

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	8
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	28
1.4 Сведение о производственном процессе	27
2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	29
2.1 Природно-климатические условия	29
2.2 Современное состояние атмосферного воздуха	29
2.3 Поверхностные и подземные воды	31
2.4 Почвенный покров	32
2.5 Растительный покров	33
2.6 Животный мир	33
3 СОЦИАЛЬНО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	35
3.1 Социально-экономические условия района	35
4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ШТАТНОМ РЕЖИМЕ	39
4.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу	39
4.1.1 Стационарные источники загрязнения	44
4.1.2 <i>Предварительные расчеты выбросов вредных веществ</i>	<i>53</i>
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	66
4.7 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду	76
4.8 Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами	77
4.9 Рекультивация земель	77
5 КОМПЛЕКСНАЯ Оценка воздействия на окружающую среду	78
5.1 Предварительная оценка воздействия на качество атмосферного воздуха	79
5.2 Оценка воздействия на подземные и поверхностные воды	81
5.3 Оценка воздействия на геологическую среду	83
5.4 Оценка воздействия на растительно-почвенный покров	84
5.5 Оценка воздействия на животный мир	86
5.6 Радиационная обстановка	87
5.7 Физическое воздействие	88
5.8 Состояние здоровья населения	90
5.9 Оценка воздействия на социально-экономическую среду	91
5.10 Охрана памятников истории и культуры	93
6 АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	94
6.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций	94
7 ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	97
7.1 Мониторинг состояния промышленных площадок	97
7.2 Мониторинг состояния технологического оборудования	98
7.3 Мониторинг состояния и размещения отходов	98
7.4 Мониторинг состояния биосферы	98
7.5 Оборудование и методы проведения мониторинга	98
7.6 Контроль в области охраны окружающей среды	99

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	100

ТАБЛИЦЫ

Таблица 1.1- Адресная программа ГТМ и бурения по вариантам разработки.	28
Таблица 1.2 Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом.	
Вариант I	23
Таблица 1.3 Характеристика основных технологических показателей месторождения.	
Вариант I	24
Таблица 1.4 Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом.	
Вариант II (рекомендуемый)	25
Таблица 1.5 Характеристика основных технологических показателей месторождения. Вариант II (рекомендуемый)	26
Таблица 2.1 - Общая климатическая характеристика	29
Таблица 2.2 - Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)	29
Таблица 2.3 - Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с)	29
Таблица 2.4 - Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	29
Таблица 2.5 Результаты анализа проб атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны за 2025 год	30
Таблица 2.6 - Результаты анализа проб почвенного покрова за 2025 год	32
Таблица 3.1 - Численность населения Республики Казахстан по областям, городам и районам на 1 апреля 2026г.	35
Таблица 3.2 - Индексы промышленного производства по основным видам экономической деятельности в Кызылординской области за 2026г.	36
Таблица 3.3 - Занятое население на основной работе по видам экономической деятельности и статусу занятости по районам Кызылординской области за 2026г.	37
Таблица 4.1 -Адресная программа рекомендуемых ГТМ по вариантам разработки	40
Таблица 4.2 - Рекомендуемая конструкция для вертикальных скважин №№497,518,523	43
Таблица 4.3 – Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин №№497,518,523 с проектной глубиной 1950м.	43
Таблица 4.4 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве добывающих скважин №№497, 518, 523	53
Таблица 4.5 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539.	53
Таблица 4.6 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве добывающих скважин №№497, 518, 523	54
Таблица 4.7 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539.	55
Таблица 4.8 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 10 лет	57
Таблица 4.9 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников по второму варианту при эксплуатации месторождения за 10 лет	59
Таблица 4.11 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин №№497.	63
Таблица 4.12 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539.	63
Таблица 4.13 - Предварительный расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения по первому варианту разработки на 2026-2035 гг	63
Таблица 4.14 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин №№497,518,523.	64

Таблица 4.15 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539.	64
Таблица 4.16 – Предварительный расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения по второму варианту разработки на 2026-2035 гг	65
Таблица 4.17 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины проектной глубиной 1950м	68
Таблица 4.18 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины проектной глубиной 1950м	68
Таблица 4.19 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины глубиной 1950м	69
Таблица 4.20- Образование коммунальных отходов при эксплуатации месторождения	70
Таблица 4.21 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве добывающей скважины №497 проектной глубиной 1950 м	71
Таблица 4.22 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539 проектной глубиной 1950 м	71
Таблица 4.23 – Лимиты накопления отходов при эксплуатации месторождения Акшабулак Центральный за 2026-2035гг	71
Таблица 4.24 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве добывающих скважин №№497, 518, 523 проектной глубиной 1950 м	73
Таблица 4.25 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539 проектной глубиной 1950 м	73
Таблица 4.26 – Лимиты накопления отходов при эксплуатации месторождения Акшабулак Центральный за 2026-2035гг	74
Таблица 5.1 - Градации значимости воздействий	78
Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС	78
Таблица 5.3 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха	80
Таблица 5.4 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на подземные воды	81
Таблица 5.5 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на геологическую среду	83
Таблица 5.6 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на почвенно-растительный покров	85
Таблица 5.7 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на животный мир	86
Таблица 5.8 - Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу	92
Таблица 7.1 – Список измеряемых параметров	99

АННОТАЦИЯ

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

Отчет о возможных воздействиях содержит следующую информацию:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Глава 6. «Аварийные ситуации и их предупреждение».

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

Нетехническое резюме.

Список использованной литературы.

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между ТОО «СП «Казгермунай» и Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№03042Р от 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 26.10.2021г №424).

Рассматриваемый материал включает в себя:

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

Юридические адреса:

Заказчик:

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

Исполнитель:

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

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении месторождение Акшабулак Центральный расположено в Сырдарьинском (бывшем Теренозекском) районе Кызылординской области Республики Казахстан

Географически площадь расположена в южной части Торгайской низменности.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции: Жалгаш, Карсакпай, расположенные в 120 км, Жусалы - в 140 км на юго-запад и пос. Сатпаево - в 200 км. Расстояние от месторождения Акшабулак Центральный до областного центра г. Кызылорда составляет 120 км. На расстоянии около 250 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент. В 75 км на северо-запад расположено крупное нефтяное разрабатываемое месторождение Кумколь с выходом нефтепровода через Каракойын на нефтеперерабатывающий завод ШНОС города Шымкента.

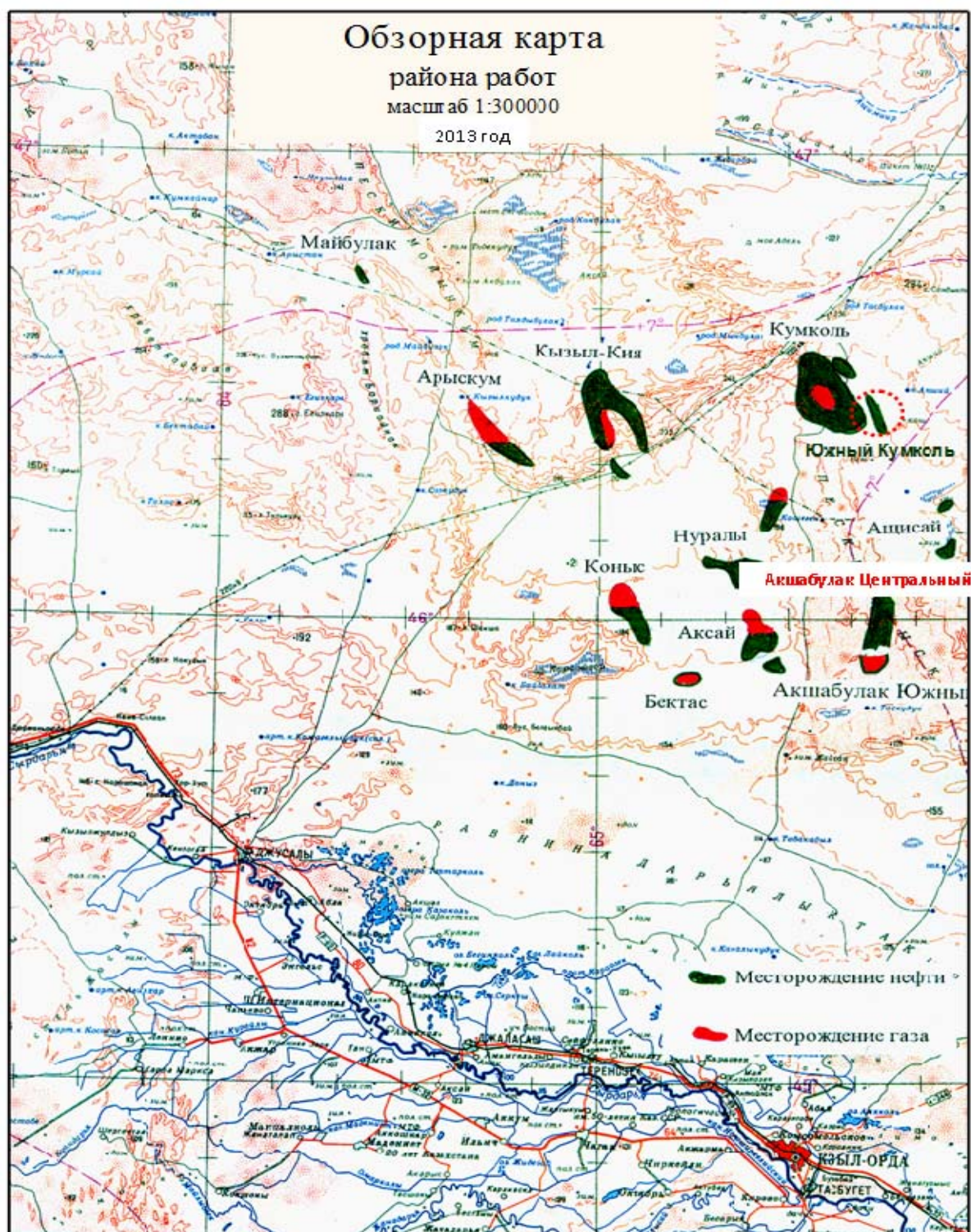
От вахтового поселка месторождения Кумколь до месторождения Акшабулак Центральный проложена асфальтированная дорога, остальные дороги на площади работ грунтовые.

Район работ является слабозаселенным. В орографическом отношении район представляет собой низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 110 до 147 м над уровнем моря.

Климат района резко континентальный, сухой, с большими колебаниями дневных и сезонных температур. Максимальные температуры летом +30 +35°C, минимальные зимой -35-38°C, годовое количество осадков 115-150 мм. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время - метели и бураны.

Речная сеть и поверхностные источники водоснабжения в районе отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские воды верхнего мела, имеющие дебиты от 5 до 16 л/сек, с минерализацией до 3 г/л.

Животный мир и растительность представлен видами, типичными для полупустынь.



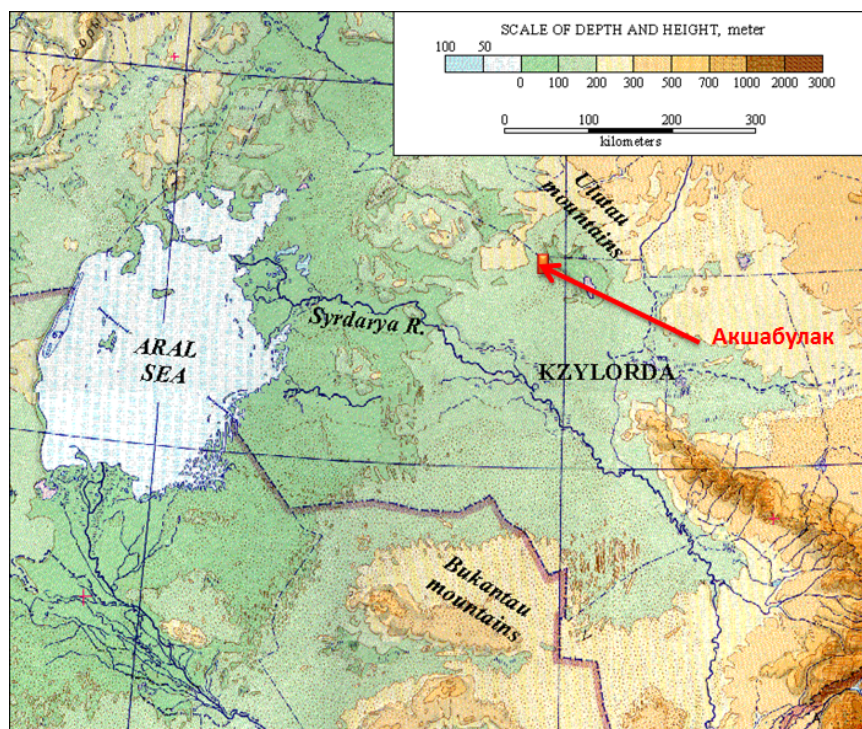


Рис. 1.2 - Месторождение Акшабулак на гипсометрической карте Восточного Приаралья (Веселов В.В.)

1.2 Целевое назначение работы

Недропользователем месторождения Акшабулак Центральный является ТОО «СП «Казгермунай», имеющее лицензию серии МГ №2А от 19.03.1997г и Контракт №39 от 09.11.1993г с дополнением №7 от 19.05.2023г на право пользования недрами для добычи углеводородного сырья на месторождении со сроком завершения контракта на недропользование 1 марта 2034г.

Нефтяное месторождение Акшабулак Центральный открыто в 1989г по результатам бурения поисковой скважины №7.

Структура выявлена и подготовлена под глубокое поисково-разведочное бурение Турланской геофизической экспедицией. Поисково-разведочные работы на месторождении проведены ГХК «Сеним». Промыслово-геофизические исследования в скважинах выполнялись Тюлькубасской экспедицией ГИС. В 1993г было организовано СП «Казгермунай» с правами доразведки и разработки месторождений Акшабулак Центральный, Акшабулак Южный, Нуралы и Аксай.

Впервые на месторождении Акшабулак Центральный подсчет запасов нефти проводился по состоянию изученности на 01.09.95г по продуктивному горизонту Ю-III, по результатам бурения 16 скважин.

На основе данного подсчета в 1996г был составлен Проект пробной эксплуатации, реализация которого была начата в 1998г.

В 1998г ТОО «Мунай-Консалтинг» был произведен подсчет запасов по всем горизонтам месторождения Акшабулак Центральный.

В 2001г институтом «НИПИнефтегаз» был составлен «Проект ОПР месторождения Акшабулак Центральный» на горизонты М-II-1+М-II-2 (северный блок) и Ю-III, утвержденный ЦКР РК 14.06.01г сроком на 5 лет.

В 2002-03гг проводились сейсмические исследования 3Д на площади 251,2 км².

В 2003г был выполнен и принят ЦКР отчет «Авторский надзор за реализацией Проекта ОПР».

В 2004г по результатам сейсмики 3Д и бурения скважин институтом ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» был выполнен и утвержден ГКЗ подсчет запасов нефти и

растворенного газа месторождения Акшабулак Центральный по состоянию на 01.01.2004г.

В 2004г АО «НИПИ «Каспиймунайгаз» была составлена и утверждена ЦКР «Технологическая схема разработки месторождения Акшабулак Центральный».

В 2005г по результатам появившихся новых данных, посредством бурения скважин, компанией «ЕЕГ» была произведена повторная интерпретация сейсмики 3Д.

В 2006 и 2008гг ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнены отчеты «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки» и утверждены ЦКР.

В 2009г был составлен и утвержден ЦКР отчет «Анализ разработки месторождения Акшабулак Центральный».

В 2010г по результатам переинтерпретации сейсмики 3Д и бурения скважин ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был выполнен «Пересчет запасов нефти, растворенного газа ...» по состоянию на 02.01.2010г и утвержден ГКЗ. В том же году на базе новой геологической модели и запасов углеводородов был составлен новый проектный документ «Уточненная технологическая схема разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный Рабочей группой по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИНТ РК.

В 2012г был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемой разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», который был утвержден Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК на основании рекомендаций ЦКРР РК (Протокол №26 от 20.09.2012г). В данном отчете, согласно полученным результатам изменения геологического строения и учитывая текущее состояние разработки месторождения, была выполнена корректировка прогнозных показателей на 2012-2013гг.

По результатам выполненных мероприятия по доразведке горизонта Ю-П в 2013г был выполнен отчет «Перевод запасов... горизонта Ю-П месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный ГКЗ РК (Протокол №1306-13-У от 16.07.2013г). Геологические и извлекаемые запасы были увеличены за счет прироста площади нефтеносности.

В том же году был составлен «Анализ разработки месторождения...» с целью уточнения геологического строения по результатам бурения новых скважин и внедрения в разработку возвратного объекта (горизонт Ю-П), геологическое строение, и соответственно запасы нефти, которого уточнялись в рамках «Перевода запасов...» (2013г). Работа была утверждена Комитетом геологии и недропользования РК (исх. письмо КомГео 17-04-2230-и от 04.12.2013г).

В 2014г был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки...», где корректировались уровни технологических показателей за 2014-2015гг. Работа была утверждена Комитетом геологии и недропользования РК на основании рекомендаций ЦКРР РК (протокол №53/10 от 21.11.2014г).

В 2015г в ГКЗ РК был утвержден отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа...» (Протокол №1594-15-У от 29.09.2015г), составленный ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» по состоянию изученности на 02.01.2015г на основе проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин, отбор и анализ кернового материала и пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных горизонтов. В результате пересчета промышленные геологические запасы нефти сократились на 2%, извлекаемые запасы увеличены на 6,6%.

В 2015г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» на основе «Пересчета запасов...» составлен «Проект разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный Комитетом Геологии и недропользования МИИНТ РК на основании рекомендаций ЦКРР РК (протокол №68/5 от 19.02.2016г).

В 2017г в ГКЗ РК утвержден отчет «Прирост запасов нефти и растворенного газа

продуктивных горизонтов М-II-2 и Ю-III месторождения Акшабулак Центральный» (Протокол №1815-17-У от 02.06.2017г), составленный институтом ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» по состоянию изученности на 01.12.2016г на основе проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин, отбор и анализ кернового материала и пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных горизонтов.

В 2017г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен «Анализ разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный Комитетом Геологии и недропользования МИР РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №92 от 28.11.2017г, в котором проектные показатели разработки месторождения утверждены на период 2017-2019гг.

В 2018г филиалом ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» в г.Атырау составлен отчет «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан», по состоянию изученности на 02.01.2018г, при этом ГКЗ РК запасы были утверждены по горизонтам Ю-IIIа и Ю-III (протокол №1979-18-У от 13.11.2018г).

В 2019г ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» был составлен «Анализ разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки МЭ РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №16/19 от 28-29.11.2019г по состоянию изученности на 01.01.2019г.

В 2020г ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» был составлен «Авторский надзор за реализацией проектного документа на разработку ...» в рамках договора №405160/ДГР-20-ДГР-028-0358/97/2020АТ от 13.04.2020г.

В 2021 году АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан», по состоянию изученности на 02.01.2021г (Протокол ГКЗ №2385-21-У от 07.12.2021г). В рамках пересчета запасов в целом по месторождению начальные геологические запасы нефти по категории В+С₁ в сравнении с Государственным балансом уменьшились на 4877 тыс.т (5,1%), извлекаемые запасы нефти уменьшились на 1680 тыс.т (1,9%).

В 2021 году выполнен «Проект разработки...» (Протокол ЦКРР РК 23/6 от 24 февраля 2022 г) и согласован до конца рентабельного периода, при этом технологические показатели по II варианту разработки утверждены на период с 2022 года по 2024 год.

В 2024 году выполнено «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Центральный» Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» и утвержден ЦКРР РК (Протокол заседания ЦКРР РК №50/2 от 18.04.2024г.) до конца рентабельного периода.

В 2025 году был выполнен «Перевод запасов нефти, газа и попутных компонентов...» (Протокол ГКЗ РК №2795-25-У от 23.12.2025г.), основанием для выполнения которого послужило опробование запасов непромышленной категории С₂ в 14 добывающих скважинах после «Пересчета запасов...» 2021г. В результате выполненных работ геологические запасы нефти по категории С₁ по горизонту Ю-0-1 увеличились на 25% или 756 тыс.т, по горизонту Ю-0-2 на 11,4% или 494 тыс.т.

В 2025 году также был выполнен «Пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного газа...» (Протокол ГКЗ РК №2805-26-У от 03.02.2026г.), в рамках которого пересчитаны КИН и объемы извлекаемых запасов нефти по горизонтам М-II-1, Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I, Ю-II, однако, запасы в целом по месторождению запасы промышленной категории В+С₁ относящиеся к контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай» остались на прежнем уровне: В+С₁ НГЗ нефти – 91 694 тыс.т., НИЗ нефти – 53 476 тыс.т.

Целью настоящего проекта является необходимость выполнения базового проектного документа в связи с уточнением геологического строения по результатам

выполненных геологических отчетов «Перевод запасов...» и «Пересчет извлекаемых запасов...» в 2025г и принятие обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, обоснование технологических потерь в процессе эксплуатации, рациональное использование и охрану недр, а также выполнение требований законодательства РК в области недропользования и охраны недр.

1.3 Технологические показатели вариантов разработки

В рамках настоящего проекта для дальнейшего регулирования разработки месторождения были рассмотрены **2 варианта разработки**, которые различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин.

Первый вариант – базовый, предполагает продолжение разработки эксплуатационных объектов при сложившейся на сегодняшний день системе разработки и продолжение реализации действующего на сегодняшний день «Дополнения к проекту разработки...» 2024г (Протокол заседания ЦКРР РК №50/2 от 18.04.2024г.).

В рамках первого варианта предусмотрены:

- Ввод из бурения 1 добывающих скважины;
- Переводы между объектами – 6 ед;
- Переводы между объектами с углублением скважин – 2 ед;
- Ремонтно-изоляционные работы – 9 ед;
- Ввод из консервации – 1 ед;

Второй вариант – рекомендуемый. Обеспечивает более полную выработку извлекаемых запасов нефти и достижения утвержденных значений КИН, в рамках которого предусмотрены нижеследующие мероприятия:

- Ввод из бурения 3 добывающих скважин;
- Зарезка бокового ствола – 1 ед;
- Зарезка бокового горизонтального ствола – 1 ед;
- Переводы между объектами – 24 ед., в т.ч 8 с проведением ГРП;
- Переводы между объектами с углублением скважин – 2 ед;
- Реализации одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) – 23 ед;
- Ремонтно-изоляционные работы – 9 ед;
- Ввод из наблюдательного фонда – 6 ед;
- Ввод из консервации – 1 ед;
- Ввод из консервации под закачку – 1 ед;
- Перевод скважин под закачку – 4 ед;
- Установка компоновки ОРЭ - 4 скв.

В таблице 1.1 представлена адресная программа ГТМ и бурения по вариантам разработки.

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

№№	Вид мероприятия	№скв.	Целевой объект	Год	1 вариант	2 вариант
1	2	3	4	5	6	7
1	Ввод из консервации под закачку	353	I	2027		+
2	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	445	I	2027	+	+
3	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	442	I	2028		+
4	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	474	I	2028		+
5	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	216	I	2028		+

6	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	248	I	2028		+
7	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	282	I	2029		+
8	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	230	I	2031	+	+
9	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	363	II	2026		+
10	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	479	II	2026		+
11	Установка компоновки одновременно- раздельной закачки (ОРЗ)	476	II	2026		+
12	Бурение добывающей скважины	523	II	2027		+
13	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	261	II	2027		+
14	Перевод под закачку	355	II	2028		+
15	Установка компоновки одновременно- раздельной закачки (ОРЗ)	250	II	2028		+
16	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	447	II	2029		+
17	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	451	II	2029		+
18	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	350	II	2029	+	+
19	Перевод под закачку	202	II	2029		+
20	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	428	II	2030		+
21	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	283	II	2030		+
22	Ввод из наблюдательного фонда	444	III	2026		+
23	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	478	III	2027		+
24	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	461	III	2027		+
25	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	472	III	2027		+
26	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	421	III	2027		+
27	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	284	III	2029		+
28	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	298	III	2029		+
29	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	479	III	2029		+
30	Перевод под закачку	500	III	2029		+
31	Перевод под закачку	501	III	2029		+
32	Ремонтно-изоляционные работы	3 ед.	III	2029	+	+
33	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	482	III	2030		+
34	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	349	III	2030		+
35	Ремонтно-изоляционные работы	3 ед.	III	2030	+	+
36	Ремонтно-изоляционные работы	3 ед.	III	2031	+	+
37	Бурение добывающей скважины	497	IV	2026	+	+
38	Ввод из наблюдательного фонда	351	IV	2026		+
39	Ввод из наблюдательного фонда	507	IV	2026		+
40	Ввод из наблюдательного фонда	439	IV	2026		+
41	Ввод из наблюдательного фонда	502	IV	2026		+
42	Ввод из наблюдательного фонда	441	IV	2026		+
43	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	203	IV	2026		+
44	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	470	IV	2026		+

45	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	296	IV	2026		+
46	Бурение добывающей скважины	518	IV	2027		+
47	Зарезка бокового горизонтального ствола	251	IV	2027		+
48	Установка компоновки одновременно-раздельной закачки (ОРЗ)	510	IV	2027		+
49	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	295	IV	2028		+
50	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	346	IV	2028		+
51	Перевод на другой горизонт с проведением углубления скважины	236	IV	2028	+	+
52	Перевод на другой горизонт с проведением углубления скважины	222	IV	2028	+	+
53	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	498	IV	2029		+
54	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	488	IV	2029		+
55	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	291	IV	2029		+
56	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	462	IV	2029		+
57	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	358	IV	2030		+
58	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	205	IV	2030		+
59	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	436	IV	2030		+
60	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	316	IV	2030		+
61	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	258	IV	2030		+
62	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	345	IV	2030		+
63	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	227	IV	2031		+
64	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	287	IV	2032		+
65	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	297	IV	2032		+
66	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	285	IV	2032		+
67	Установка компоновки одновременно-раздельной закачки (ОРЗ)	515	V	2026		+
68	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	343	V	2029	+	+
69	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	22	V	2029		+
70	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	12	VI	2029	+	+
71	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	257	VI	2030	+	+
72	Ввод из консервации под добычу	18	VII	2029	+	+
73	Зарезка бокового ствола	288	VII	2030		+

Таблица 1.2 Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант I

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработк и, ед.	Ввод скважин из консерваци и, ед.	Ввод добывающ их скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработк и, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательн ых скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательн ых скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодов ая приемистост ь одной скважины, м³/сут
	всего	добывающ их	нагнетательн ых							всего	добывающ их	нагнетательн ых	всего	механиз и- рованны х		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	208	0	6	561,6	0	0	3	3	0	120	120	46	14,2	127,2	332,3
2027	0	0	0	208	0	0	561,6	0	0	4	4	0	116	116	46	11,5	138,1	351,9
2028	0	0	0	208	0	0	561,6	0	0	4	4	0	112	112	46	9,6	143,9	353,4
2029	0	0	0	208	1	0	561,6	0	0	0	0	0	113	113	46	8,6	150,6	360,7
2030	0	0	0	208	0	0	561,6	0	0	3	1	2	112	112	44	7,8	153,3	378,6
2031	0	0	0	208	0	0	561,6	0	0	4	3	1	109	109	43	7,0	159,6	399,4
2032	0	0	0	208	0	0	561,6	0	0	4	4	0	105	105	43	6,2	165,7	404,7
2033	0	0	0	208	0	0	561,6	0	0	6	4	2	101	101	41	5,7	173,3	416,5
2034	0	0	0	208	0	0	561,6	0	0	6	5	1	96	96	40	5,4	182,8	436,3
2035	0	0	0	208	0	0	561,6	0	0	8	7	1	89	89	39	5,1	192,7	444,3
2036	0	0	0	208	0	0	561,6	0	0	8	5	3	84	84	36	4,9	201,0	458,4
2037	0	0	0	208	0	0	561,6	0	0	10	8	2	76	76	34	4,7	208,7	475,0
2038	0	0	0	208	0	0	561,6	0	0	11	8	3	68	68	31	4,5	215,1	478,4

Таблица 1.3 Характеристика основных технологических показателей месторождения. Вариант I

Годы	Добыч а нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленна я добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемы х запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненност ь продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущи х				всего	мехспособо м	всего	мехспособо м		годовая	накопленна я	годовая	накопленная
2026	588,2	1,1	13,4	49659,5	92,9	0,542	5258,2	5258,2	84818,6	44987,4	88,8	5301,1	85819,7	67,442	7209,480
2027	470,1	0,9	12,3	50129,6	93,7	0,547	5634,8	5634,8	90453,4	50622,2	91,7	5613,1	91432,7	55,404	7264,885
2028	378,2	0,7	11,3	50507,8	94,4	0,551	5671,0	5671,0	96124,4	56293,3	93,3	5636,7	97069,4	44,736	7309,621
2029	332,7	0,6	11,2	50840,4	95,1	0,554	5793,9	5793,9	101918,3	62087,2	94,3	5753,7	102823,2	39,349	7348,969
2030	303,5	0,6	11,5	51143,9	95,6	0,558	5961,1	5961,1	107879,5	68048,3	94,9	5900,4	108723,6	35,945	7384,914
2031	267,0	0,5	11,4	51410,9	96,1	0,561	6107,0	6107,0	113986,5	74155,3	95,6	6021,2	114744,8	31,281	7416,195
2032	230,3	0,4	11,2	51641,2	96,6	0,563	6128,7	6128,7	120115,2	80284,1	96,2	6034,0	120778,8	26,765	7442,960
2033	204,6	0,4	11,2	51845,7	97,0	0,565	6168,2	6168,2	126283,4	86452,3	96,7	6057,4	126836,2	23,402	7466,363
2034	184,5	0,3	11,3	52030,2	97,3	0,567	6221,7	6221,7	132505,1	92674,0	97,0	6123,2	132959,4	20,921	7487,283
2035	164,1	0,3	11,4	52194,3	97,6	0,569	6154,2	6154,2	138659,3	98828,2	97,3	6081,4	139040,8	18,538	7505,821
2036	147,8	0,3	11,5	52342,1	97,9	0,571	6005,4	6005,4	144664,8	104833,6	97,5	5947,9	144988,7	16,470	7522,291
2037	129,4	0,2	11,4	52471,5	98,1	0,572	5775,2	5775,2	150440,0	110608,9	97,8	5755,7	150744,4	14,538	7536,829
2038	111,7	0,2	11,1	52583,2	98,3	0,573	5340,8	5340,8	155780,8	115949,6	97,9	5377,8	156122,2	12,605	7549,434

Таблица 1.4 Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант II (рекомендуемый)

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработк и, ед.	Ввод скважин из консерваци и, ед.	Ввод добывающ их скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработк и, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательн ых скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательн ых скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодов ая приемистост ь одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательн ых							всего	добывающих	нагнетательн ых	всего	механиз и- рованны х		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	208	0	5	561,6	0	2	4	4	0	129	129	42	13,8	121,5	300,1
2027	2	2	0	210	0	1	565,5	0	0	6	6	0	133	133	44	11,0	124,6	335,2
2028	0	0	0	210	0	0	565,5	1	1	5	5	0	136	136	44	8,9	122,9	325,6
2029	0	0	0	210	1	0	565,5	3	0	6	6	0	145	145	46	7,8	121,7	319,2
2030	0	0	0	210	0	1	565,5	0	0	5	4	1	140	140	49	7,0	116,8	324,0
2031	0	0	0	210	0	0	565,5	0	0	4	3	1	124	124	48	6,2	117,3	338,6
2032	0	0	0	210	0	0	565,5	0	0	5	5	0	120	120	47	5,5	119,8	343,6
2033	0	0	0	210	0	0	565,5	0	0	6	4	2	116	116	47	5,0	123,3	353,3
2034	0	0	0	210	0	0	565,5	0	0	7	6	1	110	110	45	4,6	128,9	368,8
2035	0	0	0	210	0	0	565,5	0	0	8	7	1	103	103	44	4,3	134,0	375,6
2036	0	0	0	210	0	0	565,5	0	0	7	5	2	98	98	43	4,0	137,8	381,5
2037	0	0	0	210	0	0	565,5	0	0	10	8	2	90	90	41	3,7	140,7	388,4
2038	0	0	0	210	0	0	565,5	0	0	12	9	3	81	81	39	3,4	141,5	388,7
2039	0	0	0	210	0	0	565,5	0	0	11	7	4	74	74	36	3,2	140,5	386,9
2040	0	0	0	210	0	0	565,5	0	0	5	4	1	70	70	32	3,0	139,0	390,8

Таблица 1.5 Характеристика основных технологических показателей месторождения. Вариант II (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Добыча газа, млн.м³		ГФ, м³/т
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная	
2026	603,1	1,1	13,7	49674,4	92,9	0,542	5296,1	5296,1	79752,1	45025,4	88,6	5326,0	85844,5	78,349	7141,745	129,9
2027	505,1	0,9	13,3	50179,6	93,8	0,547	5746,3	5746,3	85498,4	50771,7	91,2	5688,9	91533,4	66,784	7208,529	132,2
2028	422,6	0,8	12,8	50602,2	94,6	0,552	5833,9	5833,9	91332,3	56605,6	92,8	5751,4	97284,8	55,322	7263,851	130,9
2029	387,5	0,7	13,5	50989,6	95,4	0,556	6016,8	6016,8	97349,2	62622,4	93,6	5913,3	103198,1	49,983	7313,834	129,0
2030	373,6	0,7	15,0	51363,2	96,0	0,560	6271,0	6271,0	103620,2	68893,5	94,0	6120,5	109318,6	47,507	7361,341	127,2
2031	340,5	0,6	16,1	51703,8	96,7	0,564	6482,0	6482,0	110102,2	75375,5	94,7	6278,4	115597,0	42,456	7403,797	124,7
2032	298,0	0,6	16,8	52001,8	97,2	0,567	6546,4	6546,4	116648,6	81921,9	95,4	6314,2	121911,1	36,641	7440,438	123,0
2033	266,9	0,5	18,1	52268,6	97,7	0,570	6632,3	6632,3	123280,9	88554,1	96,0	6363,4	128274,5	32,186	7472,624	120,6
2034	240,2	0,4	19,9	52508,8	98,2	0,573	6731,7	6731,7	130012,5	95285,8	96,4	6455,5	134730,0	28,712	7501,335	119,5
2035	214,0	0,4	22,1	52722,8	98,6	0,575	6714,8	6714,8	136727,4	102000,7	96,8	6443,5	141173,6	25,444	7526,780	118,9
2036	192,6	0,4	25,6	52915,5	99,0	0,577	6622,1	6622,1	143349,4	108622,7	97,1	6343,5	147517,0	22,596	7549,376	117,3
2037	169,7	0,3	30,3	53085,1	99,3	0,579	6453,7	6453,7	149803,1	115076,4	97,4	6188,7	153705,7	19,978	7569,354	117,7
2038	148,1	0,3	37,9	53233,2	99,5	0,581	6087,5	6087,5	155890,6	121163,9	97,6	5852,6	159558,3	17,417	7586,770	117,6
2039	128,4	0,2	52,9	53361,7	99,8	0,582	5680,5	5680,5	161571,2	126844,4	97,7	5429,9	164988,1	15,003	7601,773	116,8
2040	114,1	0,2	100,0	53475,8	100,0	0,583	5358,9	5358,9	166930,1	132203,4	97,9	5077,7	170065,8	13,207	7614,980	115,7

1.4 Сведение о производственном процессе

Система сбора и подготовки нефти и газа на месторождении Акшабулак Центральный осуществляется на групповой установке ГУ-2 месторождения Акшабулак. Объект ГУ-2 находится в консервации. После замера газожидкостная смесь по общему сборному коллектору Ø300 мм протяженностью 3160 м поступает на ЦППН Акшабулак, где далее происходит разделение смеси и подготовка нефти до товарного качества.

Существующая система сбора продукции скважин

Сооружения групповой установки месторождения «Акшабулак» предназначен для сбора, дегазации и откачки пластовой жидкости для дальнейшей подготовки нефти на ЦППН «Акшабулак».

Существующая система сбора и подготовки скважинной продукции

По состоянию на 01.01.2026 год фонд добывающих скважин составляет 116 единиц: из них 3-фонт, 113- мех способ.

Газожидкостная смесь с добывающих скважин по выкидным линиям поступает в автоматизированную групповую замерную установку марки «ОЗНА-МАССОМЕР 400-14» для замера дебита скважинной продукции. После замера газожидкостная смесь по трубопроводу Ø219х6 мм поступает на ЦППН Акшабулак (Цех подготовки и перекачки нефти).

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) предназначен для сбора и подготовки добываемой нефти со скважин до товарного качества, с последующей транспортировкой и перекачкой по магистральному нефтепроводу (МН) «Акшабулак-Кумколь» на головную нефтеперекачивающую станцию (ГНПС) «Кумколь».

ЦППН Акшабулак

На ЦППН (Цех подготовки и перекачки нефти) поступает продукция со скважин эксплуатационного фонда месторождения Акшабулак Центральный, Акшабулак Восточный, Акшабулак Южный, Нуралы, Аксай и Аксай Южный.

Поток нефтегазовой смеси по нефтесборному коллектору поступает на входной манифольд ЦППН, далее нефтегазожидкостная смесь подается в ТФС I-ступени и тестовый сепаратор. Для доведения нефти до требований, предъявляемых к товарной продукции по содержанию воды и соли, после замерной установки в нефтегазожидкостную смесь вводится с помощью дозирующего насоса деэмульгатор.

На I-ступени сепарации в ТФС производится разделение газожидкостной смеси на газ, нефть и пластовую воду. Отделившийся в сепараторе газ направляется в теплообменник. После теплообменника нагретый газ поступает в газовый сепаратор и подается на УПГ-1/2 для получения товарной продукции. Отделившаяся попутно пластовая вода сбрасывается в дренажную емкость.

Нефтяная эмульсия, отделенная от сырого газа и пластовой воды после ТФС и тестового сепараторов I-ступени поступает в теплообменник, где теплоносителем нагревается до $T = 60-65^{\circ}\text{C}$, из теплообменника подогретая нефть поступает в ТФС II-ступени.

На II ступени сепарации нефти пластовая вода сбрасывается в дренажную емкость, отделившийся газ подается на узел регулирования. Нефть из сепараторов низкого давления поступает в дегазатор, где происходит окончательное отделение газа от нефти.

После дегазатора отделенная от газа нефтяная эмульсия поступает в резервуары для хранения, и отстаивания. Для снижения температуры застывания, улучшения реологических свойств и депарафинизации нефти используются депрессорные присадки, вводимые дозированно ингибиторной установкой.

Газ, отделившийся в резервуаре сырой нефти, сепарируется в сепараторе низкого давления. В аварийных ситуациях газ сжигается на факеле высокого и низкого давления, перед которым предусмотрен факельный сепаратор с емкостью для сбора конденсата.

Товарная нефть дожимными насосами подается в резервуары хранения нефти, откуда бустерными и магистральными насосами перекачивается в магистральный нефтепровод (МН) «Акшабулак-Кумколь» для дальнейшей транспортировки через насосную станцию «Кумколь» в МН «Кумколь-Каракоин». Перед подачей товарной нефти в МН предусмотрен коммерческий узел учета нефти с узлами замера давления, температуры, расхода, а также камеры очистных устройств.

Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

В настоящее время утилизация газа осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на месторождениях ТОО СП «Казгермунай» на 2025-2027 г. на 2026 год (Протокол №11/3 МЭ РК от 25.07.25 г.), согласно которому сжигание не предусматривается. В рамках данной Программы, большая часть сырого газа месторождения Акшабулак Центральный, поступает на УПГ–1/2, для получения товарной продукции. Сырой газ на месторождениях ТОО СП «Казгермунай» будет использоваться, также как и в настоящее время, по следующим направлениям:

1. Для получения товарного газа, (потребитель –АО «НК «QazaqGaz»);
2. Для получения сжиженного нефтяного газа;
3. На собственные технологические нужды (печь подогрева, подогрев теплоносителя, котельная и т.д.).

2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Природно-климатические условия

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

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

Таблица 2.1 - Общая климатическая характеристика

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

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

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

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

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

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

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

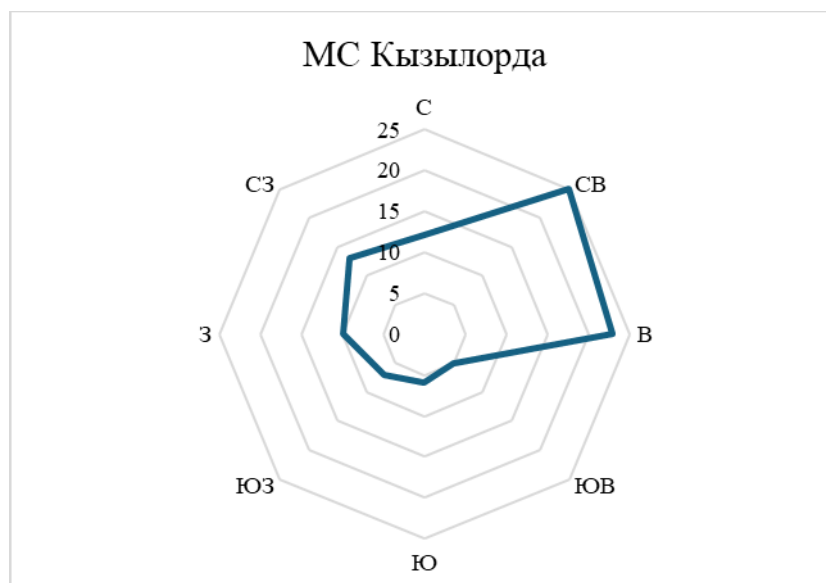


Рисунок 5-Роза ветров

2.2 Современное состояние атмосферного воздуха

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

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

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

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

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК м.р. мг/м ³	Фактическая концентрация за 2025 год				Наличие превышения ПДК
			I кв	II кв	III кв	IV кв	
1	2	3	4	5	6	7	8
Граница СЗЗ 1	Азота диоксид	0,2	0.00312	0,00311	0,00311	0,00313	не превышает
	Азота оксид	0,4	0.00396	0,00395	0,00326	0,00324	не превышает
	Сажа	0,15	0.0028919	0,00289	0,00261	0,00263	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0.00146	0,00145	0,00135	0,00136	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0.00513	0,00512	0,00312	0,00336	не превышает
	Сероводород	0,008	0.0012	0,0011	0,0014	0,0015	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	3	2	2	3	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	7	6	5	7	не превышает
Граница СЗЗ 2	Азота диоксид	0,2	0.0031079	0,0031	0,00327	0,00328	не превышает
	Азота оксид	0,4	0.00396	0,00395	0,00335	0,00337	не превышает
	Сажа	0,15	0.00282	0,00281	0,00219	-	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0.00144	0,00143	0,00183	0,00185	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0.00513	0,00512	0,00312	0,00412	не превышает
	Сероводород	0,008	0.00127	0,0012	0,00316	0,00317	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	5	4	3	-	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	6	5	5	7	не превышает
Граница СЗЗ 3	Азота диоксид	0,2	0.00325	0,00324	0,00322	0,00321	не превышает
	Азота оксид	0,4	0.00391	0,039	0,00303	0,00373	не превышает
	Сажа	0,15	0.00289	0,00289	0,00231	0,00228	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0.00144	0,00143	0,00163	0,00149	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0.0052	0,00522	0,00322	0,00325	не превышает
	Сероводород	0,008	0.0012	0,0011	0,00101	0,00126	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	4	3	3	4	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	7	6	6	7	не превышает
Граница СЗЗ 4	Азота диоксид	0,2	0.00313	0,00312	0,00319	0,00327	не превышает
	Азота оксид	0,4	0.00396	0,00395	0,00355	0,00321	не превышает
	Сажа	0,15	0.00289	0,00289	0,00241	0,00227	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0.00147	0,00146	0,00187	0,00139	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0.00513	0,00512	0,00512	0,00202	не превышает
	Сероводород	0,008	0.0012	0,00119	0,00115	0,00125	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	2	1	1	4	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	7	6	5	6	не превышает

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

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

2.3 Поверхностные и подземные воды

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Водоносный комплекс верхнетурон – сенонских отложений (K_{2t2+sn}) наиболее перспективен для использования в народном хозяйстве. Повсеместно водоносные отложения этого комплекса подстилаются глинистой пачкой нижнего турона и перекрываются глинами эоцена. Верхняя (сенонская) часть разреза сложена прибрежно-морскими отложениями, а нижняя (верхнетуронская) – пестроцветными песчано-алевритно-глинистыми породами континентального генезиса.

Водоносный комплекс ниже- и верхнемеловых альб-сеноманских отложений ($K, al-K_{2s}$) вскрывается в зоне субширотных разрывных нарушений. Первый водоносный горизонт залегает в интервале 275-350 м, местами отмечается самоизлив. Дебит 0,3 л/с при понижении 0,3 м. Минерализация около 1,7 г/л. Второй водоносный горизонт вскрывается на глубинах 505-565 м. Пьезометрический уровень устанавливается на

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

2.4 Почвенный покров

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

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

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

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

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

Почвы района обследования по своему качеству не пригодны для земледелия и используются в качестве низко продуктивных пастбищных угодий

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 Акшабулак Центральный показал, что за 2025г концентрации загрязняющих веществ находились в допустимых пределах и не превышали установленные предельно-допустимые концентрации.

2.5 Растительный покров

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

Ландшафтными растениями месторождения Акшабулак, участвующими в сложении наиболее широко распространенных сообществ являются полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*), ежовник солончаковый (биюргун) (*Anabasis salsa*), боялыч (*Salsola arbusculaformis*), – представители северотуранской флоры, полынь туранская (*Artemisia turanica*) – фрагмент южнотуранской флоры, саксаул черный (*Haloxylon aphyllum*) – представитель реликтовой саванновой средиземноморской флоры, жузгун безлистный, песчаная акация, саксаул персидский (белый) – элементы песчаной саванны.

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

2.6 Животный мир

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

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

В глинистой полынно-боялычевой пустыне с участками такыров и глинистых обнажений наиболее многочисленны серый и малый жаворонки. Обычны: каменка-плюсунья, пустынная каменка, двупятнистый и рогатый жаворонки, желчная овсянка, чернобрюхий и белобрюхий рябки, саджа, черный стриж и полевой конек. Гораздо

разнообразнее население птиц на разливах у артезианских скважин и на прилегающих к ним участках пустыни. Вторая по количеству видов группа млекопитающих – хищные. В исследуемом районе встречается 7 видов, из них 5 видов могут использоваться как объекты охотничьего промысла (волк, корсак, лисица, ласка и степной хорек). В периоды развития эфемерной растительности в пустынях особенно много встречается насекомых. Среди них преобладают двукрылые, перепончатокрылые, прямокрылые, паукообразные (фаланги, скорпионы, тарантулы, каракурты) и др.

3 СОЦИАЛЬНО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Социально-экономические условия района

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

Месторождение Акшабулак Центральный находится в Сырдаринском районе Кызылординской области Республики Казахстан. В данном разделе рассматриваются социально-экономические факторы указанного района и области в целом на основе данных Агентства РК по статистике и Кызылординского областного управления статистики.

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

Численность и миграция населения

Численность населения Кызылординской области на 1 апреля 2026г. составила 846,3 тыс. человек, в том числе 399,8 тыс. человек (47,2%) - городских, 446,5 тыс. человек (52,8%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-марте 2026г. составил 2445 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 2918 человека).

За январь-март 2026г. число родившихся составило 3553 человека (на 11,1% меньше, чем в январе-марте 2025г.), число умерших составило 1108 человек (на 2,6% больше, чем в январе-марте 2025г.).

Сальдо миграции отрицательное и составило - -2378 человек (в январе-марте 2025г. – -2339 человек), в том числе во внешней миграции – положительное сальдо 18 человек (10), во внутренней – -2396 человек (-2349).

Таблица 3.1 - Численность населения Республики Казахстан по областям, городам и районам на 1 апреля 2026г.

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

район									
Сырдарьинский район	37 878	19 672	18 206	-	-	-	37 878	19 672	18 206
Чиилийский район	86 100	44 248	41 852	-	-	-	86 100	44 248	41 852

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-апреле 2026г. составил 363411 млн. тенге в действующих ценах, что составило 100,0% по сравнению с январем-апрелем 2025 года.

В горнодобывающей промышленности объем производства снизился на 7,8%, рост отмечен в обрабатывающей промышленности на 9,3%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом на 15,2%, в водоснабжении; водоотведение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений на 13,2%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-апреле 2026 года составил 22 090,2 млн. тенге, или 103,3% к январю-апрелю 2025г.

Объем грузооборота в январе-апреле 2026г. составил 8364,8 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) или 91,2% к январю-апрелю 2025г.

Объем пассажирооборота – 831,4 млн. пкм или 101,7% к январю-апрелю 2025г

Объем выполненных строительных работ (услуг) в январе-апреле 2026 года составил 68886 млн. тенге, или 127,5% к соответствующему периоду 2025 года.

Общая площадь введенного в эксплуатацию жилья в январе-апреле 2026 года увеличилась по сравнению с соответствующим периодом прошлого года на 1,8% и составила 190,6 тыс. кв. метров, из них в многоквартирных жилых домах увеличилась на 73,8% (44,5 тыс. кв.м), а в индивидуальных жилых домах - снизилась на 7,9% (146,1 тыс. кв.м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-апреле 2026 года составил 187232 млн. тенге, или 110,1% к соответствующему периоду прошлого года.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 мая 2026г. составило 11598 единиц, в том числе 11240 единиц с численностью работников менее 100 человек. По сравнению с соответствующей датой предыдущего года наблюдается уменьшение зарегистрированных юридических лиц на 0,3%. Количество действующих юридических лиц составило 10381 единиц, среди которых 10023 единиц – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 9046 единиц, и по сравнению с соответствующей датой предыдущего года увеличилось на 0,3%.

Таблица 3.2 - Индексы промышленного производства по основным видам экономической деятельности в Кызылординской области за 2026г.

	Промышленность, всего	В том числе			
		Горнодобывающая промышленность и разработка карьеров	Обрабатывающая промышленность	снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом	водоснабжение; водоотведение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений
Кызылординская область	100,4	93,1	118,2	93,8	121,6
Кызылорда г.а	89,1	85,6	107,5	89,9	121,3
Байконыр г.а	106,8	-	100,0	106,8	-
Аральский	105,5	93,7	107,2	94,7	124,0

Жалагашский	152,2	102,6	254,8	98,8	130,5
Жанакорганский	113,2	118,6	110,8	102,2	130,4
Казалинский	116,8	68,7	116,7	107,9	132,2
Кармакшинский	112,7	64,4	111,4	124,4	124,3
Сырдарьинский	107,5	103,9	134,7	98,8	121,6
Шиелийский	117,8	100,1	133,6	101,8	134,7

Труд и доходы

Численность безработных в I квартале 2026г. составила 15,6 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 4,5% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 мая 2026г. составила 15973 человек или 4,5% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в I квартале 2026г. составила 385193 тенге, прирост к соответствующему периоду 2025г. составил 8,5%.

Индекс реальной заработной платы в I квартале 2026г. составил 97,2%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2025г. составили 173441 тенге, что на 8,3% выше, чем в IV квартале 2024г., снижение реальных денежных доходов за указанный период – 97,0%

Таблица 3.3 - Занятое население на основной работе по видам экономической деятельности и статусу занятости по районам Кызылординской области за 2026г.

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

Экономика

По предварительным данным объем валового регионального продукта за 2025 год составил в текущих ценах 3071,8 млрд. тенге. По сравнению с 2024 годом реальный ВРП увеличился на 2,9%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 42,3%, услуг – 53,4%.

Индекс потребительских цен в апреле 2026г. по сравнению с декабрем 2025г. составил 103,6%.

Цены на продовольственные товары выросли на 3,5%, непродовольственные товары – на 3,2%, платные услуги для населения – на 4,1%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в апреле 2026г. по сравнению с декабрем 2025г. повысилась на 19,5%.

Объем розничной торговли в январе-апреле 2026г. составил 176250,2 млн. тенге, или на 1,9% больше соответствующего периода 2025г.

Объем оптовой торговли в январе-апреле 2026г. составил 101025,6 млн. тенге, или 103,5% к соответствующему периоду 2025г.

По предварительным данным в январе-марте 2026г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 25,0 млн. долларов США и по сравнению с январем-мартом 2025г. уменьшилась на 21,6%, в том числе экспорт 16,8 млн. долларов США (на 11,3% меньше), импорт 8,2 млн. долларов США (на 36,7% 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 Акшабулак Центральный».

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

В рамках настоящего проекта для дальнейшего регулирования разработки месторождения были рассмотрены **2 варианта разработки**, которые различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин.

Первый вариант – базовый, предполагает продолжение разработки эксплуатационных объектов при сложившейся на сегодняшний день системе разработки и продолжение реализации действующего на сегодняшний день «Дополнения к проекту разработки...» 2024г (Протокол заседания ЦКРР РК №50/2 от 18.04.2024г.).

В рамках первого варианта предусмотрены:

- Ввод из бурения 1 добывающих скважины;
- Переводы между объектами – 6 ед;
- Переводы между объектами с углублением скважин – 2 ед;
- Ремонтно-изоляционные работы – 9 ед;
- Ввод из консервации – 1 ед;

Второй вариант – рекомендуемый. Обеспечивает более полную выработку извлекаемых запасов нефти и достижения утвержденных значений КИН, в рамках которого предусмотрены нижеследующие мероприятия:

- Ввод из бурения 3 добывающих скважин;
- Зарезка бокового ствола – 1 ед;
- Зарезка бокового горизонтального ствола – 1 ед;

- Переводы между объектами – 24 ед., в т.ч 8 с проведением ГРП;
- Переводы между объектами с углублением скважин – 2 ед;
- Реализации одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) – 23 ед;
- Ремонтно-изоляционные работы – 9 ед;
- Ввод из наблюдательного фонда – 6 ед;
- Ввод из консервации – 1 ед;
- Ввод из консервации под закачку – 1 ед;
- Перевод скважин под закачку – 4 ед;
- Установка компоновки ОРЭ - 4 скв.

Таблица 4.1 -Адресная программа рекомендуемых ГТМ по вариантам разработки

№№	Вид мероприятия	№скв.	Целевой объект	Год	1 вариант	2 вариант
1	2	3	4	5	6	7
1	Ввод из консервации под закачку	353	I	2027		+
2	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	445	I	2027	+	+
3	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	442	I	2028		+
4	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	474	I	2028		+
5	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	216	I	2028		+
6	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	248	I	2028		+
7	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	282	I	2029		+
8	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	230	I	2031	+	+
9	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	363	II	2026		+
10	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	479	II	2026		+
11	Установка компоновки одновременно-раздельной закачки (ОРЗ)	476	II	2026		+
12	Бурение добывающей скважины	523	II	2027		+
13	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	261	II	2027		+
14	Перевод под закачку	355	II	2028		+
15	Установка компоновки одновременно-раздельной закачки (ОРЗ)	250	II	2028		+
16	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	447	II	2029		+
17	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	451	II	2029		+
18	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	350	II	2029	+	+
19	Перевод под закачку	202	II	2029		+
20	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	428	II	2030		+
21	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	283	II	2030		+
22	Ввод из наблюдательного фонда	444	III	2026		+
23	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	478	III	2027		+
24	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	461	III	2027		+
25	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	472	III	2027		+
26	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	421	III	2027		+
27	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	284	III	2029		+

28	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	298	III	2029		+
29	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	479	III	2029		+
30	Перевод под закачку	500	III	2029		+
31	Перевод под закачку	501	III	2029		+
32	Ремонтно-изоляционные работы	3 ед.	III	2029	+	+
33	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	482	III	2030		+
34	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	349	III	2030		+
35	Ремонтно-изоляционные работы	3 ед.	III	2030	+	+
36	Ремонтно-изоляционные работы	3 ед.	III	2031	+	+
37	Бурение добывающей скважины	497	IV	2026	+	+
38	Ввод из наблюдательного фонда	351	IV	2026		+
39	Ввод из наблюдательного фонда	507	IV	2026		+
40	Ввод из наблюдательного фонда	439	IV	2026		+
41	Ввод из наблюдательного фонда	502	IV	2026		+
42	Ввод из наблюдательного фонда	441	IV	2026		+
43	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	203	IV	2026		+
44	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	470	IV	2026		+
45	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	296	IV	2026		+
46	Бурение добывающей скважины	518	IV	2027		+
47	Зарезка бокового горизонтального ствола	251	IV	2027		+
48	Установка компоновки одновременно-раздельной закачки (ОРЗ)	510	IV	2027		+
49	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	295	IV	2028		+
50	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	346	IV	2028		+
51	Перевод на другой горизонт с проведением углубления скважины	236	IV	2028	+	+
52	Перевод на другой горизонт с проведением углубления скважины	222	IV	2028	+	+
53	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	498	IV	2029		+
54	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	488	IV	2029		+
55	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	291	IV	2029		+
56	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	462	IV	2029		+
57	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	358	IV	2030		+
58	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	205	IV	2030		+
59	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	436	IV	2030		+
60	Реализация технологии одновременно раздельной эксплуатации	316	IV	2030		+
61	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	258	IV	2030		+
62	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	345	IV	2030		+
63	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	227	IV	2031		+
64	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	287	IV	2032		+
65	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	297	IV	2032		+

66	Перевод на другой горизонт с проведением ГРП	285	IV	2032		+
67	Установка компоновки одновременно-раздельной закачки (ОРЗ)	515	V	2026		+
68	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	343	V	2029	+	+
69	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	22	V	2029		+
70	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	12	VI	2029	+	+
71	Перевод на другой горизонт (ПВЛГ)	257	VI	2030	+	+
72	Ввод из консервации под добычу	18	VII	2029	+	+
73	Зарезка бокового ствола	288	VII	2030		+

Конструкция скважин проектируется на основании анализа литологических особенностей пород, слагающих стенки скважины, и анализа ожидаемых осложнений.

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

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

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

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

С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция для вертикальных эксплуатационных скважин №№ 497, 518, 523 на месторождении Акшабулак Центральный:

Шахтовые направление Ø2300мм(бетонное кольцо) на глубину 3м, устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø339,7мм спускается на глубину 50м, с целью перекрытия четвертичных сыпучих отложений (песков). На устье скважины устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-CC-1 до устья, с целью перекрытия верхних малоустойчивых слоев и для перекрытия водоносных горизонтов неоген-четвертичных и палеогеновых отложений, с целью предотвращения их загрязнения при дальнейшем бурении скважины;

Промежуточная колонна Ø244,5мм спускается на глубину 750м, с целью перекрытия пресных верхнемеловых, палеогеновых и грунтовых вод, солоноватых альб-сеноманских и сенонских вод, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-CC-1 до устья.

Эксплуатационная колонна Ø168,3мм спускается на глубину 1950м с целью разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины установлены противовыбросовое оборудование (ПВО). ПВО представляет

собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плащечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Ниже приведена рекомендуемая конструкция скважин.

Таблица 4.2 - Рекомендуемая конструкция для вертикальных скважин №№497,518,523

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)
	долото	колонна		
1. Направление	660,4	508,0	20	До устья
2. Кондуктор	445,5	339,7	50	До устья
3. Промежуточная колонна	311,1	244,5	750	До устья
4. Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1950	До устья
Примечание - в таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

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

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн на глубину до 1950м и быть достаточно высокой транспортабельностью и монтажеспособной.

Выбор буровой установки осуществляется в соответствии с горно-геологическими, технико-технологическими условиями бурения проектируется согласно п.2.2.3.14 РД 08-200-98 и с учетом опыта строительства скважин на месторождении Акшабулак Центральный.

Бурение скважин рекомендуется вести буровыми установками с грузоподъемностью не менее 1700 кН. (ZJ-30 или аналоги).

Буровые установки должны быть укомплектованы механизмами для приготовления буровых растворов, 4-х ступенчатой очисткой, песко-илоотделителями, центрифугами и дегазаторами. В зимнее время предусматривается оснащение электрическими обогревателями, которые питаются от дизель-электрической станции. Буровые насосы, входящие в комплект вышеназванных буровых установок, должны обеспечивать качественную промывку скважины и оптимальный режим бурения.

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

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 №№497,518,523 с проектной глубиной 1950м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	3
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	32,06
В том числе, бурение	23,24
крепление	8,82
Испытание	8,5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	45,56

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 ЗЛ-30. *Далее при разработке технического проекта на строительство скважин возможно марка буровой установки изменится.*

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

При реализации данного проекта по первому варианту предусматривается бурение 1 добывающей вертикальной скважины №497. Также проектом предусмотрен резервный фонд скважин, для бурения которых будет применяться аналогичная конструкция скважин (№№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539).

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении скважины глубиной 1950м являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

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

При бурении и креплении скважины:

Организованные источники:

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

Неорганизованные источники:

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

При освоении скважины:

Организованные источники:

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

Неорганизованные источники:

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

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

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

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

Организованные источники:

- Источник № 0001 Котельная установка ТА-61, Котел К-423 (№1) (ЦППН)
 - Источник № 0002 Котельная установка ТА-61, Котел К-424 (№2) (ЦППН)
 - Источник № 0003 Котельная установка ТА-61, Котел К-425 (№3) (ЦППН)
 - Источник № 0004 Котельная установка Котел ВВ-4060 (новая столовая)
 - Источник № 0005 ДЭС АД00-320 (новая столовая)
 - Источник № 0006 Котельная установка ТА-6120, Котел 24-7482/183-К (ЦППН)
 - Источник № 0007 Котельная установка ТА-6120, Котел 24-7482/184-К (ЦППН)
 - Источник № 0008 Котельная установка ТА-6120, Котел 24-7482/185-К (ЦППН)
 - Источник № 0009 Блочно-модульная котельная ТА-6130, Бойлер №1 (ЦППН)
 - Источник № 0010 Блочно-модульная котельная ТА-6130, Бойлер №2 (ЦППН)
 - Источник № 0011 Блочно-модульная котельная ТА-6130, Бойлер №3 (ЦППН)
 - Источник № 0012 Установка водогрейная ВГУ-100А, котел №1 (ЦППН)
 - Источник № 0013 Установка водогрейная ВГУ-100А, котел №2 (ЦППН)
 - Источник № 0014 Подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9
 - Источник № 0015 Подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9 (ГУ-
- 2)
- Источник № 0016 Путьевой нагреватель комплексный ПНК 1,9 УПСВ ЦППН
 - Источник № 0017 Путьевой нагреватель комплексный ПНК 1,9 УПСВ ЦППН
 - Источник № 0018 Водогрейный котел TVK-200 (ТА-25)
 - Источник № 0019 Печь "KONTAKTOMAT 1-2-0590-Сирмы Wieslosh" (н-800)
 - Источник № 0020 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» К-101/103
 - Источник № 0021 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» К-101/103
 - Источник № 0022 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» К-101/103
 - Источник № 0023 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» К-101/103
 - Источник № 0024 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» К-102А
 - Источник № 0025 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» К-102А
 - Источник № 0026 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» К-102А
 - Источник № 0027 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» К-102А
 - Источник № 0028 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» К-102В
 - Источник № 0029 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» К-102В
 - Источник № 0030 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» К-102В
 - Источник № 0031 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» К-102В
 - Источник № 0032 Печи для нагрева теплоносителя 08-100.00.00.000 (П-1)
 - Источник № 0033 Узел регенерации ЭгаБР-1 (печь подогрева гликоля)
 - Источник № 0034 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» КГ-1
 - Источник № 0035 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» КГ-1
 - Источник № 0036 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» КГ-1
 - Источник № 0037 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» КГ-1
 - Источник № 0038 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» КГ-1
 - Источник № 0039 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» КГ-2А
 - Источник № 0040 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» КГ-2А
 - Источник № 0041 Каталитический газовый обогреватель «САТА-DYNE» КГ-2А

- Источник № 0042 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2А
- Источник № 0043 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2А
- Источник № 0044 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2А
- Источник № 0045 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2В
- Источник № 0046 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2В
- Источник № 0047 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2В
- Источник № 0048 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2В
- Источник № 0049 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2В
- Источник № 0050 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2В
- Источник № 0051 Печь подогрева нефти ПП-0,63 (резерв)
- Источник № 0052 Печь подогрева нефти ПП-0,63 (резерв)
- Источник № 0053 Путьевой нагреватель комплексный ПНК1,9 (15км.)
- Источник № 0054 Путьевой нагреватель комплексный ПНК1,9 (15км.)
- Источник № 0055 ДЭС CUMMINS3–200кВт
- Источник № 0056 ДЭС CUMMINS4–200кВт
- Источник № 0057 ДЭС CUMMINSNTA855-618–250кВт
- Источник № 0058 ДЭС JOHNDEERI–100кВт
- Источник № 0059 ДЭС DEUTZ-BF6M1015C2–240кВт
- Источник № 0060 Установка пожаротушения ТА-65Е. ДЭС DOOSAN 400кВт
- Источник № 0061 Установка пенного пожаротушения ТА-65. ДЭС DOOSAN 400кВт
- Источник № 0062 ГПЭС 915 кВт (газгенератор)
- Источник № 0063 ГПЭС 915 кВт (газгенератор)
- Источник № 0064 ГПЭС 1750 кВт (дизель-газо-генератор)
- Источник № 0065 ГПЭС 1650 кВт (дизель-газо-генератор)
- Источник № 0066 САТ 3412 508 кВт 140л/ч
- Источник № 0067 САТ 3412 508 кВт 140л/ч
- Источник № 0068 ДЭС АД-30 30кВт
- Источник № 0069 ДЭС Alfa-Ricardo
- Источник № 0070 ДЭС Perkins 22кВт
- Источник № 0071 ДЭС Volvo 280кВт
- Источник № 0072 ДЭС DEUTZ-BF6M1015C2–240 кВт
- Источник № 0073 ДЭС Perkins2–40 кВт (№1)
- Источник № 0074 ДЭС Perkins2–40 кВт (№2)
- Источник № 0075 ДЭС Perkins2–40 кВт (1)
- Источник № 0076 ДЭС Perkins2–40 кВт (2)
- Источник № 0077 ДЭС 112кВт DEUTZ-TZ-130/50
- Источник № 0078 ДЭС 100кВт JOHNDEERIAJD50
- Источник № 0079 ДЭС 100кВт JOHNDEERIAJD110100 кВт
- Источник № 0080 ДЭС DiselMotor mtu12V2000 508 кВт
- Источник № 0081 ДЭС DEUTZ-MD-650/50
- Источник № 0082 ДЭС DOOSANP158LE-1320кВт
- Источник № 0083 ДЭС CAT D3486 30кВт
- Источник № 0084 ДЭС Doosan P126TI-11250кВт
- Источник № 0085 ДЭС Perin131кВт
- Источник № 0086 ДЭС Perkins, Wilson1103A-33TG140кВт
- Источник № 0087 ДЭС CUMMINSAPD2000-144кВт
- Источник № 0088 ДЭС CAT3412 ДЭС 508кВт
- Источник № 0089 ДЭС Cukurova model GJ1100MN824кВт
- Источник № 0090 ДЭС Genpower Doosan modal GDD415,300кВт

- Источник № 0091 GUMMINS 6BTAA5,9-G2137кВт
- Источник № 0092 Компрессор ПКСД1.4/25У136,3кВт
- Источник № 0093 Компрессорная установка KB5/10DoutzFO3L2011/38,5кВт
- Источник № 0094 Компрессор Kaeser M3819кВт (УПН)
- Источник № 0095 Дизельный сварочный агрегат «Линкольн»10кВт
- Источник № 0096 Дизельный сварочный агрегат «Линкольн»10кВт
- Источник № 0097 РВС-5000м3 8шт
- Источник № 0098 Резервуар для диз.топлива ТА-3202
- Источник № 0099 Емкость подземная, VE-41.801.
- Источник № 0100 Емкость подземная, ЕП-80
- Источник № 0101 Емкость подземная, ЕП-50,КПОУНуралы
- Источник № 0102 Емкость подземная, ЕП-20,КПОУАксай
- Источник № 0103 Дренажная емкость—8м3 (АГЗУ-3)
- Источник № 0104 Дренажная емкость—8м3 (АГЗУ-4)
- Источник № 0105 Дренажная емкость—8м3 (АГЗУ-5)
- Источник № 0106 Дренажная емкость—8м3 (манифольд)
- Источник № 0107 Аналитический зал №1 по нефти
- Источник № 0108 Аналитический зал №3 по газу
- Источник № 0109 Моечная
- Источник № 0110 Факел F-4720В.Д.на ЦППН
- Источник № 0111 Факел V-4702Н.Д.на ЦППН
- Источник № 0112 Факел УФМГ-700ХЛ№03-08-10(УПГ)
- Источник № 0113 Факел на LPGFA10CR-XS-POR (сухой)
- Источник № 0114 УДХТА-7210 (ЦППН)
- Источник № 0115 УДХТА-7101 (ЦППН)
- Источник № 0116 УДХБР-150 (ВГУ)
- Источник № 0117 УДХБР-150 (ВГУ)
- Источник № 0118 УДХЗ-1601 (БКНС)
- Источник № 0119 БАПР (15км)
- Источник № 0120 Дренажная емкость
- Источник № 0121 Термомасляный котел НГ П-2 (новый ИВ)

Неорганизованные источники

- Источник № 6001, Сварочныйпост,электро-газоваясварк
- Источник № 6002, Планировка поверхностей автогрейдером
- Источник № 6003, Сварочный пост,электро-газоваясварка
- Источник № 6004, Тех.блок ЦППН
- Источник № 6005, Тех.блок УПСВ
- Источник № 6006, Тех.блок ГУ-3
- Источник № 6007, Камера приема скребка
- Источник № 6008, Тех.блок ГУ-4
- Источник № 6009, Тех.блок ГУ-5
- Источник № 6010, Тех.блок ГУ-6
- Источник № 6011, Компрессорная установка
- Источник № 6012, Тех.блок нефтепроводаНур-Акш
- Источник № 6013, Тех.блок УСЗН
- Источник № 6014, Тех.блок УПГ-1
- Источник № 6015, Тех.блок УПГ-2
- Источник № 6016, Тех.блок СУГ
- Источник № 6017, Конденсатосборник ЕП-15 газопровод Нур-Акш

- Источник № 6018, Конденсатосборник ЕП-22 газопровод Нур-Акш
- Источник № 6019, Конденсатосборник ЕП-10 газопровод Аксай-Акш
- Источник № 6020, Насосы для нефти
- Источник № 6021, Конденсатосборник ЦППН
- Источник № 6022, Камеры пуска скребка нефтепровода Акш-Кумколь линия1
- Источник № 6023, Камеры пуска скребка нефтепровода Акш-Кумколь линия2
- Источник № 6024, АЗС
- Источник № 6025, ГЗУ
- Источник № 6026, Утечки от ЗРА и ФС

6027-6171 Скважина

по ПЕРВОМУ варианту:

2026г-Скважина 120 скважин;
 2027г-Скважина 116 скважин;
 2028г- Скважина 112 скважин;
 2029г- Скважина 113 скважин;
 2030г- Скважина 112 скважин;
 2031г- Скважина 109 скважин;
 2032г- Скважина 105 скважин;
 2033г- Скважина 101 скважин;
 2034г-Скважина 96 скважин;
 2035г-Скважина 89 скважин;

по ВТОРОМУ варианту:

2026г- Скважина 129 скважин;
 2027г-Скважина 133 скважин;
 2028г- Скважина 136 скважин;
 2029г- Скважина 145 скважин;
 2030г-Скважина 140 скважин;
 2031г- Скважина 124 скважин;
 2032г- Скважина 120 скважин;
 2033г- Скважина 116 скважин;
 2034г- Скважина 110 скважин;
 2035г- Скважина 103 скважин;

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

При реализации данного проекта по рекомендуемому варианту предусматривается бурение трех вертикальных эксплуатационных скважин №№497, 518, 523. Также проектом предусмотрен резервный фонд скважин, для бурения которых будет применяться аналогичная конструкция скважин (№№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539).

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении вертикальных скважин глубиной 1950м являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

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

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

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

Неорганизованные источники:

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

При освоении скважины:**Организованные источники:**

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

Неорганизованные источники:

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

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

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

Организованные источники:

- Источник № 0001 Котельная установка ТА-61, Котел К-423 (№1) (ЦППН)
- Источник № 0002 Котельная установка ТА-61, Котел К-424 (№2) (ЦППН)
- Источник № 0003 Котельная установка ТА-61, Котел К-425 (№3) (ЦППН)
- Источник № 0004 Котельная установка Котел ВВ-4060 (новая столовая)
- Источник № 0005 ДЭС АДоо-320 (новая столовая)
- Источник № 0006 Котельная установка ТА-6120, Котел 24-7482/183-К (ЦППН)
- Источник № 0007 Котельная установка ТА-6120, Котел 24-7482/184-К (ЦППН)
- Источник № 0008 Котельная установка ТА-6120, Котел 24-7482/185-К (ЦППН)
- Источник № 0009 Блочно-модульная котельная ТА-6130, Бойлер №1 (ЦППН)
- Источник № 0010 Блочно-модульная котельная ТА-6130, Бойлер №2 (ЦППН)
- Источник № 0011 Блочно-модульная котельная ТА-6130, Бойлер №3 (ЦППН)
- Источник № 0012 Установка водогрейная ВГУ-100А, котел №1 (ЦППН)
- Источник № 0013 Установка водогрейная ВГУ-100А, котел №2 (ЦППН)
- Источник № 0014 Подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9
- Источник № 0015 Подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9 (ГУ-

2)

- Источник № 0016 Путьевой нагреватель комплексный ПНК 1,9 УПСВ ЦППН
- Источник № 0017 Путьевой нагреватель комплексный ПНК 1,9 УПСВ ЦППН
- Источник № 0018 Водогрейный котел TVK-200 (ТА-25)
- Источник № 0019 Печь "KONTAKTOMAT 1-2-0590-Сирмы Wieslosh" (н-800)
- Источник № 0020 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» К-101/103
- Источник № 0021 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» К-101/103
- Источник № 0022 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» К-101/103

- Источник № 0023 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» K-101/103
- Источник № 0024 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» K-102A
- Источник № 0025 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» K-102A
- Источник № 0026 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» K-102A
- Источник № 0027 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» K-102A
- Источник № 0028 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» K-102B
- Источник № 0029 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» K-102B
- Источник № 0030 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» K-102B
- Источник № 0031 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» K-102B
- Источник № 0032 Печи для нагрева теплоносителя 08-100.00.00.000 (П-1)
- Источник № 0033 Узел регенерации ЭгаБР-1 (печь подогрева гликоля)
- Источник № 0034 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-1
- Источник № 0035 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-1
- Источник № 0036 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-1
- Источник № 0037 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-1
- Источник № 0038 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-1
- Источник № 0039 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2А
- Источник № 0040 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2А
- Источник № 0041 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2А
- Источник № 0042 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2А
- Источник № 0043 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2А
- Источник № 0044 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2А
- Источник № 0045 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2В
- Источник № 0046 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2В
- Источник № 0047 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2В
- Источник № 0048 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2В
- Источник № 0049 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2В
- Источник № 0050 Каталитический газовый обогреватель «CATA-DYNE» КГ-2В
- Источник № 0051 Печь подогрева нефти ПП-0,63 (резерв)
- Источник № 0052 Печь подогрева нефти ПП-0,63 (резерв)
- Источник № 0053 Путьевой нагреватель комплексный ПНК1,9 (15км.)
- Источник № 0054 Путьевой нагреватель комплексный ПНК1,9 (15км.)
- Источник № 0055 ДЭС CUMMINS3–200кВт
- Источник № 0056 ДЭС CUMMINS4–200кВт
- Источник № 0057 ДЭС CUMMINSNTA855-618–250кВт
- Источник № 0058 ДЭС JOHNDEERI–100кВт
- Источник № 0059 ДЭС DEUTZ-BF6M1015C2–240кВт
- Источник № 0060 Установка пожаротушения ТА-65Е. ДЭС DOOSAN 400кВт
- Источник № 0061 Установка пенного пожаротушения ТА-65. ДЭС DOOSAN 400кВт
- Источник № 0062 ГПЭС 915 кВт (газгенератор)
- Источник № 0063 ГПЭС 915 кВт (газгенератор)
- Источник № 0064 ГПЭС 1750 кВт (дизель-газо-генератор)
- Источник № 0065 ГПЭС 1650 кВт (дизель-газо-генератор)
- Источник № 0066 САТ 3412 508 кВт 140л/ч
- Источник № 0067 САТ 3412 508 кВт 140л/ч
- Источник № 0068 ДЭС АД-30 30кВт
- Источник № 0069 ДЭС Alfa-Ricardo
- Источник № 0070 ДЭС Perkins 22кВт
- Источник № 0071 ДЭС Volvo 280кВт

- Источник № 0072 ДЭС DEUTZ-BF6M1015C2–240 кВт
- Источник № 0073 ДЭС Perkins2–40 кВт (№1)
- Источник № 0074 ДЭС Perkins2–40 кВт (№2)
- Источник № 0075 ДЭС Perkins2–40 кВт (1)
- Источник № 0076 ДЭС Perkins2–40 кВт (2)
- Источник № 0077 ДЭС 112кВтDEUTZ-TZ-130/50
- Источник № 0078 ДЭС 100кВтJOHNDEERIAJD50
- Источник № 0079 ДЭС 100кВтJOHNDEERIAJD110100 кВт
- Источник № 0080 ДЭС DiselMotor mtu12V2000 508 кВт
- Источник № 0081 ДЭС DEUTZ-MD-650/50
- Источник № 0082 ДЭС DOOSANP158LE-1320кВт
- Источник № 0083 ДЭС CAT D3486 30кВт
- Источник № 0084 ДЭС Doosan P126TI-11250кВт
- Источник № 0085 ДЭС Perin131кВт
- Источник № 0086 ДЭС Perkins, Wilson1103A-33TG140кВт
- Источник № 0087 ДЭС CUMMINSAPD2000-144кВт
- Источник № 0088 ДЭС CAT3412ДЭС508кВт
- Источник № 0089 ДЭС CukurovamodelGJ1100MN824кВт
- Источник № 0090 ДЭС GenpowerDoosanmodalGDD415,300кВт
- Источник № 0091 GUMMINS 6BTAA5,9-G2137кВт
- Источник № 0092 Компрессор ПКСД1.4/25У136,3кВт
- Источник № 0093 Компрессорная установка KB5/10DoutzFO3L2011/38,5кВт
- Источник № 0094 Компрессор Kaeser M3819кВт (УПН)
- Источник № 0095 Дизельный сварочный агрегат «Линкольн»10кВт
- Источник № 0096 Дизельный сварочный агрегат «Линкольн»10кВт
- Источник № 0097 РВС-5000м3 8шт
- Источник № 0098 Резервуар для диз.топлива ТА-3202
- Источник № 0099 Емкость подземная, VE-41.801.
- Источник № 0100 Емкость подземная, ЕП-80
- Источник № 0101 Емкость подземная, ЕП-50,КПОУНуралы
- Источник № 0102 Емкость подземная, ЕП-20,КПОУАксай
- Источник № 0103 Дренажная емкость–8м3 (АГЗУ-3)
- Источник № 0104 Дренажная емкость–8м3 (АГЗУ-4)
- Источник № 0105 Дренажная емкость–8м3 (АГЗУ-5)
- Источник № 0106 Дренажная емкость–8м3 (манифольд)
- Источник № 0107 Аналитический зал №1 по нефти
- Источник № 0108 Аналитический зал №3 по газу
- Источник № 0109 Моечная
- Источник № 0110 Факел F-4720В.Д.на ЦППН
- Источник № 0111 Факел V-4702Н.Д.на ЦППН
- Источник № 0112 Факел УФМГ-700ХЛ№03-08-10(УПГ)
- Источник № 0113 Факел на LPGFA10CR-XS-POR (сухой)
- Источник № 0114 УДХТА-7210 (ЦППН)
- Источник № 0115 УДХТА-7101 (ЦППН)
- Источник № 0116 УДХБР-150 (ВГУ)
- Источник № 0117 УДХБР-150 (ВГУ)
- Источник № 0118 УДХЗ-1601 (БКНС)
- Источник № 0119 БАПР (15км)
- Источник № 0120 Дренажная емкость

• **Источник № 0121** Термомасляный котел НГ П-2 (новый ИВ)

Неорганизованные источники

- Источник № 6001, Сварочный пост, электро-газовая сварка
- Источник № 6002, Планировка поверхностей автогрейдером
- Источник № 6003, Сварочный пост, электро-газовая сварка
- Источник № 6004, Тех.блок ЦППН
- Источник № 6005, Тех.блок УПСВ
- Источник № 6006, Тех.блок ГУ-3
- Источник № 6007, Камера приема скребка
- Источник № 6008, Тех.блок ГУ-4
- Источник № 6009, Тех.блок ГУ-5
- Источник № 6010, Тех.блок ГУ-6
- Источник № 6011, Компрессорная установка
- Источник № 6012, Тех.блок нефтепровода Нур-Акш
- Источник № 6013, Тех.блок УСЗН
- Источник № 6014, Тех.блок УПГ-1
- Источник № 6015, Тех.блок УПГ-2
- Источник № 6016, Тех.блок СУГ
- Источник № 6017, Конденсатосборник ЕП-15 газопровод Нур-Акш
- Источник № 6018, Конденсатосборник ЕП-22 газопровод Нур-Акш
- Источник № 6019, Конденсатосборник ЕП-10 газопровод Аксай-Акш
- Источник № 6020, Насосы для нефти
- Источник № 6021, Конденсатосборник ЦППН
- Источник № 6022, Камеры пуска скребка нефтепровода Акш-Кумколь линия 1
- Источник № 6023, Камеры пуска скребка нефтепровода Акш-Кумколь линия 2
- Источник № 6024, АЗС
- Источник № 6025, ГЗУ
- Источник № 6026, Утечки от ЗРА и ФС

6027-6171 Скважина

по ПЕРВОМУ варианту:

2026г-Скважина 120 скважин;
 2027г-Скважина 116 скважин;
 2028г- Скважина 112 скважин;
 2029г- Скважина 113 скважин;
 2030г- Скважина 112 скважин;
 2031г- Скважина 109 скважин;
 2032г- Скважина 105 скважин;
 2033г- Скважина 101 скважин;
 2034г-Скважина 96 скважин;
 2035г-Скважина 89 скважин;

по ВТОРОМУ варианту:

2026г- Скважина 129 скважин;
 2027г-Скважина 133 скважин;
 2028г- Скважина 136 скважин;
 2029г- Скважина 145 скважин;
 2030г-Скважина 140 скважин;
 2031г- Скважина 124 скважин;
 2032г- Скважина 120 скважин;
 2033г- Скважина 116 скважин;
 2034г- Скважина 110 скважин;

2035г- Скважина 103 скважин;

В целом по месторождению Акшабулак Центральный при эксплуатации по второму варианту максимально выявлено: 292 стационарных источников загрязнения, из них организованных 121, неорганизованных 171.

4.1.2 Предварительные расчеты выбросов вредных веществ

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

Приведены сводные таблицы выбросов вредных веществ при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин №№497, 518, 523, резервных скважин №№519, 520, 521, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

Таблица 4.4 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве добывающих скважин №№497, 518, 523

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК _{м.р.} , мг/м ³	ПДК _{с.с.} , мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,01821	0,001573
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,001921	0,000166
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	1,871500000	4,895441652
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	2,432950000	6,364074147
0328	Углерод	0,15	0,05		3	0,311916666	0,815906942
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,623833333	1,631813884
0333	Сероводород	0,008			2	0,0002932	0,00002357
0337	Углерод оксид	5	3		4	1,559583333	4,07953471
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,014283	0,0091813
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин)	0,03	0,01		2	0,074860000	0,195817666
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01		2	0,074860000	0,195817666
2754	Алканы C12-19	1			4	0,852886060	1,966622840
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,27693	0,023935
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,084475	0,007301
	В С Е Г О :					8,198501593	20,18720938

Таблица 4.5 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм. р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУ В, мг/м3	Класс опасност и ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М) Значение М/ЭНК	
							на 1 скв	на 20 скв
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,01821	0,001573	0,03146
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,001921	0,000166	0,00332
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	1,871500000	4,895441652	97,9088334
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	2,432950000	6,364074147	127,281489
0328	Углерод	0,15	0,05		3	0,311916666	0,815906942	16,3181384
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,623833333	1,631813884	32,6362778
0333	Сероводород	0,008			2	0,0002932	0,00002357	0,0004714
0337	Углерод оксид	5	3		4	1,559583333	4,07953471	81,5906942
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,014283	0,0091813	0,183626
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин)	0,03	0,01		2	0,074860000	0,195817666	3,91635332
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01		2	0,074860000	0,195817666	3,91635332
2754	Алканы C12-19	1			4	0,852886060	1,966622840	39,3324568
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,27693	0,023935	0,4787
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,084475	0,007301	0,14602
	В С Е Г О :					8,198501593	20,18720938	403,744186

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

При реализации данного проекта по рекомендуемому варианту предусматривается бурение трех добывающих скважин №№497, 518, 523. Также проектом предусмотрен резервный фонд скважин, для бурения которых будет применяться аналогичная конструкция скважин (№№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539).

Ниже приведены сводные таблицы предварительных выбросов вредных веществ при реализации второго варианта разработки месторождения Акшабулак Центральный.

Таблица 4.67 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве добывающих скважин №№497, 518, 523

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм. р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУ В, мг/м3	Класс опасност и ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М) Значение М/ЭНК
--------	-------------------------------------	----------------	----------------	--------------	---------------------	---------------------------------------	--

							на 1 скв	на 3скв
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,01821	0,001573	0,004719
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,001921	0,000166	0,000498
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	1,871500000	4,895441652	14,6863249
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	2,432950000	6,364074147	19,0922224
0328	Углерод	0,15	0,05		3	0,311916666	0,815906942	2,44772082
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,623833333	1,631813884	4,89544165
0333	Сероводород	0,008			2	0,0002932	0,00002357	0,00007071
0337	Углерод оксид	5	3		4	1,559583333	4,07953471	12,2386041
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,014283	0,0091813	0,0275439
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин)	0,03	0,01		2	0,074860000	0,195817666	0,58745299
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01		2	0,074860000	0,195817666	0,58745299
2754	Алканы C12-19	1			4	0,852886060	1,966622840	5,89986852
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,27693	0,023935	0,071805
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,084475	0,007301	0,021903
	В С Е Г О :					8,198501593	20,18720938	60,561628

Таблица 4.8 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм. р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУ В, мг/м3	Класс опасност и ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М) Значение М/ЭНК	
							на 1 скв	на 20 скв
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,01821	0,001573	0,03146
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,001921	0,000166	0,00332
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	1,871500000	4,895441652	97,9088334
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	2,432950000	6,364074147	127,281489
0328	Углерод	0,15	0,05		3	0,311916666	0,815906942	16,3181384
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	0,623833333	1,631813884	32,6362778
0333	Сероводород	0,008			2	0,0002932	0,00002357	0,0004714
0337	Углерод оксид	5	3		4	1,559583333	4,07953471	81,5906942
0415	Смесь углеводородов			50		0,014283	0,0091813	0,183626

	предельных C1-C5 (1502*)							
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин)	0,03	0,01		2	0,074860000	0,195817666	3,91635332
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01		2	0,074860000	0,195817666	3,91635332
2754	Алканы C12-19	1			4	0,852886060	1,966622840	39,3324568
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0,15	0,05		3	0,27693	0,023935	0,4787
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,084475	0,007301	0,14602
	В С Е Г О :					8,198501593	20,18720938	403,744186

Таблица 4.9 – Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения за 10 лет

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества																				Итого за 10 лет
		2026г		2027г		2028г		2029г		2030г		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	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,03392
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	30,925985	107,2635821	30,86006104	105,1845821	30,80102854	103,3229321	30,77216154	102,4125821	30,75358274	101,8266821	30,72801194	101,0202821	30,70294064	100,2296321	30,68496114	99,66263216	30,67137674	99,23423216	30,65829024	98,82158216	1018,97
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	7,0391377	99,29577309	7,039137756	99,29577309	7,039137756	99,29577309	7,039137756	99,29577309	7,039137756	99,29577309	7,039137756	99,29577309	7,039137756	99,29577309	7,039137756	99,29577309	7,039137756	99,29577309	7,039137756	99,29577309	992,957
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	4,3040488	16,94174216	4,260099157	15,55574216	4,220744157	14,31464216	4,201499457	13,70774216	4,189113557	13,31714216	4,172066457	12,77954216	4,155352157	12,25244216	4,143365857	11,87444216	4,134309557	11,58884216	4,125586157	11,31374216	133,646
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	6,4999988	56,53375390	6,266839322	49,18083730	6,058055622	42,59663468	5,95596002286	39,3769484844	5,89025112286	37,3047627844	5,79981392286	34,4527224844	5,71114262286	31,6563860844	5,64755374286	29,6510451844	5,59950876286	28,1358986844	5,55323015286	26,6764562014	375,5654
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0037858	0,13318258535	0,003412159	0,11713906515	0,003077559	0,10318745845	0,002913959	0,09644770495	0,002913959	0,09544770495	0,002663659	0,08626628615	0,002521559	0,08052500875	0,002419709	0,07639128615	0,002342719	0,07322320215	0,002268559	0,07011435115	0,931925
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	51,8048297	312,5896284	51,3653320795	298,729628461	50,9717818795	286,318628461	50,7793350795	280,249628461	50,7793350795	280,249628461	50,4850047795	270,967628461	50,3178624795	265,696628461	50,1979994795	261,916628461	50,1074362795	259,060628461	50,0202026795	256,309628461	2772,088
0410	Метан (727*)	2,17589078	42,37866840	2,164903388	42,03216840	2,155064588	41,72189340	2,150253388	41,57016840	2,150253388	41,57016840	2,142895188	41,33811840	2,138716588	41,20634340	2,135720088	41,11184340	2,841796388	41,04044340	2,131275088	40,97166840	414,941
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2,27008385	83,81580898	2,269109854	78,63518368	2,268133854	74,49895898	2,268376554	72,59346519	2,268376554	71,38576519	2,267403854	69,80354054	2,266421654	68,25111590	2,265444254	67,10269126	2,264222454	66,17655998	2,262511954	65,18901698	717,452
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,25011773	10,57632043	0,250117736	8,671520431	0,250117736	7,153120431	0,250117736	6,445520431	0,250117736	5,998820431	0,250117736	5,425020431	0,250117736	4,862220431	0,250117736	4,448920431	0,250117736	4,120620431	0,250117736	3,775320431	61,4774
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,0339
0602	Бензол (64)	0,00417807	0,142703774	0,0041780795	0,117803774	0,0041780795	0,098003774	0,0041780795	0,088803774	0,0041780795	0,082903774	0,0041780795	0,075403774	0,0041780795	0,564903774	0,0041780795	0,062703774	0,0041780795	0,058403774	0,0041780795	0,053903774	1,345538
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00079153	0,04519879	0,0007915347	0,03739879	0,0007915347	0,03109879	0,0007915347	0,02819879	0,0007915347	0,02639879	0,0007915347	0,02409879	0,0007915347	0,02169879	0,0007915347	0,01999879	0,0007915347	0,01869879	0,0007915347	0,01729879	0,270088
0621	Метилбензол (349)	0,00352621	0,08847055	0,0035262194	0,07287055	0,0035262194	0,06037055	0,0035262194	0,05457055	0,0035262194	0,05087055	0,0035262194	0,04617055	0,0035262194	0,04157055	0,0035262194	0,03817055	0,0035262194	0,03547055	0,0035262194	0,03267055	0,521206
0627	Этилбензол (675)	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,000814
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00003999	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000402
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,39092756	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	4,036156
1728	Этантиол (668)	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,002
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	15,32
2732	Керосин (654*)	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,001202
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на	10,8568051	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	675,7359

	С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)																					
290 2	Взвешенные частицы (116)	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	2,4809
290 8	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	3,336
293 0	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,1787
	ВСЕГО	116,70485	799,920827	115,9099835	767,7466416	115,1981127	739,6312376	114,8507265	726,0358429	114,7540529	721,3203572	114,3180863	705,4305608	114,0151842	694,2752335	113,7976907	685,3772342	114,3412194	678,9547884	113,4735913	672,643169	7191,33

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

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества																				
		2026г		2027г		2028г		2029г		2030г		2031г		2032г		2033г		2034г		2035г		Итого за 10 лет
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,000648	0,003392	0,03392
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	30,985617541	109,144132169	30,922389841	107,150182169	30,858762541	105,143632169	28,01551452	104,249032169	28,00193002	103,820632169	27,97436162	102,951232169	27,94189872	101,927482169	27,91812582	101,177782169	27,89904762	100,586132169	27,88116812	100,012282169	1036,163
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	7,039137756	99,295773093	7,039137756	99,295773093	7,039137756	99,295773093	7,039137756	99,295773093	7,039137756	99,295773093	7,039137756	99,295773093	7,039137756	99,295773093	7,039137756	99,295773093	7,039137756	99,295773093	7,039137756	99,295773093	992,9577
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	4,343803457	18,195442166	4,301651657	16,866142166	4,259233457	15,528442166	4,240321757	14,932042166	4,231265457	14,646442166	4,212886457	14,066842166	4,191244457	13,384342166	4,175395957	12,884542166	4,162677157	12,483442166	4,150757457	12,107542166	145,0952
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	6,71090217486	63,1848011967	6,48728105986	56,1326857244	6,26224685286	49,0360070844	6,16191763286	45,8720247844	6,11387265286	44,3568783844	6,01636961286	41,2820223544	5,90155624286	37,6612679644	5,81747753286	35,0097616744	5,75000259886	32,8818721744	5,68676692286	30,8876720644	436,305
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,001964933	0,14433131505	0,003765429	0,12827984795	0,003404799	0,11350688615	0,003244019	0,10685647615	0,003167019	0,10342836115	0,003010769	0,09721088615	0,002826769	0,09014821615	0,002692029	0,08497900815	0,002583899	0,08082892875	0,002482559	0,07686309515	1,026433
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	52,2023754795	325,126628461	51,7809256695	311,833628461	51,3566752795	298,456628461	51,1675580794	292,492628461	51,0769948795	289,636628461	50,8932049795	283,840628461	50,6767856795	277,015628461	50,5183000795	272,017628461	50,3911120795	268,006628461	50,2719049795	264,247628461	2882,674
0410	Метан (727*)	2,18582948845	42,692093403	2,17529148845	42,359768403	2,16468698845	42,025343403	2,15995898845	41,876243403	2,15769488845	41,804843403	2,15310018845	41,659943403	2,14768968845	41,489318403	2,14372758845	41,364368403	2,14054788845	41,264093403	2,13756788845	41,170118403	417,7061
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2,2722838542	84,474858989	2,2732638542	78,766188389	2,2739938542	74,683908989	2,2761961642	72,840062359	2,2749738542	71,593831549	2,2710638542	69,919132969	2,2700871442	68,366708329	2,2691096542	67,218283679	2,2676435542	66,284446989	2,2659330542	65,296903989	719,4443
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,250117736	10,7944204319	0,250117736	8,6715204319	0,250117736	7,1531204319	0,250117736	6,4455204319	0,250117736	5,9988204319	0,250117736	5,4250204319	0,250117736	4,8622204319	0,250117736	4,4489204319	0,250117736	4,1206204319	0,250117736	3,7753204319	61,6955
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,00327	0,00339	0,0339
0602	Бензол (64)	0,0041780795	0,145603774	0,0041780795	0,117803774	0,0041780795	0,098003774	0,0041780795	0,088803774	0,0041780795	0,082903774	0,0041780795	0,075403774	0,0041780795	0,068103774	0,0041780795	0,062703774	0,0041780795	0,058403774	0,0041780795	0,053903774	0,851638
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0007915347	0,04609879	0,0007915347	0,03739879	0,0007915347	0,03109879	0,0007915347	0,02819879	0,0007915347	0,02639879	0,0007915347	0,02409879	0,0007915347	0,02169879	0,0007915347	0,01999879	0,0007915347	0,01869879	0,0007915347	0,01729879	0,270988
0621	Метилбензол (349)	0,0035262194	0,09027055	0,0035262194	0,07287055	0,0035262194	0,06037055	0,0035262194	0,05457055	0,0035262194	0,05087055	0,0035262194	0,04617055	0,0035262194	0,04157055	0,0035262194	0,03817055	0,0035262194	0,03547055	0,0035262194	0,03267055	0,523006
0627	Этилбензол (675)	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,0000784	0,0000814	0,000814
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000039996	0,000040207	0,000402
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	0,390927565	0,403615556	4,036156
1728	Этантиол (668)	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,000006	0,0002	0,002
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	0,0507	1,532	15,32
2732	Керосин (654*)	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,0445	0,0001202	0,001202
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	10,85680518	67,573594302	675,7359

	С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)																					
2902	Взвешенные частицы (116)	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	0,0472	0,24809	2,4809
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	0,0249	0,3336	3,336
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,0034	0,01787	0,1787
	ВСЕГО	117,4230034	823,450448	116,6647955	791,5482355	115,8992302	761,7418295	112,7449376	748,3977501	112,5801252	741,5334448	112,2442239	728,7994727	111,8523152	714,340256	111,5650551	703,7389059	111,3338413	695,2324046	111,1168074	687,0899707	7395,873

Ориентировочная качественная и количественная оценка выбросов в атмосферу загрязняющих веществ

По предварительным расчетным данным ОВОС на месторождении Акшабулак Южный стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по I варианту разработки:

- при бурении 1 добывающей скважины **33,17891603 тонн** загрязняющих веществ;
- при бурении 4 резервных скважин **132,7156641 тонн** загрязняющих веществ;
- при бурении 1 оценочной скважины **46,91681192 тонн** загрязняющих веществ;
- при эксплуатации месторождения за 2026-2035 годы всего **552,6783 тонн** загрязняющих веществ.

по II варианту разработки (рекомендуемый):

- при бурении 4 добывающих скважин **132,715664 тонн** загрязняющих веществ;
- при бурении 4 резервных скважин **132,7156641 тонн** загрязняющих веществ;
- при бурении 1 оценочной скважины **46,91681192 тонн** загрязняющих веществ;
- при эксплуатации месторождения за 2026-2035 годы всего **553,1792 тонн** загрязняющих веществ.

4.2. Предварительный расчет рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе

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

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

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

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

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

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере для района проведения работ представлены в таблице 4.10

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

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

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

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

Анализ результатов расчета химического загрязнения атмосферы

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

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

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

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 № ҚР ДСМ-2 размер утвержденной санитарно-защитной зоны для месторождения Акшабулак Центральный 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 водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

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

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

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

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

Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при реализации 1 варианта разработки

Таблица 4.11 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин №№497.

Потребитель	Цикл строительства, сутки	Кол-во, чел	Расход воды, м³/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
1 скважина							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	45,56	60	0,15	9	410,04	9	410,04
Итого:					410,04		410,04

Таблица 4.12 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539.

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	45,56	60	0,15	9	410,04	9	410,04
Итого:					410,04		410,04
20 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	911,2	60	0,15	9	8200,8	9	8200,8
Итого:					8200,8		8200,8

Таблица 4.13 - Предварительный расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения по первому варианту разработки на 2026-2035 гг

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

Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при реализации 2 рекомендуемого варианта разработки

Таблица 4.14 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин №№497,518,523.

Потребитель	Цикл строительства, сутки	Кол-во, чел	Расход воды, м³/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
1 скважина							
Питьевые и хозяйственные нужды	45,56	60	0,15	9	410,04	9	410,04
Итого:					410,04		410,04
3 скважин							
Питьевые и хозяйственные нужды	136,68	60	0,15	9	1230,12	9	1230,12
Итого:					1230,12		1230,12

Таблица 4.15 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 522

, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539.

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	45,56	60	0,15	9	410,04	9	410,04
Итого:					410,04		410,04
20 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	911,2	60	0,15	9	8200,8	9	8200,8
Итого:					8200,8		8200,8

Таблица 4.16 – Предварительный расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения по второму варианту разработки на 2026-2035 гг

Потребитель	Цикл строи- теляста, 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

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

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

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

$$V_{бсв} = 2 \times V_{обр}$$

по I варианту разработки:

- при бурении 1 вертикальной эксплуатационной скважины составит **428,0054 м³**;
- при бурении 20 резервных скважин составит **8560.11 м³**;

по II варианту разработки (рекомендуемый):

- при бурении 1 вертикальной эксплуатационной скважины составит **428,0054 м³**;
- при бурении 3 вертикальных эксплуатационных скважин ре составит **1284,02 м³**;
- при бурении 20 резервных скважин составит **8560.11 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 02.01.2021года № 400-VI ЗРК.

В процессе реализации месторождения Акшабулак Центральный образуются твердые и жидкие отходы. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду.

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

Отходы образуются:

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

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- коммунальные отходы;
- промасленная ветошь;

- огарки сварочных электродов;
- отработанные аккумуляторы.

Отходы, образующиеся от деятельности подрядных компаний, удаляются с контрактной территории месторождения Акшабулак Центральным 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 №КР ДСМ-331/2020 срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0 оС и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

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

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

Уровень опасности огарков электродов – «Зеленый список ГА₀₈₀».

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

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 скважинПри бурении одной добывающей скважины проектной глубиной 1950 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 4.17 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины проектной глубиной 1950м

Интервал	k	π	R, м	R ² , м ²	L, м	V _{скв} , м ³
1	2	3	4	5	6	7
0-20	1,15	3,14	0,3302	0,10903204	20	7,874293929
20-50	1,15	3,14	0,22275	0,049617563	30	5,375070546
50-750	1,12	3,14	0,15555	0,024195803	700	59,56425876
750-1950	1,12	3,14	0,10795	0,011653203	1200	49,17837906
						121,9920

Объем отходов бурения**Объем бурового шлама определяется по формуле:**

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

$$V_{\text{ш}} = 121,9920 * 1,2 = 146,3904 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ш}} = 256,1832 \text{ тонн}$$

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

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * K_1 * V_{\text{п}} + 0,5 * V_{\text{ц}};$$

где **K₁**- коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;**V_ц** - объем циркуляционной системы БУ;

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * 1,052 * 121,9920 + 0,5 * 120 = 214,0027 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{обр}} = 256,80324 \text{ тонн}$$

При бурении одной резервной скважины проектной глубиной 1950 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.**Таблица 4.18 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины проектной глубиной 1950м**

Интервал	k	π	R, м	R ² , м ²	L, м	V _{скв} , м ³
1	2	3	4	5	6	7
0-20	1,15	3,14	0,3302	0,10903204	20	7,874293929
20-50	1,15	3,14	0,22275	0,049617563	30	5,375070546
50-750	1,12	3,14	0,15555	0,024195803	700	59,56425876
750-1950	1,12	3,14	0,10795	0,011653203	1200	49,17837906
						121,9920

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 121,9920 \times 1,2 = 146,3904 \text{ м}^3$$

$$V_{ш} = 256,1832 \text{ тонн}$$

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;

$$V_{обр} = 1,2 \times 1,052 \times 121,9920 + 0,5 \times 120 = 214,0027 \text{ м}^3$$

$$V_{обр} = 256,80324 \text{ тонн}$$

Коммунальные отходы

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

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

Расчет образования отходов производится по формуле:

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

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

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

ρ – плотность ТБО, т/м^3 .

Таблица 4.19 - Образование коммунальных отходов при строительстве скважины глубиной 1950м

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, $\text{м}^3/\text{год}$	Время работы, сут.	Плотность ТБО, т/м^3	Количество ТБО, т/пер.
Вахтовый поселок при строительстве	60	0,3	45,56	0,25	0,562
Итого:					0,562

Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

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

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

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

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

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

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

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

Количество промасленной ветоши в году:

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

Металлолом

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

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

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

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

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha,$$

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.

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

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

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

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

Коммунальные отходы

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

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

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

$$M = n * q * \rho \text{ т/год,}$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

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

ρ – плотность ТБО, т/м³.

Таблица 4.20- 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;

$$M = 0,12 * M_o$$

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

$$W = 0,15 * M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

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

Огарки сварочных электродов

Огарки сварочных электродов определяется по формуле:

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

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

α - остаток электрода, 0,015.

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

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

Таблица 4.21 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве добывающей скважины №497 проектной глубиной 1950 м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего:	-	513,706
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	513,1443
<i>отходов потребления</i>	-	0,562
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	256,1832
Отработанный буровой раствор	-	256,80324
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	0,562
Металлолом	-	0,004
Огарки сварочных электродов	-	0,0015

Таблица 4.22 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539 проектной глубиной 1950 м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	20 скв
Всего:	-	513,7060386	10274,12077
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	513,1443	10262,8868
<i>отходов потребления</i>	-	0,562	11,2339726
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	256,1832	5123,664
Отработанный буровой раствор	-	256,80324	5136,0648
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	3,048
Не опасные отходы			
Металлолом	-	0,004	0,08
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,03
Коммунальные отходы	-	0,562	11,234

Таблица 4.23 – Лимиты накопления отходов при эксплуатации месторождения Акшабулак Центральный 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

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

Таблица 4.24 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве добывающих скважин №№497, 518, 523 проектной глубиной 1950 м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	3 скв
Всего:	-	513,706	1541,118
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	513,1443	1539,433
<i>отходов потребления</i>	-	0,93588	1,6851
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	256,1832	768,549
Отработанный буровой раствор	-	256,80324	770,409
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	0,4572
Не опасные отходы			
Коммунальные отходы	-	0,562	1,686
Металлолом	-	0,004	0,012
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,0045

Таблица 4.25 - Предварительные виды и количество образующихся отходов при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539 проектной глубиной 1950 м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год	
		1 скв	20 скв
Всего:	-	513,706	10274,12077
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	513,1443	10262,8868
<i>отходов потребления</i>	-	0,93588	11,2339726
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	256,1832	5123,664
Отработанный буровой раствор	-	256,80324	5136,0648
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524	3,048
Не опасные отходы			
Металлолом	-	0,004	0,08
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	0,03
Коммунальные отходы	-	0,562	11,234

Таблица 4.26 – Лимиты накопления отходов при эксплуатации месторождения Акшабулак Центральный 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

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

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

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

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

- демонтировать производственные сооружения;
- 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.

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 Акшабулак Центральный 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 Акшабулак Центральный».

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-30;
- 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 Акшабулак Центральный 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 использовании 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, грифообразования, 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 вышеуказанных 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 ПДКм.р на территории жилой зоны и не будут воздействовать на здоровье населения.

Физические факторы

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

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

Отходы производства и потребления

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

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

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

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 Акшабулак Центральный с максимально возможным и экономически выгодным извлечением нефти и растворенного газа из недр земли с минимизированным вредом для окружающей среды.

В административном отношении месторождение Акшабулак Центральный расположено в Сырдарьинском (бывшем Теренозекском) районе Кызылординской области Республики Казахстан

Географически площадь расположена в южной части Торгайской низменности.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции: Жалгаш, Карсакапай, расположенные в 120 км, Жусалы - в 140 км на юго-запад и пос. Сатпаево - в 200 км. Расстояние от месторождения Акшабулак Центральный до областного центра г. Кызылорда составляет 120 км. На расстоянии около 250 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент. В 75 км на северо-запад расположено крупное нефтяное разрабатываемое месторождение Кумколь с выходом нефтепровода через Каракойын на нефтеперерабатывающий завод ШНОС города Шымкента.

От вахтового поселка месторождения Кумколь до месторождения Акшабулак Центральный проложена асфальтированная дорога, остальные дороги на площади работ грунтовые.

Район работ является слабозаселенным. В орографическом отношении район представляет собой низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 110 до 147 м над уровнем моря.

Климат района резко континентальный, сухой, с большими колебаниями дневных и сезонных температур. Максимальные температуры летом +30 +35°C, минимальные зимой -35-38°C, годовое количество осадков 115-150 мм. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время - метели и бураны.

В рамках настоящего проекта для дальнейшего регулирования разработки месторождения были рассмотрены **2 варианта разработки**, которые различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин.

Первый вариант – базовый, предполагает продолжение разработки эксплуатационных объектов при сложившейся на сегодняшний день системе разработки и продолжение реализации действующего на сегодняшний день «Дополнения к проекту разработки...» 2024г (Протокол заседания ЦКРР РК №50/2 от 18.04.2024г.).

Второй вариант – рекомендуемый. Обеспечивает более полную выработку извлекаемых запасов нефти и достижения утвержденных значений КИН, в рамках которого предусмотрены нижеследующие мероприятия:

- Ввод из бурения 3 добывающих скважин;
- Зарезка бокового ствола – 1 ед;
- Зарезка бокового горизонтального ствола – 1 ед;
- Переводы между объектами – 24 ед., в т.ч 8 с проведением ГРП;
- Переводы между объектами с углублением скважин – 2 ед;
- Реализация одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) – 23 ед;
- Ремонтно-изоляционные работы – 9 ед;
- Ввод из наблюдательного фонда – 6 ед;

- Ввод из консервации – 1 ед;
- Ввод из консервации под закачку – 1 ед;
- Перевод скважин под закачку – 4 ед;
- Установка компоновки ОРЗ - 4 скв.

При реализации данного проекта по первому варианту предусматривается бурение 1 добывающей вертикальной скважины №497, резервных скважин №№519, 520, 521, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

По проведенным предварительным расчетным данным при разработке месторождения Акшабулак Центральными стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух будет ориентировочно выбрасываться следующее количество загрязняющих веществ **по 1 варианту разработки:**

- при бурении 1 вертикальной скважины – 20,1872 т/год
- при бурении 1 резервной скважины – 20,1872 т/год соответственно 20 скв составляют – 403,744 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2026г - 799,920827 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2027г - 767,746641 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2028г - 739,631237 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2029г - 726,035842 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2030г - 721,320357 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2031г - 705,430561 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2032г - 694,275233 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2033г - 685,377234 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2034г - 678,954788 т/год.
- при эксплуатации месторождения в 2035г - 672,643169 т/год.

При реализации данного проекта по рекомендуемому варианту предусматривается бурение трех добывающих скважин №№497, 518, 523. Также проектом предусмотрен резервный фонд скважин, для бурения которых будет применяться аналогичная конструкция скважин (№№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539).

по рекомендуемому II варианту: трех добывающих верт скв: Железо (II, III) оксиды 3-кл оп; 0,004719т/г; Марганец и его соединения 2-кл оп; 0,000498т/г; Азота (IV) диоксид 2-кл оп; 14,6863249т/г; Азот (II) оксид 3-кл оп; 19,0922224т/г; Углерод 3-кл оп; 2,44772082т/г; Сера диоксид 3-кл оп 4,89544165т/г; Сероводород 2-кл оп; 0,00007071т/г; Углерод оксид 4-кл оп; 12,2386041т/г; Смесь углеводородов предельных C1-C5 0,0275439т/г; Проп-2-ен-1-аль (Акролеин 2-кл оп; 0,58745299т/г; Формальдегид (Метаналь) 2-кл оп 0,58745299т/г; Алканы C12-19 4-кл оп; 5,89986852т/г; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 3-кл оп; 0,071805т/г; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20; 3-кл оп; 0,021903т/г; ВСЕГО :60,561628т/г;

резервных 20 скв: Железо (II, III) оксиды 3-кл оп; 0,03146т/г; Марганец и его соединения 2-кл оп; 0,00332т/г; Азота (IV) диоксид 2-кл оп; 97,90883т/г; Азот (II) оксид 3-кл оп; 127,28148т/г; Углерод 3-кл оп; 81,5906т/г; Сера диоксид 3-кл оп 32,63627т/г; Сероводород 2-кл оп; 0,0004714т/г; Углерод оксид 4-кл оп; 81,59069т/г; Смесь углеводородов предельных C1-C5 0,183626т/г; Проп-2-ен-1-аль (Акролеин 2-кл оп; 3,91635т/г; Формальдегид (Метаналь) 2-кл оп; 3,916353т/г; Алканы C12-19 4-кл оп; 39,332456т/г; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70: 3-кл

оп;0,4787т/г;Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20: 3-кл оп; 0,14602т/г; ВСЕГО :60,561628т/г;

При эксплуат. мест макс выброс намечается в 2026г рекомед. II вар:

Железо (II, III) оксиды-Кл оп:3; 0,003392т/г;Азота (IV) диоксид-Кл оп:2;109,144132169 т/г;Азот (II) оксид - Кл оп:3; 99,295773093 т/г;Углерод - Кл оп:3; 18,195442166 т/г;Сера диоксид- Кл оп:3; 63,1848011967 т/г;Сероводород- Кл оп:2;0,14433131505 т/г;Углерод оксид- Кл оп:4; 325,126628461 т/г;Метан (727*)-42,692093403 т/г;Смесь углеводородов предельных C1-C5- 84,474858989 т/г;Смесь углеводородов предельных C6-C10- 10,7944204319 т/г;Пентилены -Кл оп:4; 0,00339 т/г;Бензол - Кл оп:2;0,145603774 т/г;Диметилбензол - Кл оп:3; 0,04609879т/г;Метилбензол-Кл оп:3;0,09027055 т/г;Этилбензол- Кл оп:3;0,0000814 т/г;Бенз/а/пирен-Кл оп:1;0,000040207 т/г; Формальдегид- Кл оп:2;0,403615556 т/г;Этантиол -Кл оп:3;0,0002 т/г;Бензин -Кл оп:4;1,532 т/г;Керосин- 0,0001202т/г;АлканыC12-19- Кл оп:4;67,573594302т/г;Взвешенные частицы -Кл оп:3;0,24809 т/г; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 -Кл оп:3;0,3336 т/г;Пыль абразивная -0,01787 т/г; ВСЕГО:**823,450448 т/г;**

С точки зрения социальных и экономических вопросов, наиболее оптимальным является рекомендуемый II вариант разработки.

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 промысловых 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.

ТОО СП «Казгермунай» соблюдает все законодательные требования по защите охраны окружающей среды: ежеквартально проводится мониторинговые исследования согласно Программе производственного контроля по атмосферному воздуху, подземным

и грунтовым водам, почвенного покрова и контролируется радиационный фон обстановка месторождения.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается. Использование природных ресурсов, обусловленных их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью исключается. Риски отсутствуют.

Для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд на площадке м/р Акшабулак Центральный используются вода с водозаборных скважин. Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся в процессе деятельности, направляются на собственные очистные сооружения месторождения Акшабулак с последующей очисткой.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при строительстве скважин на месторождении Акшабулак Центральный 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).

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

9 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Охрана природы Атырауской области. О.М. Грищенко, Н.А.Дидичин. г. Атырау 1997г.
- Экология и нефтегазовый комплекс. М.Д. Диаров, г. Алматы 2003г.
- Экология Казахстана М.С. Панин, г. Семипалатинск 2005г.
- Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
- Закон о «Гражданской защите», от 11.04.2014 г.
- Концепция экологической безопасности Республики Казахстан;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- Классификатор отходов. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314;
- Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 года № 360-VI ЗРК.
- Закон РК №219-1 от 23.04.1998г «О радиационной безопасности населения»;
- Приказ Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-71 от 2 августа 2022 года Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности
- Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №26 от 20.02.2023г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемостикам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» СПОРО-97, СП 5.01.011-97 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами»;
- № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020г. Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности

Методические указаний и методики:

- Приказ Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-п.
- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №16 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2004г.
- РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана, 2004г.



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

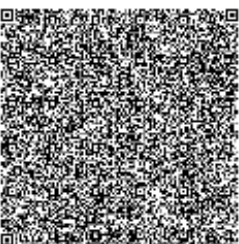
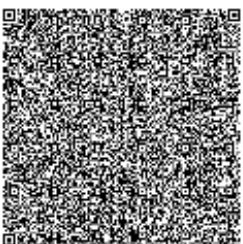
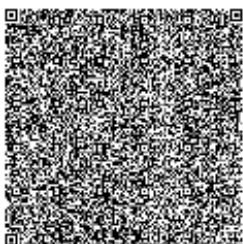
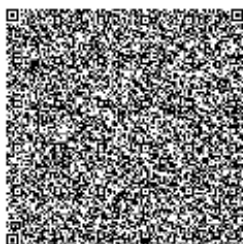
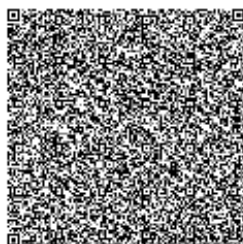
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

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))

