

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СП КАЗГЕРМУНАЙ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №02354Р

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

З.К. КИЯКБАЕВ
« » 2026г

«ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ»

к проекту «Дополнение к проекту разработки
месторождения Акшабулак Восточный»

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Заместитель директора Атырауского
филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»
по производству

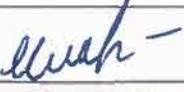
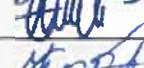
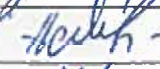
А.С. МАРДАНОВ
А.А. ШАГИЛЬБАЕВ

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

СОДЕРЖАНИЕ	4
АННОТАЦИЯ	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	10
1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	10
1.2 ЦЕЛЕВОЕ НАЗНАЧЕНИЕ РАБОТЫ	12
1.3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.....	13
1.4 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН	16
1.5 СВЕДЕНИЕ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ.....	16
2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	41
2.1 ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	41
2.2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА.....	42
2.3 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	42
2.4 ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	43
2.5 ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	45
2.6 РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ	45
2.7 ЖИВОТНЫЙ МИР	46
3 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИЙ	47
3.1. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	47
4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ШТАТНОМ РЕЖИМЕ	50
4.1 ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	50
4.2 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ РАСЧЕТ РАССЕИВАНИЯ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ.....	60
4.3 АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	60
4.4 ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ.....	62
4.5 ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ.....	64
4.6 ВОЗДЕЙСТВИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	66
4.7 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	71
4.8 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ	73
5. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	74
5.1 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОДЗЕМНЫЕ И ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ.....	77
5.2 ФАКТОРЫ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ	78
5.3 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНО-ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	78
5.4 ФАКТОРЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР	79
5.5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ	79
5.6 СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ.....	80
5.7 ОХРАНА ПАМЯТНИКОВ ИСТОРИИ И КУЛЬТУРЫ	80
6. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	82
6.1 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ 83	
7. ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	85
7.1 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН	86
7.2 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	86
7.3 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ	86
7.4 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ БИОСФЕРЫ	86
7.5 ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА.....	87
7.6 КОНТРОЛЬ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	88
8. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ДЛЯ ПРИЛОЖЕНИЕ №1 - РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ПО ТОО СП КМГ.....	93
ПРИЛОЖЕНИЕ №2 - КАРТА СХЕМА.....	138
ПРИЛОЖЕНИЕ №3 - КАРТА РАССЕИВАНИЯ	138
ПРИЛОЖЕНИЕ №4 - ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ	138
ПРИЛОЖЕНИЕ №5 - ГОРНЫЙ ОТВОД	140

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.3.1 - Адресная программа ГТМ. Вариант 2 (рекомендуемый)	14
Таблица 1.3.2 - Характеристика основного фонда скважин. КГМ объект. Вариант I.....	14
Таблица 1.3.3 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. КГМ объект. Вариант I.....	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 1.3.4 - Характеристика основного фонда скважин. КГМ объект. Вариант II	15
Таблица 1.3.5 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. КГМ объект. Вариант II.....	15
Таблица 1.4.1 - Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №71 и резервной скважины №73	17
Таблица 1.4.2 - Рекомендуемая конструкция для оценочной скважины №72	18
Таблица 1.4.3 - Расчет продолжительности бурения для вертикальной эксплуатационной скважины №71 и резервной скважины №73, с проектной глубиной 2100м.....	19
Таблица 1.4.4 - Расчет продолжительности бурения для оценочной скважины №72, с проектной глубиной 2100м.....	19
Таблица 1.5.1 - Технические характеристики т выкидных линий добывающих скважин месторождения Акшабулак Восточный	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 1.5.6 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Восточный по ТОО «СП «Казгермунай» (вариант-1)	29
Таблица 1.5.7 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Восточный по ТОО «СП «Казгермунай» (рекомендуемый вариант 2)	29
Таблица 2.1.1 – Общая климатическая характеристика	30
Таблица 2.1.2 – Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)	30
Таблица 2.1.3 – Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с).....	30
Таблица 2.1.4 – Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	30
Таблица 2.3.1 – Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2025г	32
Таблица 3.1.1 - Численность населения Республики Казахстан по областям, городам и районам на 1 января 2025г.....	36
Таблица 3.1.2 - Индексы промышленного производства по основным видам экономической деятельности в Кызылординской области за 2025г	37
Таблица 3.1.3 - Занятое население на основной работе по видам экономической деятельности и статусу занятости по районам Кызылординской области за 2025г.....	38
Таблица 4.1.1 - Адресная программа ГТМ. Вариант 2 (рекомендуемый)	40
Таблица 4.1.2 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения ТОО СП «Казгермунайгаз» за 2026-2035гг по 1 варианту.....	44
Таблица 4.1.3 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения ТОО СП «Казгермунайгаз» за 2026-2035гг по 2 варианту.....	48
Таблица 4.2.1 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	49
Таблица 4.4.1 – Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочной скважины №72.....	64
Таблица 4.4.2 - Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве скважин №71, 73 (резервный)	54
Таблица 4.4.3 - Расчет водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2026-2035 гг по 2 рекомендуемому варианту разработки	54
Таблица 4.4.4 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2026-2035 гг по 2 рекомендуемому варианту разработки	55
Таблица 4.5.1 - Образование коммунальных отходов при эксплуатации	57

Таблица 4.5.2 – Виды и количества образующихся отходов при эксплуатации.....	58
Таблица 4.5.3 – Объем выбуренной породы при строительстве одной скважины на месторождении Акшабулак Восточный.....	58
Таблица 4.5.4 – Образование коммунальных отходов.....	59
Таблица 4.5.5 – Расчет объемов отработанного моторного масла	60
Таблица 4.5.6 – Лимиты накопления отходов при строительстве скважины № 72	60
Таблица 5.0.1 - Основные виды воздействия на окружающую среду при строительстве скважины	63
Таблица 5.0.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении операций	65
Таблица 5.0.3 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме	65
Таблица 5.0.4 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха	66
Таблица 5.1.1 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на подземные воды.....	67
Таблица 5.2.1 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на геологическую среду	67
Таблица 5.3.1 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на почвенно-растительный покров	68
Таблица 5.4.1 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на животный мир (при бурении скважин и эксплуатации месторождения)	68
Таблица 5.5.1 – Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу	68
Таблица 5.5.2 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на социальную сферу при строительстве скважин	69
Таблица 7.5.1 – Список измеряемых параметров.....	76

АННОТАЦИЯ

Согласно Заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и скринга воздействия намечаемой деятельности на проект «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Восточный» необходимость проведения оценки воздействия на окружающую среду **обязательна**.

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 (горный объект приложена в приложении);
- 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 буерении скважин при реализации проекта эксплуатации;
- 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.

Глава 8. «Заявление о намечаемой деятельности».

Глава 9. «Нетехническое резюме».

Список использованной литературы.

ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Восточный» 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 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- 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»;

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между ТОО СП «Казгермунай» и Атырауским Филиалом «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№02354Р от 15 декабря 2021г).

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

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

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.

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

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

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

1.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Акшабулак Восточный находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш, Жусалы, расположенные на расстоянии 135 и 145 км, соответственно от месторождения (рисунок 1).

Месторождение находится в 10 км северо-восточнее от разрабатываемого месторождения Акшабулак Центральный и в 55 км южнее крупного разрабатываемого месторождения Кумколь с вахтовым поселком нефтяников, от которого до г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога.

Сообщение между промыслом и населенными пунктами осуществляется автотранспортом по развитой сети грунтовых дорог.

В орографическом отношении район представлен песчаными барханами с абсолютными отметками рельефа плюс 110-150м. Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков (около 100-150 мм за год). Максимальные температуры летом +35 +38 0С, минимальные зимой до -30 0С. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны.

Постоянная гидрографическая сеть отсутствует. Для технических и бытовых целей используется пластовая вода из специальных гидрогеологических скважин, с высокими дебитам воды и минерализацией 0,6-0,9 г/л из отложений сенон-турона с глубины 50-80 метров.

Географические координаты угловых точек месторождения Акшабулак Восточный:

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная широта
Северное поле		
1	46° 02' 29 С	65° 45' 12' В
2	46° 02' 26 С	65° 46' 52' В
3	46° 00' 52 С	65° 46' 47' В
4	46° 01' 16 С	65° 45' 02' В
5	46° 01' 49 С	65° 45' 01' В

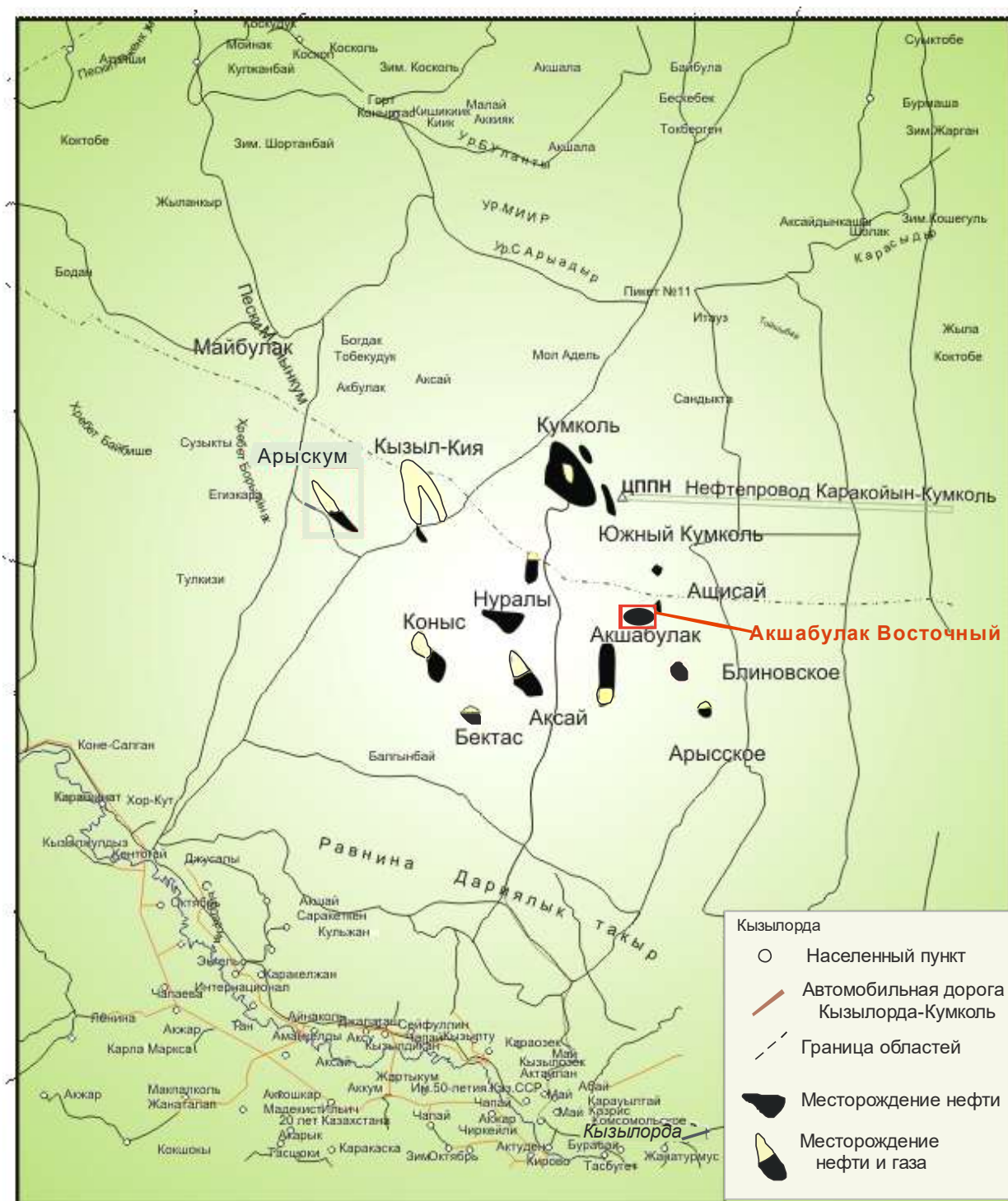


Рисунок 1.1 - Обзорная карта

1.2 Целевое назначение работы

Нефтяное месторождение Акшабулак Восточный приурочено к одноименной структуре в непосредственной близости от разрабатываемого месторождения Акшабулак Центральный. Месторождение выявлено в 1987г Турланской геофизической экспедицией и открыто в 1989г по результатам бурения скважины №2, когда из отложений юры (первоначально выделенный горизонт Ю-III) был получен первый фонтанный приток нефти.

Недропользователями месторождения являются ТОО «СП «Казгермунай» (далее – КГМ), имеющее Дополнение №7 от 19.05.2023г к Контракту №39 от 09.11.1993г, со сроком действия до 1 марта 2034г и горный отвод в пределах блока XXIX-39-Е (частично) площадью 5,88 кв.кв. глубиной до кристаллического фундамента, а также ТОО «Саутс Ойл» (далее – СО), имеющее Дополнение №21 от 02.05.2025г к Контракту №668 от 10.05.2001г со сроком действия до 2037г и горный отвод в пределах блока XXIX-39-Е (частично) площадью 2,96 кв.км. глубиной минус 1970м.

По данным результатов бурения, в 2001г компанией ТОО «Недра-Инжиниринг» был впервые проведен первый оперативный подсчет запасов (по состоянию изученности на 02.01.2001г) [16] в радиусе скважины №2 (Протокол ГКЗ №88-01-II от 03.04.2001г).

В 2002г на базе подсчитанных запасов УВ институтом ЗАО «НИПИнефтегаз» составлен «Проект пробной эксплуатации ...» (Протокол ЦКР РК №22 от 29.04.2003г) [17], согласно которому месторождение вступило в стадию пробной эксплуатации с 01.05.2003г единственной скважиной №2. Кроме того, в 2004-2005гг были пробурены оценочно-эксплуатационные скважины №№33 и 34.

В 2022г был выполнен и утвержден ГКЗ РК отчет «Прирост запасов нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Восточный» по результатам бурения оценочной скважины №70. Прирост геологических и извлекаемых запасов по горизонту Ю-III составил 39 тыс.т и 23 тыс.т соответственно.

В 2023г был утвержден проектный документ «ДПР...» (Протокол заседания ЦКРР РК №42/11 от 24.08.2023г) с утверждением технологических показателей по 3 рекомендуемому варианту:

по ТОО «СП «Казгермунай» до 31.12.2029 г.;

по ТОО «САУТС-ОЙЛ» до 10.05.2026 г.

В 2025г был выполнен и утвержден ЦКРР РК «Анализ разработки месторождения Акшабулак Восточный» (Протокол ЦКРР РК №63/7 от 19.06.2025г), в рамках которого были скорректированы прогнозные технологические показатели разработки на 2025-2027гг.

В 2026г ГКЗ РК утвержден «Пересчет запасов...», в рамках которого увеличены извлекаемые запасы нефти по горизонту Ю-III объекта I за счет увеличения КИН, а также увеличены геологические и извлекаемые запасы горизонта Ю-0-1 возвратного объекта за счет перевода запасов из категории С2 в С1.

Выполнение настоящего проектного документа обусловлено необходимостью обоснования рациональной системы разработки с учетом текущего состояния и утвержденных изменений геологического строения, а также утверждения прогнозных технологических показателей разработки в соответствии с рекомендуемыми проектными решениями.

В работе использованы фактические материалы, предоставленные инженерно-геологическими службами недропользователей. Авторы выражают благодарность специалистам ТОО «СП «Казгермунай» за сотрудничество при выполнении настоящего отчета.

1.3 Технологические показатели

Выбор расчетных вариантов разработки производился с учетом методических рекомендаций регламента, исходя из геологического строения залежи и гидродинамической характеристики пластовых систем, изученных посредством разведочного и эксплуатационного бурения.

В связи с тем, что месторождение находится на завершающей стадии, почти все извлекаемые запасы нефти выработаны, а продуктивная площадь полностью разбурена, рассмотрены в основном мероприятия по переводу скважин между объектами и бурение 1 скважины на основной I объект.

С целью обоснования рациональной системы разработки и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки.

I вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей на сегодня системы разработки месторождения. В пределах контрактной территории «Казгермунай» разработка I эксплуатационного объекта будет продолжаться фондом из 5 скважин, в эксплуатации на II и возвратном объектах будут находиться по одной скважине №34 и №39 соответственно. Разработка контрактной территории «Саутс Ойл» по I объекту будет вестись 4 добывающими скважинами, реализация ППД посредством 2 нагнетательных скважин.

II вариант (рекомендуемый) дополнительно к проектным решениям 1 варианта предполагает по контрактной территории «Казгермунай» ввод из бурения в 2026г скважины №71 на I объект. По контрактной территории «Саутс Ойл» предусмотрен ввод в эксплуатацию из наблюдательного фонда скважины №21 в 2026г.

В таблице 1.3.1 представлена адресная программа геолого-технических мероприятий согласно рекомендуемому 2 варианту разработки.

Таблица 1.3.1 – Адресная программа ГТМ. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ скв	Год	Объект	Вид ГТМ	Дебит нефти, т/сут
71	2026	I-КГМ	Ввод из бурения	14,0
21	2026	I-СО	Ввод из наблюдательного фонда	1,9
39	2026	Возв.	Ввод из наблюдательного фонда	6,3

Прогнозные технологические показатели разработки месторождения представлены в таблицах 1.3.2-1.3.5

Таблица 1.3.2 - Характеристика основного фонда скважин. КГМ объект. Вариант I

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	9	0	0	1	23,0	0	0	0	0	0	7	7	0	8,0	146,7	0,0
2027	0	0	0	9	0	0	0	23,0	0	0	0	0	0	7	7	0	5,9	145,1	0,0
2028	0	0	0	9	0	0	0	23,0	0	0	1	1	0	6	6	0	4,6	143,2	0,0
2029	0	0	0	9	0	0	0	23,0	0	0	1	1	0	5	5	0	4,6	136,2	0,0
2030	0	0	0	9	0	0	0	23,0	0	0	1	1	0	4	4	0	4,9	127,7	0,0
2031	0	0	0	9	0	0	0	23,0	0	0	0	0	0	4	4	0	4,3	121,8	0,0
2032	0	0	0	9	0	0	0	23,0	0	0	0	0	0	4	4	0	3,8	121,8	0,0
2033	0	0	0	9	0	0	0	23,0	0	0	0	0	0	4	4	0	3,6	121,8	0,0
2034	0	0	0	9	0	0	0	23,0	0	0	0	0	0	4	4	0	3,4	121,8	0,0
2035	0	0	0	9	0	0	0	23,0	0	0	0	0	0	4	4	0	2,8	121,8	0,0
2036	0	0	0	9	0	0	0	23,0	0	0	0	0	0	4	4	0	2,4	121,8	0,0

Таблица 1.3.3 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. КГМ объект. Вариант I

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		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³		ГФ, м³/т
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная	
2026	18,7	1,7	16,1	1 014,4	91,2	0,508	341,4	341,4	3 533,7	3 533,7	94,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,149	52,515	61,5
2027	14,1	1,3	14,4	1 028,5	92,5	0,515	344,5	344,5	3 878,2	3 878,2	95,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,861	53,375	61,2
2028	10,3	0,9	12,4	1 038,8	93,4	0,520	321,5	321,5	4 199,7	4 199,7	96,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,631	54,006	61,0
2029	8,9	0,8	12,1	1 047,7	94,2	0,525	261,0	261,0	4 460,7	4 460,7	96,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,541	54,547	60,9
2030	7,6	0,7	11,8	1 055,3	94,9	0,529	198,1	198,1	4 658,9	4 658,9	96,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,461	55,009	60,8
2031	5,9	0,5	10,4	1 061,2	95,4	0,532	168,9	168,9	4 827,7	4 827,7	96,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,357	55,366	60,5
2032	5,3	0,5	10,4	1 066,5	95,9	0,534	168,9	168,9	4 996,6	4 996,6	96,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,321	55,687	60,5
2033	5,0	0,5	11,0	1 071,5	96,4	0,537	168,9	168,9	5 165,5	5 165,5	97,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,304	55,990	60,6
2034	4,7	0,4	11,6	1 076,2	96,8	0,539	168,9	168,9	5 334,3	5 334,3	97,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,284	56,274	60,7
2035	3,9	0,4	11,0	1 080,1	97,1	0,541	168,9	168,9	5 503,2	5 503,2	97,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,238	56,512	60,5
2036	3,3	0,3	10,4	1 083,4	97,4	0,543	168,9	168,9	5 672,1	5 672,1	98,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,200	56,712	60,4

Таблица 1.3.4 - Характеристика основного фонда скважин. КГМ объект. Вариант II

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	10	0	0	1	25,2	0	0	0	0	0	8	8	0	8,4	141,0	0,0
2027	0	0	0	10	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	8	8	0	6,7	133,5	0,0
2028	0	0	0	10	0	0	0	25,2	0	0	1	1	0	7	7	0	5,4	130,8	0,0
2029	0	0	0	10	0	0	0	25,2	0	0	1	1	0	6	6	0	5,4	123,0	0,0
2030	0	0	0	10	0	0	0	25,2	0	0	1	1	0	5	5	0	5,5	113,5	0,0
2031	0	0	0	10	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	5	5	0	4,9	107,4	0,0
2032	0	0	0	10	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	5	5	0	4,3	107,4	0,0
2033	0	0	0	10	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	5	5	0	4,0	107,4	0,0
2034	0	0	0	10	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	5	5	0	3,7	107,4	0,0
2035	0	0	0	10	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	5	5	0	3,1	107,4	0,0
2036	0	0	0	10	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	5	5	0	2,7	107,4	0,0
2037	0	0	0	10	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	5	5	0	2,3	107,4	0,0

Таблица 1.3.5 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. КГМ объект. Вариант II

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		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³		ГФ, м³/т
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная	
2026	20,7	1,9	17,8	1 016,5	91,4	0,509	348,7	348,7	3 541,0	3 541,0	94,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,278	52,644	61,6
2027	18,1	1,6	19,0	1 034,6	93,0	0,518	361,0	361,0	3 902,0	3 902,0	95,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,116	53,760	61,6
2028	14,1	1,3	18,2	1 048,7	94,3	0,525	338,9	338,9	4 240,9	4 240,9	95,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,866	54,626	61,5
2029	12,2	1,1	19,2	1 060,8	95,4	0,531	278,4	278,4	4 519,2	4 519,2	95,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,748	55,374	61,4
2030	10,5	0,9	20,5	1 071,3	96,3	0,537	215,4	215,4	4 734,7	4 734,7	95,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,643	56,016	61,4
2031	8,4	0,8	20,7	1 079,8	97,1	0,541	186,2	186,2	4 920,9	4 920,9	95,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,516	56,533	61,2
2032	7,5	0,7	23,3	1 087,3	97,8	0,545	186,2	186,2	5 107,1	5 107,1	96,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,460	56,993	61,2
2033	7,0	0,6	28,1	1 094,2	98,4	0,548	186,2	186,2	5 293,3	5 293,3	96,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,426	57,419	61,2
2034	6,4	0,6	35,9	1 100,6	99,0	0,551	186,2	186,2	5 479,5	5 479,5	96,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,391	57,810	61,3
2035	5,4	0,5	47,7	1 106,0	99,5	0,554	186,2	186,2	5 665,7	5 665,7	97,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,332	58,142	61,2
2036	4,6	0,4	77,7	1 110,7	99,9	0,556	186,2	186,2	5 851,9	5 851,9	97,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,282	58,425	61,1
2037	3,9	0,4	100,0	1 114,6	100,2	0,558	186,2	186,2	6 038,1	6 038,1	97,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,240	58,665	61,0

1.4 Конструкция скважин

На месторождении Акшабулак Восточный в рамках проекта «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Восточный» по I варианту разработки предусматривается бурение одной вертикальной эксплуатационной скважины №71, а также одной оценочной скважины №72, на контрактной территории АО «Казгермунай» проектной глубиной 2100м.

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

С учетом горно-геологических условий, глубин залегания продуктивных горизонтов, на которые закладываются проектные скважины №71, рекомендуется следующая конструкция на месторождении Акшабулак Восточный:

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-СС-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-СС-1 до устья.

Эксплуатационная колонна Ø168,3мм спускается на глубину 2100м 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 эксплуатационной скважины №71 и резервной скважины №73 (таблица 1.4.1).

Таблица 1.4.1 - Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №71 и резервной скважины №73

п/п №	Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Высота подъема цемента, (м)
		долото	колонна		
1	2	3	4	5	6
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	2100	До устья

По оценочной скважине рекомендуется следующая конструкция для скважины №72.

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-СС-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-СС-1 до устья.

Эксплуатационная колонна Ø168,3мм спускается на глубину 2100м 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 оценочной скважины №72 (таблица 1.4.2).

Таблица 1.4.2 - Рекомендуемая конструкция для оценочной скважины №72

п/п №	Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Высота подъема цемента, (м)
		долото	колонна		
1	2	3	4	5	6
1	Направление	-	2300,0	3	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	2100	До устья

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

Комплекс ПВО обеспечивает проведение следующих работ:

герметизацию скважины, включающую закрывание-открывание плашек (уплотнителя) без давления и под давлением;

спуск-подъем колонны бурильных труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений, расхаживание труб, подвеску колонны труб на плашки и удержание ее в скважине плашками при выбросе;

циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодействия на забой и его дегазацию;

Выбор буровой установки

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн на глубину до 2100м., и быть достаточно высокой транспортабельностью и монтаже способной.

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 Восточный.

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

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 1.4.3 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной эксплуатационной скважины №71 и резервной скважины №73, с проектной глубиной 2100м

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	34,24
В том числе, бурение	24,95
крепление	9,29
Испытание	8,5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	49,74

Таблица 1.4.4 – Расчет продолжительности бурения для оценочной скважины №72, с проектной глубиной 2100м

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	5
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	34,24
В том числе, бурение	24,95
крепление	9,29
Испытание	8,5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	49,74

Рекомендации по улучшению качества цементирования:

Крепление скважин обсадными колоннами должно производиться в соответствии с «Инструкцией по креплению нефтяных и газовых скважин», М. 1975г и с «Инструкцией по испытанию нефтяных и газовых скважин на герметичность», Астана, 2005г.

Очень важную роль играет при строительстве скважин – это крепление скважины.

Как показывает опыт крепления скважин на месторождении Акшабулак Восточный, повысить качество разобщения пластов можно применением комплекса мероприятий технического характера и усовершенствованием технологии цементирования, а не изысканием «универсальных» способов цементирования.

Для качественного цементирования, далее обеспечения герметичности обсадной колонны и цементного кольца за колонной нужно следовать нижеследующим рекомендациям:

перед цементированием довести параметры бурового раствора до проектного (или же согласно ГТН) и промыть скважину в 2 цикла;

предоставить буровую результаты лабораторных анализов для цементирования данных скважин и сертификат соответствия качества тампонажного материала;

при этом должны учитываться сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора, его реологическая характеристика, седиментационная устойчивость, водоотдача, совместимость и взаимосвязь буровых и тампонажных растворов, режим движения буровых и тампонажных растворов в заколонном пространстве, объем закачиваемого тампонажного раствора, время его контакта со стенкой скважины и другие свойства;

режим расхаживания колонны в процессе цементирования;

максимальное применение скребков, центрирующих фонарей, турбулизаторов и т.д. в соответствии с результатами геофизических исследований;

качество и количество буферной жидкости (не менее 200м за колонной);

при цементировании использовать буферную жидкость на полимерной основе и предусмотреть возможности применения цементирование двумя порциями. Первая порция с

плотностью цементного раствора 1,89 г/см³ с забоя до перекрытия продуктивной толщи и вторая порция, облегченная с плотностью 1,50-1,60 г/см³, высота подъема цемента до устья;

Качество цементирования обсадных колонн в общем хорошее, несмотря на некоторое снижения процента хорошего сцепления по сравнению с предыдущими годами. Практически выполнены требования по креплению скважин. Нижняя продуктивная часть пласта зацементирована при плотности 1,89 г/см³, верхняя часть при плотности 1,50 г/см³. Продуктивные интервалы скважин имеют хорошее сцепление цемента с колонной и породой.

Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном полимерном растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355) репрессия на пласт не должна превышать 10-15% пластового давления. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин на месторождении Акшабулак Восточный.

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

- прихватаопасность;
- поглощения бурового раствора в продуктивной толще с потерей циркуляции;
- нефтегазопроявления;
- сальникообразования;
- кавернообразования.

Так как продуктивные пласты вскрываются совместно с отложениями нижнего мела и верхней юры, в разрезе которых содержится до 50 % высококоллоидальных глин, а также, учитывая высокую глинистость самих продуктивных пластов (до 25 %), при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, поглощению бурового раствора, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин и может приводить к увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);

для наибольшего сохранения коллекторских свойств и недопущения закупорки пласта в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;

при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах необходимо использовать кислоторастворимый, временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного гранулометрического состава) во избежание загрязнения коллектора;

так как во флюидах продуктивных пластов содержатся H₂S и CO₂, то необходимо вводить поглотители или нейтрализаторы их.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части его) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 3 - 4 мЗ.

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

Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых в каждом конкретном случае определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия продуктивных пластов.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.

Скважину рекомендуется тщательно подготовить к перфорации и последующему спуску подземного оборудования, а именно, при необходимости, подбурить цементный стакан до нужной глубины, а эксплуатационную колонну прорайбировать и проскрепировать для удаления со стенок цементной и глинистой корок и ржавчины. Скважину тщательно промыть технической водой. Сменить техническую воду на перфорационную жидкость расчетной плотности создающей необходимое противодействие на пласт.

Для качественного вторичного вскрытия пластов рекомендуется применять кумулятивные перфораторы с зарядами, создающими каналы большой протяженности, выходящие за пределы закольматированной в процессе бурения призабойной зоны пласта.

Перфораторы рекомендуется спускать на каротажном кабеле и производить привязку к интервалу перфорации по записи гамма-каротажа (ГК) и локатора муфт (ЛМ). После подъема перфораторов спустить в скважину колонну 73 мм насосно-компрессорных труб (НКТ) с воронкой на конце. Подвеску НКТ установить на 15 м выше верхней границы интервала перфорации. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой и обвязать с наземными коммуникациями. Для создания депрессии на пласт произвести замену перфорационной жидкости на техническую воду. При отсутствии притока произвести снижение уровня в скважине свабированием или закачкой азота. При получении фонтанного притока провести геофизические исследования методом установившихся отборов на трех режимах (через штуцеры Ø 5 мм, 7 мм и 9 мм) и запись кривой восстановления давления электронным манометром "Микон-107".

При получении слабого притока провести исследование методом прослеживания уровня, поднять подземное оборудование и спустить компоновку для глубинно-насосной эксплуатации скважины.

Вышеизложенные конструкции 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.

1.5 Сведение о производственном процессе

Текущее состояние системы сбора и промысловой подготовки продукции

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

Описание существующей системы сбора ТОО «СП «Казгермунай»

По состоянию на 01.01.2026 г фонд действующих добывающих скважин месторождения Акшабулак Восточный составляет 7 ед. №34, 39, 33, 42, 70, 02, 44. Скважина №40 находится в наблюдательном фонде, скважина №43 в консервации.

Технология промыслового сбора и транспорта скважинной продукции на месторождении Акшабулак Восточный осуществляется следующим образом: продукция добывающих скважин по выкидным трубопроводам из стекловолоконного материала Ø114х7 мм, проложенным в подземном исполнении, поступает на автоматизированные замерные установки типа АГЗУ-4 «ОЗНА»-массомер 400-14 и АГЗУ-101 (ГУ-1) «ОЗНА»-массомер 1500-14.

В таблице 1.5.1 представлены характеристики выкидных линий добывающих скважин месторождения Акшабулак Восточный.

Таблица 1.5.1 - Технические характеристики т выкидных линий добывающих скважин месторождения Акшабулак Восточный

Марка АГЗУ	№ АГЗУ	№ скважин	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	Протяженность трубопровода, м	Материальное исполнение трубопровода
«ОЗНА»-массомер 1500-14	101	34	114х7	7023	Стекловолоkn.
		39	114х7	8800	Стекловолоkn.
		33	114х7	7650	Стекловолоkn.
ОЗНА-Массомер 400-14	4	42	114х7	5775	Стекловолоkn.
		70	114х7	690	Стекловолоkn.
		02	114х7	1040	Стекловолоkn.
		44*	114х7	1404	Стекловолоkn.

*Скважина №44 подключена к АГЗУ-4 через выкидную линии скважины Акш №483.

После замера газожидкостная смесь с АГЗУ-1, расположенная на ГУ-1 (на момент составления отчета ГУ-1 находится в консервации) по сборному коллектору Ø219*6 мм протяженностью 3700 км поступает на ЦППН Акшабулак, где далее происходит разделение смеси и подготовка нефти. Далее газ совместно с газом Акшабулак Ц. направляется на УПГ-1/2, нефть подготавливается на ЦППН.

Принципиальная схема системы сбора месторождения Акшабулак Восточный представлена на Рисунке 1.5.2.

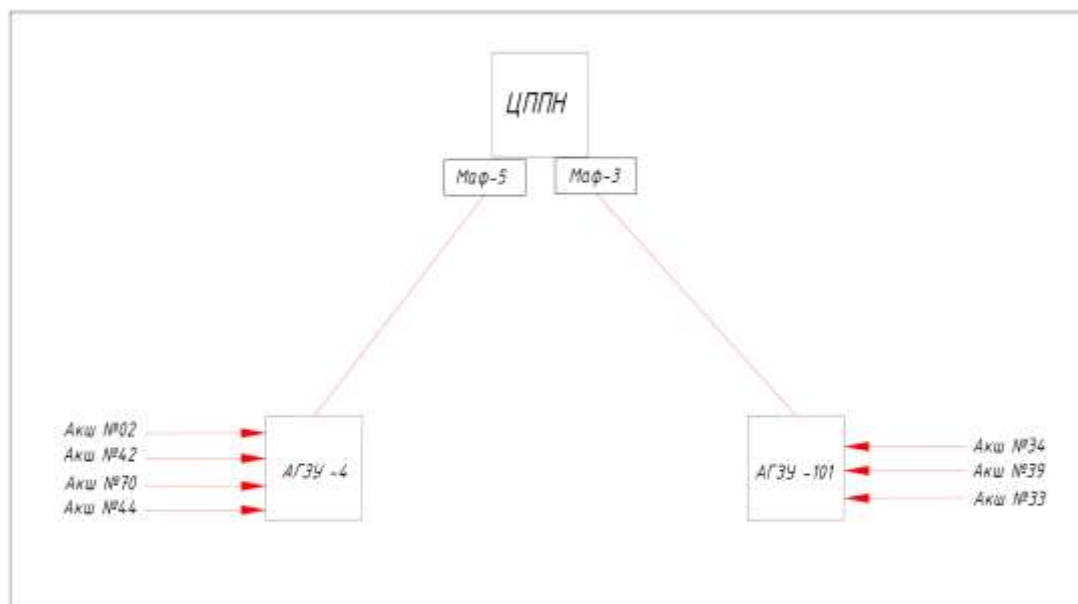


Рисунок 1.5.2 - Принципиальная схема движения газожидкостной смеси месторождения Акшабулак Восточный (во время консервации ГУ-1)

Согласно рекомендуемому варианту разработки, в 2026 году по контрактной территории «Казгермунай» планируется бурение добывающей скважины №71. Для обустройства данной скважины необходимо предусмотреть прокладку стекловолоконной выкидной линии размером Ø114х7 и дальнейшим подключением к существующему АГЗУ.

Описание технологического процесса подготовки газа на УПГ-1/2

Подготовка газа осуществляется на УПГ-1/2. Сырой газ поступает с ЦППН месторождения Акшабулак Центральный на УПГ-1/2 двумя потоками низкого и высокого давления, а также от узла регулирования, к которому подсоединены все потоки сырого газа по отдельным газопроводам от ГУ-1, УПН и Аксай(ЦПС). Распределение потоков сырого газа происходит на самом узле регулирования.

Газ низкого давления компримируется, охлаждается в воздушном холодильнике и поступает в сепаратор низкого давления, где отделяется от газожидкостной смеси. Отделившийся от газожидкостной смеси газ поступает в сепаратор деэтанизатора, компримируется и смешивается с потоком поступающего газа высокого давления.

Общий поток поступает на компрессорные установки, компримируется, затем охлаждается в воздушных холодильниках. Этот процесс состоит из двух ступеней. После охладителя II ступени поток подается в сепаратор сброса воды через рекуперативный теплообменник с регистрацией температуры потока на входе и выходе. Через рекуперативный теплообменник и пропановый охладитель поток газа поступает в низкотемпературный сепаратор, где происходит разделение легкой и тяжелой фракций углеводородов.

Отделившийся сухой газ подается через рекуперативный теплообменник в компрессор III ступени, и после охлаждения подается в магистральный газопровод. Очищенный сухой газ подается потребителям национального оператора АО НК «QazaqGaz».

Отделившаяся газожидкостная смесь подается в сепаратор деэтанизатора, а затем в колонну деэтанизатора, где методом ректификации происходит разделение легкокипящего компонента (С2) от тяжелых (С3, С4, С5+выс). Отделившиеся легкие фракции из сепаратора и верха колонны деэтанизатора подаются в рекуперативный теплообменник, откуда нагретый газ поступает в рециркуляционный компрессор и далее компрессором III ступени в магистральный газопровод.

Отделившиеся тяжелые компоненты газа (C3, C4, C5+выс) подаются в колонну дебутанизации, где методом ректификации происходит разделение компонентов пропано-бутановой составляющей (C3, C4) из конденсата. Из верха колонны поток пропано-бутановой составляющей поступает в пропановый охладитель, далее в сепаратор дебутанизатора, после чего насосами перекачивается в охладитель. Охлажденный товарный сжиженный газ направляется на хранение для дальнейшей реализации.

Отделившаяся газожидкостная смесь с низа колонны поступает на ребойлер, далее на охладитель, после чего направляется насосами на ЦППН для дальнейшей переработки.

Поскольку температура газа после каждой стадии охлаждения находится ниже температуры его гидратообразования, перед теплообменниками предусмотрен ввод 80%-ного раствора моноэтиленгликоля.

Принципиальная схема УПГ-1/2 отображена на Рисунке 1.5.3-1.5.4.

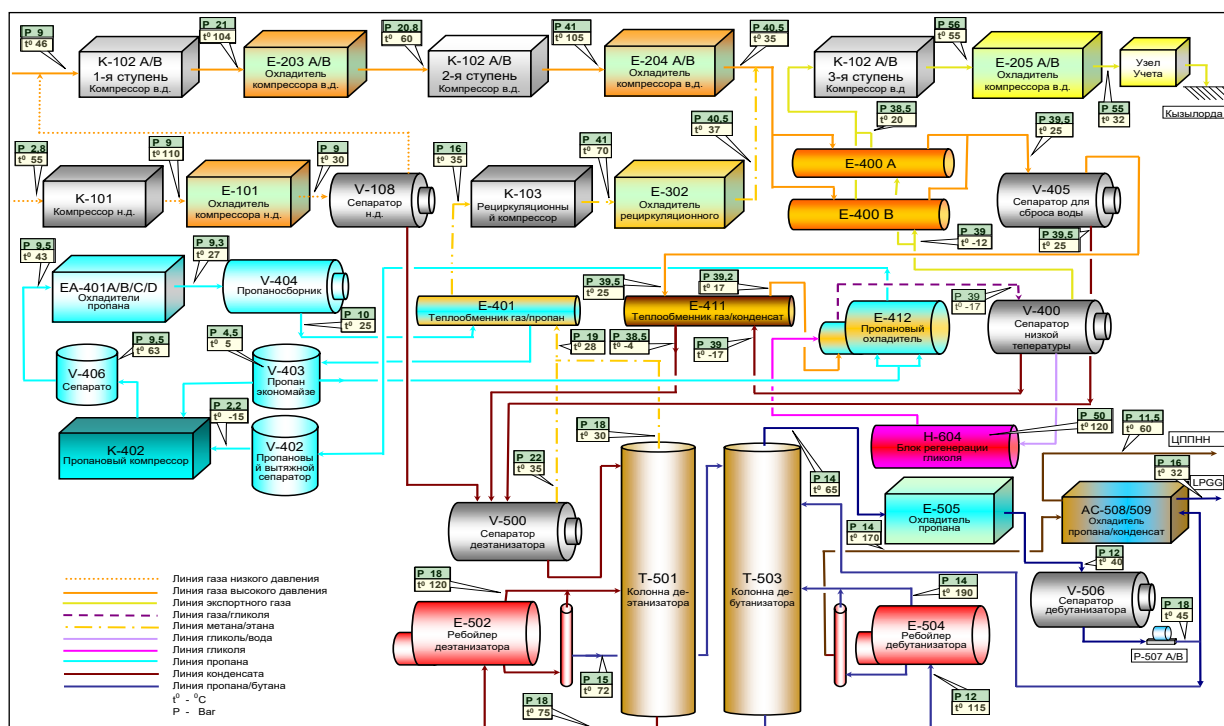


Рисунок 1.5.3 - Принципиальная схема УПГ-1

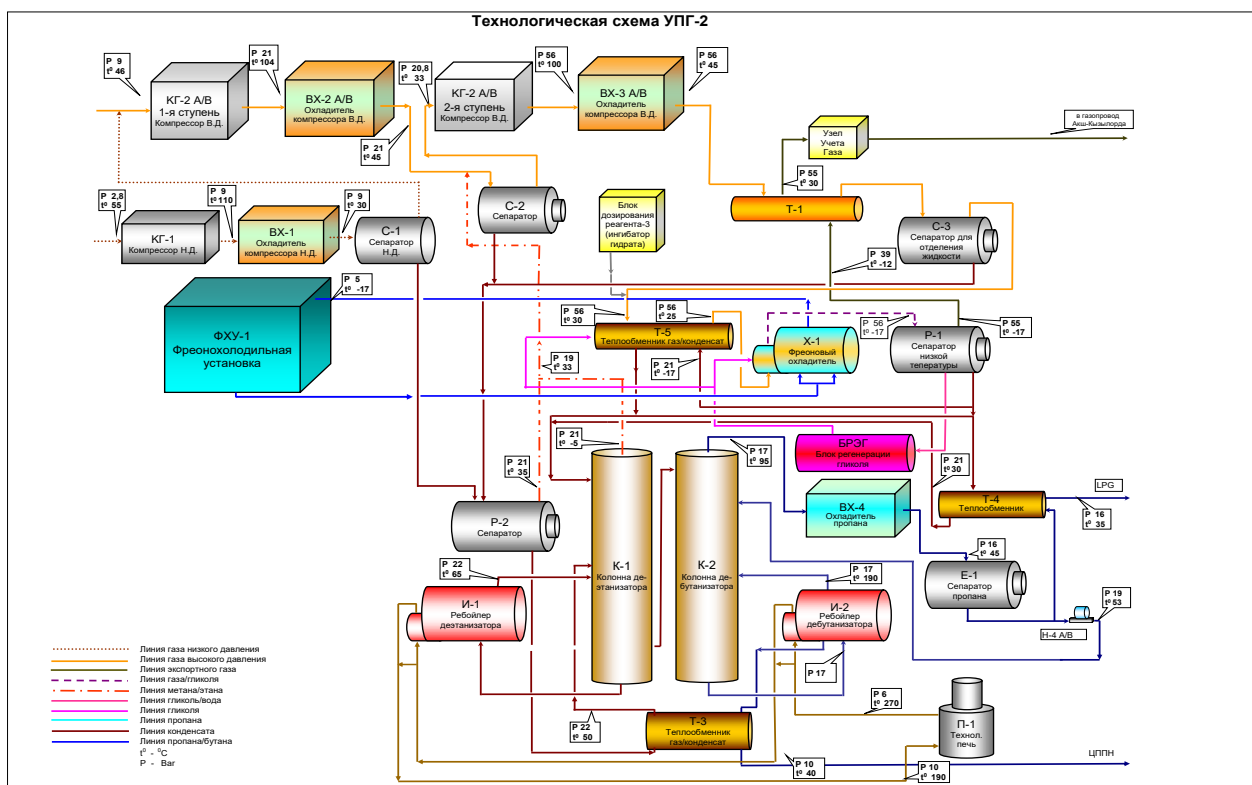


Рисунок 1.5.4 - Принципиальная схема УПГ-2

Норматив технологических потерь нефти и газа

Норматив технологических потерь нефти при добыче, сборе, подготовке и транспортировке месторождения Акшабулак Восточный составляет – 0,0967 %, норматив технологических потерь газа при добыче, сборе, подготовке и транспортировке месторождения Акшабулак Восточный составляет – 0,05 %.

Технологические потери нефти и газа — это (предельный) объем потерь нефти и газа, обусловленный технологическими процессами добычи, подготовки, переработки и транспортировки при современном уровне техники и технологии и при полном соблюдении действующих требований нормативных технических документов, документов по стандартизации, и иных правил и инструкций.

Описание существующей системы подготовки продукции ЦППН Акшабулак

Поток нефтегазовой жидкости из АГЗУ -101 з через АГЗУ ОЗНА Массомер SK-0101 поступает на УПСВ в трехфазный сепаратор первой ступени V-3101.

В трехфазном сепараторе первой ступени V-3101, происходит разделение газожидкостной смеси на газ, нефть, пластовую воду. Перед трехфазным сепаратором с установки дозирования хим. реагента ТА-7101, для улучшения процесса водоотделения производится подача деэмульгатора. Дренаж водонефтяной жидкости из трехфазного сепаратора первой ступени V-3101, производится в одну из дренажных емкостей ЕП-63, ЕП-75. Откачка из дренажных емкостей осуществляется погружными насосами по трубопроводу Ø219х8 мм в отстойники воды ОВ-1/2 установки подготовки пластовой воды (УППВ). Перед отстойниками воды ОВ-1/2 (УППВ) технологическая линия сточной воды разветвляется, и по трубопроводу Ø219х8 мм основная часть сточной воды направляется в резервуары временного хранения сточной воды на УПСВ (РВС-1/2 2000 м3).

Часть газа из трехфазного сепаратора первой ступени V-3101, направляется на узел регулирования откуда подается на вход компрессоров высокого давления ЦПиТГ (цех подготовки и транспортировки газа), который установлен в месте подключения газопроводов от ЦППН к ЦПиТГ.

Далее нефтегазовая жидкость из трехфазного сепаратора первой ступени V-3101 проходит через теплообменник E-3102, где нагревается до температуры 70°C и поступает в трехфазный сепаратор второй ступени V-3102. Из трехфазного сепаратора второй ступени V-3102 вода сбрасывается в одну из дренажных ёмкостей: ЕП-63, ЕП-75, разделенный газ со второй ступени сепарации через узел регулирования газа подается на вход компрессоров низкого давления ЦПиТГ. Из трехфазного сепаратора второй ступени V-3102 нефть поступает в дегазатор V-3120, где происходит окончательное отделение газа от нефти и через трансферные насосы (P-3120 А,В,С) перекачивается на резервуары РВС-5000.

Добытая нефтегазовая жидкость с АГЗУ-4 по нефтепроводу жидкость поступает в манифольд 5". Весь поток жидкости, поступивший по манифольду 5" на ЦППН, сначала поступает в трехфазный сепаратор высокого давления первой ступени V-3111.

Отделившаяся в сепараторе первой ступени V-3111 нефть, проходит через теплообменник E-3112, где нагревается до температуры 65-70°C, после чего сначала поступает в трехфазный сепаратор второй ступени V-3112 объёмом, а затем в дегазатор V-3120 в котором происходит окончательное отделение газа от нефти. Пластовая вода из сепаратора второй ступени V-3112 сбрасывается в дренажную ёмкость ЕП-63 или ЕП-75, для дальнейшей перекачки на УППВ или УПСВ. Перед перекачкой в поток воды предварительно вводится ингибитором коррозии.

Разделенный газ со второй ступени сепарации V-3112 через узел регулирования газа подается на вход компрессоров низкого давления ЦПиТГ.

В технологической схеме для замера дебита скважин напрямую с манифольда 5" и АГЗУ ОЗНА Массомер SK-0101, предусмотрена возможность подключения на сепаратор V-3101.

Нефтяной поток, поступившие на ЦППН по манифольду 5" и АГЗУ ОЗНА Массомер SK-0101, в дегазаторе V-3120 объединяются.

Газ после дегазатора V-3120 отводится в осушитель, в котором происходит отделение тяжелых фракций, которые затем поступают в буферную ёмкость объемом 4 м³. После осушителя, газ давлением 0,01-0,04 МПа поступает на газовые компрессоры C-3120 NBIC, в которых производится повышение давления до 0,3 МПа подается на линию газа низкого давления и перекачивается на ЦПиТГ.

Нефть после дегазатора V-3120 дожимными насосами P-3120A/B/C (один резервный) откачивается в резервуарный парк Т-3201/03/04/05/06/07/08/09 объемом каждого резервуара -5000 м³. Из резервуарного парка, товарная нефть откачивается подпорными насосами P-3202A/B и P-101A/B/C/D/E, которые обеспечивают подачу товарной нефти на вход экспортных насосов P-3201A/B и P-201A/B/C.

После экспортных насосов P-201A/B/C и P-3201A/B установлены камеры запуска очистных устройств V-3303 и V-3305, которые предназначены для запуска очистных устройств в МН «Акшабулак-Кумколь» 219,1x7 мм. В конечной точке МН установлены камеры приема очистного устройства V-3304/06.

Нефтяной поток после замера в узле учета Z-3201A/B, перекачивается по МН Акшабулак-Кумколь, на узел сдачи товарной нефти м. Кумколь, где установлены камера приёма очистных устройств, теплообменник и бустерные насосы P-3320 А,В,С. Для контроля качества сдаваемой товарной нефти на обеих линиях магистрального нефтепровода имеются автоматические пробоотборники нефти.

Принципиальная схема ЦППН Акшабулак отображена на Рисунке 1.5.5.

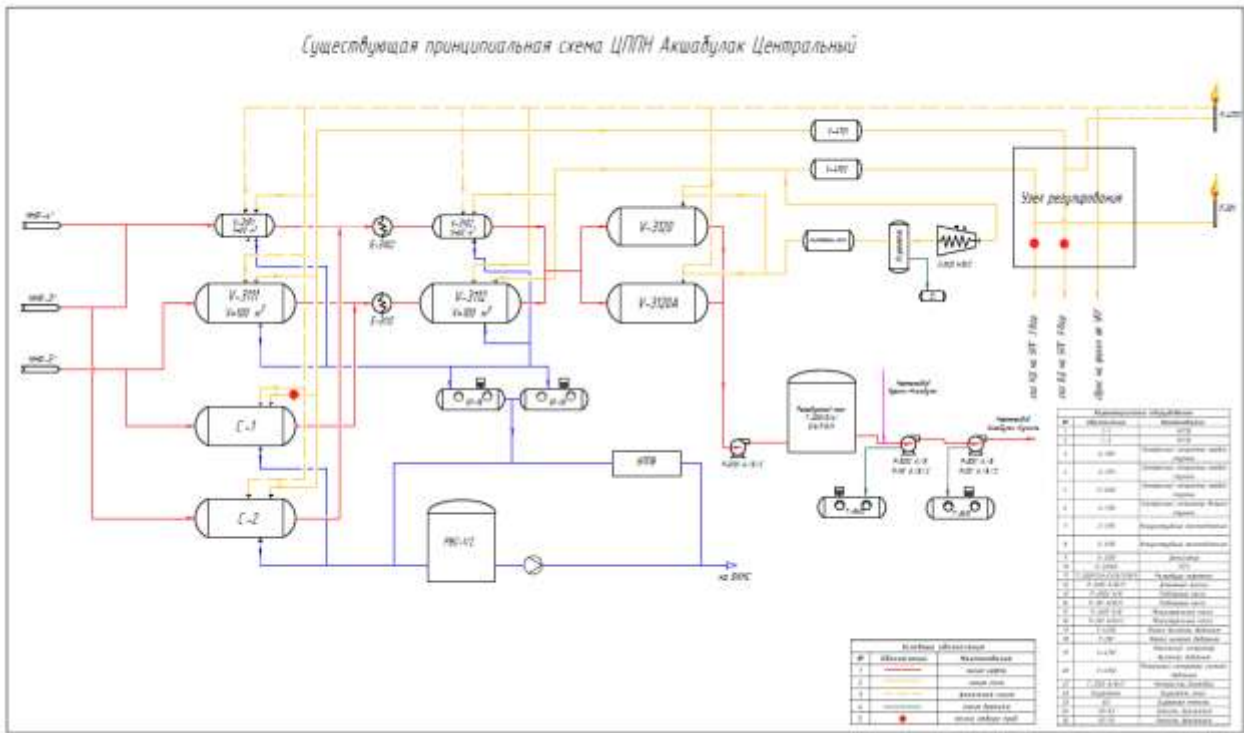


Рисунок 1.5.5 - Существующая принципиальная схема ЦППН Акшабулак Центральный

Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа**ТОО «СП Казгермунай»**

В настоящее время утилизация сырого газа на месторождении Акшабулак Восточный ведется согласно «Программе развития переработки сырого газа месторождений ТОО «СП Казгермунай» на период с 2025-2027 гг», утвержденной Министерством энергетики РК (Протокол №11/3 от 25.07.2025г).

Согласно Программе, весь объем добытого газа транспортируется на подготовку на УПГ-1/2, откуда очищенный сухой газ подается потребителям национального оператора АО НК «QazaqGaz», сжиженный газ подается на терминал хранения и налива СУГ и далее реализовывается автогазовозами, а отделившийся нестабильный газовый конденсат направляется на ЦППН для дальнейшей переработки.

Технологически неизбежное сжигание газа на месторождении Акшабулак Восточный не предусмотрено.

Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Восточный по ТОО «СП «Казгермунай» приведен в Таблице 1.5.6 и 1.5.7.

Таблица 1.5.6 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Восточный по ТОО «СП «Казгермунай» (вариант-1)

№ п/п	Наименование	Объем газа, млн. м³										
		годы										
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	Объем добычи газа (V ₁)	1,149	0,861	0,631	0,541	0,461	0,357	0,321	0,304	0,284	0,284	0,284
2	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Таблица 1.5.7 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Восточный по ТОО «СП «Казгермунай» (рекомендуемый вариант 2)

№ п/п	Наименование	Объем газа, млн. м³											
		годы											
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Объем добычи газа (V ₁)	1,278	1,116	0,866	0,748	0,643	0,516	0,460	0,426	0,391	0,332	0,282	0,240
2	Объем сырого газа на собственные технологические нужды (V ₁)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Требования и рекомендации к системе ППД, качеству закачиваемого агента

ТОО «СП Казгермунай»

Согласно проектному решению настоящего проектного документа внедрение системы ППД на месторождении Акшабулак Восточный не предусматривается.

2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Природно-климатические условия

Месторождение Акшабулак Восточный находится в Сырдарьинском 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.

Метеорологические характеристики по району расположения промплощадок ТОО СП «Казгермунай» выданы органами РГП «Казгидромет» Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК по метеостанции.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики представлены по данным наблюдений на МС Кызылорда.

Таблица 0.1.1 - Общая климатическая характеристика

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 0.1.2 - Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С:

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

Таблица 0.1.3 - Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/сек:

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 0.1.4 - Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:

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



Рисунок 0.1.5 – Роза ветров

2.2 Современное состояние окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета

Месторождение Акшабулак Восточный находится в Сырдарьинском 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.

2.3 Современное состояние атмосферного воздуха

При проведении фоновых исследований на структуре современное состояние всех составляющих окружающей среды оценивалось на основе результатов полевых исследований проведенных в 2025 г.

Производственный контроль воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности. Это, как правило, точки на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) или ближайшей жилой зоны, или территории, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха: зоны санитарной охраны курортов, крупные санатории, дома отдыха, зоны отдыха городов.

Отчет по производственному экологическому контролю на месторождении Акшабулак Восточный 2025 г. проводился специалистами ТОО «Сыр-Арал сараптама» по программе мониторинга, утвержденной государственными контролирующими органами.

Целью мониторинга атмосферного воздуха являлось получение информации о содержании загрязняющих веществ в атмосфере, на границе СЗЗ.

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за I-IV кварталы 2025 г. представлены в таблице 2.3.1.

Таблица 0.3.1 - Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2025г.

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
СЗЗ 1, Акшабулак Восточный (45;65)	Азота диоксид	0,2	0,003107	0,003107	0,00311	0,00313	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00396	0,00395	0,00391	0,00394	не превышает
	Сажа	0,15	0,002891	0,002891	0,00281	0,00283	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,001439	0,00143	0,00147	0,00148	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00513	0,00512	0,00518	0,00519	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,0012	0,0014	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	5	4	2	3	не превышает
	Углеводороды C ₆ -	60	7	6	3	5	не превышает

	С ₁₀						
СЗЗ 2, Акшабулак Восточный (45;65)	Азота диоксид	0,2	0,00312	0,00311	0,00315	0,00316	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00394	0,00393	0,00391	0,00394	не превышает
	Сажа	0,15	0,002891	0,002891	0,00286	0,00288	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00145	0,001458	0,00144	0,00145	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,0051	0,005	0,00514	0,00515	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0017	0,0016	0,0013	0,0016	не превышает
	Углеводороды С ₁ - С ₅	50	5.5	5	5	6	не превышает
	Углеводороды С ₆ - С ₁₀	60	7.2	7	7	8	не превышает
СЗЗ 3, Акшабулак Восточный (45;65)	Азота диоксид	0,2	0,00326	0,00315	0,00318	0,00319	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,039	0,038	0,0037	0,0036	не превышает
	Сажа	0,15	0,00285	0,00284	0,00212	0,00214	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00142	0,00141	0,00144	0,00145	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00518	0,00517	0,00513	0,00515	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,0016	0,0018	не превышает
	Углеводороды С ₁ - С ₅	50	5.3	5.2	2	4	не превышает
	Углеводороды С ₆ - С ₁₀	60	7	6	5	6	не превышает
СЗЗ 4, Акшабулак Восточный (45;65)	Азота диоксид	0,2	0,00322	0,00321	0,00326	0,00327	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00359	0,00358	0,00346	0,00348	не превышает
	Сажа	0,15	0,00281	0,0028	0,00277	0,00278	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,001439	0,00143	0,00142	0,00144	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00514	0,00513	0,00512	0,00515	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,0016	0,0018	не превышает
	Углеводороды С ₁ - С ₅	50	3	2	2	3	не превышает
	Углеводороды С ₆ - С ₁₀	60	7	6	5	5	не превышает

Вывод: Анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны месторождения Акшабулак Восточный показал, что максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам незначительны, находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м.р.), установленных для населенных мест.

2.4 Поверхностные и подземные воды

Гидрографическая сеть в районе месторождения Акшабулак Восточный 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.

Согласно письму №02-11/97 от 17.02.2023г., выданное Арало-Сырдарьинской бассейновой инспекцией сообщает что водные объекты, водоохранные зоны, полосы, расположенные вблизи участка месторождение Акшабулак Восточное, и режимы их хозяйственного использования не установлены.

Гидрогеологические условия подземных вод района расположения месторождения

Водоносный горизонт современных эоловых отложений развит на большей части территории и приурочен к песчаному массиву Арысум. Водоносный горизонт располагается на глубине 10-20 м. Мощность отложений – 4-20 м. Практического значения для водоснабжения данный водоносный горизонт не имеет из-за слабой водообильности и низкого качества воды.

Верхнечетвертичные аллювиальные отложения развиты очень слабо на крайнем юго-западе района. Представлены они разнородными песками с подчиненными прослоями глин, суглинков и супесей. Этот водоносный горизонт располагается на глубине от 6 до 15 м. Мощность их - до 7-10 м. Дебиты водопунктов не превышают 0,2-0,5 л/с. Воды используются для водопоя скота.

Водоносный комплекс объединенных четвертичных отложений в пределах района имеет ограниченное распространение, приурочен к аллювиальным, пролювиальным и озерным отложениям. В ряду мелких впадин они встречаются на глубине от 1 до 11 м. В силу глинистости отложений они слабо водообильны. Воды этого горизонта используются для водопоя скота.

Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений распространен в юго-западной части рассматриваемой территории и приурочен к песчаному массиву Арысум. Подземные воды этого горизонта вскрываются на глубинах 3,8-14,5 м. Мощность водоносного горизонта – от 8-12 до 25-32 м. Практического значения данный водоносный горизонт не имеет из-за слабой водообильности.

Для питьевого водоснабжения и водоснабжения отгонного животноводства широко используются *воды сенонских отложений верхнего мела*. Наибольшая глубина залегания подземных вод этого горизонта (20-40 м) приурочена к водораздельным участкам долин и плато. На склонах долин и саев она уменьшается до 1-5 м.

Для технического водоснабжения предприятий перспективны водоносные горизонты туронских отложений и верхнеальб-сеноманских отложений.

Кровля водоносного горизонта туронских отложений погружается с северо-востока на юго-запад от 50 до 400 и более метров (месторождение Акшабулак). Общая мощность с глубиной увеличивается от 80 до 240 м. Дебиты скважин на самоизливе достигали 3,3-

22,2 л/с. Водовмещающими породами являются прослойки мелкозернистых песков, залегающих среди глин.

Водоносный горизонт верхнеальб-сеноманских отложений вскрыт на глубинах 170-780 м на территории м/р Акшабулак. Воды высоконапорные. Дебиты скважин – 5,2- 24,5 л/с.

Подземные воды верхнеплиоцен-четвертичного горизонта являются спорадическими и первым горизонтом от поверхности земли. Техногенного загрязнения подземных вод потенциальными очагами загрязнения не происходит в виду соблюдения предприятием экологических норм при эксплуатации выше указанных объектов. Экологическое состояние подземных вод верхнеплиоцен-четвертичных отложений оценивается как удовлетворительное.

2.5 Почвенный покров

Месторождение Акшабулак Восточный 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.

2.6 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 (эфемеры и эфемероиды), реже – длительно вегетирующие многолетники. Наземные объекты месторождений размещаются на территории, которая характеризуется достаточно разнообразным растительным покровом.

Ландшафтными растениями месторождения Акшабулак Восточный, 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, жужгун безлистный, песчаная акация, саксаул персидский (белый) – элементы песчаной саванны.

Для бугристо-грядовых песков характерны кустарниково-полынно-ранговые и полынно-эфемеровые 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.

На рассматриваемой территории не наблюдается растения, занесенные в Красную книгу.

2.7 Животный мир

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

В глинистой полынно-боялычевой пустыне с участками такыров и глинистых обнажений наиболее многочисленны серый и малый жаворонки. Обычны: каменка-плясунья, пустынная каменка, двупятнистый и рогатый жаворонки, желчная овсянка, чернобрюхий и белобрюхий рябки, сажка, 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.

Согласно письму №03 - 05/204-Н от 28.02.2023г. в адрес ТОО СП «КГМ» и письму № 02-15/191-Н от 23.02.2023г в адрес ТОО «СО», выданное Кызылординской областной инспекцией лесного хозяйства и животного мира на рассматриваемой территории месторождения Акшабулак Восточный, сообщает об отсутствии особо охраняемых природных территорий по указанным координатам и о том, что могут встречаться степные птицы, занесенные в Красную книгу РК, а также то, что они являются путями миграции животных-антилоп, на которых запрещена охота.

При реализации проекта разработки месторождения Акшабулак Восточный будет разработан план мероприятий по снижению воздействия в окружающую среду, который обеспечивает безопасность обитания животного мира в сезонный период.

3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИЙ

3.1. Социально-экономические условия района

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

Месторождение Акшабулак Восточный находится в Сырдарьинском 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 января 2026г. составила 846,1 тыс. человек, в том числе 399,3 тыс. человек (47%) - городских, 446,8 тыс. человек (53%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-сентябре 2025г. составил 11908 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 14275 человека).

За январь-декабрь 2025г. число родившихся составило 16641 человека (на 11,3% меньше, чем в январе-декабре 2024г.), число умерших составило 4733 человек (на 5,5% больше, чем в январе-декабре 2024г.).

Сальдо миграции отрицательное и составило - 11877 человек (в январе-декабре 2024г. – -9870 человек), в том числе во внешней миграции – положительное сальдо 36 человек (28), во внутренней – - 11913 человек (-9898).

Таблица 0.1.1 - Численность населения Республики Казахстан по областям, городам и районам на 1 января 2025г.

	Все население	В том числе:							
		мужчины	женщины	городское население	в том числе:		сельское население	в том числе:	
					мужчины	женщины		мужчины	женщины
Кызылординская	845 879	426 192	419 687	399 102	196 235	202 867	446 777	229 957	216 820
Кызылорда г.а.	365 840	179 906	185 934	322 819	158 195	164 624	43 021	21 711	21 310
Байконыр г.а.	31 562	15 285	16 277	31 562	15 285	16 277	-	-	-
Аральский район	78 682	40 536	38 146	37 359	18 978	18 381	41 323	21 558	19 765
Жалагашский район	35 674	18 533	17 141	-	-	-	35 674	18 533	17 141
Жанакорганский район	81 294	41 923	39 371	-	-	-	81 294	41 923	39 371
Казалинский район	78 782	40 201	38 581	7 362	3 777	3 585	71 420	36 424	34 996
Кармакшинский район	50 847	26 143	24 704	-	-	-	50 847	26 143	24 704
Сырдарьинский район	37 556	19 554	18 002	-	-	-	37 556	19 554	18 002
Чиилийский район	85 642	44 111	41 531	-	-	-	85 642	44 111	41 531

Отраслевая статистика.

Объем промышленного производства в январе 2026г. составил 72496 млн. тенге в действующих ценах, что составило 96,5% по сравнению с январем 2025 года.

В горнодобывающей промышленности объем производства снизился на 13,8%, в обрабатывающей промышленности отмечен рост на 5,5%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом увеличение на 36,3%, в водоснабжении; водоотведение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений рост на 1,8%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе 2026 года составил 5980,0 млн.тенге, или 103,5 % к январю 2025г.

Объем грузооборота в январе 2026г. составил 2594,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) или 114,2% к январю 2025г.

Объем пассажирооборота – 220,5 млн. пкм или 106,3% к январю 2025г.

Объем выполненных строительных работ (услуг) в январе 2026 года составил 6243 млн. тенге, или 111,3% к соответствующему месяцу 2025 года.

Общая площадь введенного в эксплуатацию жилья в январе 2026 года увеличилась по сравнению с январем прошлого года на 10,8% и составила 83,6 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 16,4% (39,1 тыс. кв.м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе 2026 года составил 49794 млн. тенге, или 102,2% к соответствующему месяцу прошлого года.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 февраля 2026г. составило 11572 единиц, в том числе 11211 единиц с численностью работников менее 100 человек. По сравнению с соответствующей датой предыдущего года наблюдается уменьшение зарегистрированных юридических лиц на 0,8%. Количество действующих юридических лиц составило 10393 единиц, среди которых 10032 единиц – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 9005 единиц, и по сравнению с соответствующей датой предыдущего года уменьшилось на 0,5%.

Таблица 0.1.2 - Индексы промышленного производства по основным видам экономической деятельности в Кызылординской области за 2025г

	Промышленность- всего	В том числе			
		горнодобывающая промышленность и разработка карьеров	обрабатывающая промышленность	снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом	водоснабжение; водоотведение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений
Кызылординская область	96,5	86,2	105,5	136,3	101,8
Кызылорда г.а	87,7	90,5	87,2	87,7	103,9
Байконур г.а	118,4	-	100,0	118,8	-
Аральский	81,3	61,5	83,8	116,6	100,8
Жалагашский	143,5	178,4	100,0	71,1	103,9
Жанакорганский	101,8	80,1	143,3	71,7	98,6
Казалинский	100,0	100,0	100,1	108,5	92,2
Кармакшинский	97,9	100,0	100,0	85,9	90,6
Сырдарьинский	98,9	83,4	99,3	7 611,2	106,5
Шиелийский	94,2	103,4	86,9	87,7	91,2

Труд и доходы

Численность безработных в IV квартале 2025г. составила 15,7 тыс. человек. Уровень безработицы составил 4,5% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 февраля 2026г. составила 15554 человек или 4,4% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), во III квартале 2025г. составила 353237 тенге, прирост к соответствующему периоду 2024г. составил 8,6%.

Индекс реальной заработной платы во III квартале 2025г. составил 98,0%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в II квартале 2025г. составили 175511 тенге, что на 11,8% выше, чем в II квартале 2024г., темп роста реальных денежных доходов за указанный период - 101,3%.

Таблица 0.1.3 - Занятое население на основной работе по видам экономической деятельности и статусу занятости по районам Кызылординской области за 2025г.

	Всего			В том числе					
	оба пола	в том числе		наемные работники			другие категории занятого населения		
		мужчин ы	женщин ы	оба пола	в том числе		оба пола	в том числе	
					мужчин ы	женщин ы		мужчин ы	женщин ы
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
Байконыр г.а.	14 568	7 063	7 505	12 148	6 160	5 988	2 420	903	1 517
Аральский район	28 169	15 425	12 744	14 889	7 646	7 243	13 280	7 779	5 501
Жалагашский район	14 108	7 782	6 326	9 450	5 085	4 365	4 658	2 697	1 961
Жанакорганский район	30 119	17 401	12 718	16 985	8 853	8 132	13 134	8 548	4 586
Казалинский район	32 788	17 148	15 640	16 050	7 838	8 212	16 738	9 310	7 428
Кармакшинский район	21 567	11 917	9 650	11 161	6 083	5 078	10 406	5 834	4 572
Сырдарьинский район	15 199	8 679	6 520	9 722	5 010	4 712	5 477	3 669	1 808
Чиилийский район	34 668	19 388	15 280	17 668	10 397	7 271	17 000	8 991	8 009

Экономика

Объем валового регионального продукта за 9 месяцев 2025г. составил в текущих ценах 2236,5 млрд. тенге. По сравнению с соответствующим периодом 2024г. реальный ВРП увеличился на 2,6%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 39,6%, услуг – 55,6%.

Индекс потребительских цен в январе 2026г. по сравнению с декабрем 2025г. составил 100,9%.

Цены на продовольственные товары выросли на 1,0%, непродовольственные товары – на 1,0%, платные услуги для населения – на 0,8%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в январе 2026г. по сравнению с декабрем 2025г. снизились на 0,8%.

Объем розничной торговли в январе 2026г. составил 34206,3 млн. тенге, или на 1,6% больше соответствующего периода 2025г.

Объем оптовой торговли в январе 2026г. составил 21417,6 млн. тенге, или 100,5% к соответствующему периоду 2025г.

По предварительным данным в январе-декабре 2025г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 296,4 млн. долларов США и по сравнению с январем-декабром 2024г. увеличилась на 11,7%, в том числе экспорт 237,6 млн. долларов США (на 20,6% больше), импорт 58,9 млн. долларов США (на 13,9% 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 Проект Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Восточный» расположенный в Кызылординской области Республики Казахстан.

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 экономическим и 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 связи с тем, что месторождение находится на завершающей стадии, почти все извлекаемые запасы нефти выработаны, а продуктивная площадь полностью разбурена, рассмотрены в основном мероприятия по переводу скважин между объектами и бурение 1 скважины на основной I объект.

С целью обоснования рациональной системы разработки и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки.

Вариант 1 является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей на сегодня системы разработки месторождения. В пределах контрактной территории «Казгермунай» разработка I эксплуатационного объекта будет продолжаться фондом из 5 скважин, в эксплуатации на II и возвратном объектах будут находиться по одной скважине №34 и №39 соответственно. Разработка контрактной территории «Саутс Ойл» по I объекту будет вестись 4 добывающими скважинами, реализация ППД посредством 2 нагнетательных скважин.

Вариант 2 (рекомендуемый) дополнительно к проектным решениям 1 варианта предполагает по контрактной территории «Казгермунай» ввод из бурения в 2026г скважины №71 на I объект. По контрактной территории «Саутс Ойл» предусмотрен ввод в эксплуатацию из наблюдательного фонда скважины №21 в 2026г.

В таблице 4.1.1 представлена адресная программа геолого-технических мероприятий согласно рекомендуемому 2 варианту разработки.

Таблица 4.1.1 – Адресная программа ГТМ. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ скв	Год	Объект	Вид ГТМ	Дебит нефти, т/сут
71	2026	I-КГМ	Ввод из бурения	14,0
21	2026	I-СО	Ввод из наблюдательного фонда	1,9
39	2026	Возв.	Ввод из наблюдательного фонда	6,3

СТАЦИОНАРНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

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

При строительстве новых скважин используется буровая установка ZJ-30. Далее при разработке технического проекта на строительство скважин возможно марка буровой установки изменится.

При реализации данного проекта по первому варианту предусматривается бурение 1 вертикальной эксплуатационной скважины №71 в 2026 году, резервной скважины №73, а также оценочной скважины №72 (2027г).

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении оценочной скважины №72 являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, Электрогенератор с дизельным приводом;

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002, расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров и экскаваторов;
- Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками;
- Источник №6004, расчет выбросов неорганической пыли при работе автосамосвала;
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При строительстве (при бурении и креплении) скважины:

Организованные источники:

- Источник №0002-01, Электрогенератор с дизельным приводом;
- Источник №0003-01, Буровой насос с дизельным приводом;
- Источник №0004-01, Силовая установка с дизельным приводом;
- Источник №0005-01, Осветительная мачта с дизельным приводом;
- Источник №0006, Цементирующий агрегат.

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, Резервуар для дизельного топлива;
- Источник №6006, Сварочный пост.

При освоении скважины:

Организованные источники:

- Источник №0007, Буровая установка «УПА-60/80»;
- Источник №0008, Факельная установка.

Неорганизованные источники:

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

В целом по площади Акшабулак Восточный выявлено: при строительно-монтажных работах 6 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 1, неорганизованных – 5, при бурении скважин - 7 стационарных источников загрязнения, из

них организованных - 5, неорганизованных - 2; при освоении скважин - 5 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 2, неорганизованных - 3.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении вертикальной эксплуатационной скважины №71 являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, Электрогенератор с дизельным приводом;

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002, расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров и экскаваторов;
- Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками;
- Источник №6004, расчет выбросов неорганической пыли при работе автосамосвала;
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При строительстве (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 №0007, Буровая установка «УПА-60/80»;

Неорганизованные источники:

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

В целом по площади Акшабулак Восточный выявлено: при строительно-монтажных работах 6 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 1, неорганизованных - 5, при бурении скважин - 7 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 5, неорганизованных - 2; при освоении скважин - 4 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 1, неорганизованных - 3.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении резервной скважины № 73 являются:

При СМР:

Организованные источники:

- Источник №0001, Электрогенератор с дизельным приводом;

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002, расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров и экскаваторов;

- Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками;
- Источник №6004, расчет выбросов неорганической пыли при работе автосамосвала;
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

При строительстве (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 №0007, Буровая установка «УПА-60/80»;

Неорганизованные источники:

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

В целом по площади Акшабулак Восточный выявлено: при строительно-монтажных работах 6 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 1, неорганизованных – 5, при бурении скважин - 7 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 5, неорганизованных - 2; при освоении скважин - 4 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 1, неорганизованных – 3.

Технологический процесс при эксплуатации месторождения Акшабулак Восточный по всем вариантам разработки происходит одинаково.

Согласно технологической схеме источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения ТОО «СП Казгермунай» являются:

Организованные источники:

- Источник №0001, Подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9 (ГУ-1);
- Источник №0002, Печь подогрева нефти ПП-0,63 (ГУ-1);
- Источник №0003, Факел УФМГ-150 ХЛ (ГУ-1) V7;
- Источник №0004, Дренажная емкость, Е-101 (ГУ-1);

Примечание: организованные источники при эксплуатации месторождении используются при утилизации газа.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, Тех-блок ГУ-1;
- Источник №6002, Утечки из ЗРА и ФС;
- Источник №6003-6009 Скважины.

	2026г – по 7 скважин;
	2027г – по 7 скважин;
	2028г – по 6 скважин;
По 1 варианту	2029г – по 5 скважин;
	2030г – по 4 скважин;

2031г – по 4 скважин;
 2032г – по 4 скважин;
 2033г – по 4 скважин;
 2034г – по 4 скважин;
 2035г – по 4 скважин.

- Источник №6003-6010 Скважины.

По 2 варианту

2026г – по 8 скважин;
 2027г – по 8 скважин;
 2028г – по 7 скважин;
 2029г – по 6 скважин;
 2030г – по 5 скважин;
 2031г – по 5 скважин;
 2032г – по 5 скважин;
 2033г – по 5 скважин;
 2034г – по 5 скважин;
 2035г – по 5 скважин.

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 12 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 4, неорганизованных - 8. (По первому варианту)

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 13 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 4, неорганизованных - 8. (По второму варианту)

Предварительные расчеты выбросов вредных веществ при реализации проекта по базового варианта разработки

Ниже приведены сводные таблицы выбросов вредных веществ при строительстве оценочной скважины №72, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,06051	0,00767	0,19175
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00192	0,00017	0,17
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	1,93929595	8,23341778	205,835444
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	2,352061	10,33165	172,194167
0328	Углерод		0,15	0,05		3	0,35456163334	1,37639519	27,5279037
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,73990780867	3,13649049	62,7298098
0333	Сероводород		0,008			2	0,00031197	0,00003592	0,00449
0337	Углерод оксид		5	3		4	2,27861466666	8,13410185	2,71136728
0410	Метан (727*)				50		0,012304325	0,0090363	0,00018073
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,23202367	0,27885603	0,00557712
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,07205	0,316572	31,6572
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,07205	0,316572	31,6572
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,0007	0,0001	0,002

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/		1			4	0,83136906	3,17879709	3,17879709
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0,15	0,05		3	0,36093	0,031175	0,6235
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,009078	0,0059845	0,059845
2930	Пыль абразивная				0,04		0,027	0,0039	0,0975
	В С Е Г О :						10,34468808	35,3609241	538,6467317

Таблица 0.1.2 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения ТОО СП «Казгермунайгаз» за 2026-2035гг по 1 варианту

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Итого на 10 лет
		2026-2028гг		2029г		2030-2035гг		2026-2035г
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,006681	0,21051235	0,006681	0,21045235	0,006681	0,21033235	2,1707935
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,78133	55,8414586	1,78082	55,8256586	1,77982	55,7940786	575,918236
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00529	0,04291777	0,00529	0,04291777	0,00529	0,04291777	0,4820777
0602	Бензол (64)	0,0000646	0,000422	0,0000646	0,000422	0,0000646	0,000422	0,004866
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000203	0,00026529	0,0000203	0,00026529	0,0000203	0,00026529	0,0028559
0621	Метилбензол (349)	0,0000406	0,0001326	0,0000406	0,0001326	0,0000406	0,0001326	0,001732
	В С Е Г О :	1,7934265	56,095709	1,7929165	56,079849	1,7919165	56,048149	578,580565

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

Ниже приведены сводные таблицы выбросов вредных веществ при строительстве вертикальной эксплуатационной скважины №71 и резервный №73 а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,06051	0,00767	0,19175
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00192	0,00017	0,17
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	1,86547	8,1792	204,48
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	2,352061	10,33165	172,194167
0328	Углерод		0,15	0,05		3	0,35456163334	1,37639519	27,5279037
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,73990780867	3,13649049	62,7298098
0333	Сероводород		0,008			2	0,00031197	0,00003592	0,00449
0337	Углерод оксид		5	3		4	1,78644166666	7,77265	2,59088333
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,23202367	0,27885603	0,00557712
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,07205	0,316572	31,6572
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,07205	0,316572	31,6572
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,0007	0,0001	0,002
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/		1			4	0,83136906	3,17879709	3,17879709
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0,15	0,05		3	0,36093	0,031175	0,6235
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,009078	0,0059845	0,059845
2930	Пыль абразивная				0,04		0,027	0,0039	0,0975
	В С Е Г О :						9,717167509	34,900073	536,447719

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас ности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,06051	0,00767	0,19175
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00192	0,00017	0,17
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	1,86547	8,1792	204,48
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	2,352061	10,33165	172,194167
0328	Углерод		0,15	0,05		3	0,35456163334	1,37639519	27,5279037
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,73990780867	3,13649049	62,7298098
0333	Сероводород		0,008			2	0,00031197	0,00003592	0,00449
0337	Углерод оксид		5	3		4	1,78644166666	7,77265	2,59088333
0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)				50		1,23202367	0,27885603	0,00557712
1301	Проп-2-ен-1-аль		0,03	0,01		2	0,07205	0,316572	31,6572
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,07205	0,316572	31,6572
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,0007	0,0001	0,002
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/		1			4	0,83136906	3,17879709	3,17879709
2907	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0,15	0,05		3	0,36093	0,031175	0,6235
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,009078	0,0059845	0,059845
2930	Пыль абразивная				0,04		0,027	0,0039	0,0975
	В С Е Г О :						9,717167509	34,900073	536,447719

Таблица 0.1.3 - Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения ТОО СП «Казгермунайгаз» за 2026-2035гг по 2 варианту

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Итого на 10 лет
		2026-2027гг		2028г		2029г		2030-2035гг		2026-2035г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,006681	0,21057235	0,006681	0,21051235	0,006681	0,21045235	0,006681	0,21039235	2,1712935
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,78183	55,8572486	1,78133	55,8414586	1,78082	55,8256586	1,78032	55,8098686	576,048556
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00529	0,04291777	0,00529	0,04291777	0,00529	0,04291777	0,01427	0,32636777	2,2366577
0602	Бензол (64)	0,0000646	0,000422	0,0000646	0,000422	0,0000646	0,000422	0,0000646	0,000422	0,004866
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0000203	0,00026529	0,0000203	0,00026529	0,0000203	0,00026529	0,0000203	0,00026529	0,0028559
0621	Метилбензол (349)	0,0000406	0,0001326	0,0000406	0,0001326	0,0000406	0,0001326	0,0000406	0,0001326	0,001732
	В С Е Г О :	1,7939365	56,111559	1,7934265	56,095709	1,7929165	56,079849	1,8013965	56,347449	580,465965

Ориентировочная качественная и количественная оценка выбросов в атмосферу загрязняющих веществ

По проведенным предварительным расчетным данным при разработке месторождения Акшабулак Восточный стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух будет ориентировочно выбрасываться следующее количество загрязняющих веществ по рассматриваемым вариантам:

по I варианту:

при эксплуатации месторождения ТОО СП «Казгермунайгаз» за 2026-2035гг по 1 варианту составляет в целом **578,580565** т/год.

по II варианту:

при эксплуатации месторождения ТОО СП «Казгермунайгаз» за 2026-2035гг по 2 варианту составляет **580,465965** т/год.

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».

На основании проведенной инвентаризации источников выбросов были выявлены все источники загрязняющих веществ, находящихся на территории промышленной площадки, перечень вредных веществ, содержащихся в них и объемы выбросов. Моделирование рассеивания указанных вредных веществ в атмосфере от промплощадки проводилось с помощью ПК «ЭРА» (версия 4.0).

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, принята в расчетах равным 200. В нижеследующей таблице 4.2 приведены метеорологические характеристики, полученные с РГП «Казгидромет».

Таблица 0.2.1 - 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 максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) °С	+37,1°С
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) °С	-7,3°С
Среднее количество осадков за теплый период года	24,9 мм
Среднее количество осадков за холодный период года	80,2 мм
Среднее число дней с пыльными бурями	11 день
Румбы	Среднегодовая
С	12
СВ	25
В	23
ЮВ	5
Ю	6
ЮЗ	7

З	10
СЗ	13
Штиль	35

Приземные концентрации загрязняющих веществ в атмосфере определены при наихудших для рассеивания выбросов метеорологических условиях и максимально возможных выбросах от оборудования.

Для учета выбросов действующих источников месторождения в качестве фоновых приняты усредненные данные результатов мониторинга атмосферного воздуха на границе СЗЗ предприятия согласно отчетам производственного экологического контроля за 2025 года для ТОО СП «Казгермунай».

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 с учетом одновременной работы технологического оборудования при проведении планируемых работ на месторождении Акшабулак Восточный.

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.

Для оценки влияния проводимых буровых работ на состояние атмосферного воздуха математическим моделированием процессов рассеивания загрязняющих веществ определены расстояния до изолинии приземной концентрации составляющей 1,0 ПДК_{м.р.} Расстояния определялись от источников выбросов до рассматриваемых изолиний.

Предварительное обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными правительством РК от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Размер санитарно-защитной зоны для месторождения Акшабулак Восточный составляет 1000м.

4.3 Анализ возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности

В проекте **Отчет о возможных воздействиях** к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Восточный» рассматривается период эксплуатаций на три года с 2026г по 2035г., так как согласно пункту 7, статьи 76 ЭК РК срок действия заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду составляет три года.

С целью обоснования рациональной системы разработки и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки.

I вариант является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей на сегодня системы разработки месторождения. В пределах контрактной территории «Казгермунай» разработка I эксплуатационного объекта будет продолжаться фондом из 5 скважин, в эксплуатации на II и возвратном объектах будут находиться по одной скважине №34 и №39 соответственно. Разработка контрактной территории «Саутс Ойл» по I объекту будет вестись 4 добывающими скважинами, реализация ППД посредством 2 нагнетательных скважин.

II вариант (рекомендуемый) дополнительно к проектным решениям 1 варианта предполагает по контрактной территории «Казгермунай» ввод из бурения в 2026г скважины №71 на I объект. По контрактной территории «Саутс Ойл» предусмотрен ввод в эксплуатацию из наблюдательного фонда скважины №21 в 2026г.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха при аварийных ситуациях:

- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;
- установка перепускных газовых клапанов в устьевой арматуре скважин;
- автоматизация технологического процесса, предупреждающая аварийный ситуации.

Считаем, что принятые проектные решения достаточны для уменьшения вероятности возникновения аварийных ситуаций.

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проведении планируемых работ на месторождении Акшабулак Восточный могут быть:

- пыльные бури,
- штормовой ветер,
- штиль,
- температурная инверсия,
- высокая относительная влажность (выше 70%).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных

метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные выбросы загрязняющих веществ на предприятии, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК.

Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за местами пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- запрещение продувки и чистки оборудования, газоотходов, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу.

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20%.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40%:

- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40-60%, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов.

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- отключение аппаратов и оборудования с законченным циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу, запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения

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.

4.4 Водопотребления и водоотведения

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

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

Персонал будет находиться в вахтовом поселке Акшабулак Центральный, в связи с этим водоотведение будет осуществляться через очистные сооружения вахтового поселка Акшабулак Центральный.

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

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.

Таблица 0.4.1 – Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве оценочной скважины №72

Потребитель	Продолжитель- ность суток	Количество	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
		чел		м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
При бурении 1 скважины							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	47,74	60	0,15	9,00	429,66	9,00	429,66
Всего:					429,66		429,66

Таблица 0.4.2 – Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве скважин №71, 73 (резервный)

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	47,74	60	0,15	9,00	429,66	9,00	429,66
Итого:					429,66		429,66
2 скважин							
Питьевые и хоз-бытовые нужды	95,48	60	0,15	9,00	859,32	9,00	859,32
Итого:					859,32		859,32

Таблица 0.4.3 - Расчет водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2026-2035 гг по 2 рекомендуемому варианту разработки

Потребитель	Продолжительность сутки	Коли- чество чел	Норма потребление, м³	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
2027 год							
Хоз-питьевые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
2028 год							
Хоз-питьевые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
2029 год							
Хоз-питьевые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
2030 год							
Хоз-питьевые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
2031 год							
Хоз-питьевые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
2032 год							
Хоз-питьевые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
2033 год							
Хоз-питьевые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
2034 год							
Хоз-питьевые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
2035 год							
Хоз-питьевые нужды	365	60	0,15	9	3285	9	3285
Итого:				32 850			32 850

Таблица 0.4.4 - Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 2026-2035 гг по 2 рекомендуемому варианту разработки

Производство	Всего	Водопотребление, тыс.м3/сут.						Водоотведение, тыс.м3/сут.				
		На производственные нужды			На хозяйственно-бытовые нужды	Безвозвратное потребление	Всего	Объем сточной воды повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Примечание	
		Свежая вода		Оборотная вода								Повторно используемая вода
		всего	в т.ч. питьевого качества									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Хоз-питьевые нужды	0.009	0.009				0.009		0.009			0.009	

Объем водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 10 лет составляет – 32 850 м³/цикл.

В результате хозяйственной деятельности рабочего персонала, формируются хозяйственно-бытовые стоки. На месторождении накопленные сточные воды отводятся в специальные емкости, по мере накопления далее вывозятся на утилизацию в специализированную организацию (Договор с специализированной организацией определяется путем тендера).

Водоотведение.

Персонал будет находиться в вахтовом поселке Акшабулак Центральный, в связи с этим водоотведение будет осуществляться через очистные сооружения вахтового поселка Акшабулак Центральный.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

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.

4.5 Программа управления отходами

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

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

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

В процессе 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 эксплуатации месторождения;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами являются:

- металлолом;
- коммунальные отходы;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные аккумуляторы.

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

Действующая система управления отходами показывает, что на месторождении Акшабулак Восточный, с целью минимизации образования отходов и снижения их воздействия на окружающую среду реализуются концепция отслеживания, учета объем образующихся и передачи отходов компаниям, занимающихся их переработкой, реализацией, утилизацией и/или дальнейшим обезвреживанием, посредством проведения открытых тендеров среди специализированных сторонних организаций имеющиеся лицензию.

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

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.

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

Промасленная ветошь (15 02 02*) 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.

Отработанные масла (13 02 08*) – образуются после истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества при использовании в транспорте. По мере

накопления отходы будут собираться в контейнеры и транспортироваться согласно договору со специализированной организацией, которая будет определена перед началом работ.

Металлолом

Металлолом транспортных средств

Количество металлолома, образующегося в процессе ремонта транспортных средств, определяется по формуле:

$$N_{\text{л}} = n * \alpha * M,$$

где: $N_{\text{л}}$ – количество лома черных металлов, т/год;

n – количество автотранспортных средств грузовые – 10 ед;

α – коэффициент образования лома:

- грузовой транспорт – 0,016.

M – масса металла на единицу транспорта, т:

- грузового – 4,74.

$$N_{\text{л}} = 10 * 0,016 * 4,74 = 0,7584 \text{ т/год}$$

Коммунальные отходы

Расчет образования КО 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 КО 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 Коммунальных отходов, т/м³.

Таблица 0.5.1 - Образование коммунальных отходов при эксплуатации

№	Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м3/год	Время работы, сут/год	Плотность КО, т/м3	Количество КО, т/год
1	Вахтовый поселок при бурении	60	0,3	365	0,25	4,50
	Итого:					4,50

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, 0,089 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:

$$N = 0,089 + 0,0106 + 0,013 = 0,1126 \text{ т/год}$$

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha,$$

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

α - остаток электрода, 0,015.

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

Таблица 0.5.2 - Виды и количества образующихся отходов при эксплуатации

Вид отхода	Уровень опасности	На 1 год т/год	на 10 год т/год
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126	1,126
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,015
Металлолом	Не опасные отходы	0,7584	7,584
Комунальные отходы	Не опасные отходы	4,50	45
Всего:		5,3725	53,725

Исходные данные для расчета отходов бурения использовались из проекта «Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины №72 на месторождении Акшабулак Восточный проектной глубиной 2100м».

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 6.1.

Таблица 4.5.3 – Объем выбуренной породы при строительстве одной скважины на месторождении Акшабулак Восточный

Интервал	k	π	R^2 , м	V , м ³	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6
0-50	1,19	3,14	0,049395	9,228	-
50-750	1,19-1,17-1,13	3,14	0,024203	61,339	-
750-2100	1,3-1,1-1,07-1	3,14	0,011653	54,083	-
119,151					

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

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

$$V_{\text{ш}} = 124,408 \times 1,2 = 149,289 \text{ м}^3$$

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

Объем отработанного бурового раствора:

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

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

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

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{\text{обр}} = 1,2 \times 1,052 \times 124,408 + 0,5 \times 215 = 264,552 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{сумм}} = 209,69 + 88,0 = 352,552 \text{ м}^3$$

а) Коммунальные отходы

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

Расчёт образования коммунальных отходов производится по формуле:

$$M = n * q * \rho, \text{ т/год},$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

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

ρ – плотность, т/м³.

Таблица 4.5.4 - Образование коммунальных отходов

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, м ³ /год	Время работы, сут.	Плотность, т/м ³	Количество, т/пер.
Вахтовый поселок при строительстве	60	0,3	47,74	0,25	0,5886
Итого:					0,5886

б) 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 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:

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

в) Металлолом

Количество металлолома, образующегося в процессе ремонта транспортных средств, определяется по формуле:

$$N_{\text{л}} = n * \alpha * M,$$

где: $N_{\text{л}}$ – количество лома черных металлов, т/год;

n – количество автотранспортных средств грузовые – 10 ед:

α – коэффициент образования лома:

- грузовой транспорт – 0,016.

M – масса металла на единицу транспорта, т:

- грузового – 4,74.

$$N_{\text{л}} = 10 * 0,016 * 4,74 = 0,7584 \text{ т/год}$$

г) Огарки сварочных электродов

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha,$$

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

α – остаток электрода, 0,015.

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

д) Отработанные масла

Количество отработанного масла производится по формуле:

$$N = (N_b + N_d) * (1 - 0,25);$$

$$N_b = Y_b * H_b * \rho$$

$$N_d = Y_d * H_d * \rho$$

где:

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

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

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

Y_b – расход бензина за год, m^3

Y_d – расход дизельного топлива за год, m^3

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

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

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

Таблица 4.5.5 - Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Расход, тонна	Норма расхода моторного масла, л/л топлива H	Плотность масла, т/м ³	Нормативное количество израсходованного моторного масла N т/пер.	Отработанное масло $M_{отр.мотор.}$ т/пер.
Диз.топливо	418,25	0,032	0,93	12,4471	3,1118
Всего:					3,1118

Таблица 4.5.6 – Лимиты накопления отходов при строительстве скважины № 72

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
		№72 скв
Всего:	-	690,6483
в т.ч. отходов производства	-	688,3411
отходов потребления	-	2,3072
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	261,255
Отработанный буровой раствор	-	423,062
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Отработанные масла	-	3,1118
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	0,5886
Пищевые отходы	-	1,7186
Металлолом	-	0,7584
Огарки сварочных электродов	-	0,0015

4.6 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.

4.7 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;

4.8 Рекультивация земель

Согласно Закона Республики Казахстан «О земле» раздел IV, Глава 17, статья 107 «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.

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

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

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

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

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа. Биологический этап рекультивации включает:

- подбор участков нарушенных земель, удобных по рельефу, размерам и форме, поверхностный слой, который сложен породами, пригодными для биологической рекультивации;
- планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключаящую развитие эрозионных процессов;
- нанесение плодородного слоя почвы на малопригодные породы при подготовке земель под пашню;
- проведение интенсивного мелиоративного воздействия с выращиванием однолетних, многолетних трав.

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 проекта разработки месторождения Акшабулак Восточный выполнена на основе покомпонентной оценки воздействия основных производственных операций, планируемых на участке в процессе реализации проекта.

Комплексная оценка воздействия выполнена для условий штатного режима и условий возникновения возможных аварийных ситуаций.

Территория планируемой деятельности приурочена к чувствительной зоне антропогенных воздействий, в котором небольшие изменения в результате хозяйственной деятельности способны повлечь за собой нежелательные изменения в отдельных компонентах окружающей среды. Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются воздушный бассейн, акватории воды, недра, флора и фауна района, и социальная среда. На основании анализа современной ситуации, принятых проектных решений и их прогнозируемых последствий ниже дается обобщенная схема их воздействия на отдельные среды.

Работы по освоению месторождения являются многоэтапными, затрагивающими различные компоненты окружающей среды. Воздействия на окружающую среду на этапах различных производственных операций различны, в связи с чем, представляется целесообразным рассмотреть их отдельно.

Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются воздушный бассейн, недра, флора и фауна района, социальная среда. На основании анализа современной ситуации, принятых проектных решений и их прогнозируемых последствий ниже дается обобщенная схема их воздействия на отдельные среды.

Таблица 5.0.1 - Основные виды воздействия на окружающую среду при строительстве скважины

№ п/п	Факторы воздействия	Компоненты окружающей среды				
		Атмосфера	Геологическая среда	Фауна	Флора	Птицы
1	Физическое присутствие (шум, вибрации, свет)			✓		✓
2	Работа дизель-генераторов	✓		✓		✓
3	Проходка скважин	✓	✓	✓	✓	
4	Освоение скважин	✓	✓	✓	✓	✓
5	Отходы производства и потребления (в местах утилизации)	✓	✓			

Таким образом, анализ покомпонентного и интегрального воздействия на окружающую среду позволяет заключить, что реализация проекта при условии соблюдения проектных технологических решений не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду. В то же время реализация проекта окажет значительное положительное воздействие на социально-экономическую сферу, приведет к повышению уровня жизни значительной группы населения.

Оценки воздействия на природную окружающую среду в штатной ситуации

В процессе разработки была проведена оценка современного состояния окружающей среды территории по результатам фондовых материалов и натурным исследованием, определены характеристики намечаемой хозяйственной деятельности, выявлены возможные потенциальные воздействия от проектируемых работ.

Согласно «Методики по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» оценивается воздействие на природную среду и социально-экономическую сферу данной намечаемой деятельности.

В связи с тем, что действие многочисленных факторов, воздействующих на природную и, тем более, социально-экономическую среду, невозможно оценить количественно, в

Методике принят полуколичественный (балльный) метод оценки воздействия, позволяющий сопоставить различные по характеру виды воздействий, с дополнительным применением для оценки риска матричного метода.

Виды воздействий

В современной методологии принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- Прямые воздействия;
- Кумулятивные воздействия;

К прямым воздействиям относится воздействие, напрямую связанное с операцией по реализации проекта и являющееся результатом взаимодействия между рабочей операцией и принимающей средой;

Кумулятивное воздействие представляет собой воздействие, возникающее в результате постоянно возрастающих изменений, вызванных прошедшими, настоящими или обоснованно предсказуемыми действиями, сопровождающими реализацию проекта.

Оценка кумулятивных воздействий состоит из 2-х этапов:

- *идентификация (скрининг)* возможных кумулятивных воздействий;
- *оценка кумулятивного воздействия* на компоненты природной среды.

Идентификация возможных кумулятивных воздействий определяется построением простой матрицы, где показаны воздействия на различные компоненты природной среды, которые уже произошли на данной территории и воздействия, которые планируются при осуществлении проекта. Простые матрицы составляются для определения воздействия различных стадий проекта (строительства, эксплуатации и вывода из эксплуатации) на различные элементы окружающей среды. В этой же матрице необходимо определить за счет чего происходит кумулятивное воздействие - за счет возрастания площади воздействия, увеличения времени воздействия или увеличения интенсивности воздействия.

Определение значимости воздействия

$$Q_{\text{интегр}}^i = Q^t \times Q^s \times Q^j$$

где:

$Q_{\text{интегр}}^i$

- комплексный оценочный балл для рассматриваемого воздействия;

Q^t

- балл временного воздействия на i -й компонент природной среды;

Q^s

- балл пространственного воздействия на i -й компонент природной среды;

Q^j

- балл интенсивности воздействия на i -й компонент природной среды.

Для представления результатов оценки воздействия приняты **три** категории **значимости воздействия**:

- **воздействие низкой значимости** имеет место, когда 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;

- **воздействие средней значимости** может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости;

- **воздействие высокой значимости** имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или, когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов.

Таблица 5.0.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении операций

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Локальное (1)	воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды, ограниченные рамками территории (акватории) непосредственного размещения объекта или незначительно превышающими его по площади. Воздействия, оказывающие влияние на площади до 1 км ² . Воздействия, оказывающие влияние на элементарные природно-территориальные комплексы на суше на уровне фаций или урочищ;
Ограниченное (2)	воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды на территории (акватории) площадью до 10 км ² . Воздействия, оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне групп урочищ или местности;
Местное (3)	воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды на территории (акватории) до 100 км ² , оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне ландшафта;
Региональное (4)	воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды в региональном масштабе на территории (акватории) более 100 км ² , оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне ландшафтных округов или провинции
Временной масштаб воздействия	
Кратковременное (1)	воздействие, наблюдаемое ограниченный период времени (например, в ходе строительства, бурения или вывода из эксплуатации), но, как правило, прекращающееся после завершения рабочей операции, продолжительность не превышает 6-х месяцев;
Средней (2)	воздействие, которое проявляется на протяжении 6 месяцев до 1 года;
Продолжительное (3)	воздействие, наблюдаемое продолжительный период времени (более 1 года, но менее 3 лет) и обычно охватывает период строительства запроектированного объекта;
Многолетнее (4)	воздействия, наблюдаемые от 3 лет и более (например, шум от эксплуатации), и которые могут быть периодическими или часто повторяющимися.
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Незначительное (1)	изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
Слабое (2)	изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, Природная среда полностью самовосстанавливается
Умеренное (3)	изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
Сильное (4)	изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям

Таблица 5.0.3 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

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	Незначительная
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средний</u> <u>продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	8	2-8	Низкая
<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

Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха при реализации намечаемой деятельности приведен в таблице 5.0.4.

Таблица 5.0.4 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
при расконсервации скважин				
Выбросы ЗВ в атмосферу от буровых установок	Локальное 1	Воздействие средней продолжительности 2	Умеренное 3	Воздействие низкой значимости 6
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от автотранспорта. Пыление дорог при движении автотранспорта	Ограниченное воздействие 2	Воздействие средней продолжительности 2	Слабое 2	Низкой значимости 8

5.1 Оценка воздействия на подземные и поверхностные воды

Источниками загрязнения подземных вод при строительстве и при эксплуатации нефтяных месторождений могут: 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.

Подземные воды не используются, вследствие чего вероятность истощения таких вод отсутствует. Кроме того, конструкция скважин обеспечивает изоляцию пластов подземных вод с помощью кондукторов спущенных до глубины 80-85 м.

При испытании скважины 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. Техническими проектами на строительство скважин будут предусмотрены применение тампонажных растворов, адаптированных к условиям района проведения работ.

По мере наполнения приемников стоки будут вывозиться согласно по договору.

Таблица 5.1.1 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на подземные воды

Фактор воздействия	Пространственный	Временной	Интенсивность	Комплексная оценка воздействия	
				Баллы	Качественная Оценка
При эксплуатации месторождения	ограниченное (2)	Многолетнее (4)	Умеренное (3)	24	Средняя

5.2 Факторы негативного воздействия на геологическую среду

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 5.2.1 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на геологическую среду

Фактор воздействия	Пространственный	Временной	Интенсивность	Комплексная оценка воздействия	
				Баллы	Качественная Оценка
При эксплуатации месторождения	<u>Ограниченное</u> 2	<u>Многолетнее</u> 4	<u>Умеренное</u> 3	24	Средняя

5.3 Предварительная оценка воздействия на растительно-почвенный покров

В данном проекте приводится характеристика антропогенных факторов (физических и химических) воздействия на почвенный покров и почвы, связанных с реализацией данного проекта.

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.

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.

Таблица 5.3.1 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на почвенно-растительный покров

Фактор воздействия	Пространственный	Временной	Интенсивность	Комплексная оценка Воздействия	
				баллы	качественная оценка
1	2	3	4	5	6
<i>почвенный покров</i>					
При эксплуатации месторождения	Ограниченное (2)	Многолетнее (4)	Слабое (2)	16	средняя
<i>растительность</i>					
При эксплуатации месторождения	Ограниченное (2)	Многолетнее (4)	Слабое (2)	16	средняя

5.4 Факторы 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).

Учитывая, что на территории планируемых работ, большая 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.

Таблица 5.4.1 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на животный мир (при бурении скважин и эксплуатации месторождения)

Фактор воздействия	Пространственный	Временной	Интенсивность	Комплексная оценка Воздействия	
				баллы	качественная оценка
1	2	3	4	5	6
При эксплуатации месторождения	Ограниченно е (2)	Многолетнее (4)	Слабое (2)	16	средняя

5.5 Оценка воздействия на социально-экономическую сферу

Исследуемая территория административно находится в Кызылориндской области. Проводимые работы способствуют:

- Организации современной инфраструктуры;
- Поступлению налогов в местный и республиканский бюджет.

Воздействие реализации проекта на отдельные компоненты социально-экономической сферы сведены в таблицу 5.5.1.

Таблица 5.5.1 – Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу

Категории воздействия, балл			Интегральная оценка, балл	Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		Баллы	Значимость (положительная)
<u>Нулевой</u> 0	<u>Нулевой</u> 0	<u>Нулевая</u> 0	0		Незначительная
<u>Точечный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1	от +1 до +5	Низкая
<u>Локальный</u> 2	<u>Средней продолжительный</u> 2	<u>Слабая</u> 2	6	от +6 до +10	Средняя
<u>Местный</u>	<u>Долговременный</u>	<u>Умеренная</u>	9	от +6 до +10	Средняя

Категории воздействия, балл			Интегральная оценка, балл	Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		Баллы	Значимость (положительная)
3	3	3			
<u>Региональный</u> 4	<u>Продолжительный</u> 4	<u>Значительная</u> 4	12	от +11 до +15	Высокая
<u>Национальный</u> 5	<u>Постоянный</u> 5	<u>Сильная</u> 5	15	от +11 до +15	Высокая

По итогам определения интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу можно сказать, что намечаемая деятельность влечет за собой дополнительную платежку на налог и открытия новых рабочих мест. Значимость – «**высокая**».

Таблица 5.5.2 - Интегральная (комплексная) оценка воздействия на социальную сферу при строительстве скважин

Фактор воздействия	Пространственный	Временной	Интенсивность	Комплексная оценка Воздействия	
				баллы	качественная оценка
1	2	3	4	5	6
При проведении планируемых работ	<u>Региональный</u> 4	<u>Продолжительный</u> 4	<u>Значительная</u> 4	+12	Высокая

Ведение работ на этой территории способствует:

- поступлению налогов в местный и республиканский бюджет.
- созданию дополнительных рабочих мест.

5.6 Состояние здоровья населения

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований к рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах. Воздействие на другие близлежащие жилые массивы отсутствуют.

Характер воздействия. Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – *временное при бурении и постоянный при эксплуатации.*

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

Природоохранные мероприятия. Проектом предусмотрена организация системы управления безопасностью, охраной здоровья и окружающей среды (СУБОЗОС).

5.7 Охрана памятников истории и культуры

Территория данного региона в силу определенных физико-географических и исторических условий является местом сохранения значительного количества весьма интересных архитектурных и археологических памятников. Глубокое изучение этого удивительного наследия ведется и несомненно, что в настоящее время наука стоит у порога еще одной, во многом загадочной цивилизации, строителями которой были конные кочевники азиатских степей и пустынь. Роль этой цивилизации, несомненно, выходит за границы рассматриваемого региона, который, однако, имеет совершенно своеобразный облик сохранившихся памятников, особенно последних столетий.

Памятники истории и культуры охраняются государством. Ответственность за их содержание возлагается на местные организации, учреждения и хозяйства, в ведении или на территории, которых они находятся.

Характер воздействия. Ввиду отдаленности района проведения работы от памятников истории и культуры непосредственное воздействие отсутствует.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

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 Восточный. 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.

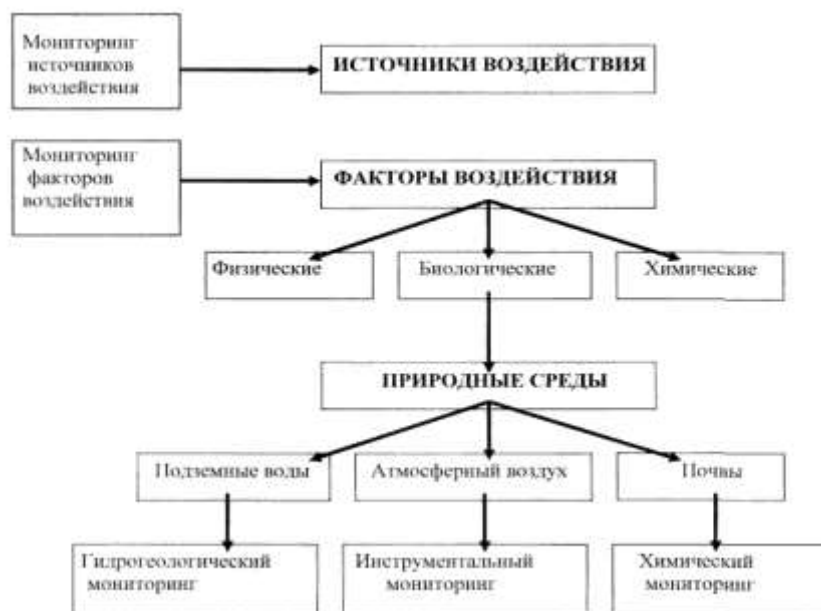


Рисунок 7.0.1 - Блок-схема проведения мониторинга лабораторией

7.1 Мониторинг состояния промышленных площадок при бурении скважин

Состояние промышленных площадок при бурении 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 табл. 7.5.1.

Таблица 7.5.1 – Список измеряемых параметров

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

7.6 Контроль в области охраны окружающей среды

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

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

При проведении государственного контроля проверяется выполнение планов и мероприятий по охране и оздоровлению окружающей среды, воспроизводству и использованию природных ресурсов, соблюдению требований законодательства Казахстана «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. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Принимая во внимание сложность проблем сохранения и защиты окружающей среды, ее хозяйственную, научную и культурную ценность, компания ТОО «СП «Казгермунай» будет последовательно внедрять в практику своей работы экологическую политику, направленную на всемерное сохранение окружающей среды и снижение воздействия на нее в процессе проведения своих работ.

Политика охраны здоровья, труда, защиты окружающей среды и качества является важнейшей составной частью деятельности Компании и требует спланированного, систематического распознавания, исключения или сокращения возможностей любого риска. Для достижения поставленных целей Компания должна принять строгую систему качественного контроля по вопросам управления экологическими рисками так же, как и к другим важнейшим сторонам своей деятельности.

При реализации данного проекта на месторождении должен быть сделан на современные, экологически безопасные технологии, был учтен опыт проведения аналогичных работ.

При выполнении проектируемых работ Буровой подрядчик должен максимально минимизировать воздействия на окружающую среду, руководствуясь действующими нормативными документами, инструкциями и методиками.

Мероприятия по охране окружающей среды будут комплексными, обеспечивающими максимальное сохранение всех компонентов окружающей среды.

Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу

Для снижения воздействия планируемых работ на атмосферный воздух проектом рекомендует предусмотреть ряд мероприятий:

- пылеподавление при использовании сыпучих материалов и цемента с эффективностью 90%;
- применение системы безопасности и мониторинга;
- применение системы контроля загазованности;
- в целях предотвращения выбросов нефти при углублении скважины производится создание противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающем пластовое давление;
- установка на устье скважины противовыбросовое оборудование, которое перекрывает устье скважины в случае противодавления на пласт по каким-либо причинам и препятствует выбросам нефти и газа в атмосферу;
- исключить сжигание попутного газа при промышленной эксплуатации, использование попутного газа в народно-хозяйственных целях;
- установка газоуравнительной системы в резервуарном парке ТСБ со сбросом газа, выделяющегося при «большом» и «малом» дыхании, на общую вытяжную свечу, что позволит снизить выбросы углеводородов;
- применение дизельных установок зарубежного производства, которые имеют выбросы оксида углерода, оксидов азота, углеводородов, сажи, формальдегида и бенз/а/пирена в 2-3,5 раза меньше, чем дизель-генераторы отечественного производства;

Все планируемые мероприятия в сочетании с применением технологического оборудования, соответствующего мировым стандартам, хорошей организацией производственных процессов, ведение постоянного производственного контроля и систематического мониторинга за состоянием окружающей среды позволят обеспечить минимальное воздействие на атмосферный воздух в районе испытания месторождения.

Предусмотренные проектом проведения работ природоохранные мероприятия соответствуют нормативным требованиям Республики Казахстан.

Дополнительно рекомендуется:

- разработать, утвердить и согласовать с компетентными органами План по предупреждению и ликвидации аварий;
- провести штабные учения по реализации Плана ликвидации аварий;
- разработать специальную Программу управления отходами для объектов АО «Эмбаунайгаз». Главное назначение Программы обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды;
- буровым подрядчикам заключить контракты со специализированными предприятиями на утилизацию отходов производства и потребления;
- организовать производственный мониторинг за воздействием проектируемых работ на окружающую среду.

Кроме того, для минимизации негативных воздействий на окружающую среду планируемой хозяйственной деятельности, к принятым техническим решениям рекомендуется разработка комплекса дополнительных мероприятий в целях повышения надежности защиты от негативных последствий реализации проекта.

- Разработать эффективную систему оперативного контроля за соблюдением экологических требований при проведении работ;
- Разработать и довести до работников план действий при возникновении техногенных аварийных ситуаций;
- Предусмотреть запас необходимых реагентов, материалов и оборудования, необходимых при ликвидации чрезвычайных происшествий природного и техногенного характера;
- Поддерживать группы немедленного реагирования на возникновение чрезвычайных ситуаций в постоянной готовности;
- Разработать для сотрудников Инструкцию по соблюдению экологической безопасности при производстве проектируемых работ.

Выполнение всех требований проекта в области охраны окружающей среды, комплекса законов и экологических нормативов, предложенных рекомендаций в полной мере позволит свести неблагоприятные воздействия, связанные с реализацией проекта, к минимуму, обеспечив экологическую безопасность района.

Природоохранные мероприятия по защите водных объектов

Гидрографическая сеть в районе месторождения Акшабулак Восточный 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.

Согласно письму №02-11/97 от 17.02.2023г., выданным Арало-Сырдарьинской бассейновой инспекцией сообщает что водные объекты, водоохранные зоны, полосы, расположенные вблизи участка месторождение Акшабулак Восточное, и режимы их хозяйственного использования не установлены.

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;

- запрещение сброса сточных вод и жидких отходов производства в поглощающие горизонты, имеющие гидравлическую связь с горизонтами, используемыми для водоснабжения;
- 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).

Природоохранные мероприятия по защите почвенного покрова

Согласно Закона Республики Казахстан «О земле» раздел IV, Глава 17, статья 140 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

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

Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

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

В случае использования земельных участков для накопления, хранения, захоронения промышленных отходов они должны отвечать следующим требованиям:

- 1) соответствовать санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам проектирования, строительства и эксплуатации полигонов захоронения промышленных отходов;
- 2) иметь слабофильтрующие грунты при стоянии грунтовых вод не выше двух метров от дна емкости с уклоном на местности 1,5 процента в сторону водоема, сельскохозяйственных угодий, лесов, промышленных предприятий;
- 3) размещаться с подветренной стороны относительно населенного пункта и ниже по направлению потока подземных вод;
- 4) размещаться на местности, не затопляемой паводковыми и ливневыми водами;
- 5) иметь инженерную противофильтрационную защиту, ограждение и озеленение по периметру, подъездные пути с твердым покрытием;
- 6) поверхностный и подземный стоки с земельного участка не должны поступать в водные объекты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Промышленная экология. Т.А. Хван. г. Ростов-на-Дону 2003г.
- 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 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2023 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.

Приложение №1 - Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу по ТОО СП КМГ

Расчеты при строительстве оценочной скважины на месторождении Акшабулак Восточный

Расчеты при СМР**Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки**

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	24
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1680
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	70,00
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,08400
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P ₁	(табл.1)	0,04
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P ₃	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P ₄	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P ₅	(табл.5)	0,6
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P ₆	(табл.3)	1,0
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	B	(табл.7)	0,5
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,00726

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г

Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	24
1.2.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	70,00
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,1680
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P ₁	(табл.1)	0,04
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P ₃	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P ₄	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P ₆	(табл.5)	1,0
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P ₅	(табл.3)	0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,0145

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г

Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Грузоподъемность	G	т	30
1.2.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	5
1.3.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	2,5
1.4.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	0,035
1.5.	Количество перевезенного груза	M	т	1680
1.6.	Площадь кузова	F	м ²	7,5
1.7.	Число машин, работающих на строительном участке	n	ед	1
1.8.	Время работы	t	ч/пер	24
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * q_1 * C_6 * C_7$			
	$Q = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * N * L * q_1 * C_6 * C_7}{3600} + C_4 * C_5 * C_6 * q_2 * F * n$, г/сек			0,00063
	коэф., зависящий от грузопод.	C ₁	(таблица 9)	1,0
	коэф., учит. ск. скорость передв.	C ₂	(таблица 10)	0,6
	коэф., учит. состояние дорог	C ₃	(таблица 11)	1,0
	пылевыведение на 1 км. пробега	q ₁	г/км	1450
	коэф., учит. профиль поверхности	C ₄		1,4
	коэф., зависящий от скорости обдува	C ₅	(таблица 12)	1,2
	коэф., учит. влажность материала	C ₆	(таблица 4)	0,01
	пылевыведение с единицы площади	q ₂	(таблица 6)	0,004
	коэф., учит. крупность материала	C ₇		0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,000055
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МОС РК №100-п от 18.04.2008г				

Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	3,5
1.2.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	1,0
1.3.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	1,0
1.4.	Время работы	t	час/пер	24
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$	$M_{п}^{сек}$	г/сек	0,1083333
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C_1	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий средний скорость передвижения	C_2	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние дорог	C_3	(табл.11)	1,0
	Пылевыведение на 1 км пробега	g_1	г/км	500
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = M_{сек} * t * 3600 / 10^6$		т/пер	0,00936
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г				

Расчеты при бурении

Источник №0001-01 Электродвигатель с дизельным приводом

Источник загрязнения: 0001

Источник выделения: 0001 01, электродвигатель с дизельным приводом АД-200

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 17.2$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.24$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 17.2 \cdot 30 / 3600 = 0.1433333333$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.24 \cdot 30 / 10^3 = 0.0372$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0057333333$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.24 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001488$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 17.2 \cdot 39 / 3600 = 0.1863333333$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.24 \cdot 39 / 10^3 = 0.04836$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 17.2 \cdot 10 / 3600 = 0.0477777778$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.24 \cdot 10 / 10^3 = 0.0124$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 17.2 \cdot 25 / 3600 = 0.1194444444$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.24 \cdot 25 / 10^3 = 0.031$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 17.2 \cdot 12 / 3600 = 0.0573333333$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.24 \cdot 12 / 10^3 = 0.01488$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0057333333$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.24 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001488$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 17.2 \cdot 5 / 3600 = 0.02388888889$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.24 \cdot 5 / 10^3 = 0.0062$

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1433333333	0.0372
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1863333333	0.04836
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02388888889	0.0062
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.04777777778	0.0124
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1194444444	0.031
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0057333333	0.001488
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0057333333	0.001488
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0573333333	0.01488

Источник №6005-01, Резервуар для дизельного топлива

Имеется одна горизонтальная 2 емкости объемом по 40 м ³							
Общий расход:		1,24 т/г					
n		2,0 шт.					
h		2,5 м					
d		0,09 м					
t		3 суток					
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:							
· максимальные выбросы:							
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_q^{\max}}{3600}$				(6.2.1)		0,01132444 г/с	
K _p ^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;						1	
V _q ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час;						10,4	
· годовые выбросы:							
$G = (Y_{O_3} \times B_{O_3} + Y_{B_3} \times B_{B_3}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{ХР} \times K_{НП} \times N_p$				(6.2.2)		0,001569 т/год	
где:							
Y _{O3} , Y _{B3} - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				Y _{O3} - 2,36		Y _{B3} - 3,15	
B _{O3} , B _{B3} - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				B _{O3} - 0,6		B _{B3} - 0,6	
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;						3,92	
G _{ХР} - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;						0,27	
K _{НП} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;						0,0029	
N _p - количество резервуаров, шт.						2,0	
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углеорода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C _i мас %).							
Максимально-разовый выброс:		M = C _i * M / 100, г/с		(5.2.4)			
Среднегодовые выбросы:		G = C _i * G / 100, т/г		(5.2.5)			
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр		Углеводороды					
		предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические		сероводород	
C _i мас %		99,72	-	0,15		0,28	
M _i , г/с		0,01129	-	-*)		0,00003	
G _i , т/г		0,00157	-	-*)		0,00000	
*) Условно отнесены к C ₁₂ -C ₁₉							
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.							

Номер источника	Наименование оборудования, вид технологического потока		Величина утечки, кг/ч	Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность	Количество оборудования	Время работы	Максимальный выброс, г/с	Годовой выброс, т/год	
1	2		3	4	5	6	7	8	
Расчет выбросов в атмосферу выполнен по удельным показателям: "Методических указаний расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов (Приложение к приказу Министра ООС РК от 29.07.2011г. №196-п)									
	Площадка емкостей дизтоплива								
	Насосы перекачки	дизтопливо	0,04	1	2	0	0,0222	0,0000	
		одновременно в работе			2				
	ФС	дизтопливо	0,000288	0,02	20	72	0,000032	0,0000	
	ЗРА	дизтопливо	0,006588	0,07	10	72	0,001281	0,0003	
	ИТОГО от источника	Дизтопливо					0,0235	0,0003	
		В том числе:					%		
		Сероводород					0,28	0,00007	0,00000
		Углеводороды C12-C19*					99,72	0,02347	0,00034
ВСЕГО от источника			0333	Сероводород			0,000098	0,000005	
			2754	Углеводороды предельные C12-C19			0,034762	0,001910	

Источник №0002-01 Электрогенератор с дизельным приводом

Источник загрязнения: 0002

Источник выделения: 0002 01, электрогенератор с дизельным приводом Volvo Penta 1241

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 26.66$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 43.82$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 26.66 \cdot 30 / 3600 = 0.22216666667$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.82 \cdot 30 / 10^3 = 1.3146$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 26.66 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00888666667$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.82 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.052584$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 26.66 \cdot 39 / 3600 = 0.28881666667$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.82 \cdot 39 / 10^3 = 1.70898$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 26.66 \cdot 10 / 3600 = 0.07405555556$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.82 \cdot 10 / 10^3 = 0.4382$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 26.66 \cdot 25 / 3600 = 0.18513888889$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.82 \cdot 25 / 10^3 = 1.0955$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 26.66 \cdot 12 / 3600 = 0.08886666667$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.82 \cdot 12 / 10^3 = 0.52584$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 26.66 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00888666667$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.82 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.052584$

Примесь: 0328 Углерод (Сажка, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 26.66 \cdot 5 / 3600 = 0.03702777778$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 43.82 \cdot 5 / 10^3 = 0.2191$

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.22216666667	1.3146
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.28881666667	1.70898
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.03702777778	0.2191
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.07405555556	0.4382
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.18513888889	1.0955
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00888666667	0.052584
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00888666667	0.052584
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.08886666667	0.52584

Источник №0003-01 Буровой насос с дизельным приводом

Источник загрязнения: 0003

Источник выделения: 0003 01, буровой насос с дизельным приводом САТ 3512

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 49.88$ Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 81.98$ **Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 30$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 49.88 \cdot 30 / 3600 = 0.41566666667$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 81.98 \cdot 30 / 10^3 = 2.4594$ **Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 49.88 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01662666667$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 81.98 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.098376$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 49.88 \cdot 39 / 3600 = 0.54036666667$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 81.98 \cdot 39 / 10^3 = 3.19722$ **Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 10$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 49.88 \cdot 10 / 3600 = 0.13855555556$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 81.98 \cdot 10 / 10^3 = 0.8198$ **Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 25$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 49.88 \cdot 25 / 3600 = 0.34638888889$ Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 81.98 \cdot 25 / 10^3 = 2.0495$ **Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 49.88 \cdot 12 / 3600 = 0.16626666667$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 81.98 \cdot 12 / 10^3 = 0.98376$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 49.88 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01662666667$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 81.98 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.098376$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 49.88 \cdot 5 / 3600 = 0.06927777778$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 81.98 \cdot 5 / 10^3 = 0.4099$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.41566666667	2.4594
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.54036666667	3.19722
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.06927777778	0.4099
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.13855555556	0.8198
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.34638888889	2.0495
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01662666667	0.098376
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01662666667	0.098376
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.16626666667	0.98376

Источник №0004-01 Силовая установка с дизельным приводом

Источник загрязнения: 0004

Источник выделения: 0004 01, силовая установка с дизельным приводом САТ С15

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 17.2$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 28.27$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 17.2 \cdot 30 / 3600 = 0.14333333333$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 28.27 \cdot 30 / 10^3 = 0.8481$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00573333333$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 28.27 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.033924$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 17.2 \cdot 39 / 3600 = 0.1863333333$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 28.27 \cdot 39 / 10^3 = 1.10253$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 17.2 \cdot 10 / 3600 = 0.04777777778$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 28.27 \cdot 10 / 10^3 = 0.2827$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 17.2 \cdot 25 / 3600 = 0.1194444444$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 28.27 \cdot 25 / 10^3 = 0.70675$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 17.2 \cdot 12 / 3600 = 0.05733333333$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 28.27 \cdot 12 / 10^3 = 0.33924$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.005733333333$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 28.27 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.033924$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 17.2 \cdot 5 / 3600 = 0.02388888889$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 28.27 \cdot 5 / 10^3 = 0.14135$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1433333333	0.8481
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1863333333	1.10253
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02388888889	0.14135
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.04777777778	0.2827
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1194444444	0.70675
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.005733333333	0.033924
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005733333333	0.033924
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.05733333333	0.33924

Источник №0005-01 Осветительная мачта с дизельным двигателем

Источник загрязнения: 0005

Источник выделения: 0005 01, осветительная мачта с дизельным двигателем

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 2.15$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.77$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 2.15 \cdot 30 / 3600 = 0.01791666667$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 1.77 \cdot 30 / 10^3 = 0.0531$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 2.15 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00071666667$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 1.77 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.002124$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 2.15 \cdot 39 / 3600 = 0.02329166667$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 1.77 \cdot 39 / 10^3 = 0.06903$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 2.15 \cdot 10 / 3600 = 0.00597222222$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 1.77 \cdot 10 / 10^3 = 0.0177$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 2.15 \cdot 25 / 3600 = 0.01493055556$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 1.77 \cdot 25 / 10^3 = 0.04425$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 2.15 \cdot 12 / 3600 = 0.00716666667$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 1.77 \cdot 12 / 10^3 = 0.02124$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 2.15 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00071666667$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 1.77 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.002124$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 2.15 \cdot 5 / 3600 = 0.00298611111$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 1.77 \cdot 5 / 10^3 = 0.00885$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01791666667	0.0531
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.02329166667	0.06903
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00298611111	0.00885

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0059722222	0.0177
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01493055556	0.04425
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00071666667	0.002124
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00071666667	0.002124
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00716666667	0.02124

Источник №0006 Цементировочный агрегат

Источник загрязнения: 0006

Источник выделения: 0006, цементировочный агрегат

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 15.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 2.92$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 15.6 \cdot 30 / 3600 = 0.13$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 2.92 \cdot 30 / 10^3 = 0.0876$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 15.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0052$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 2.92 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.003504$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 15.6 \cdot 39 / 3600 = 0.169$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 2.92 \cdot 39 / 10^3 = 0.11388$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 15.6 \cdot 10 / 3600 = 0.04333333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 2.92 \cdot 10 / 10^3 = 0.0292$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 15.6 \cdot 25 / 3600 = 0.10833333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 2.92 \cdot 25 / 10^3 = 0.073$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 15.6 \cdot 12 / 3600 = 0.052$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 2.92 \cdot 12 / 10^3 = 0.03504$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 15.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0052$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 2.92 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.003504$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\Sigma} = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 15.6 \cdot 5 / 3600 = 0.02166666667$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 2.92 \cdot 5 / 10^3 = 0.0146$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.13	0.0876
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.169	0.11388
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02166666667	0.0146
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.04333333333	0.0292
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.10833333333	0.073
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0052	0.003504
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0052	0.003504
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.052	0.03504

Источник №6005-02, Резервуар для дизельного топлива

Имеется одна горизонтальная 2 емкости объемом по 40 м ³				
Общий расход:		243,49	т/г	
n		2,0	шт.	
h		2,5	м	
d		0,09	м	
t		34,24	суток	
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:				
· максимальные выбросы:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_q^{\max}}{3600}$				
			г/с	(6.2.1) 0,01132444
$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
				1
$V_q^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м ³ /час;				
				10,4
· годовые выбросы:				
$G = (Y_{O_3} \times B_{O_3} + Y_{B_{\text{вл}}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{ХР}} \times K_{\text{НП}} \times N_p$				
			т/год	(6.2.2) 0,002237
где:				
$Y_{O_3}, Y_{B_{\text{вл}}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
		Y_{O_3} - 2,36		$Y_{B_{\text{вл}}}$ - 3,15
$B_{O_3}, B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
		B_{O_3} - 121,7		$B_{\text{вл}}$ - 121,7
C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				
				3,92
$G_{\text{ХР}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
				0,27
$K_{\text{НП}}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
				0,0029
N_p - количество резервуаров, шт.				
				2,0
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C _i мас %).				
Максимально-разовый выброс: $M = C_i \cdot M / 100$, г/с				
				(5.2.4)
Среднегодовые выбросы: $G = C_i \cdot G / 100$, т/г				
				(5.2.5)
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические	сероводород
C _i мас %	99,72	-	0,15	0,28
M _i , г/с	0,0112927	-	-*)	0,0000317
G _i , т/г	0,0022306	-	-*)	0,00000626
*) Условно отнесены к C ₁₂ -C ₁₉				
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

Номер источника	Наименование оборудования, вид технологического потока	Величина утечки, кг/ч	Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность	Количество оборудования	Время работы	Максимальный выброс, г/с	Годовой выброс, т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Расчет выбросов в атмосферу выполнен по удельным показателям: "Методических указаний расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов (Приложение к приказу Министра ООС РК от 29.07.2011г. №196-п)								
	Площадка емкостей дизтоплива							
	Насосы перекачки	дизтопливо	0,04	1	2	14	0,0222	0,0011
		одновременно в работе			2			
	ФС	дизтопливо	0,000288	0,02	20	822	0,000032	0,0001
	ЗРА	дизтопливо	0,006588	0,07	10	822	0,001281	0,0038
	ИТОГО от источника	Дизтопливо					0,0235	0,0050
		В том числе:				%		
		Сероводород				0,28	0,00007	0,00001
		Углеводороды C12-C19*				99,72	0,02347	0,00496
ВСЕГО от источника		0333	Сероводород			0,000098	0,000020	
		2754	Углеводороды предельные C12-C19			0,034762	0,007190	

Источник №6006 Сварочный пост

Исходные данные:

Марка электрода; АНО-4

Время работы, ч/год; 24

Расход электрода, кг/год; 100

Максимальный расход, кг/ч; 4,167

Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год} \quad (5.1)$$

где:

$B_{\text{год}}$ - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;

K_m^x удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);

η - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агрегатов; 0

Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta), \text{ г/с} \quad (5.2)$$

где:

$B_{\text{час}}$ - фактический максимальный расход применяемых сырья и материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час;

Используемый материал и его марка	Наименование и удельные количества нормируемых загрязняющих веществ в том числе			
	сварочный аэрозоль	железо окис.	сид марган.	пыль неорганич.
АНО-4, г/кг	17,8	15,73	1,66	0,41
$M_{\text{год}}$, т/г	0,00178	0,00157	0,00017	0,00004
$M_{\text{сек}}$, г/с	0,02060	0,01821	0,00192	0,00047

РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов), Астана-2004г.

Расчет при освоении скважины**Источник №0007 Буровая установка «УПА-60/80»**

Источник загрязнения: 0007

Источник выделения: 0007, Буровая установка УПА-60

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 9.46$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.93$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 9.46 \cdot 30 / 3600 = 0.07883333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.93 \cdot 30 / 10^3 = 0.0579$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 9.46 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00315333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.93 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.002316$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 9.46 \cdot 39 / 3600 = 0.10248333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.93 \cdot 39 / 10^3 = 0.07527$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 9.46 \cdot 10 / 3600 = 0.02627777778$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.93 \cdot 10 / 10^3 = 0.0193$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 9.46 \cdot 25 / 3600 = 0.06569444444$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.93 \cdot 25 / 10^3 = 0.04825$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 9.46 \cdot 12 / 3600 = 0.03153333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.93 \cdot 12 / 10^3 = 0.02316$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 9.46 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00315333333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.93 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.002316$

Примесь: 0328 Углерод (Сажка, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 9.46 \cdot 5 / 3600 = 0.01313888889$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.93 \cdot 5 / 10^3 = 0.00965$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.07883333333	0.0579
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.10248333333	0.07527
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01313888889	0.00965
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.02627777778	0.0193
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.06569444444	0.04825
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00315333333	0.002316
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00315333333	0.002316
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.03153333333	0.02316

Источник №0008 Факельная установка

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

Площадка: Акшабулак Восточный

Цех: При освоении БУ

Источник: 0008

Наименование: Факельная установка

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]/об.	[%]/мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	46	26.2088736	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	13.62	14.5450586	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	19.89	31.1493342	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	8.41	17.3602682	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	4.19	10.7364651	72.151	3.2210268

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **28.1575626**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.111**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.129921$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{3в}$, м/с (прил.6):

$$W_{3в} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.129921 * (800 + 273) / 28.1575626)^{0.5} = 600.4093766$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.02215**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (20):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.02215 / (3.141592654 * 0.4^2) = 0.176264099$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.02215 * 1.111 = 24.60865$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{3в} = 0.000293573 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 7.89) * 28.1575626) = 86.75223603$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **7.89**;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, диоксида азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ з/г	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.4921730
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.07382595
0410	Метан (727*)	0.0005	0.012304325
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0492173

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 24.6086500 * (3.67 * 0.9984000 * 86.7522360 + 0.0000000) - 0.4921730 - 0.0123043 - 0.0492173 = 77.67014033$$

где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 46 + 152 * 13.62 + 218 * 19.89 + 283 * 8.41 + 349 * 4.19 + 56 * 0 = 14181.6$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (28.1575626)^{0.5} = 0.255$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 15.579718$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 15.579718 = 16.579718$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (14181.6 * (1-0.255) * 0.9984) / (16.579718 * 0.4) = 2390.555933$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (14181.6 * (1-0.255) * 0.9984) / (16.579718 * 0.4) = 2390.555933$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.02215 * 16.579718 * (273 + 2390.555933) / 273 = 3.583026697$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.4 = 6$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 6 + 35 = 41$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ

ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 6 + 0.49 * 0.4 = 1.036$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 3.583026697 / 1.036^2 = 4.239691479$$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **204;**

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.492173	0.361451851
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.07382595	0.054217778
0410	Метан (727*)	0.012304325	0.009036296
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0492173	0.036145185

Источник №6005-03 Резервуар для дизтоплива при освоении

Имеется одна горизонтальная 2 емкости объемом по 40 м ³				
Общий расход:		1,93	т/г	
n		2,0	шт.	
h		2,5	м	
d		0,09	м	
t		8,5	суток	
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:				
· максимальные выбросы:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}$			(6.2.1)	0,01132444 г/с
		3600		
$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				1
$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час;				10,4
· годовые выбросы:				
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p$			(6.2.2)	0,001571 т/год
где:				
$Y_{\text{оз}}, Y_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
		$Y_{\text{оз}}$ - 2,36		$Y_{\text{вл}}$ - 3,15
$B_{\text{оз}}, B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
		$B_{\text{оз}}$ - 1,0		$B_{\text{вл}}$ - 1,0
C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				3,92
$G_{\text{хр}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				0,27
$K_{\text{нп}}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				0,0029
N_p - количество резервуаров, шт.				2,0
Значения концентраций алканы $C_{12}-C_{19}$ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C_i мас %).				
Максимально-разовый выброс:		$M = C_i * M / 100$, г/с	(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы:		$G = C_i * G / 100$, т/г	(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные $C_{12}-C_{19}$	непредельные	ароматические	сероводород
C_i мас %	99,72	-	0,15	0,28
M_i , г/с	0,0112927	-	-*)	0,0000317
G_i , т/г	0,0015669	-	-*)	0,00000440
*) Условно отнесены к $C_{12}-C_{19}$				
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

Номер источника	Наименование оборудования, вид технологического потока	Величина утечки, кг/ч	Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность	Количество оборудования	Время работы	Максимальный выброс, г/с	Годовой выброс, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
Расчет выбросов в атмосферу выполнен по удельным показателям: "Методических указаний расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов (Приложение к приказу Министра ООС РК от 29.07.2011г. №196-п)							
	Площадка емкостей дизтоплива						
	Насосы перекачки	дизтопливо	0,04	1	2	0	0,0222
		одновременно в работе			2		
	ФС	дизтопливо	0,000288	0,02	20	204	0,000032
	ЗРА	дизтопливо	0,006588	0,07	10	204	0,001281
	Дизтопливо						0,0235
	ИТОГО от источника		В том числе:			%	
	Сероводород					0,28	0,00007
	Углеводороды C12-C19*					99,72	0,02347
ВСЕГО от источника		0333	Сероводород			0,00009761	0,00000712
		2754	Углеводороды предельные C12-C19			0,03476206	0,00253709

Источник №6008 скважина

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	1			шт.
Время работы	204			ч/г
Коэффициент использования оборуд.	1,36166			
углеводород C ₁ -C ₅ , с/г	0,0906			доли/ед.
сернистый ангидрид, с/г	0,0015			доли/ед.
Фланцы, шт; п _г	6			шт.
ЗРА, шт; п _г	3			шт.

Расчеты:

$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{m=1}^m g_{нуj} * p_j * x_{нуj} * C_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
p _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
C _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,0000096		
сернистый ангидрид, с/г	0,0003843		
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,00003569	г/с	0,00002621 т/г
сернистый ангидрид, с/г	0,00000059	г/с	0,00000043 т/г

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Источник №6007 Насосная установка для перекачки нефти

С помощью насосных установок происходит перекачка нефти. В работе находится 1 насос									
типа «ДНС-38/110». Параметры выбросов:									
n = 1;									
h = 1,5 м;									
d = 0,01 м;									
T = 20°C;									
Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:									
$M_{сек} = \frac{Q}{3.6}$, г/с									
Q – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл.8.1-РНД 211.2.09-2004);									
Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:									
$M_{год} = \frac{Q * T}{10^3}$, т/г									
T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T									
T = 204 час при испытании 1 скважины;									
Максимальный выброс:									
МУВ= 0,05/3,6 г/с; 0,01388889 г/с									
Годовой выброс от 1 скважин:									
МУВ= 0,05*144/1000 т/г; 0,01020000 т/г									

Расчеты при эксплуатации оценочной скважины на месторождении Акшабулак Восточный

Источник №6003-6009 Скважина		1	
Вредные вещества выбрасывается через неплотности, фланцевых соединении и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	7		шт.
Время работы	8760		ч/г
Кoeffициент использование оборуд.	0,03171		
углеводород C ₁ -C ₅ , cji	95,359		%
углеводород C ₆ -C ₁₀ , cji			%
бензол,cji			%
толуол,cji			%
ксилол,cji			%
сероводород, cji	0,36		%
Фланцы, шт; nj	56		шт.
ЗРА, шт; nj	28		шт.
Расчеты:			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyij} * n_j * x_{nyij} * C_{ji}, \quad \text{где}$			
Yny j – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
gnyj – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
nj – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
xnyj – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
cji – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, gnyj	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, gnyj	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, xnyj	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, xnyj	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Yny j	0,0000896	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Yny j	0,0035868	г/с	
валовые выбросы, YnyC ₁ -C ₅	0,00351	г/с	0,11056 т/г
валовые выбросы, YnyC ₆ -C ₁₀	0,00000	г/с	0,00000 т/г
валовые выбросы, Ynyбензол	0,00000	г/с	0,00000 т/г
валовые выбросы, Ynyтолуол	0,00000	г/с	0,00000 т/г
валовые выбросы, Ynyксилол	0,00000	г/с	0,00000 т/г
валовые выбросы, YnyH ₂ S	0,00001	г/с	0,00042 т/г
Методические указания расчете выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС)и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196			

Источник №6003-6010 Скважина		1	
Вредные вещества выбрасывается через неплотности, фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	8		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
углеводород C ₁ -C ₅ , cji	95,359		%
углеводород C ₆ -C ₁₀ , cji			%
бензол,cji			%
толуол,cji			%
ксилол,cji			%
сероводород, cji	0,36		%
Фланцы, шт; nj	64		шт.
ЗРА, шт; nj	32		шт.
Расчеты:			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^1 Y_{nyj} = \sum_{j=1}^1 \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * C_{ji}, \quad \text{где}$			
Ynyj – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
gnyj – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
nj – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
xnyj – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
cji – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, gnyj	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, gnyj	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, xnyj	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, xnyj	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Ynyj	0,0001024	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Ynyj	0,0040992	г/с	
валовые выбросы, YnyC ₁ -C ₅	0,00401	г/с	0,12635 т/г
валовые выбросы, YnyC ₆ -C ₁₀	0,00000	г/с	0,00000 т/г
валовые выбросы, Ynyбензол	0,00000	г/с	0,00000 т/г
валовые выбросы, Ynyтолуол	0,00000	г/с	0,00000 т/г
валовые выбросы, Ynyксилол	0,00000	г/с	0,00000 т/г
валовые выбросы, YnyH ₂ S	0,00002	г/с	0,00048 т/г

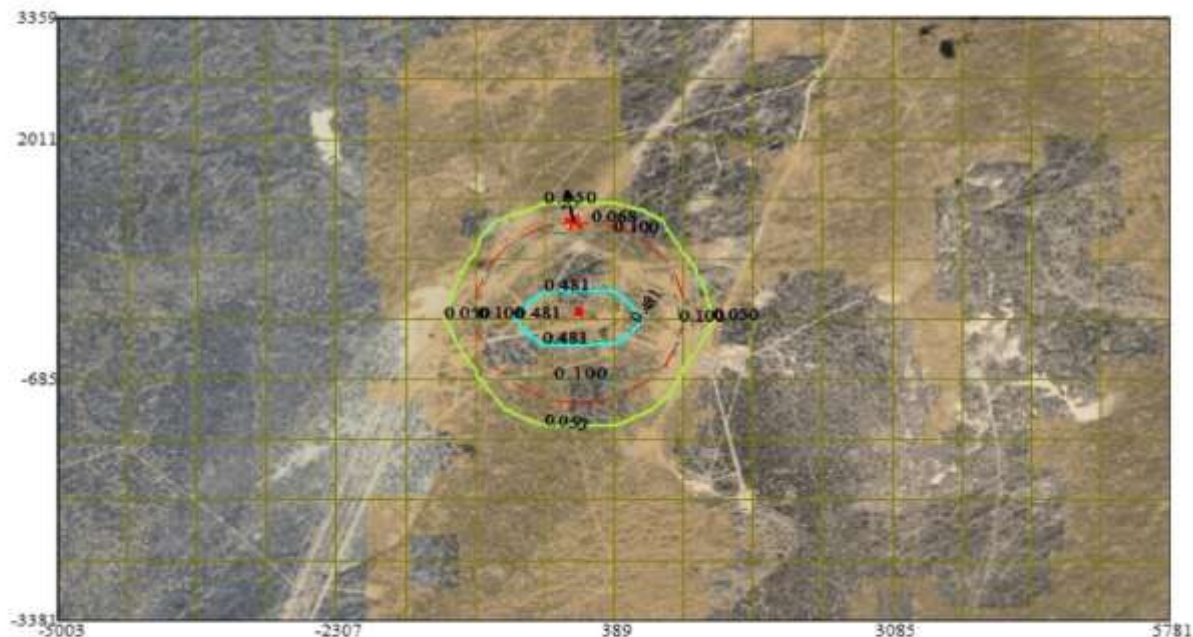
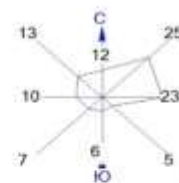
Источник №6002 Утечки от ЗРА и ФС			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03171		
Для нефти:			
Углеводороды C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,3699		доли/ед.
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}	0,2246		доли/ед.
Сероводород с _{ji}	0,00000		доли/ед.
Для газа:			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9535		доли/ед.
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}	0,0000		доли/ед.
Сероводород с _{ji}	0,0036		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	2070	шт.	272 шт.
ЗРА, шт; n _j	1035	шт.	
Предохранительный клапан, шт; n _j	4		
Расчеты:			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^1 Y_{nyj} = \sum_{j=1}^1 \sum_{i=1}^m g_{nyij} * n_j * x_{nyij} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{nyj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{nyij} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{nyij} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
От двухфазного потока			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,000396	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,012996	кг/час	
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,05	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,365	доли/ед	
От парогазового потока			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,020988	кг/час	
утечки от ПК, g _{nyj}	0,136008	кг/час	
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,293	доли/ед	
доля утечек от ПК, x _{nyj}	0,46	доли/ед	
От двухфазного потока			
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	0,00055	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}	0,00034	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}	0,00000	г/с	
От парогазового потока			
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	1,76389	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}	0,00000	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}	0,006660	г/с	
валовые выбросы, Y_{nyC₁-C₅}	1,76444	г/с	55,64352 м/з
валовые выбросы, Y_{nyC₆-C₁₀}	0,00034	г/с	0,01060 м/з
валовые выбросы, Y_{nyH₂S}	0,00666	г/с	0,21002 м/з
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196			

Приложение №2 - Карта схема



Приложение №3 - Карта рассеивания

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 ПЛ 2907+2908+2930



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01
- Сетка для РП N 01

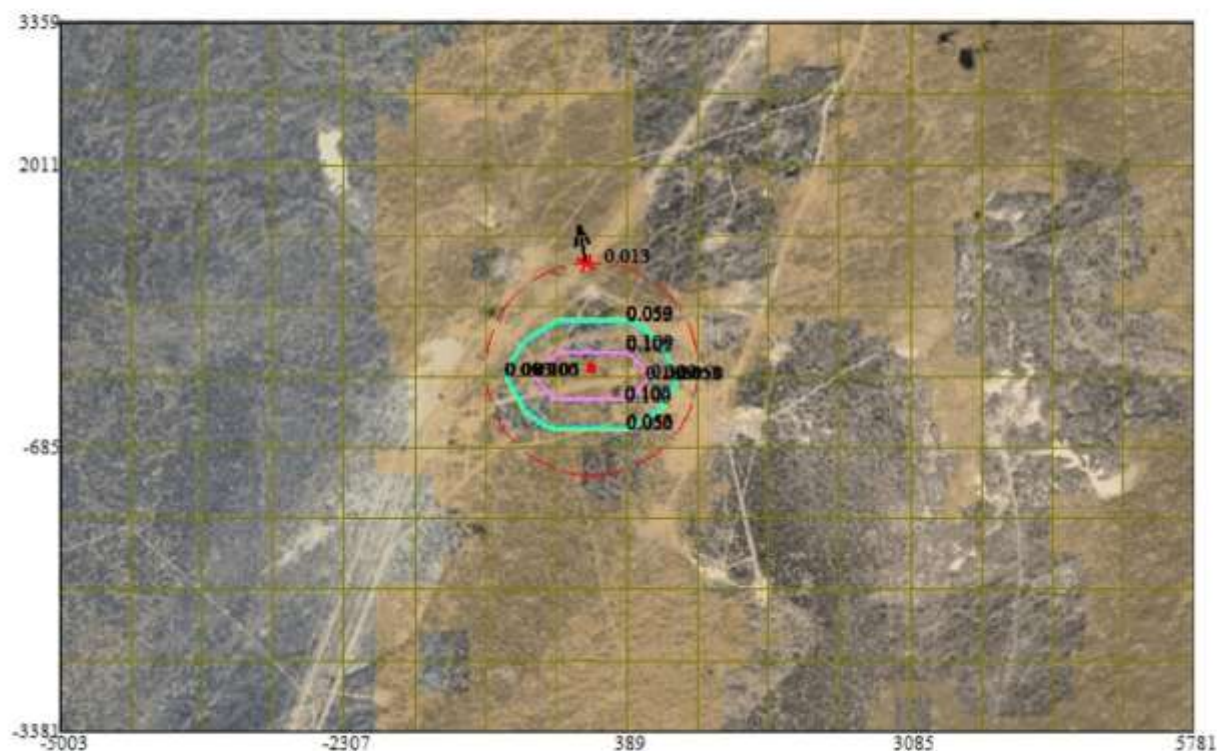
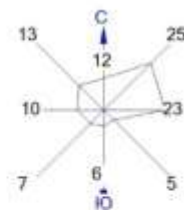
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.481 ПДК

0 607 1821м
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.769133 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 77° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0123 Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)



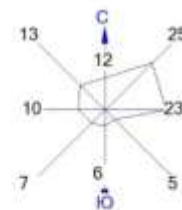
Условные обозначения:
 [Symbol] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [Symbol] Максим. значение концентрации
 [Symbol] Расч. прямоугольник N 01
 [Symbol] Сетка для РП N 01

Изолинии в долях ПДК
 [Line] 0.050 ПДК
 [Line] 0.053 ПДК
 [Line] 0.100 ПДК
 [Line] 0.105 ПДК

0 607 1821м.
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.1460631 ПДК достигается в точке $x=389$ $y=-11$
 При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17×11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)



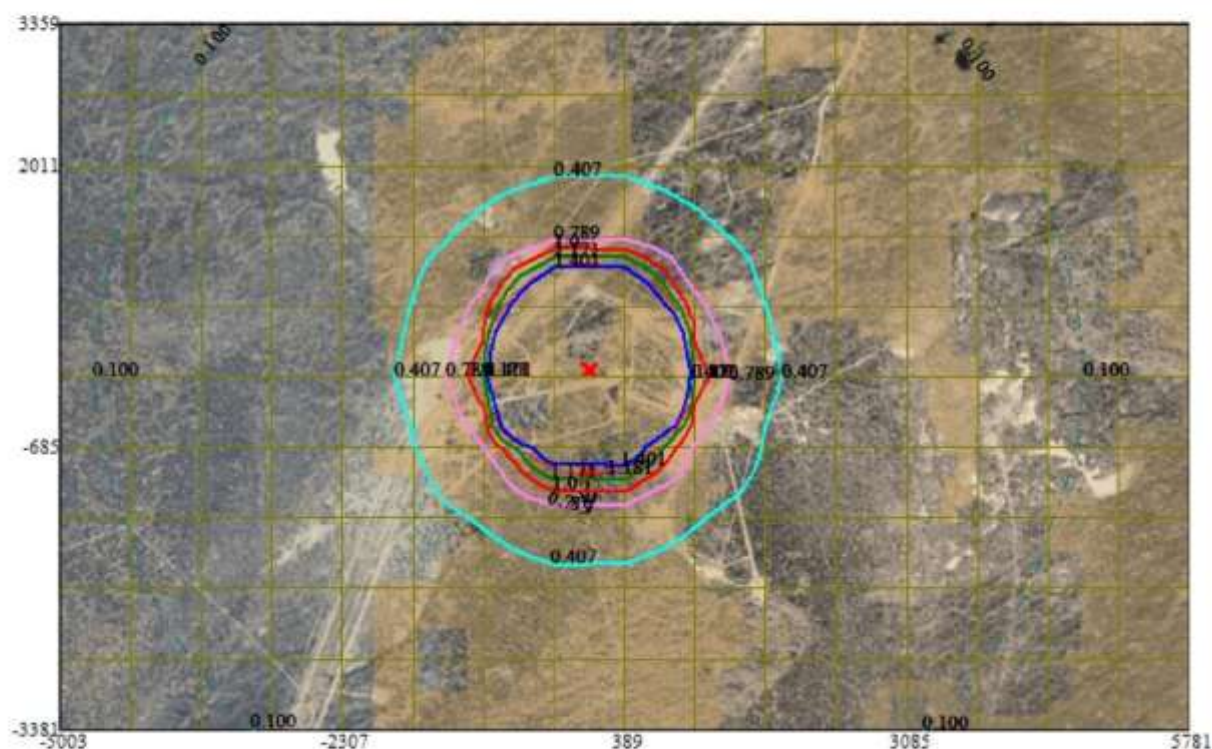
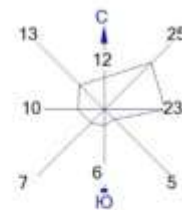
Условные обозначения:

Санитарно-защитные зоны, группа N 01 Максим. значение концентрации Расч. прямоугольник N 01 Сетка для РП N 01	Изолинии в долях ПДК 0.050 ПДК 0.100 ПДК
---	---

0 607 1821м.
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.1920842 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 77° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



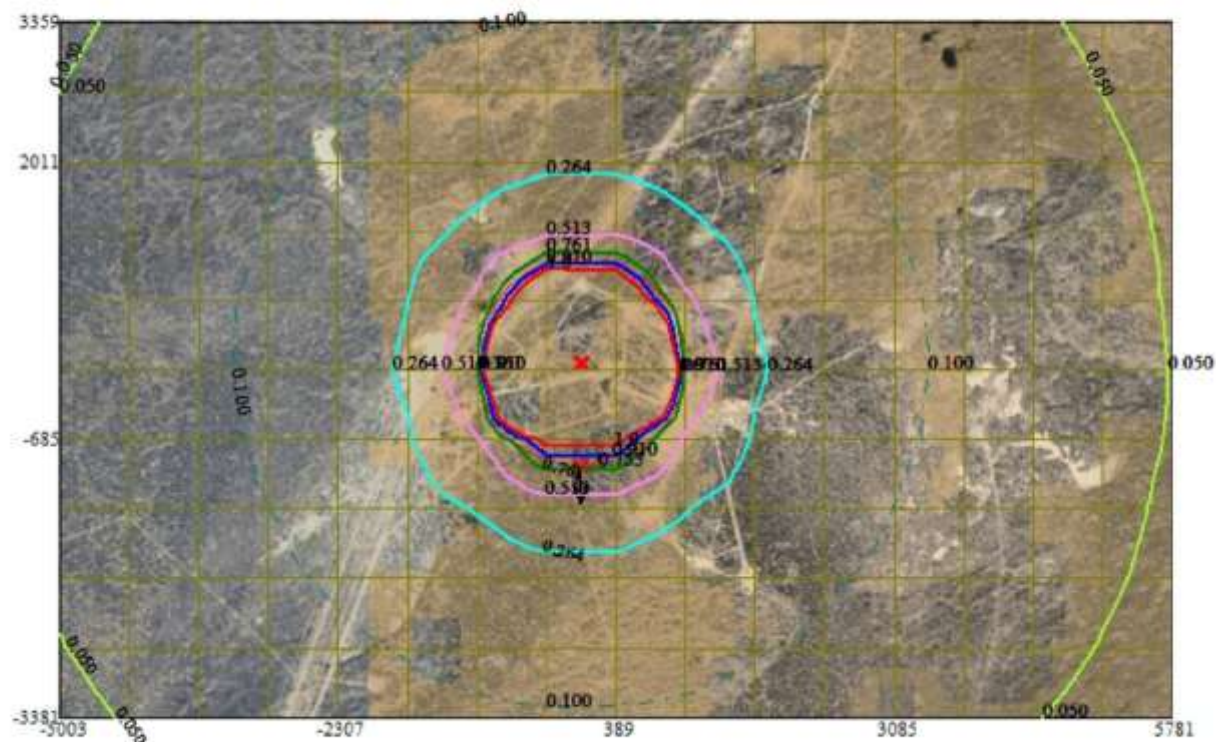
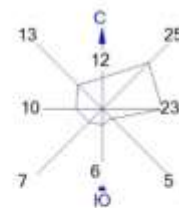
Условные обозначения:
 [] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 † Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01
 — Сетка для РП N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.407 ПДК
 — 0.789 ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 1.171 ПДК
 — 1.401 ПДК

0 607 1821м.
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 5.7943535 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 77° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ! Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01
- Сетка для РП N 01

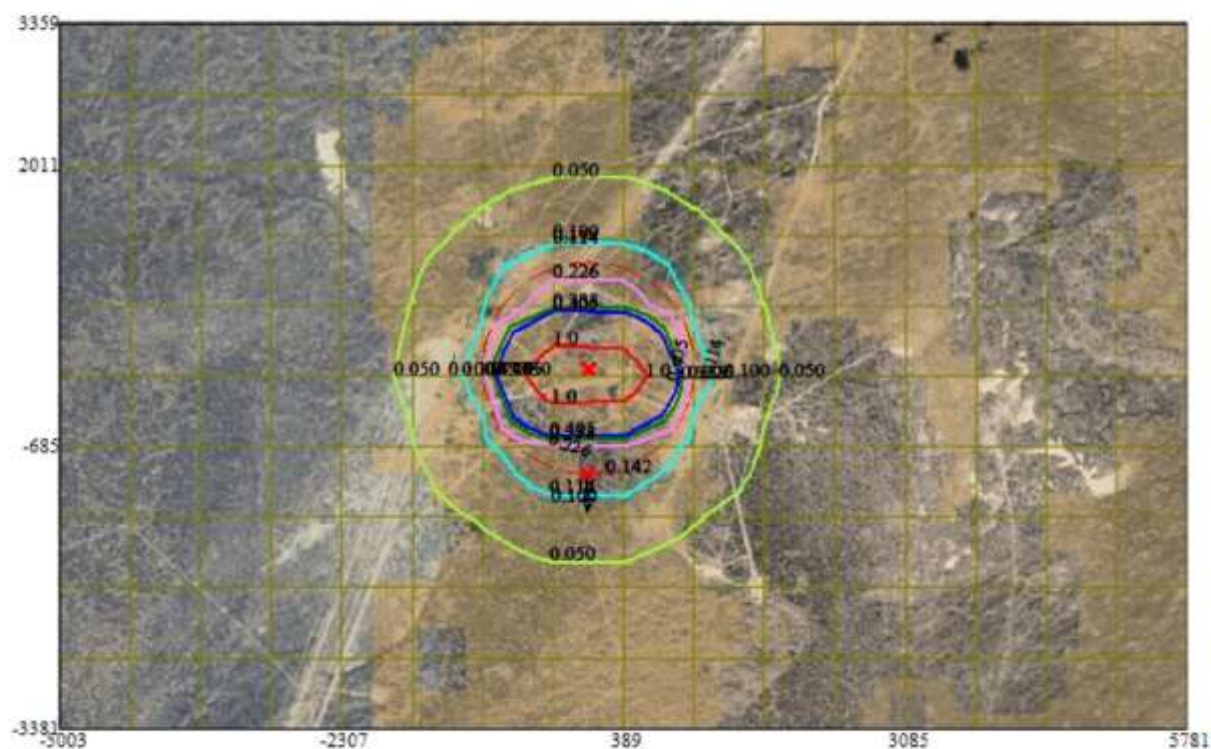
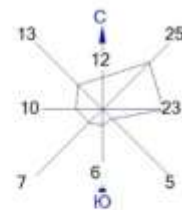
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.264 ПДК
- 0.513 ПДК
- 0.761 ПДК
- 0.910 ПДК
- 1.0 ПДК

0 607 1821 м.
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 3.7358451 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 77° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01
- Сетка для РП N 01

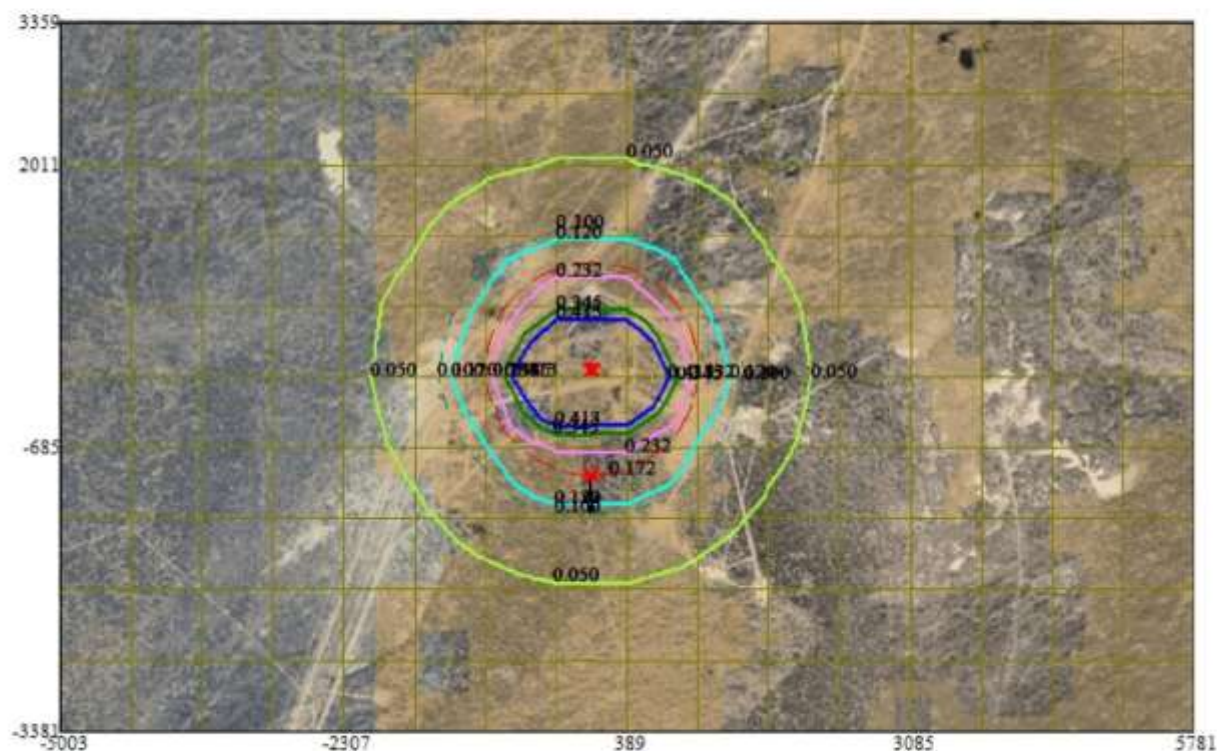
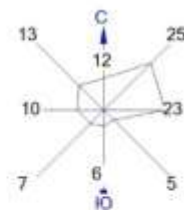
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.114 ПДК
- 0.226 ПДК
- 0.338 ПДК
- 0.405 ПДК
- 1.0 ПДК



Макс концентрация 1.5195647 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 77° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



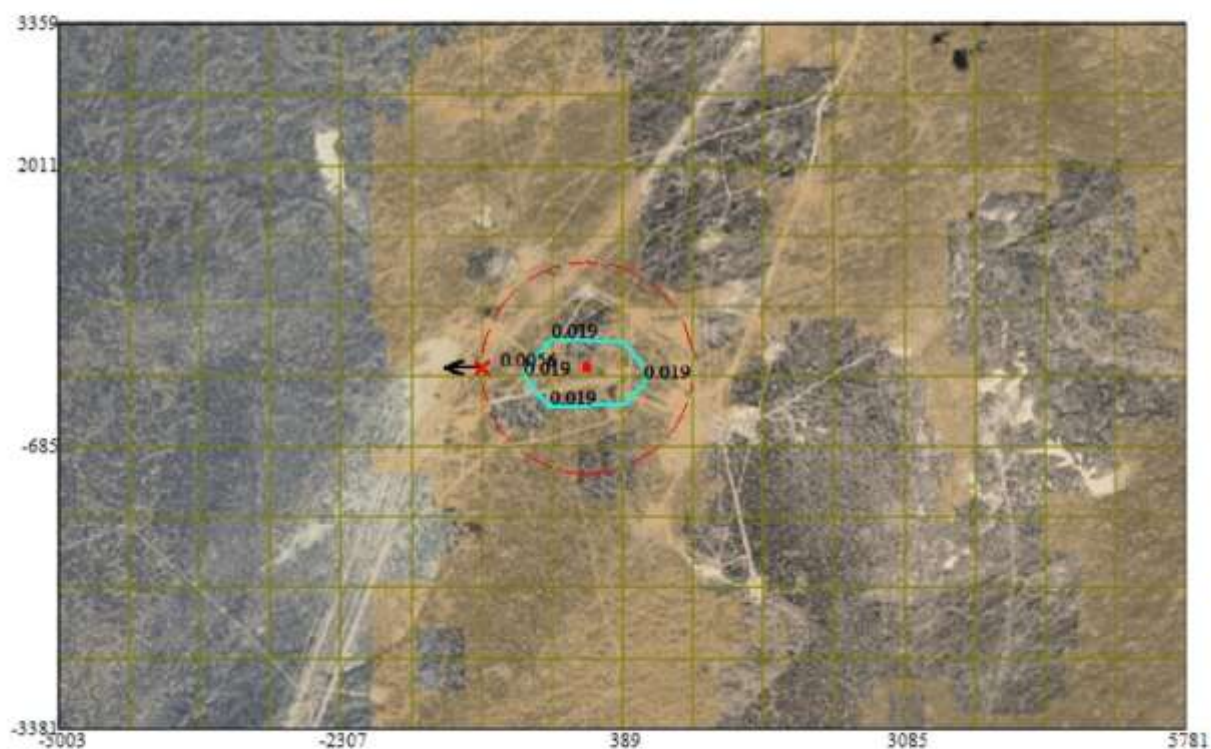
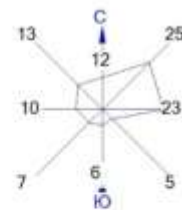
Условные обозначения:
 [] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [x] Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01
 — Сетка для РП N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.120 ПДК
 0.232 ПДК
 0.345 ПДК
 0.413 ПДК

0 607 1821м.
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.805593 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 77° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01
- Сетка для РП N 01

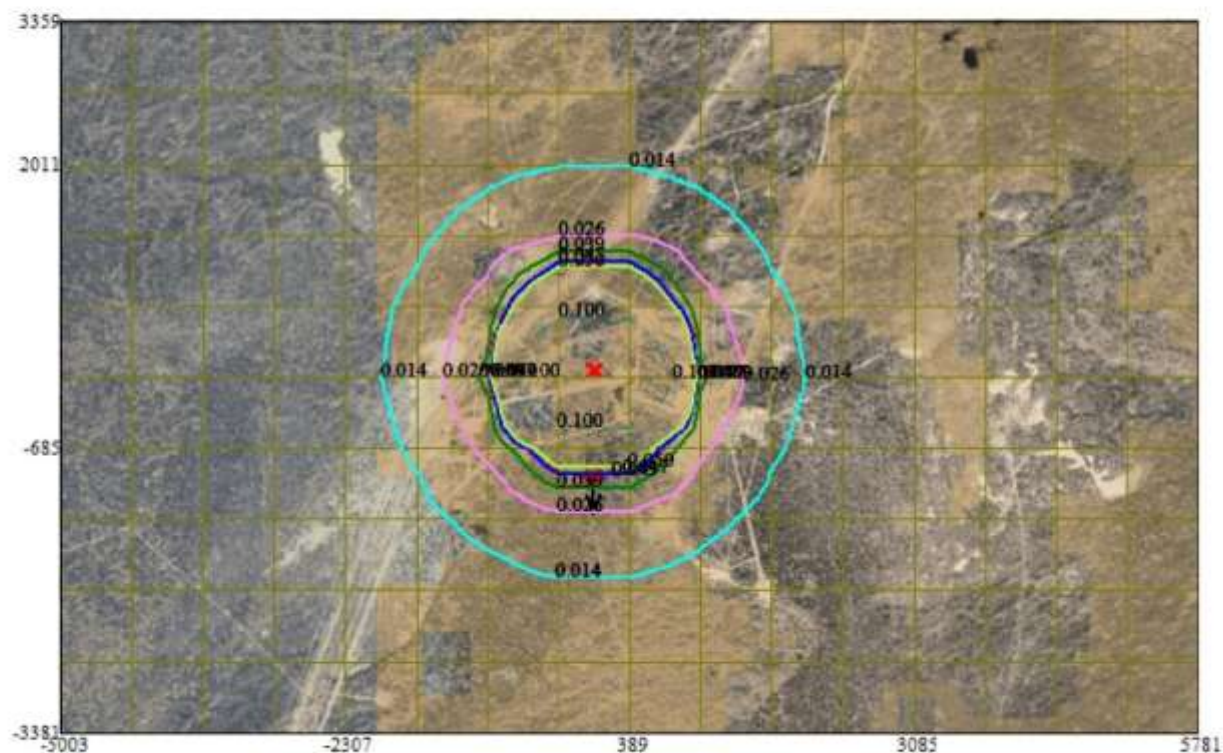
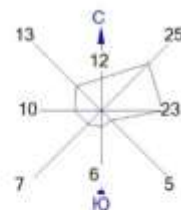
Изолинии в долях ПДК

0.019 ПДК



Макс концентрация 0.0273863 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 75° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01
- Сетка для РП N 01

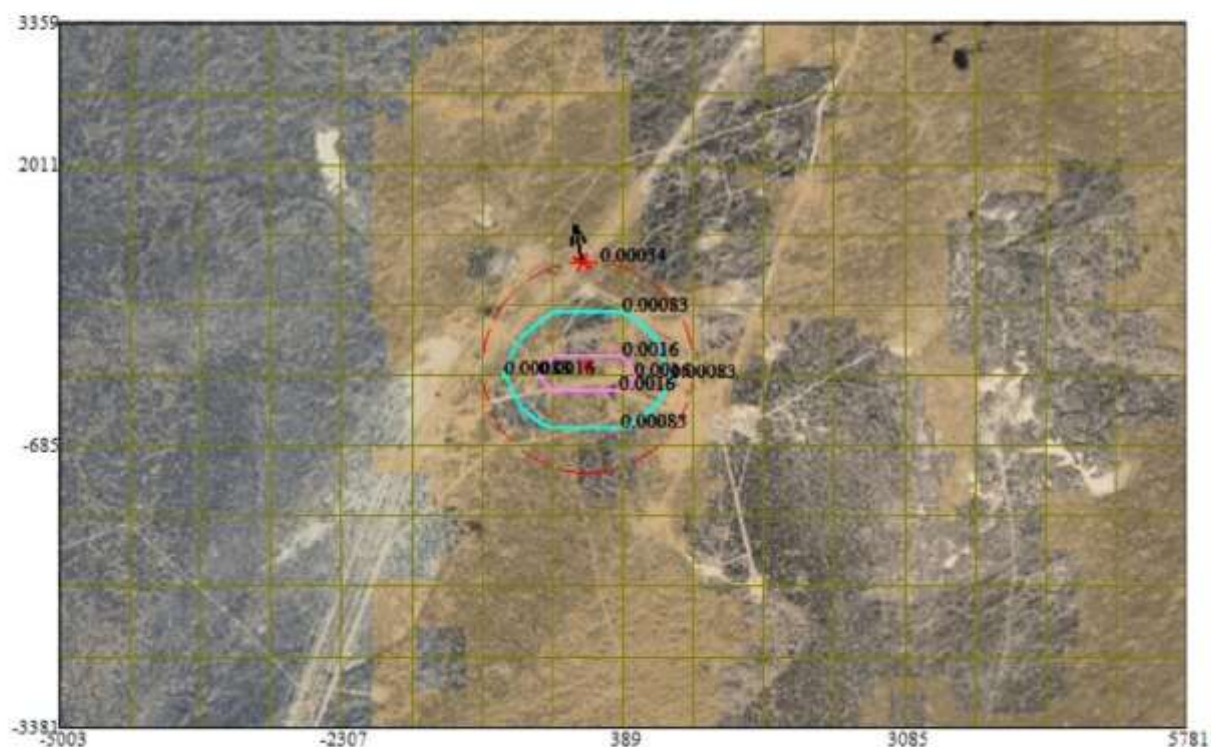
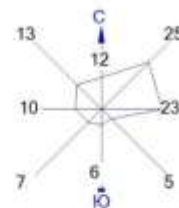
Изолинии в долях ПДК

- 0.014 ПДК
- 0.026 ПДК
- 0.039 ПДК
- 0.047 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК



Макс концентрация 0.2009004 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 77° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17×11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502°)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01
- Сетка для РП N 01

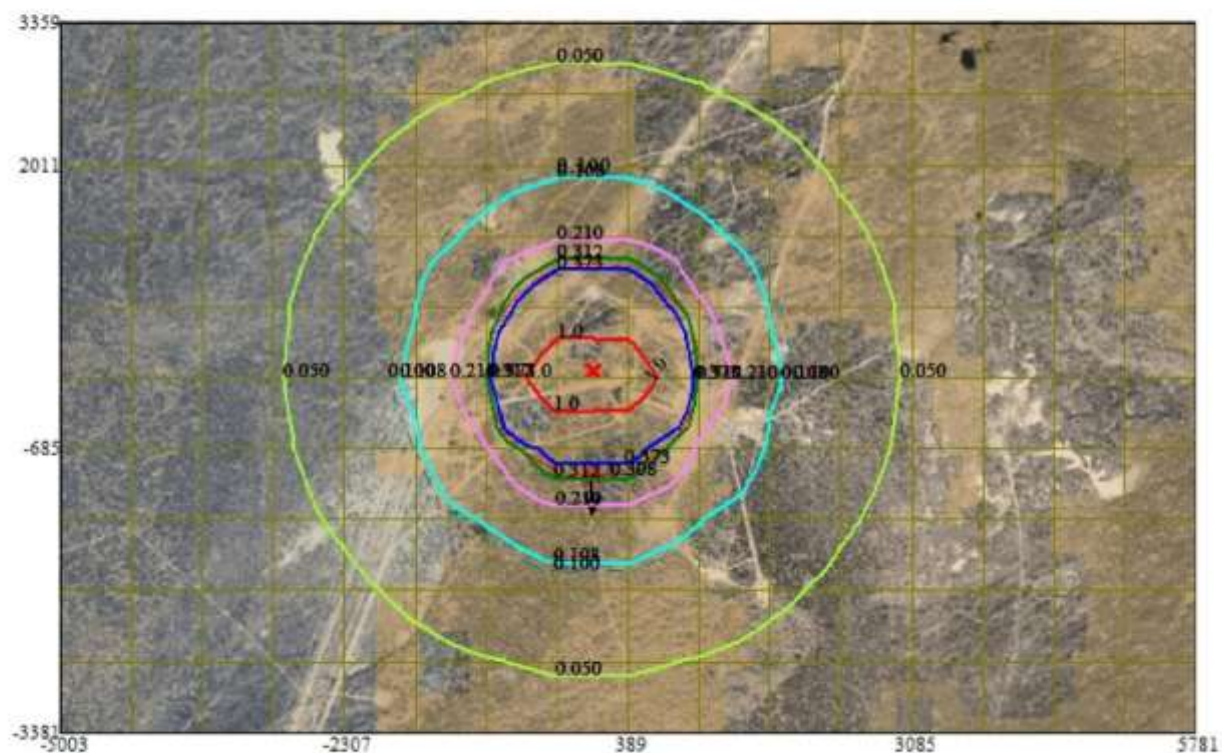
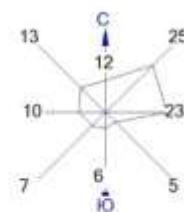
Изопинии в долях ПДК

- 0.00083 ПДК
- 0.0016 ПДК



Макс концентрация 0.0019267 ПДК достигается в точке $x=389$ $y=-11$
 При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01
- Сетка для РП N 01

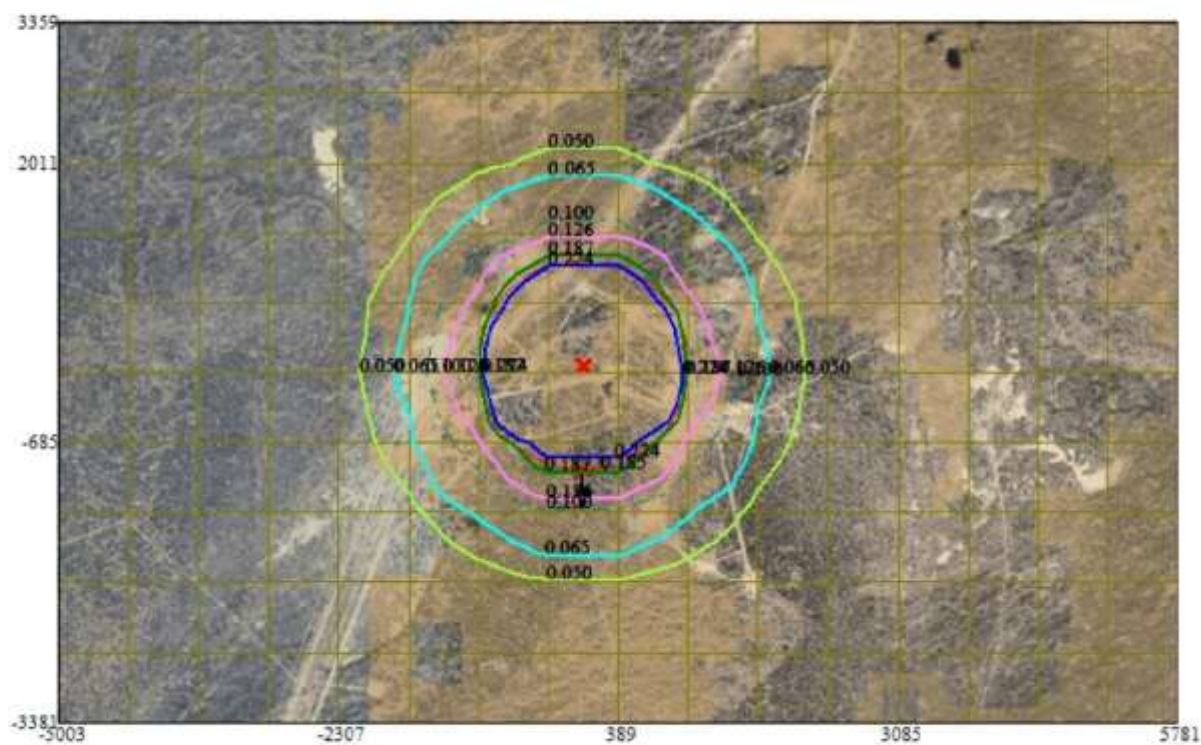
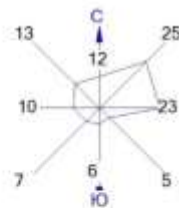
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.108 ПДК
- 0.210 ПДК
- 0.312 ПДК
- 0.373 ПДК
- 1.0 ПДК



Макс концентрация 1.5308756 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 77° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01
- Сетка для РП N 01

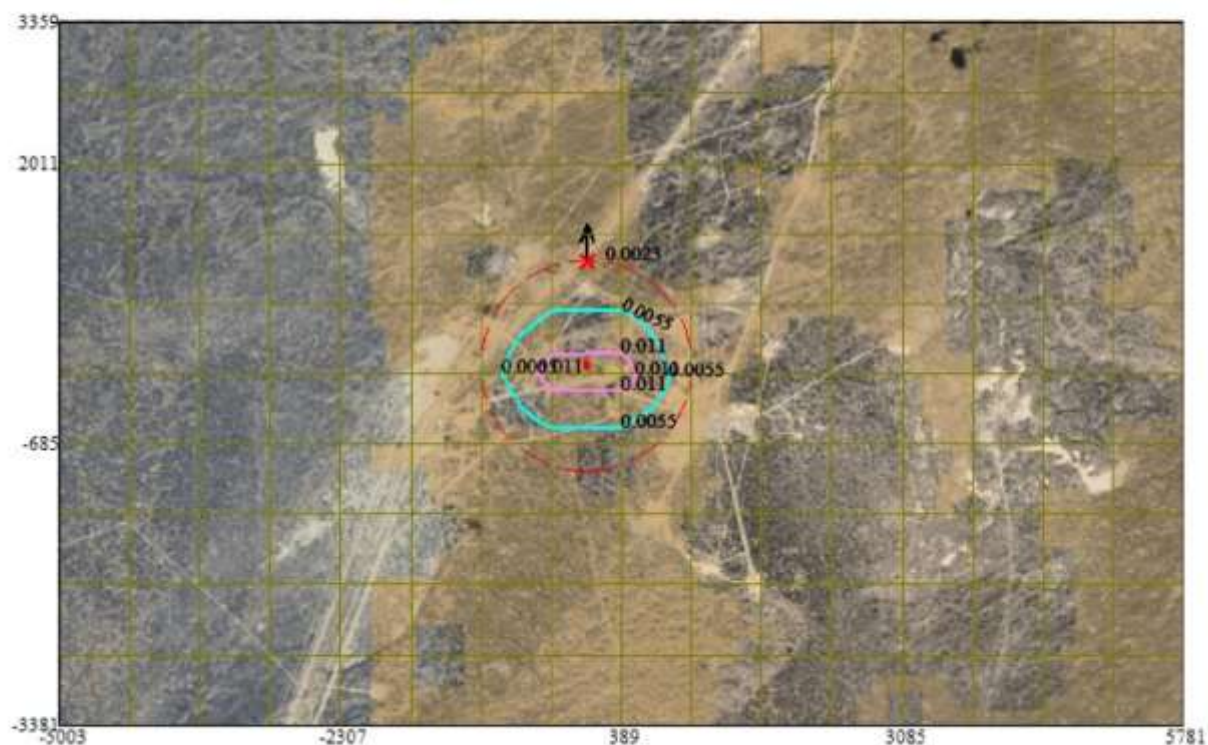
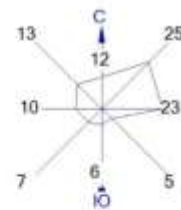
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.065 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.126 ПДК
- 0.187 ПДК
- 0.224 ПДК



Макс концентрация 0.9185254 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 77° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01
- Сетка для РП N 01

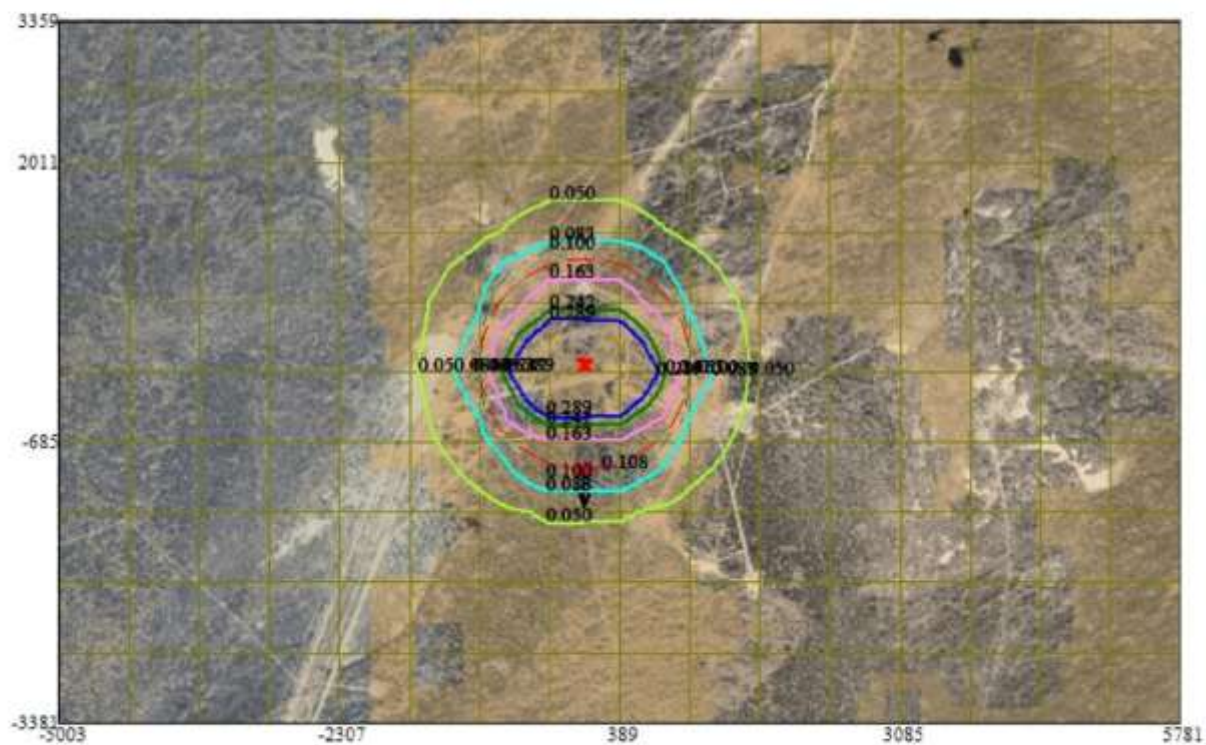
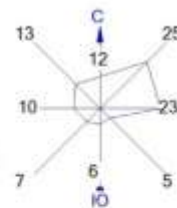
Изолинии в долях ПДК

- 0.0055 ПДК
- 0.011 ПДК



Макс концентрация 0.0133365 ПДК достигается в точке $x = 389$ $y = -11$
 При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);
 Растворитель РПК-265П) (10)



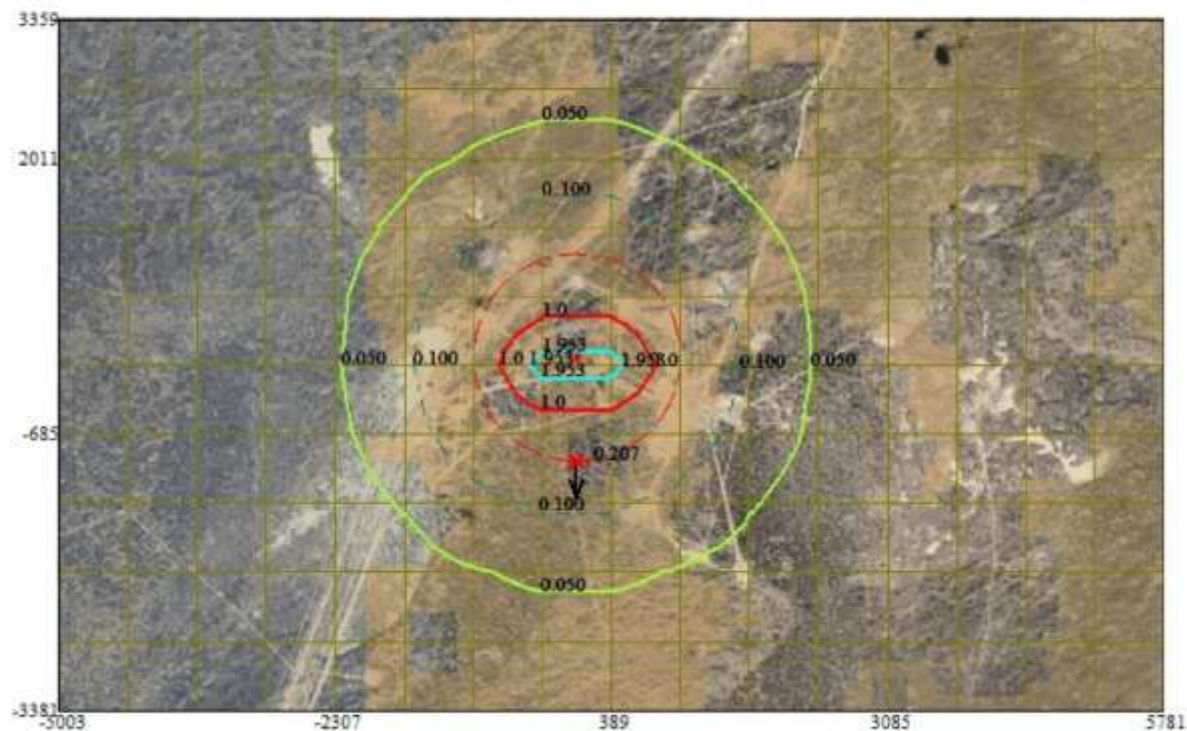
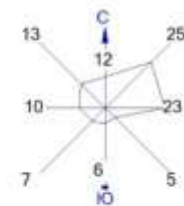
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01
 Сетка для РП N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.083 ПДК
 0.100 ПДК
 0.163 ПДК
 0.242 ПДК
 0.289 ПДК

0 607 1821 м.
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.5363521 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 77° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 2907 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)



Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01
 Сетка для РП N 01

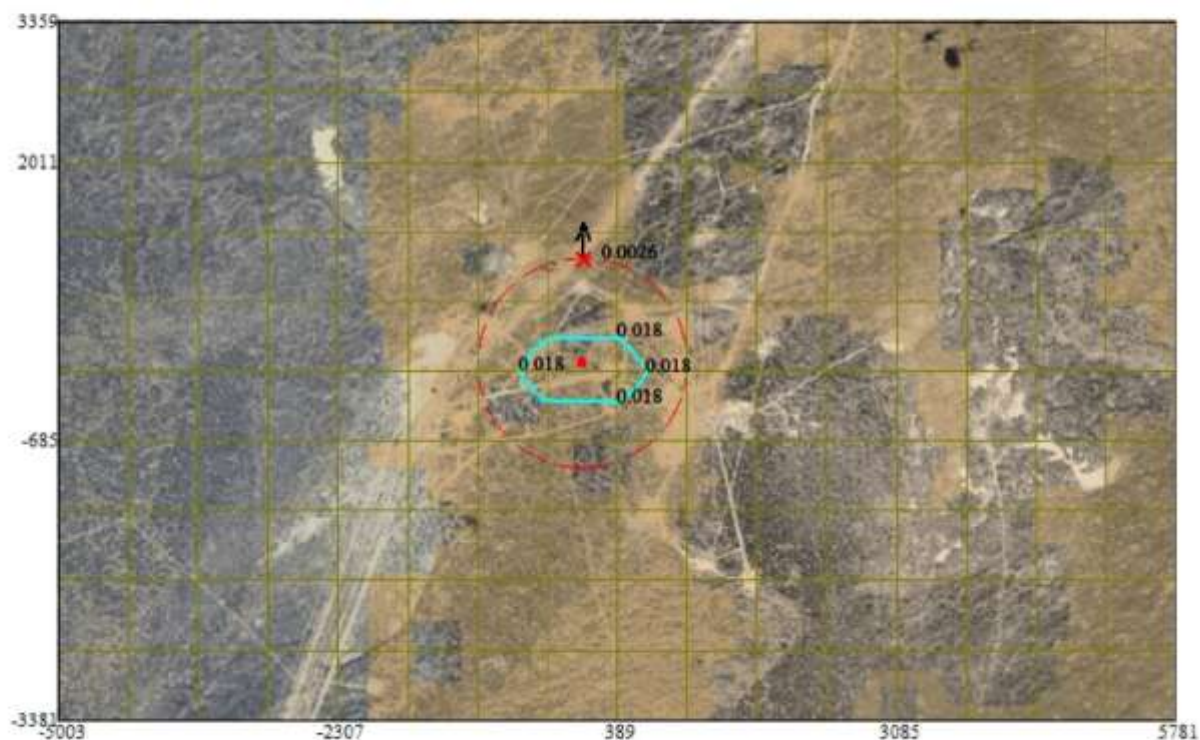
Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 1.0 ПДК
 1.953 ПДК

0 607 1821м.
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 2.3418677 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 77° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

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)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01
- Сетка для РП N 01

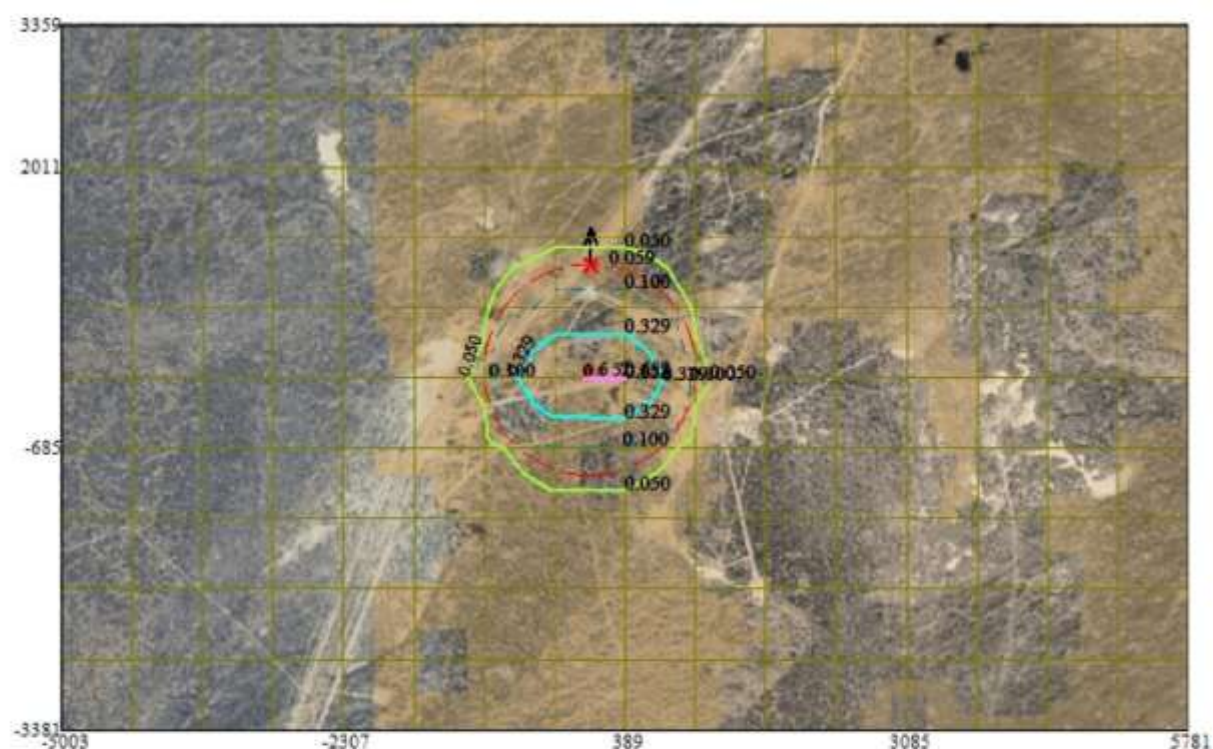
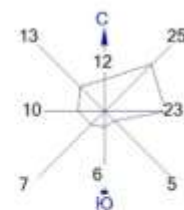
Изолинии в долях ПДК

0.018 ПДК

0 607 1821м.
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.0299056 ПДК достигается в точке $x=389$ $y=-11$
 При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01
- Сетка для РП N 01

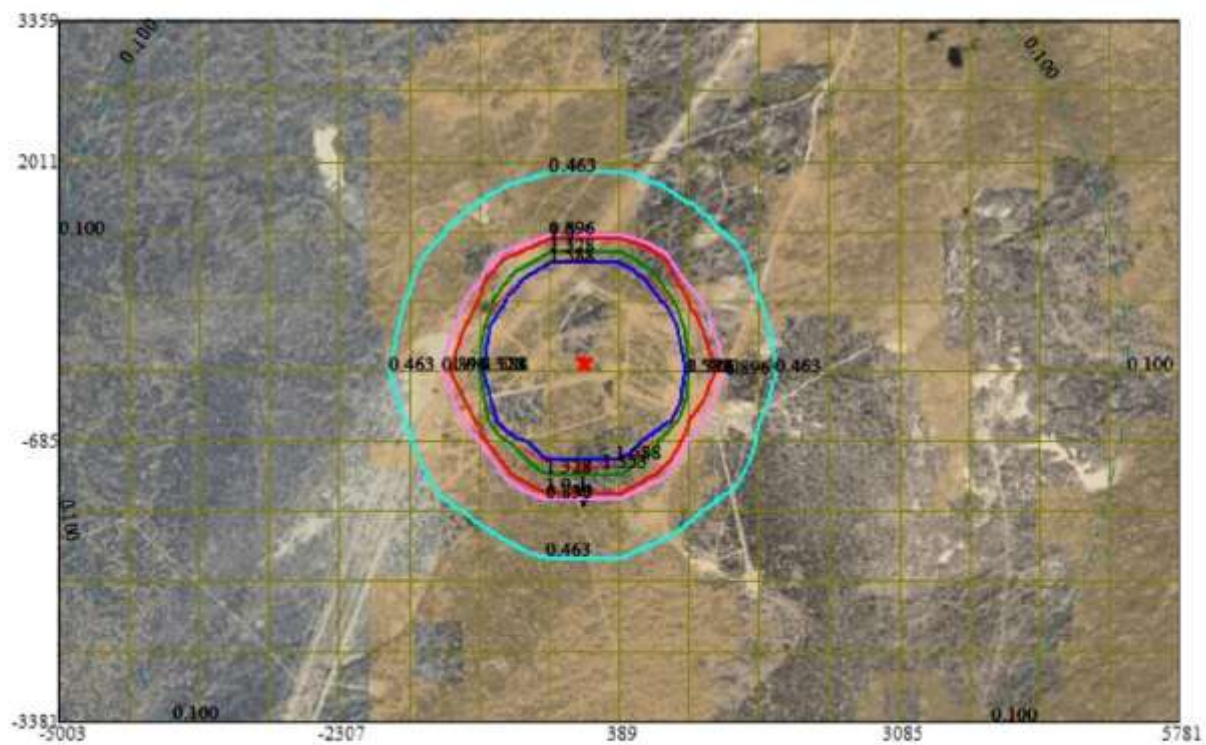
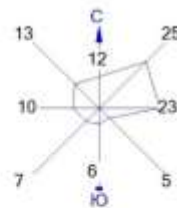
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.329 ПДК
- 0.652 ПДК

0 607 1821м.
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.6679357 ПДК достигается в точке $x=389$ $y=-11$
 При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6007 0301+0330



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01
- Сетка для РП N 01

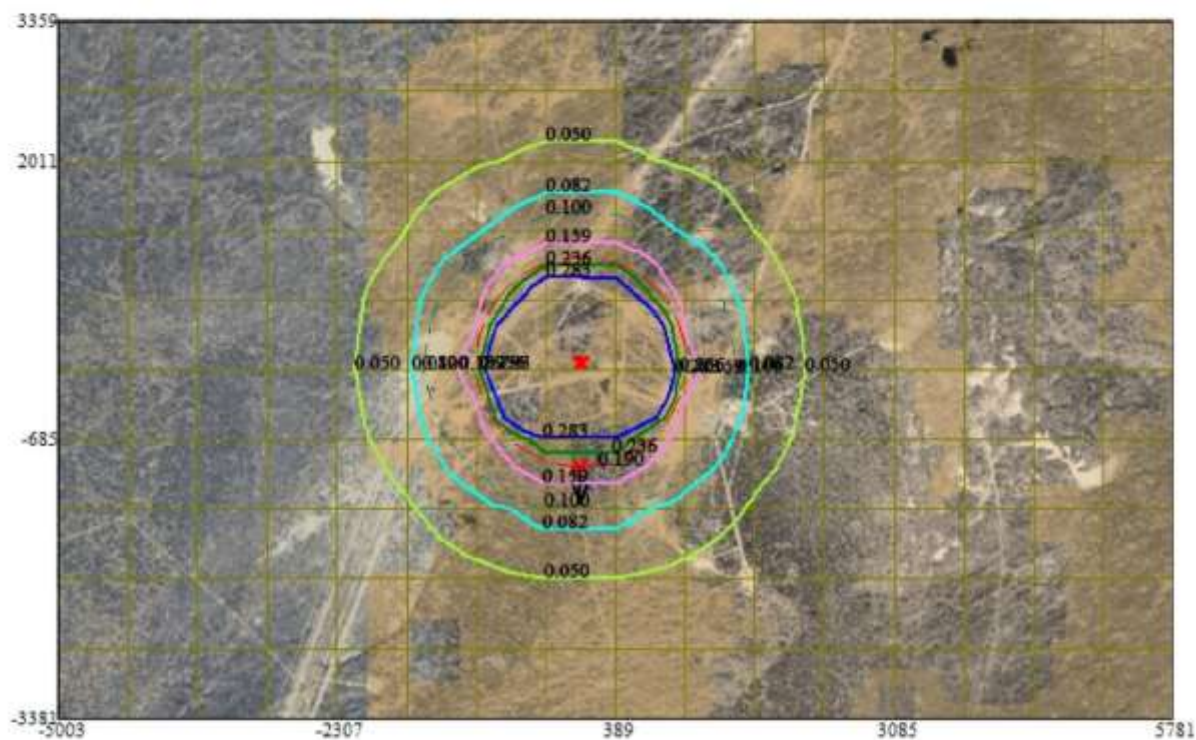
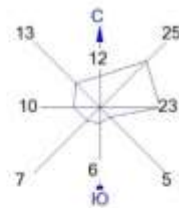
Изолинии в долях ПДК

- 0.100 ПДК
- 0.463 ПДК
- 0.896 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.328 ПДК
- 1.588 ПДК



Макс концентрация 6.5999455 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 77° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6037 0333+1325



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01
- Сетка для РП N 01

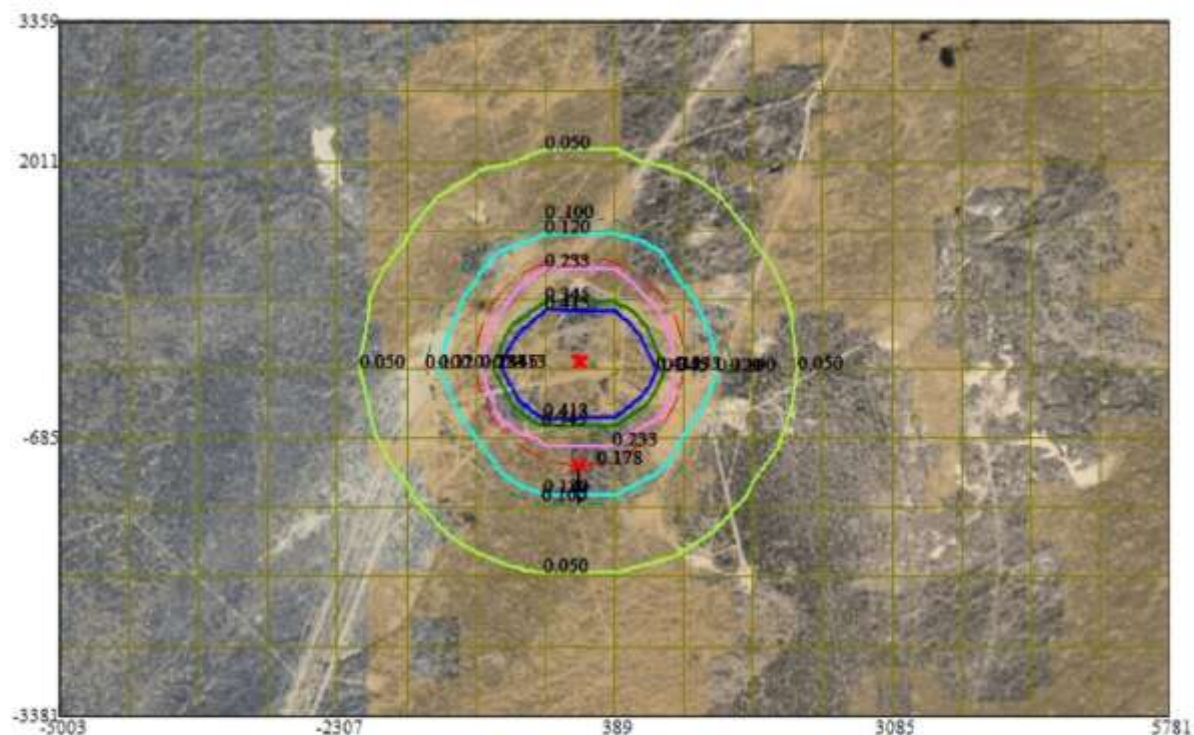
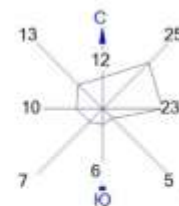
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.082 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.159 ПДК
- 0.236 ПДК
- 0.283 ПДК

0 607 1821м.
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.9456382 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 77° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10784 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылординская область 2026
 Объект : 0021 РООС Акшабулак Восточный 2100 м Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6044 0330+0333



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01
- Сетка для РП N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.120 ПДК
- 0.233 ПДК
- 0.345 ПДК
- 0.413 ПДК

0 607 1821м.
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.832706 ПДК достигается в точке $x = -285$ $y = -11$
 При опасном направлении 77° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10764 м, высота 6740 м,
 шаг расчетной сетки 674 м, количество расчетных точек 17*11
 Расчет на существующее положение.

Приложение №4 - Государственная лицензия

21033550



ЛИЦЕНЗИЯ

15.12.2021 года02354P

Выдана Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"
 Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Динмұхамед Қонаев, здание № 8
 БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер физического лица 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, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.
 (полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) Абдуалиев Айдар Сейсенбекович
 (фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 16.01.2015Срок действия
лицензииМесто выдачи г.Нур-Султан

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ**

Номер лицензии 02354Р

Дата выдачи лицензии 15.12.2021 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

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

Лицензиат**Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"**

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8, БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер физлица 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

(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, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)****Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**

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

Номер приложения

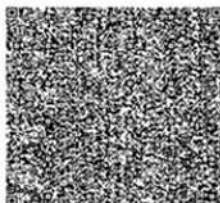
001

Срок действия**Дата выдачи
приложения**

15.12.2021

Место выдачи

г.Нур-Султан



КӨШІРМЕ
КОПИЯ

Приложение 2
к Лицензии № 2д от 19 марта 1997г.
на право недропользования
(нефть)

**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ
КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКАНСКИЙ ЦЕНТР ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ
«КАЗГЕОИНФОРМ»**

ГОРНЫЙ ОТВОД

Выдан *Товариществу с ограниченной ответственностью СП «Казсермунай»*
на право недропользования для добычи углеводородного сырья
на месторождении *Ақшабулак Восточный* в пределах блока *XXIX-39-Б (неизвестно)*
Горный отвод расположен в *Кызылординской области*
Границы отвода на картограмме обозначены угловыми точками с *м. 1 по м. 5*

угловые точки	координаты угловых точек	
	северная широта	восточная долгота
1	46° 02' 29"	65° 45' 12"
2	46° 02' 26"	65° 46' 52"
3	46° 00' 52"	65° 46' 47"
4	46° 01' 16"	65° 45' 02"
5	46° 01' 49"	65° 45' 01"

Площадь горного отвода – **5,88** (пять целых восемьдесят восемь сотых) кв. км.

Глубина отвода – до кристаллического фундамента.

Руководитель

П. Ниценко

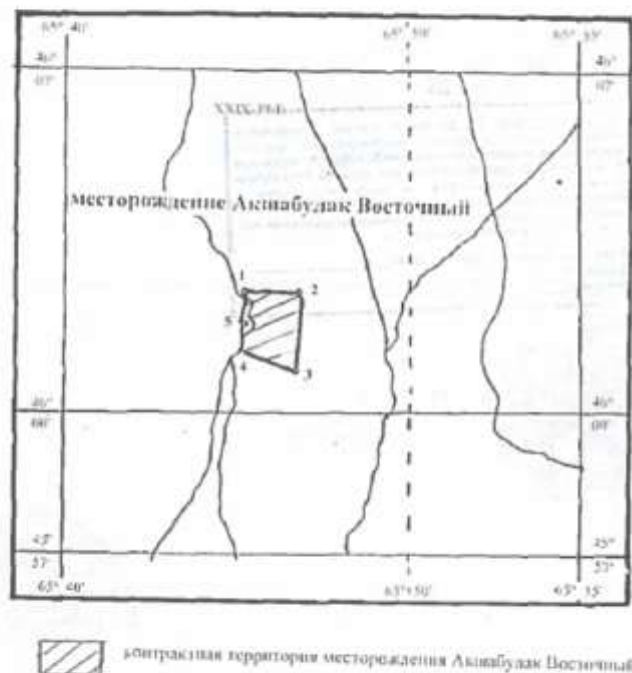
г. Астана,
март 2009г.

**КОШІРМЕ
КОПИЯ**

Приложение 1
к горному отводу на правах недропользователя
Лицензия № 29 от 19 марта 1997г.
(нефть)

**Картограмма расположения
горного отвода месторождения Акшабулак Восточный
в пределах блока XXIX-39-E (частично)**

Масштаб 1: 200 000



**КЕЛЕСІ БЕТКЕ ҚАРАҢЫЗ
М. НА ОБОРОТЕ**



Приложение
к Контракту № 66-5
на право недропользования
(нефть)

**МИНИСТЕРСТВО ИНДУСТРИИ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКАНСКИЙ ЦЕНТР ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ
«КАЗГЕОИНФОРМ»**

ГОРНЫЙ ОТВОД

Выдан Товариществу с ограниченной ответственностью «Саутс-Ойл»
на право недропользования для добычи углеводородного сырья
на месторождении Акишабулак Восточный в пределах блока XXIX-39-E (частично)
Горный отвод расположен в Кызылординской области
Границы отвода на картограмме обозначены угловыми точками с пп 1 по пп 10

угловые точки	координаты угловых точек	
	северная широта	восточная долгота
1	46° 02' 26"	65° 46' 52"
2	46° 02' 32"	65° 46' 54"
3	46° 02' 24"	65° 47' 07"
4	46° 02' 11"	65° 47' 12"
5	46° 01' 49"	65° 47' 12"
6	46° 01' 21"	65° 47' 31"
7	46° 01' 06"	65° 47' 42"
8	46° 00' 26"	65° 47' 38"
9	46° 00' 13"	65° 47' 25"
10	46° 00' 13"	65° 46' 50"

Площадь горного отвода – 2,96 (две целых девяносто шесть сотых) кв. км.

Глубина отвода – минус 1970 м.

Руководитель



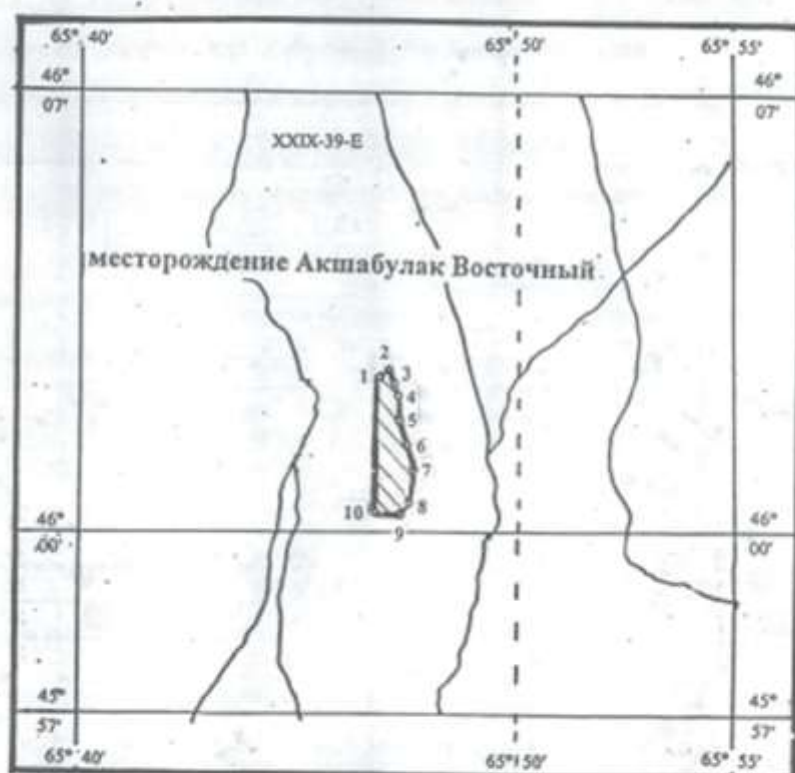
С. Уразаева

г. Астана,
декабрь 2011г.

Приложение
к горному отводу на право недропользования
Контракта № 668
(нефть)

**Картограмма расположения
горного отвода месторождения Акшабулак Восточный
в пределах блока XXIX-39-Е(частично)**

Масштаб 1: 200 000



контрактная территория месторождения Акшабулак Восточный