждение новых технологических показателей, а также отражение технологических потерь.

1.3 Технологические показатели вариантов разработки

С учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации системы разработки месторождения в настоящем отчете рассмотрены два варианта. Предусмотренные варианты различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин.

Первый вариант

Нефтяные залежи

Вариант предполагает продолжение разработки эксплуатационных объектов при сложившейся системе разработки. Для достижения утвержденного значения коэффициента извлечения и более полной выработки запасов нефти предусмотрен ввод из бурения 9 добывающих вертикальных скважин, ввод из освоения 1 скважины, ввод из бездействующего фонда 1 скважины, реализацию ППД, путем перевода под нагнетание 1 добывающей скважины и проведение ГТМ.

С целью использования потенциала пробуренного фонда скважин, для увеличения коэффициента извлечения нефти по эксплуатационным объектам также предусматриваются мероприятия по вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти путем проведения ГТМ:

Объект I. Проведение ГРП в скважине №102;

Объект II. Перевод под закачку 1 скважины (№105) после отработки на нефтенасыщенные горизонты.

Газоконденсатные залежи

В рамках 1 варианта предусмотрено продолжение разработки II эксплуатационного объекта при сложившейся системе разработки с дополнительным бурением 1 скважины, а также освоение I объекта путем бурения 1 скважины. Дополнительно предусмотрены ГТМ по ПВР на 4 скважинах, РИР и ОРЭ на 1 скважине. Таким образом, вариант предполагает бурение 2 добывающих скважин и проведение ГТМ.

Согласно первому варианту разработки нефтяных и газоконденсатных залежей в целом фонд добывающих скважин составит 15 и 6 ед., соответственно.

Второй вариант

Нефтяные залежи

Базируется на первом варианте разработки, предусматривает уплотнение сетки скважин, путем ввода из бурения дополнительно к 1 варианту 5 добывающих вертикальных скважин.

В целом по нефтяным залежам фонд добывающих скважин составляет 20 ед.

I объект повторяет вариант 1

На II объект в дополнение к 1 варианту предусматривается ввод из бурения 3 добывающих скважин. С учетом всех проведенных ГТМ фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

На III объект в дополнение к 1 варианту планируется ввод из бурения 2 добывающих скважин. Фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

Газоконденсатные залежи

Базируется на принципах 1 варианта разработки, дополнительно, предусматривает бурение одной скважины на II объекте. Программа проведения ГТМ аналогична 1 варианту разработки.

Согласно второму варианту разработки нефтяных и газоконденсатных залежей в целом фонд добывающих скважин составит 20 и 7 ед., соответственно.

График бурения добывающих скважин и план геолого-технических мероприятий по нефтяным залежам представлены в таблице ниже.

Таблица 1.1- Адресная программа ГТМ и бурения по вариантам разработки.

№№ скв.	Вид ГТМ	Объект	Дата	Дебит нефти, т/сут	Варианты
ГС-1	ввод из освоения	I	2026	21,0	1+2
102	ГРП	I	2027	12,6	1+2
Тын-1	ввод из бездействия	II	2026	8,0	1+2
106	ввод из бурения	II	2027	20,0	1+2
112	ввод из бурения	II	2029	27,2	1+2
107	ввод из бурения	III	2033	18,3	1+2
100	ввод из бурения	I	2034	32,0	1+2
101	ввод из бурения	I	2035	31,9	1+2
114	ввод из бурения	II	2031	13,6	1+2
115	ввод из бурения	II	2032	19,8	1+2
113	ввод из бурения	II	2034	22,6	1+2
105	перевод под закачку	II	2030	-	1+2
108	ввод из бурения	III	2034	20,1	1+2
118	ввод из бурения	II	2036	7,1	2
119	ввод из бурения	II	2037	6,1	2
120	ввод из бурения	II	2037	6,1	2
121	ввод из бурения	III	2038	7,0	2
122	ввод из бурения	III	2038	7,0	2
P-1	Бурение резервной скважины				1+2
P-2	Бурение резервной скважины				1+2

Программа бурения газоконденсатных добывающих скважин и план геолого-технических мероприятий представлены в таблице 1.2

Таблица 1.2 – Адресная программа геолого-технических мероприятий по газоконденсатным залежам

№№ скв.	Вид ГТМ	Объект	Дата	Дебит газа, тыс.м³/сут	Варианты
5	ПВР	II	2026	7,1	1+2
1A	ПВР	II	2029	2,8	1+2
43	ПВР	II	2031	17,4	1+2
3	ПВР	II	2028	6,1	1+2
3	РИР	II	2028	-	1+2
3	ОРЭ	I/II	2033	-	1+2
116	ввод из бурения	II	2030	45,5	1+2
117	ввод из бурения	II	2035	23,6	2
111	ввод из бурения	I	2033	56,4	1+2
P-3	Бурение резервной скважины				1+2

Таблица 1.3 Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Нефтяная залежь. Вариант 1 (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 одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	1	1	0	6	0	0	1	20,3	0	0	0	0	0	3	0	8,5	13,0	0,0
2027	1	1	0	7	0	0	0	23,6	0	0	0	0	0	4	0	13,1	18,5	0,0
2028	0	0	0	7	0	0	0	23,6	0	0	0	0	0	4	0	14,4	22,0	0,0
2029	1	1	0	8	0	0	0	26,9	0	0	0	0	0	5	0	14,0	22,4	0,0
2030	0	0	0	8	0	0	0	26,9	1	0	0	0	0	5	1	13,3	22,0	76,1
2031	1	1	0	9	0	0	0	30,2	0	0	0	0	0	6	1	12,3	21,9	38,7
2032	1	1	0	10	0	0	0	33,5	0	0	0	0	0	7	1	11,9	22,2	51,8
2033	1	1	0	11	0	0	0	36,8	0	0	0	0	0	8	1	11,8	21,5	65,2
2034	3	3	0	14	0	0	0	46,7	0	0	0	0	0	11	1	13,9	21,7	83,7
2035	1	1	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	15,0	22,7	108,0
2036	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	13,6	23,0	125,7
2037	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	12,4	23,2	140,0
2038	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	11,4	23,4	154,2
2039	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	10,5	23,7	166,8
2040	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	9,7	24,0	178,4
2041	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	8,9	24,3	189,0
2042	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	12	1	8,2	24,6	199,3
2043	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	2	2	0	10	1	8,1	26,3	204,5
2044	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	1	1	0	9	1	7,9	26,8	205,2
2045	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	1	1	0	8	1	7,8	30,9	224,5
2046	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	8	1	7,2	30,2	225,7
2047	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	8	1	6,7	31,0	237,1
2048	0	0	0	15	0	0	0	50,0	0	0	0	0	0	8	1	6,2	34,8	230,6

Таблица 1.4 Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Нефтяная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				годовая	накопленная		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	8,0	1,0	1,1	72,0	9,2	0,026	12,3	107,3	34,6	0,0	0,0	0,0	0,0	19,8	32,0
2027	14,4	1,8	2,0	86,4	11,0	0,032	20,4	127,6	29,2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,3	41,3
2028	19,5	2,5	2,8	105,9	13,5	0,039	29,7	157,4	34,5	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	49,7
2029	21,2	2,7	3,1	127,1	16,2	0,047	34,1	191,5	37,8	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	56,7
2030	22,9	2,9	3,5	150,0	19,1	0,055	37,8	229,3	39,5	12,5	12,5	28,9	4,7	6,0	62,7
2031	22,0	2,8	3,5	172,0	21,9	0,063	39,2	268,5	43,8	13,4	25,9	30,5	8,3	5,1	67,8
2032	26,3	3,4	4,3	198,4	25,3	0,073	49,3	317,7	46,5	18,0	43,9	32,8	12,0	5,0	72,8
2033	30,5	3,9	5,2	228,8	29,1	0,084	59,5	377,2	48,8	22,6	66,5	34,5	15,4	4,8	77,5
2034	46,5	5,9	8,4	275,4	35,1	0,101	84,8	462,1	45,1	29,0	95,5	30,6	18,2	5,8	83,3
2035	61,4	7,8	12,0	336,8	42,9	0,124	109,9	572,0	44,2	37,4	133,0	30,4	20,5	6,5	89,7
2036	55,9	7,1	12,5	392,6	50,0	0,144	111,0	683,0	49,7	43,6	176,5	35,7	22,9	5,5	95,3
2037	51,0	6,5	13,0	443,6	56,5	0,163	111,8	794,8	54,4	48,6	225,1	40,3	25,2	4,5	99,8
2038	46,7	5,9	13,7	490,3	62,5	0,180	112,9	907,7	58,7	53,5	278,5	44,7	27,5	4,0	103,8
2039	43,1	5,5	14,6	533,4	67,9	0,196	114,0	1021,7	62,2	57,8	336,4	48,6	29,8	3,5	107,3
2040	39,8	5,1	15,8	573,2	73,0	0,210	115,2	1137,0	65,4	61,9	398,2	52,1	31,9	3,1	110,4
2041	36,6	4,7	17,3	609,8	77,7	0,224	116,5	1253,4	68,6	65,5	463,8	55,3	33,9	2,7	113,1
2042	33,6	4,3	19,2	643,4	82,0	0,236	117,7	1371,2	71,4	69,1	532,9	58,4	35,9	2,4	115,6
2043	30,3	3,9	21,4	673,7	85,8	0,247	115,6	1486,8	73,8	70,9	603,8	61,7	37,7	2,2	117,7
2044	27,1	3,5	24,4	700,8	89,3	0,257	109,5	1596,2	75,3	71,2	674,9	65,8	39,5	1,8	119,5
2045	23,9	3,0	28,4	724,7	92,3	0,266	112,9	1709,2	78,8	77,9	752,8	70,9	41,4	1,6	121,1
2046	22,1	2,8	36,7	746,8	95,1	0,274	110,8	1820,0	80,1	78,2	831,0	73,0	43,2	1,4	122,5
2047	20,4	2,6	53,5	767,2	97,7	0,281	113,4	1933,4	82,0	82,2	913,3	75,6	44,9	1,3	123,8
2048	18,9	2,4	100,0	786,1	100,1	0,288	116,0	2049,4	83,7	80,0	993,2	72,5	46,3	1,1	124,9

Таблица 1.5 Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Газоконденсатная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

Г о д ы	Ввод добывающих скважин, ед.		Фонд скважин с начала разработки, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит	
	всего	из бурения					сухого газа, тыс.м³/сут	конденсата, т/сут
2026	0	0	4	13,2	0	4	31,3	7,5
2027	0	0	4	13,2	0	4	28,6	7,1
2028	0	0	4	13,2	0	4	27,3	8,4
2029	0	0	4	13,2	0	4	32,1	9,7
2030	1	1	5	16,5	0	5	32,7	8,9
2031	0	0	5	16,5	0	5	38,9	12,7
2032	0	0	5	16,5	0	5	40,1	13,0
2033	1	1	6	19,8	0	6	39,2	13,0
2034	0	0	6	19,8	0	6	38,0	12,7
2035	0	0	6	19,8	0	6	35,6	11,7
2036	0	0	6	19,8	0	6	33,3	10,8
2037	0	0	6	19,8	0	6	30,9	9,9
2038	0	0	6	19,8	0	6	28,4	9,2
2039	0	0	6	19,8	0	6	25,7	8,4
2040	0	0	6	19,8	0	6	24,8	6,7
2041	0	0	6	19,8	0	6	23,0	6,1
2042	0	0	6	19,8	0	6	21,3	5,6
2043	0	0	6	19,8	0	6	19,7	5,1
2044	0	0	6	19,8	0	6	17,4	4,3
2045	0	0	6	19,8	0	6	16,2	3,9
2046	0	0	6	19,8	0	6	15,0	3,6
2047	0	0	6	19,8	0	6	13,9	3,3
2048	0	0	6	19,8	0	6	12,9	3,0

Таблица 1.6 Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Газоконденсатная залежь. Вариант 1 (рекомендуемый)

Г о д ы	Добыча сухого газа, млн.м³	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча сухого газа, млн.м³	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	Темп отбора сухого газа от извлекаемых запасов, %		Отбор сухого газа от извлекаемых запасов, %	Темп отбора конденсата от извлекаемых запасов		Отбор конденсата от извлекаемых запасов, %	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %
					начальных	текущих		начальных, %	текущих, %						
2026	43,4	10,4	1917,3	503,9	1,4	3,7	63,2	1,2	3,0	60,1	0,442	0,346	86,7	1300,3	88,0
2027	39,7	9,9	1957,0	513,8	1,3	3,6	64,5	1,2	3,0	61,2	0,451	0,352	82,4	1382,8	88,0
2028	37,9	11,6	1994,9	525,4	1,2	3,5	65,8	1,4	3,6	62,6	0,459	0,360	92,7	1475,4	87,5
2029	44,6	13,5	2039,5	538,9	1,5	4,3	67,2	1,6	4,3	64,2	0,470	0,370	104,0	1579,4	87,0
2030	51,0	13,9	2090,5	552,8	1,7	5,1	68,9	1,7	4,6	65,9	0,481	0,379	115,6	1694,9	88,0
2031	67,4	22,1	2157,9	574,9	2,2	7,2	71,1	2,6	7,7	68,5	0,497	0,394	184,0	1879,0	88,0
2032	69,5	22,6	2227,5	597,5	2,3	7,9	73,4	2,7	8,5	71,2	0,513	0,410	205,3	2084,3	89,0
2033	74,8	24,8	2302,3	622,2	2,5	9,3	75,9	2,9	10,2	74,2	0,530	0,427	209,3	2293,6	88,2
2034	79,0	26,4	2381,3	648,6	2,6	10,8	78,5	3,2	12,2	77,3	0,548	0,445	214,0	2507,6	87,6
2035	74,1	24,3	2455,4	673,0	2,4	11,4	81,0	2,9	12,8	80,2	0,565	0,462	220,7	2728,3	89,0
2036	69,2	22,5	2524,6	695,5	2,3	12,0	83,2	2,7	13,5	82,9	0,581	0,477	232,6	2960,8	90,3
2037	64,3	20,7	2588,9	716,2	2,1	12,6	85,4	2,5	14,4	85,4	0,596	0,491	248,8	3209,6	91,7
2038	59,1	19,1	2648,0	735,2	1,9	13,3	87,3	2,3	15,5	87,6	0,610	0,504	274,2	3483,8	93,0
2039	53,5	17,5	2701,5	752,8	1,8	13,9	89,1	2,1	16,9	89,7	0,622	0,516	252,1	3735,9	93,0
2040	51,6	13,9	2753,1	766,7	1,7	15,6	90,8	1,7	16,2	91,4	0,634	0,526	202,0	3937,9	93,1
2041	47,9	12,7	2801,0	779,4	1,6	17,1	92,4	1,5	17,5	92,9	0,645	0,535	185,3	4123,3	93,2
2042	44,3	11,6	2845,3	791,0	1,5	19,1	93,8	1,4	19,5	94,3	0,655	0,543	170,6	4293,9	93,2
2043	41,0	10,6	2886,4	801,6	1,4	21,9	95,2	1,3	22,1	95,5	0,665	0,550	157,2	4451,1	93,3
2044	36,2	9,0	2922,6	810,6	1,2	24,7	96,4	1,1	24,0	96,6	0,673	0,556	130,2	4581,3	93,1
2045	33,6	8,2	2956,2	818,8	1,1	30,4	97,5	1,0	28,8	97,6	0,681	0,562	119,9	4701,2	93,2
2046	31,2	7,5	2987,4	826,2	1,0	40,6	98,5	0,9	37,0	98,5	0,688	0,567	110,5	4811,7	93,2
2047	29,0	6,9	3016,3	833,1	1,0	63,5	99,5	0,8	53,8	99,3	0,695	0,571	101,9	4913,6	93,3
2048	26,9	6,3	3043,2	839,4	0,9	161,5	100,3	0,8	106,9	100,0	0,701	0,576	94,3	5007,9	93,3

Объем газа будет сжигаться на УСН ССВ и СЮВ.

1.4 Сведение о производственном процессе

Существующая система сбора продукции скважин

Система внутри промыслового сбора и подготовки продукции месторождения «Сазтобе Восточное» обеспечивает герметизированный сбор, индивидуальный замер дебита скважин и транспортировку продукции до участка сбора нефти (УСН).

На УСН «Сазтобе» осуществляется сбор скважинной продукции с месторождения «Сазтобе». Сооружения УСН предназначены для сепарации газожидкостной смеси, и дальнейшей подачи попутно нефтяного газа на компрессорную станцию КС «Сазтобе» для транспортировки на КСИРГ «Толкын». И перекачки нефтесодержащей жидкости на центральный пункт промысловых сооружений (ЦППС) «Елемес» для доведения нефти до товарных кондиций согласно СТ РК 1347-2024. Откуда подготовленная товарная нефть перекачивается на пункт сдачи нефти ПСН «Опорный» для последующей сдачи её в систему магистральных трубопроводов АО «Казтрансойл».

По состоянию на 01.01.2026 года эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет:

- на месторождении «Сазтобе Восточное» 9 единиц
 - действующий фонд - 5 скважины (№№1А, 3, 5, 43, 102)
 - в бездействии - 4 скважины (Тын-1, ОС-1, №№2, 105)

Фонд добывающих скважин эксплуатируется фонтанным способом (№№3, 5, 43) и механизированным способом, с применением установок ЭЦН (№1А и №102).

Существующая система сбора и подготовки скважинной продукции

Действующим проектным документом разработки месторождения «Сазтобе Восточное» предусматривается применение герметизированной, однатрубно-напорной системы сбора и транспортировки скважинной продукции, с групповыми замерными сепарационными установками.

Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции месторождения «Сазтобе Восточное» представлена на рисунке

Для системы сбора продукции скважин месторождения «Сазтобе Восточное» реализована однатрубная лучевая герметизированная система сбора нефти и газа. Продукция скважин, представляющая собой газонефтяную эмульсию, за счёт избыточной энергии пласта от устья скважин по выкидным трубопроводам направляется для замера на АГЗУ №2 расположенной на территории УСН (Установка сбора нефти) «Сазтобе» и на АГЗУ №1 расположенной на территории СЗУ №2.

Система сбора нефти, газа месторождения включает выкидные трубопроводы от устьев добывающих скважин до АГЗУ – металлические трубы Ø114х6 мм. Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) - предназначена для автоматический периодического или ручного замера дебита добывающих скважин. Эксплуатационное назначение установок заключается в обеспечении контроля за технологическими режимами работы добывающих скважин.

С АГЗУ №2 скважинная продукция добывающего фонда месторождения «Сазтобе Восточное» поступает на НГС V=12,5м³.

В таблице 6.3.1 отображена информация по технологическим трубопроводам месторождения «Сазтобе Восточное» с указанием диаметра, протяженности и материала исполнения выкидных линий.

Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Согласно Кодексу Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании», при разработке месторождений углеводородов предъявляются следующие общие требования к переработке и утилизации сырого газа статья №147.

1. Под переработкой сырого газа понимается технологический процесс по

выработке из сырого газа продукции, отвечающей по качественному и количественному содержанию компонентов требованиям технических регламентов и (или) национальных стандартов.

2. Недропользователь, осуществляющий добычу углеводородов, обязан проводить мероприятия, направленные на минимизацию объёмов сжигания сырого газа.

Проект разработки месторождения в обязательном порядке должен содержать раздел по переработке (утилизации) сырого газа.

3. Недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программа развития переработки сырого газа разрабатывается на основании утверждённого недропользователем и получившего положительное заключение предусмотренных настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз базового проектного документа или анализа разработки.

ПРПСГ подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов с учётом рекомендаций рабочей группы по вопросам развития переработки сырого газа и должны обновляться каждые три года.

Состав рабочей группы по вопросам развития переработки сырого газа и положение о ней утверждаются уполномоченным органом в области углеводородов.

Отчёты о выполнении программ развития переработки сырого газа должны направляться недропользователем ежегодно в уполномоченный орган в области углеводородов по форме и срокам, которые утверждены таким органом.

4. Запрещается добыча углеводородов без переработки всего объёма добываемого сырого газа, за исключением объёмов сырого газа:

1) сжигаемых в случаях и на условиях, установленных статьёй 146 настоящего Кодекса;

2) используемых недропользователем на собственные технологические нужды в объёмах, предусмотренных программой развития переработки сырого газа, утверждённой уполномоченным органом в области углеводородов;

3) реализуемых недропользователем иным лицам в целях переработки и (или) утилизации.

При этом на месторождениях, где переработка сырого газа экономически не оправдана, проектом разработки месторождения и программой развития переработки сырого газа может быть предусмотрена утилизация всего объёма добываемого сырого газа, за исключением газа, используемого на собственные нужды, путём закачки в пласт с целью хранения и (или) поддержания пластового давления.

На дату составления настоящего отчёта, утилизация газа на месторождении «Сазтобе Восточное» осуществляется по «Программе развития переработки сырого газа месторождений ТОО «Казахтуркмунай» в Мангистауской области на 2026 год по группе месторождений «Сазтобе»: «Сазтобе Ю.В.», «Сазтобе С.В.», «Сазтобе В.» на период с 01.01.2026 по 31.12.2026 г.

ПРПСГ выполнена в соответствии с требованиями действующего Кодекса Республики Казахстан принятым от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» и «Методикой расчётов нормативов и объёмов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утверждённой Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 05 мая 2018 года № 164.

ПРПСГ была утверждена и основываясь на её выводах, недропользователю – ТОО «Казахтуркмунай» Министерством энергетики РК выдано разрешение на сжигание сырого газа в факелах за №KZ30VPC00027946 от 21.11.2025г.

Согласно утверждённой ПРПСГ, объём технологически неизбежного сжигания сырого газа по месторождению «Сазтобе Восточное» (нефтяная залежь) в период с 01.01.2026 по 31.12.2026 г. составляет: $V_v = 0,0$ млн. м³

Согласно утверждённой ПРПСГ, объём технологически неизбежного сжигания сырого газа по месторождению «Сазтобе Восточное» (газоконденсатная залежь) в период с 01.01.2026 по 31.12.2026 г. составляет: V_v - 0,4573 млн. м³, в том числе по категории V6 - 0,0 млн. м³, V7 - 0,4573 млн. м³, V8 - 0,0 млн. м³, по категории V9 - 0,0 млн. м³.

Основным путём утилизации сырого газа с месторождения «Сазтобе Восточное» является сдача сырого газа через компрессорную станцию КС «Сазтобе» по газопроводу на установку подготовки газа, принадлежащую ТОО «Varro Operating». Место подключения к газопроводу оборудовано системой коммерческого учёта газа (СИРГ). ТОО «Казахтуркмунай» по договору передаёт сырой газ в пункт сбора газа Толкын, где сырой газ доводится до требуемых характеристик товарного газа. После подготовленный газ передаётся для реализации в АО «НК «QazaqGaz».

Также сырой газ используется для собственных нужд в качестве топлива для газового двигателя компрессорной станции, для выработки электроэнергии на газопоршневых генераторах и для подогрева транспортируемого сырого газа на печи ПГ- 30 и для социально-бытовых нужд.

- Двигатели AJAX DPS-2802LE - 3 шт. (2 в работе, 1 в резерве);

Газопоршневой, двухтактный, используются в качестве привода компрессорных установок на КС Сазтобе. Имеют следующие характеристики:

- Номинальная мощность - 274 кВт;
- Топливный газ - сырой газ;
- Расход топливного газа - 100 м³/ч.
- Подогреватель газа ПГ-30 - 1 шт.;

Предназначен для непрямого нагрева газа. Имеет следующие характеристики:

- Тепловая мощность - 1,18 МВт;
- Номинальная производительность по подогреваемому газу - 25 000 нм³/ч;
- Температура нагреваемого газа на выходе - +70 +80 °С;
- Расход газа - 105 нм³/ч.

- ГПЭС САТ G3516LE (ТОО «АМГС») - 2 единицы (1 в работе, 1 в резерве);

Используется для выработки электроэнергии. Имеет следующие характеристики:

- Электрическая мощность, полная - 1288 кВт*А;
- Расход топлива при нагрузке 50% - 282 м³/ч.

Для сброса и последующего сжигания сырого газа на УСН «Сазтобе» и КС «Сазтобе» установлены две факельные установки с автоматической системой розжига и контроля пламени. В штатном режиме работы эксплуатируется только одна факельная установка, расположенная на территории площадки КС «Сазтобе».

Принципиальная схема транспортировки попутного газа по месторождениям ЦДНГ №1 в Мангистауской области, ТОО «Казахтуркмунай» представлена на рисунке 6.4.1.

Выводы и рекомендации:

1. Утилизация попутно нефтяного газа с месторождения Сазтобе Восточное ведется согласно утверждённой «Программе развития переработки сырого газа месторождений ТОО «Казахтуркмунай» в Мангистауской области на 2026 год по группе месторождений «Сазтобе».

2. Существующая инфраструктура транспортировки попутного нефтяного газа (ПНГ) обладает достаточной пропускной способностью для транспортировки всего объёма газа, добываемого в рамках текущих проектных показателей.

Описание технологического процесса первичной подготовки (сепарации) скважинной продукции на УСН «Сазтобе»

Принципиальная технологическая схема УСН месторождения Сазтобе представлена на рисунке 6.3.2.

На территории УСН «Сазтобе» газожидкостная смесь с АГЗУ №2 и водонефтяная эмульсия с АГЗУ №1 объединившись в один поток (на выходе с АГЗУ №1 осуществляется

дозированная подача ингибитора коррозии Ранкор-1145) по нефтесборному коллектору Ø219×8 мм поступают в нефтегазосепаратор НГС-1-1,6-1600-2 ($V=12,5 \text{ м}^3$). На установке НГС протекает процесс дегазации нефти, отделения попутного нефтяного газа от нефтяной эмульсии. Для поддержания технологического режима, уровень жидкости в аппарате поддерживается на отметке 50% от диаметра аппарата, и регулируется УЭРВ.

Выделившийся попутно нефтяной газ в процессе сепарации на НГС, давлением $P=3,5-3,8 \text{ кгс/см}^2$ поступает на очистку в газосепаратор типа ГС-1-2,5-600-1 №1. На установке ГС попутно нефтяной газ отчищается от капельной жидкости, газоконденсата и механических примесей. Осушенный газ из ГС №1 частично используется на ГПЭС для выработки электроэнергии, и в зимний период на социально бытовые нужды в качестве топлива для котельных установок. Замер газа осуществляется раздельно как для потребителя, так и на факел.

На месторождении «Сазтобе» кроме целей потребления газа для собственных нужд месторождения (ГПЭС и котельной), основная часть попутного нефтяного газа по газопроводу Ø159*6 мм «УСН Сазтобе – КС Сазтобе» $P=3,8-4 \text{ кгс/см}^2$ направляется на компрессорную станцию (КС) «Сазтобе», сюда же поступает попутно нефтяной газ с месторождения «Елемес Западный». Далее попутно нефтяной газ с компрессорной станции $P=45-60 \text{ кгс/см}^2$ транспортируется по газопроводу «КС Сазтобе-СИРГ Толкын» Ø159*8 мм протяжённостью 11,8 км с переходом на Ø219*10 мм протяжённостью 5,8 км. На выходе с компрессорной установки в газопровод производится дозированная подача ингибитора гидратообразования для предотвращения гидратных пробок.

В этот же газопровод врезаны линии газа, который собирается на площадках СЗУ №1 и СЗУ №2. Площадка СЗУ №1 временно не эксплуатируется. Площадка СЗУ №2 предназначена для подачи сырого газа $P=45-50 \text{ кгс/см}^2$ отсепарированного с скважинной продукции месторождения «Сазтобе Восточное».

Перед сдачей газа в газопровод «ГСП Толкын – УКПГ Боранколь», на входе в СИРГ газ подогревается с помощью подогревателя газа ПГ-30 до температуры $t=25-35 \text{ }^\circ\text{C}$, в целях исполнения требований температурного режима, и предупреждения гидратообразования в газопроводе.

Жидкость из нефтегазосепаратора поступает в концевую сепарационную установку (КСУ-50-1,0-1) $V=50 \text{ м}^3$, где давление снижается до атмосферного, после чего жидкость поступает самотеком в горизонтальные ёмкости РГС-100 №2-10 «Нефть» ($V=100 \text{ м}^3$), заполняется по очерёдно. В концевой сепарационной установке уровень жидкости регулируется поплавком и клапаном.

Нефтяная эмульсия из горизонтальных резервуаров по трубопроводу Ø 150 мм поступает на приём насосов внешней перекачки НБ-80 (1 рабочий, 1 резервный) и центробежного насоса ЦНС-38/220, и по нефтепроводу Ø159*8мм давлением $P=14-16 \text{ кгс/см}^2$ перекачивается на ЦППС месторождения Елемес Западный для дальнейшей подготовки до товарной кондиции. Откачка осуществляется два раза в сутки с средней продолжительность 4-5 часов.

На выходе из насосов внешней откачки добавляется ингибитор коррозии для защиты нефтепровода «УСН Сазтобе Восточный – ЦППС Елемес» от коррозии. На ЦППС Елемес продукция групп месторождений «Сазтобе» смешивается с нефтяной эмульсией месторождения «Елемес Западный», проходит окончательную подготовку до товарного качества и транспортируется на нефтеперекачивающую станцию (НПС) «Опорный» для сдачи в магистральную систему ЗФ АО «Казтрансойл».

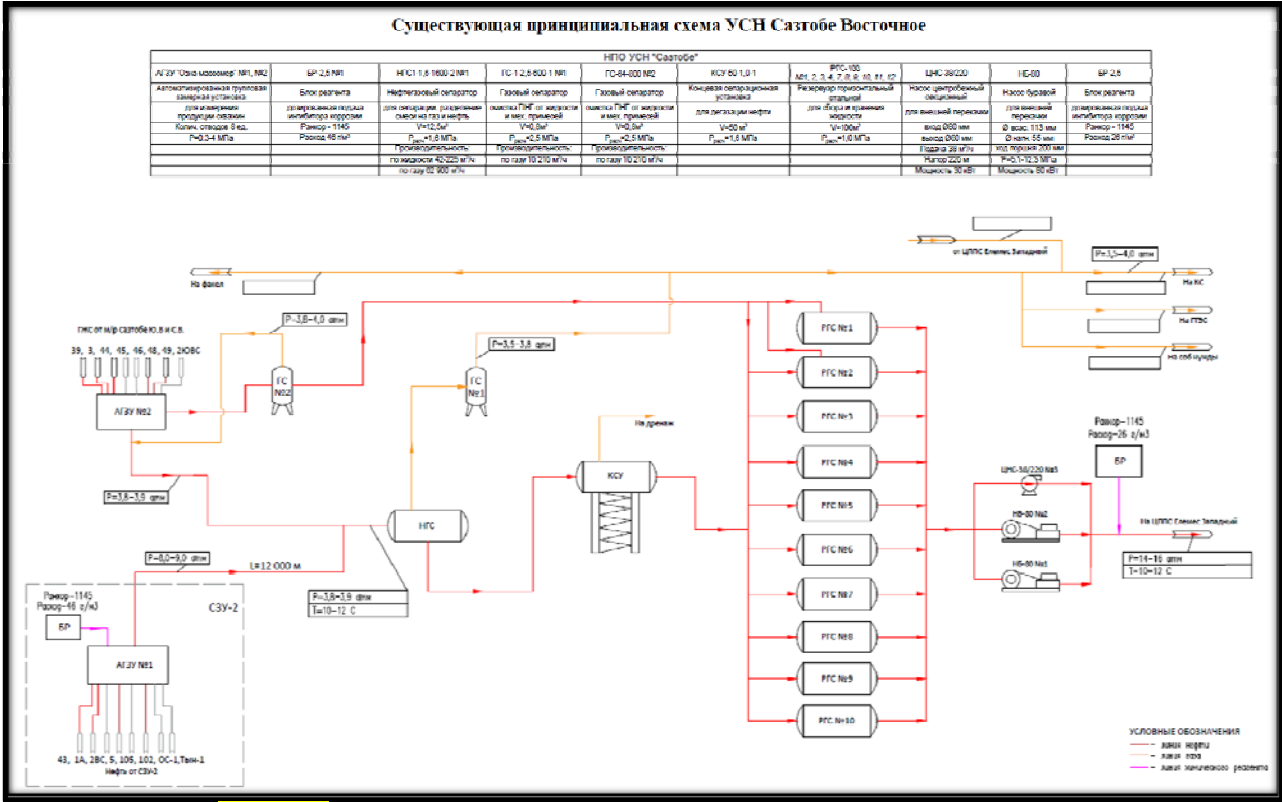


Рис. 6.3.2. Принципиальная технологическая схема УСН «Сазтобе»

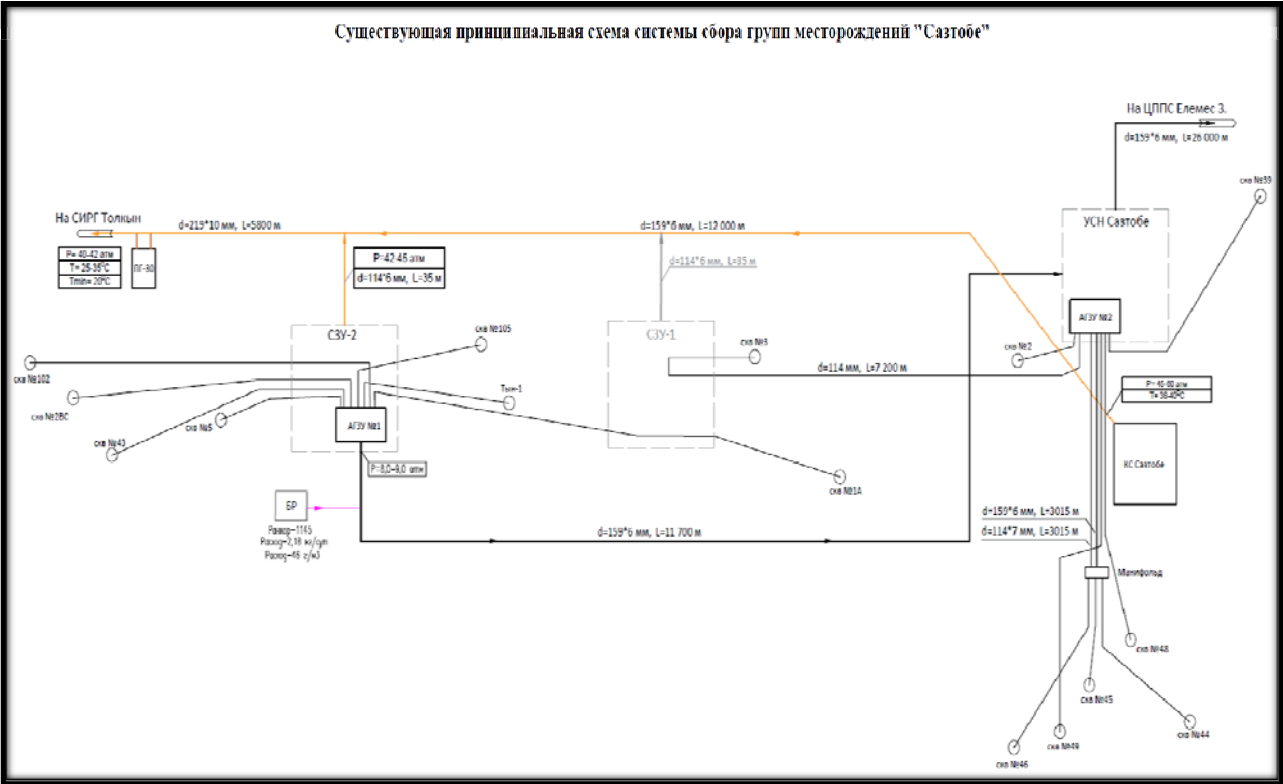


Рис. 6.3.1 Принципиальная схема системы сбора и транспорта скважинной продукции групп месторождений «Сазтобе».

Ввод скважин из бурения

В соответствии с рекомендуемым вариантом разработки в период 2026-2048 годы на месторождениях «Сазтобе Восточное» начиная с 2026 года планируется бурение одиннадцати добывающих скважин.

Порядок ввода и время бурения скважин, а также ГТМ по добывающему фонду скважин представлены в таблице 6.3.2.

Таблица 6.3.2 – Информация по бурению скважин

П/п	Месторождение	№ скв.	Год	Объект
1	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	106	2027	II
2	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	112	2029	II
3	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	114	2031	II
4	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	115	2032	II
5	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	107	2033	III
6	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	113	2034	II
7	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	108	2034	III
8	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	100	2034	I
9	Сазтобе Восточное (нефтяная залежь)	101	2035	I
10	Сазтобе Восточное (газоконденсатная залежь)	116	2030	II
11	Сазтобе Восточное (газоконденсатная залежь)	110	2033	I

С учётом прогнозируемого количества ввода новых скважин из бурения и вывода скважин из бездействующего фонда по результатам геолого-технических мероприятий (ГТМ), на месторождении «Сазтобе Восточное» прогнозируется увеличение добывающего фонда скважин до 19 единиц.

Существующая АГЗУ №1 типа «ОЗНА Е-400-2-08», обслуживающая данное месторождения, имеет технологическое ограничение и рассчитана на подключение не более 8 скважин. Кроме того, согласно пункта 294 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», совместная эксплуатация добывающих скважин без оснащения средствами индивидуального или группового замера дебита не допускается.

В целях расширения пропускной способности системы сбора, обеспечения непрерывности технологического процесса и выполнения требований НТД РК по замеру дебита скважиной продукции, на месторождении «Сазтобе Восточное» рекомендуется:

- осуществить монтаж дополнительной АГЗУ (блочно-модульного исполнения с возможностью подключения до 14 скважин);
- произвести перераспределение скважинного фонда месторождения «Сазтобе Восточное» между существующей АГЗУ №1 и вновь вводимой установкой;
- предусмотреть интеграцию новой АГЗУ в существующую систему сбора и внутрипромыслового транспорта продукции, а также её обустройство средствами автоматизации и телеметрии для передачи данных в систему верхнего уровня (SCADA).

Принципиальная схема подключения новых скважин с проектируемой АГЗУ на месторождении «Сазтобе Восточное» представлена на рисунке 6.3.3.

Определение мощностей сооружений систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин

Пропускная способность нефтепровода УСН «Сазтобе» - ЦППС «Елемес Западный» 0,5 млн.тн./год, пропускная способность газопровода КС «Сазтобе» – СИРГ «Толкын» составляет 360 млн. м³/год.

Согласно настоящему проекту, максимальное значение проектных показателей добычи по месторождению «Сазтобе Восточное» составит:

- по жидкости - 385 900 т/год $\approx$ 1057,2 т/сутки в 2046 г.,
- по нефти и газоконденсату - 85 700 т/год $\approx$ 234,8 т/сутки в 2035 г.,
- по газу – 84,8 млн м³/год $\approx$ 232 329 м³/сутки в 2034 г.

Как видно из представленных данных, мощностей имеющегося оборудования на УСН «Сазтобе» достаточно для обеспечения предварительной подготовки скважинной продукции «Сазтобе Восточное», также транспорта нефти и газа при разработке месторождения по рекомендуемому варианту. Следовательно, производительность УСН «Сазтобе» позволяет достичь прогнозных показателей.

2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Природно-климатические условия

Природно-климатические условия рассматриваемого района определяются положением в глубине материка и отличаются резкими контрастами, присущими континентальному климату.

Климат района резко континентальный, сухой, с высокой активностью ветрового режима, большими колебаниями погодных условий в течение года от весьма холодной зимы до очень жаркого лета. Климат района характеризуется умеренно холодной зимой и продолжительным, сухим, жарким летом.

Максимальная температура самого жаркого месяца составила +34,8, минимальная температура самого холодного месяца составила -9,3 °С.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района расположения месторождений ТОО «Казахтуркмунай» в Мангистауской области представлены в таблицах 5.1 - 5.2 по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Бейнеу за 2025г.

Таблица 2.1 - Общая климатическая характеристика

Наименование	МС Бейнеу
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) за год	-7,1°С
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+36,9°С
Среднее количество осадков за теплый период года	203,0 мм
Среднее количество осадков за холодный период года	
Среднее число дней с пыльными бурями	8 дней

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

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-2,0	-3,6	5,7	16,5	23,0	26,1	30,8	28,5	19,7	13,2	5,9	-3,8	13,3

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
3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	2	3	4

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

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
6	9	20	20	5	9	12	11	8

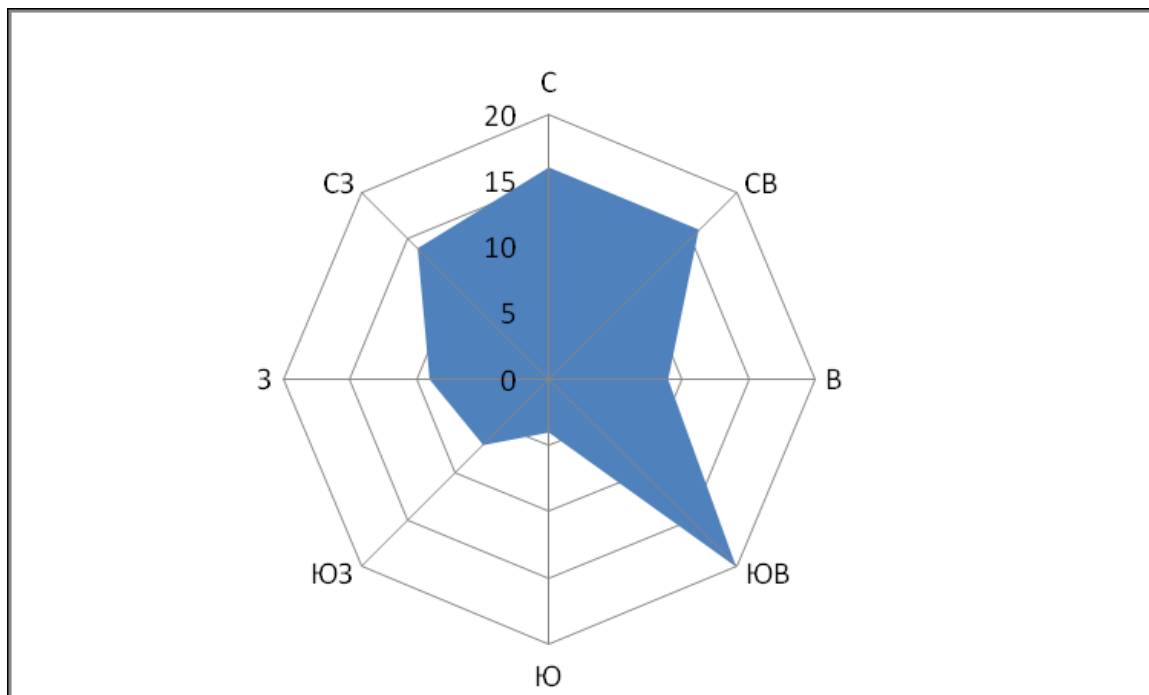


Рисунок 5-Роза ветров

2.2 Современное состояние атмосферного воздуха

На рассматриваемой территории ежегодно проводится производственный экологический мониторинг согласно план - графика контроля за соблюдением нормативов эмиссий, т.е. выполняются лабараторно - инструментальные исследования по источникам выбросов. Мониторинговый отчет по выполненным лабараторно - инструментальным исследованиям представлен в таблице ниже.

Таблица 2.5 Результаты анализа проб атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны за 2026 год

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация	Норма предельно допустимых концентраций (максимально разовых, миллиграмм на кубический метр)	Наличие превышения предельно допустимых концентрации, кратность
1	2	3	4	5
I квартал - 2026г				
СЗЗ север	оксид углерода	1,25	5,0	не превышает
	диоксид азота	0,036	0,2	не превышает
	оксид азота	0,036	0,4	не превышает
	углеводороды C ₁ -C ₅	0,12	50,0	не превышает
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	0,42	30,0	не превышает
	углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	0,11	1,0	не превышает
	сажа	0,07	0,15	не превышает
	сероводород	0,0011	0,008	не превышает
СЗЗ восток	оксид углерода	1,21	5,0	не превышает
	диоксид азота	0,0042	0,2	не превышает
	оксид азота	0,035	0,4	не превышает
	углеводороды C ₁ -C ₅	0,12	50,0	не превышает
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	0,42	30,0	не превышает
	углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	0,13	1,0	не превышает

	сажа	0,072	0,15	не превышает
	сероводород	0,0015	0,008	не превышает
СЗЗ юг	оксид углерода	1,23	5,0	не превышает
	диоксид азота	0,049	0,2	не превышает
	оксид азота	0,033	0,4	не превышает
	углеводороды C ₁ -C ₅	0,11	50,0	не превышает
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	0,41	30,0	не превышает
	углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	0,13	1,0	не превышает
	сажа	0,06	0,15	не превышает
	сероводород	0,0011	0,008	не превышает
СЗЗ запад	оксид углерода	1,16	5,0	не превышает
	диоксид азота	0,45	0,2	не превышает
	оксид азота	0,036	0,4	не превышает
	углеводороды C ₁ -C ₅	0,12	50,0	не превышает
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	0,44	30,0	не превышает
	углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	0,15	1,0	не превышает
	сажа	0,07	0,15	не превышает
	сероводород	0,0012	0,008	не превышает

Анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ месторождения Сазтобе Восточное показал, что за 2026г 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

Описываемая территория относится к Мангышлак-Устюртскому гидрогеологическому району первого порядка, который представляет собой систему артезианских бассейнов. В его пределах прослеживается ряд водоносных горизонтов и комплексов от современных до триас-пермских.

Гидрографическая сеть территории лишена постоянных водотоков.

По условиям образования и залегания подземные воды на рассматриваемой территории относятся к двум гидродинамическим зонам. Верхняя зона, характеризуется распространением безнапорных подземных вод со свободной поверхностью или слабо напорных. Сюда относятся подземные воды, приуроченные к четвертичным отложениям. Нижняя гидродинамическая зона высоконапорная и повсюду перекрыта мощной мергельно-глинистой водоупорной толщей турон-палеогеновых отложений. К этой зоне относятся отложения водоносных комплексов альб-сеноманских, аптских, неомских, юрских, триасовых отложений.

В целом для территории характерно наличие высокоминерализованных вод типа рассолов, грунтовые воды вскрываются локально. В наиболее пониженных участках местности воды вскрываются на глубинах порядка 1,0 - 2,5 м.

Поверхностные воды в описываемом районе отсутствуют.

2.4 Почвенный покров

Согласно природному районированию территория участка относится к Туранской равнине, провинции Арало-Каспийских пустынных плато – Мангышлак и Устюрт, области Северо- и Средне-Устюртское известняковое средне-пустынное плато. По рельефу характеризуется как пластовое аридно-денудационное плато, сложенное пористыми известняками. Район обследования представляет безводную сухую пустыню с редкой полынной, боялычево-биюргуновой и саксауловой растительностью. Бессточные впадины заняты сарсазановой и боялычевой растительностью. На песках распространена

еркеково-белоземельнопопынная растительность с терескеном и жузгуном. Почвообразующими породами служат пылеватые и песчаные средние суглинки, подстилаемые на глубине 0,5-1,0 м сарматскими известняками. Наибольшее распространение в районе получили серо-бурые пустынные солонцеватые почвы, формирующиеся на высоких водораздельных поверхностях. Эти почвы образуют комплексы и сочетания с солончаками остаточными, залегающими по взлобкам увалов и понижениям рельефа, такырами, занимающими западины и лугово-бурыми почвами микрозападин. Днища впадин заняты солончаками соровыми. Песчаные массивы характеризуются развитием примитивных песчаных почв.

На территории обследования выделены следующие типы и подтипы почв: серо-бурые пустынные нормальные, серо-бурые пустынные солонцеватые, серо-бурые пустынные эродированные, серо-бурые пустынные малоразвитые, лугово-бурые обыкновенные, солончаки остаточные, солончаки соровые, солонцы пустынные, такыры, пески грядово-бугристые и бугристые закрепленные и полужакрепленные, характеристика почв и почвенного покрова.

Мониторинг почвенного покрова

Мониторинг почв на месторождении является составной частью системы производственного мониторинга окружающей среды и проводится с целью:

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождений на почвенный покров;
- оценка прогноза и разработка рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляются на *стационарных экологических площадках* (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявления тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Проводимый экологический мониторинг осуществляет контроль состояния почв с целью сохранения их ресурсного потенциала, обеспечения экологической безопасности производства, условий проживания и ведения трудовой деятельности персонала.

Современное состояние почвенного покрова

Мониторинг почв на месторождении является составной частью системы производственного мониторинга окружающей среды и проводится с целью:

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождений на почвенный покров;
- оценка прогноза и разработка рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляются на *стационарных экологических площадках* (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявления тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Проводимый экологический мониторинг осуществляет контроль состояния почв с целью сохранения их ресурсного потенциала, обеспечения экологической безопасности производства, условий проживания и ведения трудовой деятельности персонала.

Таблица 2.6 - Результаты анализа проб почвенного покрова за 2025 год

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	ПДК (мг/кг)	Фактическая концентрация (мг/кг)			
			1 кв	2 кв	3 кв	4 кв
СЗЗ 1	Нефтепродукты	1000	0,011	0,01	0,014	0,015
	Цинк	0	0	0	0	0
	Медь	0	0	0	0	0
	Свинец(валовое содержание)	32	0	0	0	0
	Кадмий(валовое содержание)	0	0	0	0	0
СЗЗ 2	Нефтепродукты	1000	0,013	0,012	0,014	0,016
	Цинк	0	0	0	0	0
	Медь	0	0	0	0	0
	Свинец(валовое содержание)	32	0,21	0,2	0	0
	Кадмий(валовое содержание)	0	0	0	0	0
СЗЗ 3	Нефтепродукты	1000	0	0	0,014	0,22
	Цинк	0	0	0	0	0
	Медь	0	0	0	0	0
	Свинец(валовое содержание)	32	0	0	0,11	0,15
	Кадмий(валовое содержание)	0	0	0	0	0
СЗЗ 4	Нефтепродукты	1000	0	0	0,014	0,015
	Цинк	0	0	0	0	0
	Медь	0	0	0	0	0
	Свинец(валовое содержание)	32	0	0	0,22	0
	Кадмий(валовое содержание)	0	0	0	0	0

Анализ проведенного экологического мониторинга почвенного покрова на границе СЗЗ месторождения Сазтобе Восточное показал, что за 2025г концентрации загрязняющих веществ находились в допустимых пределах и не превышали установленные предельно-допустимые концентрации.

2.5 Растительный покров

Современный растительный покров территории отражает все сложные процессы взаимосвязи растительности с другими компонентами ландшафтов (рельефом, почвами, грунтовыми водами). Практически повсеместно преобладает сарсазановая растительность, за исключением соровых понижений, поверхность которых оголена и наблюдаются только редкие поселения сарсазана.

По составу жизненных форм преобладают полукустарнички, травянистые многолетники и однолетники - как весенние эфемеры, так и огруж-осенние однолетние солянки. В центральной части территории месторождений среди сарсазанников распространены сообщества полыни однопестичной - полынно-солянковое, полынно-эфемеровое, полынно- солянково-эфемеровое, приуроченные к повышенным элементам рельефа с серо-бурыми засоленными супесчаными почвами. Местами в травостое отмечается полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*), а на разбитых участках полынь метельчатая (*Artemisia scoraria*). Полынь белоземельная обладает широкой экологической амплитудой, произрастает на почвах различного механического состава, солонцеватых и засоленных.

По микрозападам с небольшим дополнительным увлажнением полынь однопестичная образует полынно-злаковое сообщество с ажреком и пыреем ломким (*Адгоругоп fragile*). Здесь же единично встречается жантак.

На небольшом песчаном массиве распространены сбитые полынно-еркеково-адраспановое и полынно-эфемерово-солянковое сообщества с преобладанием в травостое полыней песчаной (*Artemisia arenaria*) и метельчатой.

На приморской части в зоне сгонно-нагонных явлений в условиях близкого залегания грунтовых вод и периодического затопления видовой состав сообществ сарсазана несколько отличается, заметно участие мезогалофильных злаков - ажрека или

прибрежницы солончаковой (*Aeluropus iitoraiis*) и бескильницы расставленной (*Puccinella distans*), преобладают другие виды кермеков - кермек Гмелина и кермек каспийский (*Limonium Gmelinii*, *L. caspium*), много однолетней солянки солероса европейского (*Salicornia europaea*), который является пионером зарастания свежих обнажений дна моря и формирует разреженные, неустойчивые, кратковременно существующие (1-5 лет) группировки с единичным участием сведы заостренной, солянки натронной, лебеды татарской. На более поздних стадиях зарастания это солеросовое, солеросово-кермековое, бескильничево-кермеково-солеросовое сообщества с невысоким проективным покрытием (20-40%) и низкой, неустойчивой по годам урожайностью 0,5-2,5 ц/га сухой массы.

2.6 Животный мир

Животный мир рассматриваемой территории принадлежит к зоогеографическому участку Северные Арало-Каспийские пустыни и носит ярко выраженный пустынный характер.

Наземные позвоночные представлены 30 видами млекопитающих, 223 видами птиц, 15 видами пресмыкающихся и одним видом земноводных. В прибрежных стациях гнездится 40 видов пернатых водно-болотного комплекса.

Фоновыми видами млекопитающих являются грызуны, зайцеобразные, мелкие хищники - лисица, корсак. Степные виды практически отсутствуют, за исключением степного хорька. Видовое разнообразие территории определяется прибрежным мелководьем с обширными тростниковыми стациями, являющимися местом гнездования, кормления для многих видов пернатых, а также местами убежищ для хищных млекопитающих.

Достаточно многообразен по составу фауны юг, юго-восток, юго-запад территории, и некоторые участки центральной части нефтепромысла. Здесь с большой плотностью популяции обитают грызуны, являющиеся основой трофических связей в пустынной зоне. Встречаются хищники, пресмыкающиеся и пернатые.

Северная часть территории значительно менее населена грызунами, что объясняется недостаточностью кормовой базы и характером субстрата. Встречаются пресмыкающиеся, в основном это черепахи, круглоголовки и агамы. В небольшом количестве здесь обитают мелкие пернатые, представители воробьиных. Часть территории, занятая жилыми и административными сооружениями, заселена синантропными представителями пернатых и грызунами, в основном большой песчанкой.

Среднеазиатская, или степная черепаха - *Testudo horsfieldi*. Изредка встречается на территории исследуемого участка. Активна не более 3-4 месяцев. Когда выгорает эфемерная растительность, в июне уходит в летнюю спячку, выкапывая норы до 1 м длиной. Летняя спячка обычно переходит в зимнюю. Половой зрелости достигают на десятом году жизни. Весной просыпаются в марте и через несколько дней спариваются. С апреля по июнь 2-3 раза откладывают яйца. Инкубационный период - 80-110 дней.

Степная агама - *Adata sanguinolenta*. Обитает в пустынях разного типа - песчаных, глинистых и песчано-глинистых. Длина тела до 11-12 см. Самцы немного крупнее самок. Голова большая и относительно высокая, имеет сердцевидную форму и резко отграничена от туловища. Верхняя сторона тела серая или желтовато-серая, нижняя - белая. Питается различными насекомыми и их личинками, пауками, мокрицами, а также листьями и цветами растений. Активна с марта по октябрь. Спаривание в первой половине апреля, откладка яиц с апреля по июль. Дневной вид.

Такырная круглоголовка - *Phrynoscephalus helioscopus*. Обитает на твердых почвах (тыкеры, глинистые, щебнисто-глинистые участки). Длина тела не превышает 6,0-6,5 см. Общая окраска разнообразна и зависит от цвета грунта, где обитает ящерица. Весьма характерно розовое или красное пятно на верхней стороне шеи, окаймленное голубым или синим. Низ хвоста имеет оранжевую, голубую или ярко-красную окраску. Питается

насекомыми. Спаривание в апреле - мае, кладка с апреля по июнь. Активна с марта по ноябрь, ведет дневной образ жизни.

Ушастая круглоголовка - *Phrynoscephalus mystaceus*. Обитает преимущественно на голых, барханных песках. Длина тела обычно до 11,2 см. Общая окраска верхней стороны песочного цвета с сероватым налетом. Норы роет на склонах барханов. В случаях, когда не может укрыться от преследования, принимает устрашающую позу: широко расставляет ноги, надувается и одновременно широко раскрывает пасть, слизистая оболочка которой и складки кожи в углах рта наливаются кровью и краснеют. Активна с конца февраля по октябрь. Первая кладка яиц в конце мая - начале июня, вторая - в конце июня - начале июля. Ведет дневной образ жизни.

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 Сазтобе Восточное находится в Бейнеуском районе Мангистауской области Республики Казахстан. В данном разделе рассматриваются социально-экономические факторы указанного района и области в целом на основе данных Агентства РК по статистике и Мангистауского областного управления статистики.

Численность и миграция населения

Численность населения Мангистауской области на 1 июня 2026г. составила 824,2 тыс. человек, в том числе 387,6 тыс. человек (47%) - городских, 436,6 тыс. человек (53%) - сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-мае 2026г. составил 4999 человек (в соответствующем периоде предыдущего года - 5790 человек).

За январь-май 2026г. число родившихся составило 6402 человека (на 10,2% меньше, чем в январе-мае 2025г.), число умерших составило 1403 человека (на 4,2% больше, чем в январе-мае 2025г.)

Сальдо миграции отрицательное и составило - 556 человек (в январе-мае 2025г. положительное сальдо - 980 человек), в том числе во внешней миграции - положительное сальдо - 1055 человек (1353), во внутренней - отрицательное сальдо - 1611 человек (-373).

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-июне 2026г. составил 2050899,3 млн. тенге в действующих ценах, что на 3,6% больше чем в январе-июне 2025г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства уменьшились на 2,3%, в обрабатывающей промышленности увеличились на 38,9%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом отмечено увеличение на 14,2%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений увеличились на 13,1%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-июне 2026г. составил 17862,6 млн. тенге, или 101,9% к январю-июню 2025г.

Объем грузооборота в январе-июне 2026г. составил 16249,9 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 101,9% к январю-июню 2025г.

Объем пассажирооборота в январе-июне 2026г. составил 3104,6 млн. пкм, или 91,8% к январю-июню 2025г.

Объем строительных работ (услуг) составил 178337,9 млн. тенге, или 111,8% к январю-июню 2025г.

В январе-июне 2026г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 4,6% и составила 275 тыс. кв. м, из них в многоквартирных домах увеличилась на 12,7% (198,0 тыс. кв. м). При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию индивидуальных жилых домов увеличилась - на 4,6% (275,0 тыс. кв.м).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-июне 2026г. составил 533587 млн. тенге, или 0,3% к январю-июню 2025г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 июля 2026г. составило 18684 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 0,4%, в том числе 18304 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 16269 единиц, среди

которых 15890 единиц - малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 16486 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 0,8%.

Труд и доходы

Численность безработных в I квартале 2026г. составила 20 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 5% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных на 1 июля 2026г. составила 21909 человек, или 5,5% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в I квартале 2026г. составила 659801тенге, прирост к I кварталу 2025г. составил 6,2%.

Индекс реальной заработной платы в I квартале 2026г. составил 94,9%.

Экономика

Расчет краткосрочного экономического индикатора осуществляется для обеспечения оперативности и базируется на изменении индексов выпуска по базовым отраслям: сельское хозяйство, промышленность, строительство, торговля, транспорт и связь, составляющих свыше 60% от ВВП.

Объем валового регионального продукта за январь-декабрь 2025г. Составил в текущих ценах 5620541,6 млн. тенге. По сравнению с соответствующим периодом 2024г. реальный ВРП увеличился на 12,3%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 49,3%, услуг 41,1%.

Индекс потребительских цен в июне 2026г. по сравнению с декабрем 2025г. составил 105%.

Цены на продовольственные товары выросли на 4,9%, непродовольственные товары - на 4,4%, платные услуги для населения - на 5,7%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в июне 2026г. по сравнению с декабрем 2025г. повысились на 30,1%.

Объем розничной торговли в январе-июне 2026г. составил 219614,2 млн. тенге, или на 1,9% больше соответствующего периода 2025г.

Объем оптовой торговли в январе-июне 2026г. составил 279193,9 млн. тенге, или на 4,5% больше соответствующего периода 2025г.

По предварительным данным в январе-мае 2026г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 78,3 млн. долларов США и по сравнению с январем-маем 2025г. уменьшилась на 14,7%, в том числе экспорт - 4,2 млн. долларов США (на 64,7% меньше), импорт - 74,1 млн. долларов США (на 7,1% меньше).

Источник: stat.gov.kz Бюро национальной статистики. Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан.

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 Сазтобе Восточное».

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 предварительной 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 в 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

Первый вариант

Нефтяные залежи

Вариант предполагает продолжение разработки эксплуатационных объектов при сложившейся системе разработки. Для достижения утвержденного значения коэффициента извлечения и более полной выработки запасов нефти предусмотрен ввод из бурения 9 добывающих вертикальных скважин, ввод из освоения 1 скважины, ввод из бездействующего фонда 1 скважины, реализацию ППД, путем перевода под нагнетание 1 добывающей скважины и проведение ГТМ.

С целью использования потенциала пробуренного фонда скважин, для увеличения коэффициента извлечения нефти по эксплуатационным объектам также предусматриваются мероприятия по вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти путем проведения ГТМ:

Объект I. Проведение ГРП в скважине №102;

Объект II. Перевод под закачку 1 скважины (№105) после отработки на нефтенасыщенные горизонты.

Газоконденсатные залежи

В рамках 1 варианта предусмотрено продолжение разработки II эксплуатационного объекта при сложившейся системе разработки с дополнительным бурением 1 скважины, а также освоение I объекта путем бурения 1 скважины. Дополнительно предусмотрены

ГТМ по ПВР на 4 скважинах, РИР и ОРЭ на 1 скважине. Таким образом, вариант предполагает бурение 2 добывающих скважин и проведение ГТМ.

Согласно первому варианту разработки нефтяных и газоконденсатных залежей в целом фонд добывающих скважин составит 15 и 6 ед., соответственно.

Второй вариант

Нефтяные залежи

Базируется на первом варианте разработки, предусматривает уплотнение сетки скважин, путем ввода из бурения дополнительно к 1 варианту 5 добывающих вертикальных скважин.

В целом по нефтяным залежам фонд добывающих скважин составляет 20 ед.

I объект повторяет вариант 1

На II объект в дополнение к 1 варианту предусматривается ввод из бурения 3 добывающих скважин. С учетом всех проведенных ГТМ фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

На III объект в дополнение к 1 варианту планируется ввод из бурения 2 добывающих скважин. Фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

Газоконденсатные залежи

Базируется на принципах 1 варианта разработки, дополнительно, предусматривает бурение одной скважины на II объекте. Программа проведения ГТМ аналогична 1 варианту разработки.

Согласно второму варианту разработки нефтяных и газоконденсатных залежей в целом фонд добывающих скважин составит 20 и 7 ед., соответственно.

Таблица 4.1 - Адресная программа ГТМ и бурения по вариантам разработки.

№№ скв.	Вид ГТМ	Объект	Дата	Дебит нефти, т/сут	Варианты
ГС-1	ввод из освоения	I	2026	21,0	1+2
102	ГРП	I	2027	12,6	1+2
Тын-1	ввод из бездействия	II	2026	8,0	1+2
106	ввод из бурения	II	2027	20,0	1+2
112	ввод из бурения	II	2029	27,2	1+2
107	ввод из бурения	III	2033	18,3	1+2
100	ввод из бурения	I	2034	32,0	1+2
101	ввод из бурения	I	2035	31,9	1+2
114	ввод из бурения	II	2031	13,6	1+2
115	ввод из бурения	II	2032	19,8	1+2
113	ввод из бурения	II	2034	22,6	1+2
105	перевод под закачку	II	2030	-	1+2
108	ввод из бурения	III	2034	20,1	1+2
118	ввод из бурения	II	2036	7,1	2
119	ввод из бурения	II	2037	6,1	2
120	ввод из бурения	II	2037	6,1	2
121	ввод из бурения	III	2038	7,0	2
122	ввод из бурения	III	2038	7,0	2
P-1	Бурение резервной скважины				1+2
P-2	Бурение резервной скважины				1+2

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.

Выбор типовой конструкции скважин производится в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (№355 от 30.12.2014 г.) с учетом опыта проводки скважин на месторождении Сазтобе Восточное.

Скважины, предназначенные для эксплуатации I-го, II-го и III-го объекта месторождения Сазтобе Восточное:

1. I объект – Ю-ХП-Б;
2. II объект – Ю-IX;
3. По III объекту (горизонт Ю-ШБ);

В рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Сазтобе Восточное» эксплуатационные скважины по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101 должны иметь следующие конструкции:

Направление Ø 426,0мм, спускается на глубину 30м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 323,9мм, спускается на глубину 100 м, цементируется до устья с целью создания надежной крепи и безопасного углубления скважины до глубины спуска технической колонны с подъемом цемента до устья. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм, спускается на глубину 1500м, с целью перекрытия водоносных отложений альб сеномана, в которых возможны частичные поглощения бурового раствора, с подъемом цемента до устья, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм, (±250м) спускается до проектной глубины 3300м и цементируется подъемом цемента до устья для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

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

Рекомендуемая проектная конструкция скважины приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2-Рекомендуемая конструкция проектных скважин СВ №106,112,114,115,107,113,108,100,101

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	490,0	426,0	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	393,7	323,9	100	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Техническая колонна	295,3	244,5	1500	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	3300*	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I

Примечание: * глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта. Подробно конструкция скважин, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

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 скважин приведена ниже.

Таблица 4.3 – Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101 с проектной глубиной 3300м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	15,0
Подготовительные работы к бурению	4,0
Бурение скважины	67,3
Крепление скважины	10,0
Освоение объектов в колонне	7,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	103,3

Основные параметры бурового раствора приведены в Таблице 7.1.5

Таблиц 4.4 – Рекомендуемые параметры бурового раствора для вертикальных скважин проектной глубиной 3300м.

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), (м)		Плотность, (г/см ³)	Условная вязкость, (сек)	Водоотдача, (см ³ /30 мин)	Корка, (мм)
	От (верх)	До (низ)				
Бентонитовый	0	30	1,08-1,10	35-40	10-12	1,5
Полимерный	35	100	1,12-1,13	40-45	7-8	1,0
Ингибирующий полимер калиевый	160	1500	1,14-1,29	45-50	4-6	0,5
Ингибирующий полимер калиевый	1500	3300	1,27-1,48	45-55	3-5	0,5

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

В рамках «Проекта разработки месторождения Сазтобе Восточное» газоконденсатные эксплуатационные скважины должны иметь следующие конструкции:

Направление Ø 426,0мм спускается на глубину 10м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 323,9мм спускается на глубину 100м, цементируется до устья с целью создания надежной крепи и безопасного углубления скважины до глубины спуска технической колонны с подъемом цемента до устья. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм спускается на глубину 1500м (±250м), цементируется до устья с целью перекрытие водоносных отложений альб-сеномана в которых возможны частичные поглощения бурового раствора, с подъемом цемента до устья, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø177,8мм спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья прямым способом с установкой башмака на глубине 3300 м для разобщения и испытание перспективных горизонтов.

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

Принятая конструкция скважин приведена в таблице 4.5

Таблица 4.5 - Проектная конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
	Долото	колонна			
Направление	490,0	426,0	10	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	393,7	323,9	100	до устья	ПЦТ-1-Г-СС-1
Техническая колонна	295,3	244,5	1500	до устья	ПЦТ-1-Г-СС-1
Эксплуатационная	215,9	177,8	3300*	до устья	ПЦТ-1-Г-СС-1

Примечание: * глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 7.1.2. 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 скважины составила 98,25 суток.

Таблица 4.6 – Расчет продолжительности бурения для скважин проектной глубиной 3300м.

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	4
Бурение и крепление скважины	70,04
Освоение объектов в колонне	9,21
Строительно-монтажные работы	15,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	98,25

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 3300м. Желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении Сазтобе Восточное более полно отвечает буровая установка ZJ-40 или аналог. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

Вышеизложенная 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 при реализации проекта по всем вариантам разработки.

При строительстве новых скважин предварительно будет использоваться буровая установка ZJ-40. *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 Сазтобе Восточное» по первому рекомендуемому варианту

При реализации данного проекта по первому рекомендуемому варианту предусматривается бурение по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101, резервных скважин №№ P1, P2, оценочных скважин №109, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

При реализации данного проекта по первому рекомендуемому варианту предусматривается бурение по газоконденсатным залежам № 116, 111, резервных скважин № P3, оценочных скважин №№ ОС-2, ОС-3, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения; а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

Ниже приведены сводные таблицы предварительных выбросов вредных веществ при реализации первого рекомендуемого варианта разработки месторождения Сазтобе Восточное.

по I рекомендуемому варианту разработки:

По расчетным данным проекта на месторождении Сазтобе Восточное стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по 1 рекомендуемому варианту разработки:

- при строительстве по нефтяным залежам 9 вертикальных эксплуатационных скважин № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101 – **483.1397 т/год;**
- при строительстве по нефтяным залежам резервных скважин №№ P1, P2 – **107.3644 т/год;**
- при строительстве по нефтяным залежам оценочной скважины №109 – **53,6822 т/год;**
- при строительстве вертикальных газоконденсатных эксплуатационных скважин №№ 116, 111 – **100,3476 т/год;**
- при строительстве газоконденсатной резервной скважины по нефтяным залежам №Р-3 – **50,1737 т/год;**
- при строительстве газоконденсатных оценочных скважин по нефтяным залежам №ОС-2, ОС-3 – **100,3476 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г – **23,1414 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г – **23,2423 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г – **23,2423 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г – **23,3433 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г – **23,3433 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г – **23,4442 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г – **23,5451 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г – **23,6459 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г – **23,9486 т/год.**
- при эксплуатации месторождения в 2035г – **24,0495 т/год.**

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении скважины:

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.

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

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

Месторождение Сазтобе Восточное		
Организованные источники		
1.	0033	ДЭС при кап. ремонте скважин
Месторождение Сазтобе Восточное (СЗУ – 1)		
2.	0041	Факельная установка СЗУ -1 бездействует
Месторождение Сазтобе Восточное (СЗУ – 2)		
3.	0040	ДЭС (Kipor)
4.	0042	Факельная установка СЗУ-2 бездействует
Неорганизованные источники		
1.	6001	Эксплуатационные скважины Тыныштык №1
2.	6002	Эксплуатационные скважины В.С.-1А
3.	6003	Эксплуатационные скважины В.С.-3
4.	6004	Эксплуатационные скважины В.С.-5
5.	6005	Эксплуатационные скважины В.Саз (Ныс.)-43
6.	6006	Эксплуатационные скважины В.С.-2
7.	6013	Манифольд (Сазтобе 5)
8.	6019	Манифольд
9.	6020	Нефтепровод скв. В.Сазтобе №3-УСН Сазтобе
10.	6037	Площадка КРС
11.	6101	Технологические емкости скважин
12.	6102	Технологические емкости скважин
13.	6111	ЗРА площадки фильтра – сепаратора
14.	6112	Приготовление цементирующего раствора
15.	6119	Эксплуатационная скважина ОС -1
16.	6120	Эксплуатационная скважина ВС -105
16	6121	Эксплуатационная скважина ВС -102
18	6152	Эксплуатационная скважина ГС-1
Месторождение Сазтобе Восточное (СЗУ – 1)		
18	6009	Блок манифольда и гребенка
19	6010	Вихревой газожидкостный сепаратор
20	6104	Вихревой газожидкостный сепаратор
21	6115	дренажная емкость ЕП-1,5
Месторождение Сазтобе Восточное (СЗУ – 2)		
22	6014	Вихревой газожидкостный сепаратор
23	6015	Вихревой газожидкостный сепаратор
24	6016	АГЗУ ОЗНО Массомер

25	6029	дренажная емкость ЕП-8
26	6116	БР-10/У1
27	6117	Манифольд
Месторождение Сазтобе Восточное (Толкын)		
28	6027	Нефтегазосепаратор СЦВ-800
29	6103	Технологические емкости конденсата
30	6106	Подземная емкость 12 м ³ демонтирован
31	6150	Дренажная емкость 12,5м ³ для конденсата подземная
32	6151	Дренажная емкость 28 м ³ для конденсата наземная
Выявлено 4 организованных источников (2026г)		
Выявлено 32 неорганизованных источников (2026г)		
ПСН Опорный		
Организованные источники		
1.	0002	Резервуар для нефти 2000м ³
2.	0003	Резервуар для нефти 2000м ³
3.	0004	Резервуар для нефти 2000м ³
4.	0005	Блок нагрева нефти ПТЭ-10Э
5.	0006	Обслуживание газогенератора АГП-150
6.	0007	Свеча сброса Газа
7.		
Неорганизованные источники		
1.	6001	Емкость для приема нефти ЕП - 8
2.	6002	Емкость для приема нефти ЕП - 8
3.	6003	насосы перекачки нефти
4.	6004	насосы перекачки нефти
5.	6005	насосы перекачки нефти
6.	6006	СИКН
7.	6007	Емкость ЕП-40
8.	6008	Емкость ЕП-40
9.	6009	Конденсатосборник ЕП-16
10.	6010	Емкость для нефтешлама
11.	6152	Емкость для нефтешлама
12.	6011	Химическая лаборатория
13.	6013	узел приема шаров Елемес-Опорный
14.	6014	Узел учета газа (неплотности оборудование)
Выявлено 6 организованных источников (2026гг)		
Выявлено 14 неорганизованных источников (2026гг)		

Предварительные источники выбросов вредных веществ при реализации проекта по второму варианту

При реализации данного проекта по второму варианту предусматривается бурение по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101, резервных скважин №№ Р1, Р2, оценочных скважин №109, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

При реализации данного проекта по второму варианту предусматривается бурение по газоконденсатном залежам № 116, 111, резервных скважин №Р3, оценочных скважин №№ ОС-2, ОС-3, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения; а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

Ниже приведены сводные таблицы предварительных выбросов вредных веществ при реализации второго варианта разработки месторождения Сазтобе Восточное.

по II варианту разработки:

По расчетным данным проекта на месторождении Сазтобе Восточное стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по II варианту разработки:

- при строительстве по нефтяным залежам 9 вертикальных эксплуатационных скважин № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101 – **483.1397 т/год;**
- при строительстве по нефтяным залежам резервных скважин №№ P1, P2 – **107.3644 т/год;**
- при строительстве по нефтяным залежам оценочной скважины №109 – **53,6822 т/год;**
- при строительстве вертикальных газоконденсатных эксплуатационных скважин №№ 116, 111 – **100,3476 т/год;**
- при строительстве газоконденсатной резервной скважины по нефтяным залежам №Р-3 – **50,1737 т/год;**
- при строительстве газоконденсатных оценочных скважин по нефтяным залежам №ОС-2, ОС-3 – **100,3476 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г – **23,1414 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г – **23,2423 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г – **23,2423 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г – **23,3433 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г – **23,3433 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г – **23,4442 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г – **23,5451 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г – **23,6459 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г – **23,9486 т/год.**
- при эксплуатации месторождения в 2035г – **24,0495 т/год.**

Месторождение Сазтобе Восточное		
Организованные источники		
5.	0033	ДЭС при кап. ремонте скважин
Месторождение Сазтобе Восточное (СЗУ – 1)		
6.	0041	Факельная установка СЗУ -1 бездействует
Месторождение Сазтобе Восточное (СЗУ – 2)		
7.	0040	ДЭС (Kipor)
8.	0042	Факельная установка СЗУ-2 бездействует
Неорганизованные источники		
17.	6001	Эксплуатационные скважины Тыныштык №1
18.	6002	Эксплуатационные скважины В.С.-1А
19.	6003	Эксплуатационные скважины В.С.-3
20.	6004	Эксплуатационные скважины В.С.-5
21.	6005	Эксплуатационные скважины ВСаз (Ныс.)-43
22.	6006	Эксплуатационные скважины В.С.-2
23.	6013	Манифольд (Сазтобе 5)
24.	6019	Манифольд
25.	6020	Нефтепровод скв. В.Сазтобе №3-УСН Сазтобе
26.	6037	Площадка КРС
27.	6101	Технологические емкости скважин
28.	6102	Технологические емкости скважин
29.	6111	ЗРА площадки фильтра – сепаратора
30.	6112	Приготовление цементирующего раствора

31.	6119	Эксплуатационная скважина ОС -1
32.	6120	Эксплуатационная скважина ВС -105
16	6121	Эксплуатационная скважина ВС -102
18	6152	Эксплуатационная скважина ГС-1
Месторождение Сазтобе Восточное (СЗУ – 1)		
18	6009	Блок манифольда и гребенка
19	6010	Вихревой газожидкостный сепаратор
20	6104	Вихревой газожидкостный сепаратор
21	6115	дренажная емкость ЕП-1,5
Месторождение Сазтобе Восточное (СЗУ – 2)		
22	6014	Вихревой газожидкостный сепаратор
23	6015	Вихревой газожидкостный сепаратор
24	6016	АГЗУ ОЗНО Массомер
25	6029	дренажная емкость ЕП-8
26	6116	БР-10/У1
27	6117	Манифольд
Месторождение Сазтобе Восточное (Толкын)		
28	6027	Нефтегазосепаратор СЦВ-800
29	6103	Технологические емкости конденсата
30	6106	Подземная емкость 12 м ³ демонтирован
31	6150	Дренажная емкость 12,5м ³ для конденсата подземная
32	6151	Дренажная емкость 28 м ³ для конденсата наземная
Выявлено 4 организованных источников (2026г)		
Выявлено 32 неорганизованных источников (2026г)		
ПСН Опорный		
Организованные источники		
8.	0002	Резервуар для нефти 2000м ³
9.	0003	Резервуар для нефти 2000м ³
10.	0004	Резервуар для нефти 2000м ³
11.	0005	Блок нагрева нефти ПТЭ-10Э
12.	0006	Обслуживание газогенератора АГП-150
13.	0007	Свеча сброса Газа
14.		
Неорганизованные источники		
15.	6001	Емкость для приема нефти ЕП - 8
16.	6002	Емкость для приема нефти ЕП - 8
17.	6003	насосы перекачки нефти
18.	6004	насосы перекачки нефти
19.	6005	насосы перекачки нефти
20.	6006	СИКН
21.	6007	Емкость ЕП-40
22.	6008	Емкость ЕП-40
23.	6009	Конденсатосборник ЕП-16
24.	6010	Емкость для нефтешлама
25.	6152	Емкость для нефтешлама
26.	6011	Химическая лаборатория
27.	6013	узел приема шаров Елемес-Опорный
28.	6014	Узел учета газа (неплотности оборудование)
Выявлено 6 организованных источников (2026гг)		

Выявлено 14 неорганизованных источников (2026гг)**4.1.2 Предварительные расчеты выбросов вредных веществ****Предварительные расчеты выбросов вредных веществ при реализации проекта по первому рекомендуемому варианту разработки**

При реализации данного проекта по первому рекомендуемому варианту предусматривается бурение по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101, резервных скважин №№ Р1, Р2, оценочных скважин №109, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

При реализации данного проекта по первому рекомендуемому варианту предусматривается бурение по газоконденсатным залежам № 116, 111, резервных скважин №РЗ, оценочных скважин №№ ОС-2, ОС-3, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения; а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

Ниже приведены сводные таблицы предварительных выбросов вредных веществ при реализации первого рекомендуемого варианта разработки месторождения Сазтобе Восточное.

Таблица 4.7 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве скважин № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101 по нефтяным залежам

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год,	
1	2	5	7	8	1 скв	9 скв
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	3	0,01092	0,00157	0,01413
0143	Марганец и его соединения	0,001	2	0,00115	0,00017	0,00153
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	2	2,27283333334	13,0133688	117,1203
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	3	2,95468333334	16,9173794	152,2564
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	3	0,37880555556	2,1688948	19,52005
0330	Сера диоксид	0,05	3	0,75761111112	4,3377896	39,04011
0333	Сероводород		2	0,00029361	0,00004697	0,000423
0337	Углерод оксид	3	4	1,89402777778	10,844474	97,60027
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			0,013893	0,00839978	0,075598
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,01	2	0,09091333334	0,52053475	4,684813
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	2	0,09091333334	0,52053475	4,684813
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)		4	1,01341933334	5,22204953	46,99845
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,05	3	0,29373	0,126933	1,142397
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-2	0,1	3	0,00028	0,00004	0,00036
В С Е Г О :				9,773473721	53,682185	483,1397

Таблица 4.8 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скв Р-1, Р-2 по нефтяным залежам

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год,	
1	2	5	7	8	1 скв	2 скв
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	3	0,01092	0,00157	0,00314
0143	Марганец и его соединения	0,001	2	0,00115	0,00017	0,00034
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	2	2,27283333334	13,0133688	26,02674
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	3	2,95468333334	16,9173794	33,83476
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	3	0,37880555556	2,1688948	4,33779
0330	Сера диоксид	0,05	3	0,75761111112	4,3377896	8,675579
0333	Сероводород		2	0,00029361	0,00004697	9,39Е-05
0337	Углерод оксид	3	4	1,89402777778	10,844474	21,68895
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			0,013893	0,00839978	0,0168
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,01	2	0,09091333334	0,52053475	1,04107
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	2	0,09091333334	0,52053475	1,04107
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)		4	1,01341933334	5,22204953	10,4441
2907	Пыль неорганическая, содержащая	0,05	3	0,29373	0,126933	0,253866

	диоксид кремния в %: более 70					
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-2	0,1	3	0,00028	0,00004	0,00008
В С Е Г О :				9,773473721	53,682185	107,3644

Таблица 4.9 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве оценочной скв №109 по нефтяным залежам водная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скв Р-1, Р-2 по нефтяным залежам

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, 1 скв
1	2	5	7	8	
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	3	0,01092	0,00157
0143	Марганец и его соединения	0,001	2	0,00115	0,00017
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	2	2,27283333334	13,0133688
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	3	2,95468333334	16,9173794
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	3	0,37880555556	2,1688948
0330	Сера диоксид	0,05	3	0,75761111112	4,3377896
0333	Сероводород		2	0,00029361	0,00004697
0337	Углерод оксид	3	4	1,89402777778	10,844474
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			0,013893	0,00839978
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,01	2	0,09091333334	0,52053475
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	2	0,09091333334	0,52053475
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)		4	1,01341933334	5,22204953
2907	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: более 70	0,05	3	0,29373	0,126933
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-2	0,1	3	0,00028	0,00004
В С Е Г О :				9,773473721	53,682185

Таблица 4.10 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве по газоконденсатном залежам № 116,111

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год,	
1	2	5	7	8	1 скв	2 скв
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	3	0,00364	0,00157	0,00314
0143	Марганец и его соединения	0,001	2	0,00038	0,00017	0,00034
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	2	2,27283333334	12,159980664	24,31996
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	3	2,95468333334	15,8079748632	31,61595
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	3	0,37880555556	2,026663444	4,053327
0330	Сера диоксид	0,05	3	0,75761111112	4,053326888	8,106654
0333	Сероводород		2	0,00029361	0,00004485	8,97E-05
0337	Углерод оксид	3	4	1,89402777778	10,13331722	20,26663
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			0,013893	0,01105166	0,022103
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,01	2	0,09091333334	0,48639922656	0,972798
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	2	0,09091333334	0,48639922656	0,972798
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)		4	1,01341933334	4,8799175756	9,759835
2907	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: более 70	0,05	3	0,29373	0,126933	0,253866
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-2	0,1	3	0,00009	0,00004	0,00008
В С Е Г О :				9,765233721	50,17378862	100,3476

Таблица 4.11 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве по газоконденсатном залежам резервной скв №РЗ

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год,
1	2	5	7	8	1 скв
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	3	0,00364	0,00157
0143	Марганец и его соединения	0,001	2	0,00038	0,00017
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	2	2,27283333334	12,159980664
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	3	2,95468333334	15,8079748632
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	3	0,37880555556	2,026663444

0330	Сера диоксид	0,05	3	0,7576111112	4,053326888
0333	Сероводород		2	0,00029361	0,00004485
0337	Углерод оксид	3	4	1,8940277778	10,13331722
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			0,013893	0,01105166
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,01	2	0,0909133334	0,48639922656
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	2	0,0909133334	0,48639922656
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)		4	1,0134193334	4,8799175756
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,05	3	0,29373	0,126933
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-2	0,1	3	0,00009	0,00004
ВСЕГО:				9,765233721	50,17378862

Таблица 4.12 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве по газоконденсатном залежам оценочных скв №№ОС-2, ОС-3.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год.	
					1 скв	2 скв
1	2	5	7	8		
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	3	0,00364	0,00157	0,00314
0143	Марганец и его соединения	0,001	2	0,00038	0,00017	0,00034
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	2	2,2728333334	12,159980664	24,31996
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	3	2,9546833334	15,8079748632	31,61595
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	3	0,3788055556	2,026663444	4,053327
0330	Сера диоксид	0,05	3	0,7576111112	4,053326888	8,106654
0333	Сероводород		2	0,00029361	0,00004485	8,97E-05
0337	Углерод оксид	3	4	1,8940277778	10,13331722	20,26663
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			0,013893	0,01105166	0,022103
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,01	2	0,0909133334	0,48639922656	0,972798
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	2	0,0909133334	0,48639922656	0,972798
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)		4	1,0134193334	4,8799175756	9,759835
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,05	3	0,29373	0,126933	0,253866
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-2	0,1	3	0,00009	0,00004	0,00008
ВСЕГО:				9,765233721	50,17378862	100,3476

Предварительные расчеты выбросов вредных веществ при реализации проекта по 2 варианту разработки

При реализации данного проекта по второму варианту предусматривается бурение по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101, резервных скважин №№Р1, Р2, оценочных скважин №109, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

При реализации данного проекта по второму варианту предусматривается бурение по газоконденсатном залежам № 116,111, резервных скважин №Р3, оценочных скважин №№ОС-2, ОС-3, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения; а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

Ниже приведены сводные таблицы предварительных выбросов вредных веществ при реализации второго варианта разработки месторождения Сазтобе Восточное.

Таблица 4.13 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве скважин № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101 по нефтяным залежам

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год.	
					1 скв	9 скв
1	2	5	7	8		
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	3	0,01092	0,00157	0,01413
0143	Марганец и его соединения	0,001	2	0,00115	0,00017	0,00153
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	2	2,2728333334	13,0133688	117,1203
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	3	2,9546833334	16,9173794	152,2564
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	3	0,3788055556	2,1688948	19,52005
0330	Сера диоксид	0,05	3	0,7576111112	4,3377896	39,04011
0333	Сероводород		2	0,00029361	0,00004697	0,000423

0337	Углерод оксид	3	4	1,89402777778	10,844474	97,60027
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			0,013893	0,00839978	0,075598
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,01	2	0,09091333334	0,52053475	4,684813
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	2	0,09091333334	0,52053475	4,684813
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)		4	1,01341933334	5,22204953	46,99845
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,05	3	0,29373	0,126933	1,142397
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-2	0,1	3	0,00028	0,00004	0,00036
В С Е Г О :				9,773473721	53,682185	483,1397

Таблица 4.14 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скв Р-1, Р-2 по нефтяным залежам

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год,	
1	2	5	7	8	1 скв	2 скв
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	3	0,01092	0,00157	0,00314
0143	Марганец и его соединения	0,001	2	0,00115	0,00017	0,00034
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	2	2,27283333334	13,0133688	26,02674
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	3	2,95468333334	16,9173794	33,83476
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	3	0,37880555556	2,1688948	4,33779
0330	Сера диоксид	0,05	3	0,75761111112	4,3377896	8,675579
0333	Сероводород		2	0,00029361	0,00004697	9,39Е-05
0337	Углерод оксид	3	4	1,89402777778	10,844474	21,68895
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			0,013893	0,00839978	0,0168
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,01	2	0,09091333334	0,52053475	1,04107
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	2	0,09091333334	0,52053475	1,04107
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)		4	1,01341933334	5,22204953	10,4441
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,05	3	0,29373	0,126933	0,253866
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-2	0,1	3	0,00028	0,00004	0,00008
В С Е Г О :				9,773473721	53,682185	107,3644

Таблица 4.15 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве оценочной скв №109 по нефтяным залежам водная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скв Р-1, Р-2 по нефтяным залежам

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год,
1	2	5	7	8	1 скв
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	3	0,01092	0,00157
0143	Марганец и его соединения	0,001	2	0,00115	0,00017
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	2	2,27283333334	13,0133688
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	3	2,95468333334	16,9173794
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	3	0,37880555556	2,1688948
0330	Сера диоксид	0,05	3	0,75761111112	4,3377896
0333	Сероводород		2	0,00029361	0,00004697
0337	Углерод оксид	3	4	1,89402777778	10,844474
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			0,013893	0,00839978
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,01	2	0,09091333334	0,52053475
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	2	0,09091333334	0,52053475
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)		4	1,01341933334	5,22204953
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,05	3	0,29373	0,126933
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-2	0,1	3	0,00028	0,00004
В С Е Г О :				9,773473721	53,682185

Таблица 4.16 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве по газоконденсатном залежам № 116,111

Код	Наименование загрязняющего вещества	ПДКс.с.,	Класс	Выброс	Выброс
-----	-------------------------------------	----------	-------	--------	--------

ЗВ		мг/м3	опасности ЗВ	вещества с учетом очистки, г/с	вещества с учетом очистки, т/год,	
1	2	5	7	8	1 скв	2 скв
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	3	0,00364	0,00157	0,00314
0143	Марганец и его соединения	0,001	2	0,00038	0,00017	0,00034
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	2	2,27283333334	12,159980664	24,31996
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	3	2,95468333334	15,8079748632	31,61595
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	3	0,37880555556	2,026663444	4,053327
0330	Сера диоксид	0,05	3	0,75761111112	4,053326888	8,106654
0333	Сероводород		2	0,00029361	0,00004485	8,97Е-05
0337	Углерод оксид	3	4	1,89402777778	10,13331722	20,26663
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			0,013893	0,01105166	0,022103
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,01	2	0,09091333334	0,48639922656	0,972798
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	2	0,09091333334	0,48639922656	0,972798
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)		4	1,01341933334	4,8799175756	9,759835
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,05	3	0,29373	0,126933	0,253866
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-2	0,1	3	0,00009	0,00004	0,00008
В С Е Г О :				9,765233721	50,17378862	100,3476

Таблица 4.17 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве по газоконденсатном залежам резервной скв №РЗ

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год,	
1	2	5	7	8	1 скв	2 скв
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	3	0,00364	0,00157	0,00314
0143	Марганец и его соединения	0,001	2	0,00038	0,00017	0,00034
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	2	2,27283333334	12,159980664	24,31996
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	3	2,95468333334	15,8079748632	31,61595
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	3	0,37880555556	2,026663444	4,053327
0330	Сера диоксид	0,05	3	0,75761111112	4,053326888	8,106654
0333	Сероводород		2	0,00029361	0,00004485	8,97Е-05
0337	Углерод оксид	3	4	1,89402777778	10,13331722	20,26663
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			0,013893	0,01105166	0,022103
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,01	2	0,09091333334	0,48639922656	0,972798
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	2	0,09091333334	0,48639922656	0,972798
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)		4	1,01341933334	4,8799175756	9,759835
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,05	3	0,29373	0,126933	0,253866
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-2	0,1	3	0,00009	0,00004	0,00008
В С Е Г О :				9,765233721	50,17378862	100,3476

Таблица 4.18 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве по газоконденсатном залежам оценочных скв №№ОС-2, ОС-3.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКс.с., мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год,	
1	2	5	7	8	1 скв	2 скв
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	3	0,00364	0,00157	0,00314
0143	Марганец и его соединения	0,001	2	0,00038	0,00017	0,00034
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	2	2,27283333334	12,159980664	24,31996
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	3	2,95468333334	15,8079748632	31,61595
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	3	0,37880555556	2,026663444	4,053327
0330	Сера диоксид	0,05	3	0,75761111112	4,053326888	8,106654
0333	Сероводород		2	0,00029361	0,00004485	8,97Е-05
0337	Углерод оксид	3	4	1,89402777778	10,13331722	20,26663
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			0,013893	0,01105166	0,022103
1301	Проп-2-ен-1-аль	0,01	2	0,09091333334	0,48639922656	0,972798
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	2	0,09091333334	0,48639922656	0,972798
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)		4	1,01341933334	4,8799175756	9,759835

2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,05	3	0,29373	0,126933	0,253866
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-2	0,1	3	0,00009	0,00004	0,00008
В С Е Г О :				9,765233721	50,17378862	100,3476

Таблица 4.19 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 1 рекомендуемому варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ									
		2026г		2027г		2028г		2029г		2030г	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
0123	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948
0143	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168
0301	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868
0304	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687
0328	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384
0330	Метан (727*)	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987
0333	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4326231	10,9590345	0,4341322	11,0066252	0,4341322	11,0066252	0,4356412	11,0542158	0,4356412	11,0542158
0337	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,1662137	3,7622476	0,1670506	3,7886395	0,1670506	3,7886395	0,1678875	3,8150314	0,1678875	3,8150314
0342	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06
0344	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702
0410	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,296794644	3,545454	0,297648044	3,5723652	0,297648044	3,5723652	0,298501344	3,5992764	0,298501344	3,5992764
0415	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546
	В С Е Г О :	1,7076769	23,141479	1,7108763	23,242373	1,7108763	23,242373	1,7140755	23,343267	1,7140755	23,343267

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ									
		2031г		2032г		2033г		2034г		2035г	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
0123	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948
0143	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168
0301	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868
0304	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687
0328	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384
0330	Метан (727*)	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987
0333	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4371503	11,1018064	0,4386594	11,149397	0,4401685	11,1969876	0,4446958	11,3397594	0,4462049	11,3873501
0337	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,1687244	3,8414232	0,1695613	3,8678151	0,1703982	3,894207	0,1729088	3,9733827	0,1737457	3,9997746
0342	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06
0344	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702
0410	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,299354744	3,6261877	0,300208044	3,6530989	0,301061444	3,6800101	0,303621444	3,7607437	0,304474844	3,7876549
0415	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546
	В С Е Г О :	1,7172749	23,44416	1,7204742	23,545054	1,7236736	23,645948	1,7332715	23,948629	1,7364709	24,049523

Таблица 4.20 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 2026-2035гг по 2 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ									
		2026г		2027г		2028г		2029г		2030г	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
0123	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948
0143	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168
0301	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868
0304	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687
0328	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384
0330	Метан (727*)	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987
0333	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4326231	10,9590345	0,4341322	11,0066252	0,4341322	11,0066252	0,4356412	11,0542158	0,4356412	11,0542158
0337	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,1662137	3,7622476	0,1670506	3,7886395	0,1670506	3,7886395	0,1678875	3,8150314	0,1678875	3,8150314
0342	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06
0344	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702
0410	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,296794644	3,545454	0,297648044	3,5723652	0,297648044	3,5723652	0,298501344	3,5992764	0,298501344	3,5992764
0415	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546
	В С Е Г О :	1,7076769	23,141479	1,7108763	23,242373	1,7108763	23,242373	1,7140755	23,343267	1,7140755	23,343267

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ									
		2031г		2032г		2033г		2034г		2035г	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
0123	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948	0,281966667	1,05948
0143	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168	0,104533333	0,205168
0301	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868	0,022611111	0,06868
0304	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687	0,049916667	0,1687
0328	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384	0,269277778	0,88384
0330	Метан (727*)	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987	0,078382	2,4717987
0333	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4371503	11,1018064	0,4386594	11,149397	0,4401685	11,1969876	0,4446958	11,3397594	0,4462049	11,3873501
0337	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,1687244	3,8414232	0,1695613	3,8678151	0,1703982	3,894207	0,1729088	3,9733827	0,1737457	3,9997746
0342	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06	0,000000515	1,861E-06
0344	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702	0,005296667	0,01702
0410	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,299354744	3,6261877	0,300208044	3,6530989	0,301061444	3,6800101	0,303621444	3,7607437	0,304474844	3,7876549
0415	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546	0,0000607	0,0000546
	В С Е Г О :	1,7172749	23,44416	1,7204742	23,545054	1,7236736	23,645948	1,7332715	23,948629	1,7364709	24,049523

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 4.10

Таблица 4.10 – 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.

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:
 $C_p + C_{ф} < ПДК$.

Максимальная приземная концентрация 0,62 ПДК на границе СЗЗ наблюдается по группе суммации диоксида серы и диоксида азота.

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 № КР ДСМ-2 размер утвержденной санитарно-защитной зоны для месторождения Сазтобе Восточное составляет 1000м.

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

4.5 Водоснабжение и водоотведение

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

На месторождении вода для питьевых нужд – привозная согласно договору. Техническая вода осуществляется согласно договору.

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 рекомендуемого варианта разработки

Таблица 4.21 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101

Потребитель	Цикл строи- тельста	Кол- во, чел	Норма водо- потр, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/ цикл	м³/сут.	м³/ цикл
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	103,3	60	929,7	9	929,7	9	410,04
Итого:					929,7		929,7
9 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	929,7	60	8367,3	9	8367,3	9	8200,8
Итого:					8367,3		8367,3

Таблица 4.22 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по нефтяным залежам №№P1, P2:

Потребитель	Цикл строительства	Кол-во, чел	Норма водопотр, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл

1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	929,7	60	929,7	9	410	9	410,04
Итого:					929,7		929,7
2 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	206,6	60	0,15	9	1859,4	9	1859,4
Итого:					1859,4		1859,4

Таблица 4.23 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по нефтяным залежам №№109

Потребитель	Цикл строи- тельста	Кол- во, чел	Норма водо- потр, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/ цикл	м³/сут.	м³/ цикл
1 скважина							
Питьевые и хоз- бытовые нужды	929,7	60	929,7	9	410	9	410,04
Итого:					929,7		929,7

Таблица 4.24 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по газоконденсатном залежам № 116, 111:

Потребитель	Цикл строи- тельства	Кол- во, чел	Норма водо- потр, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/ цикл	м³/сут.	м³/ цикл
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	929,7	60	929,7	9	410	9	410,04
Итого:					929,7		929,7
2 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	206,6	60	0,15	9	1859,4	9	1859,4
Итого:					1859,4		1859,4

Таблица 4.25 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по газоконденсатном залежам №РЗ

Потребитель	Цикл строи-тельства	Кол-во, чел	Норма водо-потр, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	929,7	60	929,7	9	410	9	410,04
Итого:					929,7		929,7

Таблица 4.26 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по газоконденсатном залежам №ОС-2, ОС-3

Потребитель	Цикл строи- тельста	Кол- во, чел	Норма водо- потр, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/ цикл	м³/сут.	м³/ цикл
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	929,7	60	929,7	9	410	9	410,04
Итого:					929,7		929,7
2 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	206,6	60	0,15	9	1859,4	9	1859,4
Итого:					1859,4		1859,4

Таблица 4.27 - Предварительный расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения по первому рекомендуемому 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

Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при реализации 2 варианта разработки

Таблица 4.28 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115,107,113,108,100,101

Потребитель	Цикл строи-тельства	Кол-во, чел	Норма водо-потр, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	103,3	60	929,7	9	929,7	9	410,04
Итого:					929,7		929,7
9 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	929,7	60	8367,3	9	8367,3	9	8200,8
Итого:					8367,3		8367,3

Таблица 4.29 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по нефтяным залежам №№Р1, Р2:

Потребитель	Цикл строи- тельства	Кол- во, чел	Норма водо- потр, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/ цикл	м³/сут.	м³/ цикл
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	929,7	60	929,7	9	410	9	410,04
Итого:					929,7		929,7
2 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	206,6	60	0,15	9	1859,4	9	1859,4
Итого:					1859,4		1859,4

Таблица 4.30 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по нефтяным залежам №№109

Потребитель	Цикл строи-тельства	Кол-во, чел	Норма водо-потр, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	929,7	60	929,7	9	410	9	410,04
Итого:					929,7		929,7

Таблица 4.31 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин по газоконденсатном залежам № 116, 111:

Потребитель	Цикл строи- теляста	Кол- во, чел	Норма водо- потр, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/ цикл	м³/сут.	м³/ цикл
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	929,7	60	929,7	9	410	9	410,04
Итого:					929,7		929,7
2 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	206,6	60	0,15	9	1859,4	9	1859,4
Итого:					1859,4		1859,4

Таблица 4.32 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин по газоконденсатном залежам №Р3

Потребитель	Цикл строи-тельства	Кол-во, чел	Норма водо-потр, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	929,7	60	929,7	9	410	9	410,04
Итого:					929,7		929,7

Таблица 4.33 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочных скважин по газоконденсатном залежам №ОС-2, ОС-3

Потребитель	Цикл строи-тельства	Кол-во, чел	Норма водо-потр, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	929,7	60	929,7	9	410	9	410,04
Итого:					929,7		929,7
2 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	206,6	60	0,15	9	1859,4	9	1859,4
Итого:					1859,4		1859,4

Таблица 4.34 - 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 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

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(рекомендуемый):

- при бурении по нефтяным залежам 1 вертикальной эксплуатационной скважины составит **778,396 м³**;
- при бурении по нефтяным залежам 9 вертикальных эксплуатационных скважин составит **7005,564 м³**;
- при бурении по нефтяным залежам 2 резервных скважин составит **1556,792 м³**;
- при бурении по нефтяным залежам 1 оценочной скважины составит **778,396 м³**;
-

по II варианту разработки (рекомендуемый):

- при бурении по газоконденсатном залежам 1 вертикальной эксплуатационной скважины составит **774,517 м³**;
- при бурении по газоконденсатном залежам 2 вертикальных эксплуатационных скважин составит **1549,034 м³**;
- при бурении по газоконденсатном залежам 1 резервной скважины составит **774,517 м³**;
- при бурении по газоконденсатном залежам 2 оценочных скважин составит **1549,034 м³**;

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

4.6 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 реализации месторождения 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;
- отработанные аккумуляторы.

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

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 GA₀₈₀».

Отработанные аккумуляторы (16 06 05*) – образуются после истечения срока годности.

В процессе проведения работ, при строительстве проектом предусмотрен сбор отходов на специальных площадках с использованием емкостей для временного сбора отходов. **Срок временного накопления отходов составляет не более 6 месяцев согласно требованиям пункта 2 статьи 320 ЭК РК.** Далее все виды отходов будут вывозиться специализированной организацией согласно договору. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

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 вертикальной скважины по нефтяным залежам проектной глубиной 3300 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 4.35 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины проектной глубиной 3300м

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R, м</i>	<i>R², м</i>	<i>V, м³</i>
1	2	3	4	5	6
0-30	1,15	3,14	0,245	0,060025	6,50250825
30-100	1,15	3,14	0,19685	0,038749923	9,79481791
100-1500	1,12	3,14	0,14765	0,021800523	107,3353085
1500-3300	1,12	3,14	0,10795	0,011653203	73,76756859
Всего					197,4002033

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 197,4002 \times 1,2 = 236,8802 \text{ м}^3$$

$$V_{ш} = 414,5404 \text{ тонн}$$

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;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 197,4002 + 0,5 \times 280 = 389,1980 \text{ м}^3$$

$$V_{обр} = 467,0376 \text{ тонн}$$

При бурении одной вертикальной скважины по газоконденсатном залежам проектной глубиной 3300 м

Объем скважины:

Расчет объема скважины производится по формуле:

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

где: K – коэффициент кавернозности;

R – внутренний радиус обсадной колонны;

L – глубина скважины (длина интервала), м.

Таблица 4.36 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины проектной глубиной 3300м

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R, м</i>	<i>R², м</i>	<i>V, м³</i>
1	2	3	4	5	6
0-10	1,15	3,14	0,245	0,060025	2,16750275
10-100	1,15	3,14	0,19685	0,038749923	12,59333731
100-1500	1,12	3,14	0,14765	0,021800523	107,3353085
1500-3300	1,12	3,14	0,10795	0,011653203	73,76756859
Всего					195,8637172

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 195,8637 \times 1,2 = 235,0346 \text{ м}^3$$

$$V_{ш} = 411,3138 \text{ тонн}$$

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;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 195,8637 + 0,5 \times 280 = 387,2583 \text{ м}^3$$

$$V_{обр} = 464,710 \text{ тонн}$$

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 – 0,3м³/год, плотность отхода – 0,25 т/м³.

Расчет образования отходов 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 4.37 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины по нефтяным залежам

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м3/год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м3	Количество ТБО, т/пер.
Вахтовый поселок при строительстве	60	0,3	103,3	0,25	1,274
Итого:					1,274

Таблица 4.38 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины по газоконденсатном залежам

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м3/год	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м3	Количество ТБО, т/пер.
Вахтовый поселок при строительстве	60	0,3	98,25	0,25	1,211
Итого:					1,211

Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_0 + M + W,$$

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

M_0 – поступающее количество ветоши, 0,12 т/год;

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

$$M = 0,12 * M_0$$

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

$$W = 0,15 * M_0$$

Количество промасленной ветоши в году:

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

Металлолом

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

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

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

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

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha,$$

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

α – остаток электрода, 0,015.

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

Предварительный расчет количества образования отходов производства и потребления при эксплуатации месторождения

Металлолом

При металлообработке образуется металлическая стружка. Расчёт 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.

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

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

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

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

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:

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

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

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

ρ – плотность ТБО, т/м³.

Таблица 4.39- Образование коммунальных отходов при эксплуатации месторождения

№	Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м³/год	Время работы, сут/год	Плотность ТБО, т/м³	Количество ТБО, т/год
1	Вахтовый поселок при бурении	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;

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

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

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

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:

$$N = M_{ост} \cdot \alpha,$$

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

α – остаток электрода, 0,015.

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

Ниже представлены предварительные виды и количество отходов, образующиеся при реализации первого рекомендуемого варианта разработки месторождения Сазтобе Восточное

Таблица 4.40 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при бурении скважин СВ эксплуатационные скважины по нефтяным залежам №106,112,114,115,107,113,108,100,101

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	9 скв
Всего:	-	883,0095	7947,085577
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	881,7359	7935,623522
<i>отходов потребления</i>	-	1,274	11,46205479
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	414,5404269	3730,863842
Отработанный буровой раствор	-	467,03762	4203,33858
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	1,3716
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	1,274	11,46205479
Металлолом	-	0,004	0,036
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,0135

Таблица 4.41 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве по нефтяным залежам резервных скважин №Р-1, Р-2

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	9 скв
Всего:	-	883,0095	1766,019017
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	881,7359	1763,471894
<i>отходов потребления</i>	-	1,274	2,547123288
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	414,5404269	829,0808538
Отработанный буровой раствор	-	467,03762	934,0752399
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,3048
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	1,274	2,547123288
Металлолом	-	0,004	0,008
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,003

Таблица 4.42 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве по нефтяным залежам оценочной скважины №109

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
		1 скв
Всего:	-	883,0095
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	881,7359
<i>отходов потребления</i>	-	1,274
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	414,5404269
Отработанный буровой раствор	-	467,03762
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524

Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	1,274
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015

Таблица 4.43 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при бурении по газоконденсатных скв №116,111

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	2 скв
Всего:	-	877,3930	1754,786071
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	876,1817	1752,363468
<i>отходов потребления</i>	-	1,211	2,42260274
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	411,3138061	822,6276122
Отработанный буровой раствор	-	464,7100279	929,4200558
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,3048
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	1,211	2,42260274
Металлолом	-	0,004	0,008
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,0030

Таблица 4.44 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве по нефтяным залежам резервных скважин №Р-1,Р-2

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	9 скв
Всего:	-	883,0095	1766,019017
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	881,7359	1763,471894
<i>отходов потребления</i>	-	1,274	2,547123288
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	414,5404269	829,0808538
Отработанный буровой раствор	-	467,03762	934,0752399
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,3048
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	1,274	2,547123288
Металлолом	-	0,004	0,008
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,003

Таблица 4.45 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве по нефтяным залежам оценочной скважины №109

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
		1 скв
Всего:	-	883,0095
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	881,7359
<i>отходов потребления</i>	-	1,274
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	414,5404269
Отработанный буровой раствор	-	467,03762

Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	1,274
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015

Таблица 4.46 – Лимиты накопления отходов при эксплуатации месторождения Сазтобе Восточное за 2026-2035гг

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

По второму варианту:

Объемы отходов при бурении скважин СВ эксплуатационные скважины по нефтяным залежам №106,112,114,115,107,113,108,100,101 - Буровой шлам – 3730,86т/год; Отработанный буровой раствор – 4203,33т/год; Промасленная ветошь – 1,3716 т/год; Металлолом-0,036т/г; Огарки сварочных электродов - 0,0135т/год; ТБО – 11,462т/год; Всего: 7947,085 т/г.

Резервные скважины №Р-1,Р-2 – 1766,019 т/г. Буровой шлам – 829,08т/год; Отработанный буровой раствор – 934,075т/год; Промасленная ветошь – 0,3048 т/год; Металлолом-0,008т/г; Огарки сварочных электродов - 0,003т/год; ТБО – 2,547т/год; Всего:1766,019т/г.

Оценочная скважина №109 – Буровой шлам – 414,541т/год; Отработанный буровой раствор – 467,038т/год; Промасленная ветошь – 0,1524т/год; Металлолом-0,004т/г; Огарки сварочных электродов - 0,0015т/год; ТБО – 1,274т/год; Всего: **883,009** т/г.

Объемы отходов при бурении газоконденсатных скв №№116,111 - Буровой шлам – 822,627т/год; Отработанный буровой раствор – 929,42т/год; Промасленная ветошь – 0,3048 т/год; Металлолом-0,008т/г; Огарки сварочных электродов - 0,003т/год; ТБО – 2,422 т/год; Всего: 1754,786 т/г.

Резервная скв №Р-3 – 877,39 т/г. Буровой шлам – 411,314т/год; Отработанный буровой раствор – 464,71т/год; Промасленная ветошь – 0,1524т/год; Металлолом-0,004т/г; Огарки сварочных электродов - 0,0015т/год; ТБО – 1,211т/год; Всего:877,39т/г.

Оценочные скв №ОС-2, ОС-3 – Буровой шлам – 822,627т/год; Отработанный буровой раствор – 929,42т/год; Промасленная ветошь – 0,3048 т/год; Металлолом-0,008т/г; Огарки сварочных электродов - 0,003т/год; ТБО – 2,422 т/год; Всего: 1754,786 т/г.

Объемы отходов при эксплуатации за 2026г - Промасленные отходы (ветошь) – 0,1524т/г; Коммунальные отходы - 4,5т/г; Металлолом- 0,004т/г; Огарки сварочных электродов - 0,0015т/г. Итого за 10 лет – 46,579т/г.

Все виды отходы будут вывозиться специализированной организацией согласно договору, специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

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.

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.

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;
- оборотное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- рекультивация земель, выданных во временное пользование.

4.8 Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами

При проведении работ следует проводить следующие природоохранные мероприятия:

- 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;

4.9 Рекультивация земель

Согласно Закону Республики Казахстан от 20 июня 2003г. №442-ІІ «Земельный кодекс» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2026г.) раздел IV, Глава 17, статья 140 «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.

Согласно пункту 2 статьи 238 Экологического Кодекса РК Недропользователи при проведении операций по недропользованию при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

Также согласно пункту 4 статьи 238 Экологического Кодекса РК при выборе направления рекультивации нарушенных земель должны быть учтены:

- 1) характер нарушения поверхности земель;
- 2) природные и физико-географические условия района расположения объекта;
- 3) социально-экономические особенности расположения объекта с учетом перспектив развития такого района и требований по охране окружающей среды;
- 4) необходимость восстановления основной площади нарушенных земель под пахотные угодья в зоне распространения черноземов и интенсивного сельского хозяйства;
- 5) выполнение на территории промышленного объекта планировочных работ, ликвидации ненужных выемок и насыпи, уборка строительного мусора и благоустройство земельного участка;
- 6) обязательное проведение озеленения территории.

В период строительства скважины произойдут нарушения земель, производимые строительными машинами, механизмами при проведении строительно-монтажных работ. После окончания бурения, испытания скважины и демонтажа оборудования исполнитель должен вести работы по восстановлению земельного участка в соответствии с проектными решениями. Рекультивация земель включает в себя два этапа: технический и биологический.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- демонтировать буровую установку и вывезти для последующего использования (отходов бетона и металлолома не образуется, так как нет сборного фундамента, а имеется опорный фундамент с железным каркасом, который демонтируется с буровой установкой и также вывозится для последующего использования);
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории);
- очистить участок от металлолома и др. материалов.

Провести рекультивацию земель на площадях, которые были заняты временными дорогами, или передать их постоянному землепользователю на согласованных с ним условиях.

В случае необходимости по завершении деятельности будут проведены рекультивационные работы с целью восстановления земель до состояния, пригодного для дальнейшего использования по назначению.

В целях восстановления природного состояния и минимизации экологического ущерба, вызванного производственными работами, будет проведено озеленение территории.

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 Сазтобе Восточное 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 Сазтобе Восточное».

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	
<i>Локальный (1)</i>	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
<i>Ограниченный (2)</i>	площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении 100-1000 м от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	до 6-и месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	от 6-и месяцев до 1-го года
<i>Продолжительный (3)</i>	от 1-го года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	продолжительность воздействия более 3-х лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости;
<i>Слабая (2)</i>	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, природная среда полностью самовосстанавливается;
<i>Умеренная (3)</i>	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;
<i>Сильная (4)</i>	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)	
<i>Низкая (1-8)</i>	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
<i>Средняя (9-27)</i>	Интенсивность воздействия имеет широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел
<i>Высокая (28-64)</i>	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 работах. К предположительным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферу можно отнести нижеперечисленные источники:

Организованными источниками выбросов являются:

- буровая установка ZJ-40;
- цементирующий агрегат;
- дизельгенератор;
- резервуар;
- факел;

Неорганизованными источниками выбросов являются:

- насосная установка;
- сварочный трансформатор;
- добывающие скважины.

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 воздействия 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 неэкранированных 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. Техническим проектом строительства и бурения эксплуатационных скважин предусмотрено применение тампонажных растворов, адаптированных к условиям района проведения работ.

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	Локальный 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 3

разливами ГСМ				
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 Сазтобе Восточное 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	Слабое 2	Низкая значимость 4

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 цементаж;
- 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 внутрипластовых 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 гнезд, 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 № **ҚР 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 ПДК_{м.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 (-1). Интегральная оценка (-3 баллов) – низкое отрицательное.*

Интегральное воздействие на здоровье население и персонала оценивается как *положительное низкого уровня (2 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

Возросшая 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 Сазтобе Восточное 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	
Положительное	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

Отрицательное или положительное воздействие	Компонент среды	Категории воздействия, балл			Интегр. оценка, балл
		Пространств. масштаб	Временной масштаб	Интенсивн. воздействия	
	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	Локальный (-2)	Продолжительный (-4)	Слабая (-2)	-8
	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.

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 Сазтобе Восточное.

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 (°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 (°C)	Термометр
Глубина залегания пласта м	Гидрологические изыскания
Вода	
Соленость (‰)	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 (мгО ₂ /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 АО «Эмбаунайгаз» и Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№03042Р от 07.04.2026г).

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

Проектом предусмотрена разработка месторождения Сазтобе Восточное с максимально возможным и экономически выгодным извлечением нефти и растворенного газа из недр земли с минимизированным вредом для окружающей среды.

Месторождение Сазтобе Восточное расположено в юго-восточной бортовой зоне Прикаспийской впадины, в пределах западного погружения Южно-Эмбинского поднятия и административно входит в состав Бейнеуского района Мангистауской области Республики Казахстан.

В орографическом отношении площадь Сазтобе Восточное представляет собой всхолмленную равнину, северную и центральную часть которой занимают бугристые пески, закреплённые травянистой растительностью. В понижениях распространены пухлые солончаки, поверхность которых во время дождей размокает и превращается в непроходимую вязкую грязь.

На западе площади расположена слабоволнистая равнина, образовавшая при высыхании Каспийского моря, соединившая между собой бывшие острова. Южнее расположен солончак Мёртвый Колтык, обширные пространства которого образовались в результате снижения уровня Каспийского моря и высыхания залива Комсомолец. Солончаки представляют собой ровную поверхность, движение по ним возможно в сухое время года только для пешеходов и транспорта повышенной проходимости. Рельеф местности имеет общий уклон с северо-востока на юго-запад.

Климат района резко континентальный и характеризуется значительным колебанием сезонных температур. В зимние месяцы температура воздуха понижается до -25-400С. Летом температура колеблется от +25+500С. Количество годовых осадков не превышает 150 мм в год и в основном приходится на осенне-зимний период.

Растительный мир представлен полыньёю, верблюжьей колючкой и другими видами флор степи и полупустынь.

Животный мир, в основном, представлен грызунами, пресмыкающимися (черепахи, ящерицы, змеи) и паукообразными (скорпионы, тарантулы, фаланги).

Гидрографически район развит слабо. Открытых водоемов и природных источников в районе нет.

Снабжение питьевой водой производится автоцистернами из водопровода. Техническое водоснабжение осуществляется из водяных скважин альбских и сеноманских горизонтов.

Ближайшим населенным пунктом является железнодорожная станция Бейнеу (145 км). Областной центр – г. Актау – расположен на расстоянии 479 км юго-западнее месторождения.

С учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации системы разработки месторождения в настоящем отчете рассмотрены два варианта. Предусмотренные варианты различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин.

Первый вариант

Нефтяные залежи

Вариант предполагает продолжение разработки эксплуатационных объектов при сложившейся системе разработки. Для достижения утвержденного значения коэффициента извлечения и более полной выработки запасов нефти предусмотрен ввод из бурения 9 добывающих вертикальных скважин, ввод из освоения 1 скважины, ввод из бездействующего фонда 1 скважины, реализацию ППД, путем перевода под нагнетание 1 добывающей скважины и проведение ГТМ.

С целью использования потенциала пробуренного фонда скважин, для увеличения коэффициента извлечения нефти по эксплуатационным объектам также предусматриваются мероприятия по вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти путем проведения ГТМ:

Объект I. Проведение ГРП в скважине №102;

Объект II. Перевод под закачку 1 скважины (№105) после отработки на нефтенасыщенные горизонты.

Газоконденсатные залежи

В рамках 1 варианта предусмотрено продолжение разработки II эксплуатационного объекта при сложившейся системе разработки с дополнительным бурением 1 скважины, а также освоение I объекта путем бурения 1 скважины. Дополнительно предусмотрены ГТМ по ПВР на 4 скважинах, РИР и ОРЭ на 1 скважине. Таким образом, вариант предполагает бурение 2 добывающих скважин и проведение ГТМ.

Согласно первому варианту разработки нефтяных и газоконденсатных залежей в целом фонд добывающих скважин составит 15 и 6 ед., соответственно.

Второй вариант

Нефтяные залежи

Базируется на первом варианте разработки, предусматривает уплотнение сетки скважин, путем ввода из бурения дополнительно к 1 варианту 5 добывающих вертикальных скважин.

В целом по нефтяным залежам фонд добывающих скважин составляет 20 ед.

I объект повторяет вариант 1

На II объект в дополнение к 1 варианту предусматривается ввод из бурения 3 добывающих скважин. С учетом всех проведенных ГТМ фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

На III объект в дополнение к 1 варианту планируется ввод из бурения 2 добывающих скважин. Фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

Газоконденсатные залежи

Базируется на принципах 1 варианта разработки, дополнительно, предусматривает бурение одной скважины на II объекте. Программа проведения ГТМ аналогична 1 варианту разработки.

Согласно второму варианту разработки нефтяных и газоконденсатных залежей в целом фонд добывающих скважин составит 20 и 7 ед., соответственно.

При реализации данного проекта по первому рекомендуемому варианту предусматривается бурение по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101, резервных скважин №№ P1, P2, оценочных скважин №109, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

При реализации данного проекта по первому рекомендуемому варианту предусматривается бурение по газоконденсатным залежам № 116, 111, резервных скважин № P3, оценочных скважин №№ ОС-2, ОС-3, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения; а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

Ниже приведены сводные таблицы предварительных выбросов вредных веществ при реализации первого рекомендуемого варианта разработки месторождения Сазтобе Восточное.

по I рекомендуемому варианту разработки:

По расчетным данным проекта на месторождении Сазтобе Восточное стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по 1 рекомендуемому варианту разработки:

- при строительстве по нефтяным залежам 9 вертикальных эксплуатационных скважин № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101 – **483.1397 m/zod;**
- при строительстве по нефтяным залежам резервных скважин №№ P1, P2 – **107.3644 m/zod;**
- при строительстве по нефтяным залежам оценочной скважины №109 – **53,6822 m/zod;**
- при строительстве вертикальных газоконденсатных эксплуатационных скважин №№ 116, 111 – **100,3476 m/zod;**
- при строительстве газоконденсатной резервной скважины по нефтяным залежам №P-3 – **50,1737 m/zod;**
- при строительстве газоконденсатных оценочных скважин по нефтяным залежам №ОС-2, ОС-3 – **100,3476 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г – **23,1414m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г – **23,2423 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г – **23,2423 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г – **23,3433 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г – **23,3433 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г – **23,4442 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г – **23,5451 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г – **23,6459 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2034г – **23,9486 m/zod.**
- при эксплуатации месторождения в 2035г – **24,0495 m/zod.**

При реализации данного проекта по второму варианту предусматривается бурение по нефтяным залежам № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101, резервных скважин №№ P1, P2, оценочных скважин №109, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

При реализации данного проекта по второму варианту предусматривается бурение по газоконденсатным залежам № 116, 111, резервных скважин №P3, оценочных скважин №№ ОС-2, ОС-3, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения; а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

Ниже приведены сводные таблицы предварительных выбросов вредных веществ при реализации второго варианта разработки месторождения Сазтобе Восточное.

по II варианту разработки:

По расчетным данным проекта на месторождении Сазтобе Восточное стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по 1 варианту разработки:

- при строительстве по нефтяным залежам 9 вертикальных эксплуатационных скважин № 106, 112, 114, 115, 107, 113, 108, 100, 101 – **483.1397 m/zod;**
- при строительстве по нефтяным залежам резервных скважин №№ P1, P2 – **107.3644 m/zod;**
- при строительстве по нефтяным залежам оценочной скважины №109 – **53,6822 m/zod;**
- при строительстве вертикальных газоконденсатных эксплуатационных скважин №№ 116, 111 – **100,3476 m/zod;**
- при строительстве газоконденсатной резервной скважины по нефтяным залежам №P-3 – **50,1737 m/zod;**
- при строительстве газоконденсатных оценочных скважин по нефтяным залежам №ОС-2, ОС-3 – **100,3476 m/zod;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г – **23,1414m/zod;**

- при эксплуатации месторождения в 2027г – **23,2423 т/год**;
- при эксплуатации месторождения в 2028г – **23,2423 т/год**;
- при эксплуатации месторождения в 2029г – **23,3433 т/год**;
- при эксплуатации месторождения в 2030г – **23,3433 т/год**;
- при эксплуатации месторождения в 2031г – **23,4442 т/год**;
- при эксплуатации месторождения в 2032г – **23,5451 т/год**;
- при эксплуатации месторождения в 2033г – **23,6459 т/год**;
- при эксплуатации месторождения в 2034г – **23,9486 т/год**;
- при эксплуатации месторождения в 2035г – **24,0495 т/год**.

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

- оборудование резервуаров в резервуарных парках современной дыхательной арматурой, обвязанной газоуравнительной системой, плавающими крышами или понтонами. При технической невозможности осуществления указанных мер устанавливаются диски-отражатели. Наружная поверхность резервуаров окрашивается краской с высокой лучеотражающей способностью;

- предупреждение возможности нефтегазопроявлений при бурении и ремонте скважин;

- применение закрытой системы продувок аппаратов и трубопроводов;

- применение закрытой системы подготовки промышленных сточных вод, содержащих сероводород;

- обеспечение герметизации бездействующих скважин и контроль их технического состояния;

- обеспечение герметизации сальников запорной арматуры, скважин, трубопроводов, аппаратов и насосных агрегатов;

- обеспечение герметизации дренажных систем и канализационных колодцев, нефтеловушек закрытого типа;

- обеспечение, при возможности, утилизации попутно добываемого газа в целях сокращения его сжигания на факелах. Сжигание газа должно производиться при соблюдении процесса беспламенного горения.

В целом воздействия рассматриваемых работ на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как **ограниченное, продолжительное и умеренное** по воздействию.

Источниками загрязнения подземных вод при разработке 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 неэкранированных емкостей для отстоя и хранения нефти и пластовых вод и т.д.

На площадке строительства и эксплуатации организованы места временного хранения (накопления) отходов, откуда они по мере накопления вывозятся по договору на предприятия, осуществляющие переработку, использование, обезвреживание или захоронение отходов. При организации мест временного хранения (накопления) отходов приняты меры по обеспечению экологической безопасности. Обеспечение мест временного хранения (накопления) проведено с учетом класса опасности (маркировано по типу отхода), физико-химических свойств, реакционной способности образующихся отходов, а также с учетом требований соответствующих требований.

Мероприятия по минимизации воздействия в окружающую среду

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ. Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- хранить производственные отходы в строго определенных местах;
- ежегодно провести производственный мониторинг по атмосферному воздуху.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь. В технологии добычи ими будут:

- герметизация напорной системы сбора нефти.
- подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

Поверхностные воды в описываемом районе отсутствуют.

В целом воздействия рассматриваемых работ на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как ограниченное, продолжительное и умеренное по воздействию.

Воздействие на подземные воды при строительстве скважин оценивается: в пространственном масштабе как ограниченное, во временном как продолжительное и по величине как умеренное.

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Вся подтоварная вода после очистки должна быть полностью использована для закачки в пласт нагнетательных скважин.

Воздействие на геологическую среду оценивается: в пространственном масштабе как ограниченное, во временном как кратковременное и по интенсивности, как умеренное.

Воздействие на состояние почвенного покрова можно принять как умеренное, ограниченное и кратковременное.

Воздействие на состояние растительности можно принять как умеренное, ограниченное и кратковременное.

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;
- оборотное 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.



ЛИЦЕНЗИЯ

07.04.2026 года

03042P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

010000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, Г. АСТАНА, Проспект Кабанбай Батыр, здание № 17, Нежилое помещение 16
БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение "Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан". Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Бекмухаметов Алибек Муратович

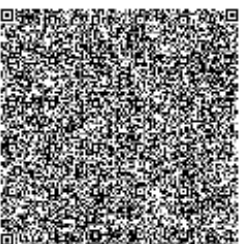
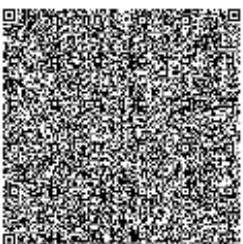
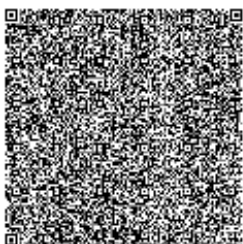
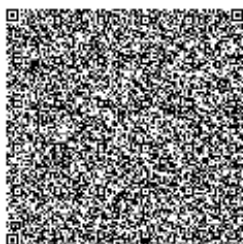
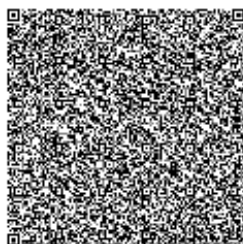
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 16.01.2015

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

Г. АСТАНА



26009146



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 03042Р

Дата выдачи лицензии 07.04.2026 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для объектов I категории

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"
010000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, Г. АСТАНА, Проспект Кабанбай Батыр, здание № 17, Нежилое помещение 16, БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

город Астана, район Нұра, проспект Кабанбай Батыр, здание 17, н.п. 16, Z05H0B4; г. Атырау, мкр. Нұрсая, пр. Елорда, строение 10; Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 35, зд. 6

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение "Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан". Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Бекмухаметов Алибек Муратович

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

