

УТВЕРЖДАЮ:
Президент
АО «СНПС – Ай Дан Мунай»
Вэнь Цзяцзюнь
« » 2023 г.

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ
ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮГО-ЗАПАДНЫЙ САРЫБУЛАК**

Директор

ТОО «Орда Проект Консалтинг»



Айменов К.С.

г. Кызылорда, 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

ИП «ОрдаПроектКонсалтинг»

Государственная лицензия серии 02138Р от 28.10.2019 года, выданная РГУ «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан».

Исполнители:	
Директор	Айменов К.С.
Инженер-эколог	Жусупова Г.Ж.

№ раздела	СОДЕРЖАНИЕ Наименование раздела	стр.
	АННОТАЦИЯ.....	
1	ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕГО КООРДИНАТЫ, ОПРЕДЕЛЕННЫЕ СОГЛАСНО ГЕОИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЕ, С ВЕКТОРНЫМИ ФАЙЛАМИ	
2.	ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ).....	
2.1.1.	Климатические условия региона.....	
2.1.2	Современное состояние воздушного бассейна.....	
2.1.3	Гидрографическая и гидрогеологическая характеристика района	
2.1.4	Характеристика грунта.....	
2.1.5	Современное состояние растительного покрова в зоне воздействия объекта.....	
2.1.6	Исходное состояние водной и наземной фауны.....	
2.1.7	Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности.....	
2.1.8	Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения.....	
2.1.9	Исторические памятники, охраняемые объекты, археологические ценности.....	
3.	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ СЛЕДУЮЩИМ УСЛОВИЯМ.....	
3.1.	Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях.....	
3.2.	Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него.....	
4.	ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	
4.1	Техническая и биологическая рекультивация.....	
5.	ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ИХ МОЩНОСТЬ, ГАБАРИТЫ (ПЛОЩАДЬ ЗАНИМАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ, ВЫСОТА), ДРУГИЕ ФИЗИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОБ ОЖИДАЕМОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ, ЕГО ПОТРЕБНОСТИ В ЭНЕРГИИ, ПРИРОДНЫХ РЕСУРСАХ, СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛАХ.....	
5.1	Свойства и состав нефти в поверхностных условиях.....	
5.2	Характеристика фонда скважин.....	
5.3	Компонентный состав и свойства растворенного газа.....	
5.4	Анализ действующей системы внутрипромыслового сбора, подготовки, транспорта и замера добываемой продукции.....	
5.5	Анализ состояния системы сбора и транспорта.....	
5.6	Анализ состояния системы подготовки продукции скважин.....	
5.7	Установка переработки газа (УПГ).....	
6.	ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСОМ.....	
7.	ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	
8.	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.....	
8.1	Воздействия на воздушную среду, эмиссии в атмосферный воздух	
8.2	Основные источники воздействия на окружающую среду при разработке месторождения Юго-Западный Сарыбулак...	

8.3	Основные источники воздействия на окружающую среду при строительстве скважин
8.4	Категория предприятия
8.5	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
8.7	Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ
8.8	Организация контроля за выбросами
8.9	Возможные залповые и аварийные выбросы
8.10	Оценка воздействий на водные ресурсы
8.11	Оценка воздействий на почву
8.12	Оценка воздействий на недра
8.13	Оценка физических воздействий на окружающую среду
8.14	Радиационная обстановка
8.15	Оценка воздействие на растительный мир
8.16	Оценка воздействие на животный мир
9	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОТХОДОВ, ОБРАЗУЕМЫХ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ
9.1	Виды и объемы образования отходов
9.2	Расчет образования отходов производства и потребления
9.3	Процедура управления отходами
9.4	Программа управления отходами
10	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ
10.1	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности
10.2	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него
10.3	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него
10.4	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления
10.5	Примерные масштабы неблагоприятных последствий
10.6	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности
10.7	планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека
11	ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННОЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)
11.1	Меры по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду (природоохранные мероприятия)
11.1.1	Атмосферный воздух
11.1.2	Подземные и поверхностные воды
11.1.3	Почвенный покров
11.1.4	Растительный и животный мир
11.2	Мероприятия по управлению отходами
11.3	Предлагаемые меры по мониторингу воздействий (включая необходимость проведения послепроектного анализа фактических воздействий в ходе реализации намечаемой деятельности в сравнении с информацией, приведенной в отчете о возможных воздействиях)
12	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА
13	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ

АО «СНПС – Ай Дан Мунай»

	ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ОТ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И ВЫГОДЫ ОТ ОПЕРАЦИЙ, ВЫЗЫВАЮЩИХ ЭТИ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ.....
14	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....
15	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ОПРЕДЕЛЕННЫЕ НА НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ.....
16	ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....
17	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ.....
18	КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ С ОБОБЩЕНИЕМ ИНФОРМАЦИИ, УКАЗАННОЙ В ПУНКТАХ 1 - 17 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ, В ЦЕЛЯХ ИНФОРМИРОВАНИЯ ЗАИНТЕРЕСОВАННОЙ ОБЩЕСТВЕННОСТИ В СВЯЗИ С ЕЕ УЧАСТИЕМ В ОЦЕНКЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.....
19	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу
2. Расчет рассеивания загрязняющих веществ с картосхемами изолиний
3. Исходные данные
4. Ситуационная карта схема участка
5. Справка о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе
6. Государственная лицензия на природоохранное проектирование

АННОТАЦИЯ

Отчет о возможных воздействиях выполнен к Дополнению к проекту разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак и представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

Проект разработан в соответствии с требованиями нормативного документа «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки» утвержденной Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

Заказчик проекта – АО «СНПС – Ай Дан Мунай», БИН 030640005443, г. Кызылорда, Пр. Нұрсұлтан Назарбаев, здание 9, +7 (7242) 26-54-028

Рабочий проект спроектирован - ТОО «TIMAL CONSULTING GROUP».

Разработчик материалов ОВВ - ТОО «Орда Проект Консалтинг».

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении.

В проекте разработки приведены сведения о геологическом строении и характеристике продуктивных горизонтов. Проанализированы результаты геолого-геофизических и промысловых исследований всех пробуренных скважин. Даны сведения о коллекторских свойствах пород, свойствах нефти, газа и воды. Проведение обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчетных вариантов разработки.

Для расчета технологических показателей разработки в целом по месторождению выбраны 3 расчетных варианта.

Вариант 1 (рекомендуемый). Данный вариант предусматривает продолжение реализации концепции разработки ПР-2019г. Добывающий фонд будет формироваться за счет ранее пробуренных скважин, в том числе путем ввода из бездействия 19 скважин. В связи с тем, что горизонты имеют один этаж нефтеносности, после выработки запасов нефти, по скважинам предусмотрен перевод на другие объекты. Также предусматривается внедрение системы ППД на I объекте, путем перевода под нагнетание добывающих скважин ЮЗС-3, ЮЗС-15, ЮЗС-33, после полной выработки удельных запасов нефти. Вариантом предусмотрено ввод из бурения 9 добывающих скважин. Рентабельный срок эксплуатации месторождения составляет 47 лет (2023-2069гг.).

Вариант 2. Данный вариант основан на 1 варианте и предусматривает дополнительно бурение 6 добывающих скважин. В целом по второму варианту предусмотрено бурение 15 добывающих скважин. Также предусмотрены дополнительные переводы под нагнетание. Остальные мероприятия аналогичны первому варианту разработки. Рентабельный срок разработки месторождения составит 43 года (2023-2065гг.).

Вариант 3 предусматривает внедрение технологии по увеличению нефтеотдачи, и для этой цели выбран вариант с бурением наклонно-направленных скважин, который успешно апробирован на соседнем месторождении Арысское. Остальные мероприятия аналогичны первому варианту разработки. Рентабельный срок разработки месторождения составляет 44 года (2023-2066гг.).

По результатам сравнительного анализа экономических показателей данных таблицы, видно, что по 1 варианту разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак достигаются наибольшие показатели потока наличности, а также наибольший ЧПС, который является одним из основных критериев при выборе рентабельного варианта. Исходя из вышеуказанного, с экономической точки зрения, наиболее оптимальным и эффективным к разработке будет 1 вариант (рекомендуемый).

Намечаемая деятельность предусматривает: Добывающий фонд будет формироваться за счет ранее пробуренных скважин, в том числе путем ввода из бездействия 19 скважин. В связи с тем, что горизонты имеют один этаж нефтеносности,

после выработки запасов нефти, по скважинам предусмотрен перевод на другие объекты. Также предусматривается внедрение системы ППД на I объекте, путем перевода под нагнетание добывающих скважин ЮЗС-3, ЮЗС-15, ЮЗС-33, после полной выработки удельных запасов нефти. Вариантом предусмотрено ввод из бурения 9 добывающих скважин. Рентабельный срок эксплуатации месторождения составляет 47 лет (2023-2069гг.).

Место расположения проектируемого объекта – В административном отношении месторождение Юго-Западный Сарыбулак расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области.

Контракт между государственным комитетом РК по инвестициям и ТОО «Ай-Дан» на проведение разведки и добычи УВС заключен 27 августа 1998 года (регистрационный № 221). Соглашением между Агентством Республики Казахстан по инвестициям и ТОО «Ай-Дан Мунай» от 6 марта 2000 года права на недропользование перешли от ТОО «Ай-Дан» к его дочернему предприятию ТОО «Ай-Дан Мунай». С 19.06.2003г. ТОО «Ай-Дан Мунай» реорганизовано в АО «Ай-Дан Мунай». С ноября 2005 г АО «Ай-Дан Мунай» переименовано в АО «СНПС – Ай Дан Мунай».

В 2022г между Министерством энергетики РК и АО «СНПС – Ай Дан Мунай» был заключен контракт на добычу углеводородов на месторождениях «Караколь» и «Юго-Западный Сарыбулак» в Кызылординской области (протокол ЦКРР РК 12/5 от 14 июня 2022г) согласно которому рекомендовано Компетентному органу выдать разрешение АО «СНПС Айдан Мунай» на закрепление периода добычи углеводородов по месторождению «Юго-Западный Сарыбулак» сроком до 12 июня 2028 года, с учетом закрепленного в Контракте №4868 от 19.10.2020 года подготовительного периода.

Ближайшим населенным пунктом является областной центр г. Кызылорда, находящийся в 112 км к югу от месторождения, районный центр пос. Теренозек - в 123 км, железнодорожная станция Жусалы - в 164 км. Населенные пункты связаны между собой железной и шоссейной дорогами, с месторождением – грунтовыми и полевыми дорогами.

В 35 км к северо-западу расположено разрабатываемое месторождение Акшабулак, связанное нефтепроводом Акшабулак - Кумколь - Каракойын с магистральным нефтепроводом Шымкент - Павлодар.

В геоморфологическом отношении район представлен слабовсхолмленной равниной, пересеченной уступом, относительная высота которого достигает 80 м. Равнина к югу от уступа имеет почти ровную поверхность, местами прерываемую котловинами разной величины, дно, многих из которых занято такырами или солончаками. Относительно уровня моря отметки поверхности варьируют в пределах 80-110 м.

Ближайшими крупными нефтяными месторождениями являются Кумколь и Акшабулак, которые обладают развитой инфраструктурой, энергетической базой и большим потенциалом по подготовке добычи нефти и газа. Нефть этих месторождений транспортируется по нефтепроводу Каракойын-Кумколь и железнодорожным транспортом.

Основанием для проектирования являются следующие документы:

- Договор от №22-483/2022 от 23 декабря 2021г. с ТОО «Timal Consulting Group»
- Техническое задание на составление дополнения к проекту разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак.

Охрана окружающей среды представляет собой систему осуществляемых государством, физическими и юридическими лицами мер, направленных на сохранение и восстановление природной среды, предотвращение загрязнения окружающей среды и причинения ей ущерба в любых формах, минимизацию негативного антропогенного воздействия на окружающую среду и ликвидацию его последствий, обеспечение иных экологических основ устойчивого развития Республики Казахстан.

Правовую основу экологической оценки составляет ряд нормативных, нормативно-технических, нормативно-методических и правовых актов. Экологическое законодательство Республики Казахстан основывается на Конституции РК, состоит из Экологического Кодекса и иных нормативных правовых актов РК.

Согласно статьи 67 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400- VI, одной из стадий оценки воздействия на окружающую среду является подготовка отчета о возможных воздействиях (далее - ООВВ).

Подготовка отчета о возможных воздействиях осуществляется физическими и (или) юридическими лицами, имеющими лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.

Организацию и финансирование работ по оценке воздействия на окружающую среду и подготовке проекта отчета о возможных воздействиях обеспечивает инициатор за свой счет.

Так же согласно п.1 статьи 72 ЭК РК в соответствии с заключением об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду инициатор обеспечивает проведение мероприятий, необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, и подготовку по их результатам отчета о возможных воздействиях.

На основании этого, предприятием, было подготовлено заявление о намечаемой деятельности, которое получило Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности от 26.05.2023 года № KZ60VWF00098309, в котором указано, что возможные воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, предусмотренные п.25 Главы 3 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» от 30.07.2021 г. №280 прогнозируются. Таким образом, необходимо проведение обязательной оценки воздействия на окружающую среду.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды, при проведении скрининга воздействий намечаемой деятельности и определении сферы охвата, по заявлению о намечаемой деятельности, в соответствии с требованиями пункта 26 Инструкции, указал рекомендации для учета в отчете о возможных воздействиях:

1. Представить описание текущего состояния компонентов окружающей среды в сравнении с экологическими нормативами, а при их отсутствии – с гигиеническими нормативами.

2. Необходимо представить характеристику возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учётом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, оценка их существенности.

3. Дать характеристику технологических процессов, в результате которых предусматриваются выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Представить перечень загрязняющих веществ, их объёмы.

4. Представить классы опасности и предполагаемый объём образующихся отходов.

5. Включить природоохранные мероприятия по охране недр и мероприятия по обращению с отходами.

6. Представить предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием объектов окружающей среды.

7. Согласно п.25 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» от 30.07.2021 г. №280, необходимо оценить воздействие на растительный и животный мир, а также на места, используемые (занятые) охраняемыми, ценными или чувствительными к воздействиям видами растений или животных (а именно, места произрастания, размножения, обитания, гнездования, добычи корма, отдыха, зимовки, концентрации, миграции).

8. Согласно «Правилам проведения общественных слушаний» от 03.08.2021 г. №286, общественные слушания по документам, намечаемая деятельность по которым может оказывать воздействие на территорию более чем одной административно-территориальной единицы (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного, районного значения, сельских округов, посёлков, сёл), проводятся на территории каждой такой административно-территориальной единицы. В этой связи необходимо проведение общественных слушаний в ближайших к объекту населённых пунктах.

9. Предусмотреть внедрение мероприятий согласно Приложению 4 к Кодексу.

Нефтегазоконденсатное месторождение Юго-Западный Сарыбулак в административном отношении расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области имеет следующие географические координаты:

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45°	51'	17"	66°	12'	56.60"
2	45°	57'	18"	66°	12'	49"
3	45°	59'	44.50"	66°	14'	44"
4	45°	59'	40"	66°	16'	58"
5	45°	59'	14"	66°	16'	57"
6	45°	58'	29"	66°	17'	58"
7	45°	52'	32"	66°	18'	57"
8	45°	50'	16"	66°	18'	05"
9	45°	50'	21"	66°	16'	27"
10	45°	51'	04"	66°	14'	39"

Geological map of the Karakum Desert showing oil and gas fields. The map includes labels for various locations such as Коскудук, Майбулак, Кызыл-Кия, Арысское, and Сарыбулак. It also shows the Karakum Desert (Каракум) and the Daryalyk (Дариялык) area. A legend in the bottom right corner identifies symbols for oil fields (black shapes), gas fields (yellow shapes), and the Karakum Desert (green area).

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Ближайшим населенным пунктом является областной центр г. Кызылорда, находящийся в 112 км к югу от месторождения, районный центр пос. Теренозек - в 123 км, железнодорожная станция Жусалы - в 164 км. Населенные пункты связаны между собой железной и шоссейной дорогами, с месторождением – грунтовыми и полевыми дорогами.

В 35 км к северо-западу расположено разрабатываемое месторождение Акшабулак, связанное нефтепроводом Акшабулак - Кумколь - Каракойын с магистральным нефтепроводом Шымкент - Павлодар.

В геоморфологическом отношении район представлен слабовсхолмленной равниной, пересеченной уступом, относительная высота которого достигает 80 м. Равнина к югу от уступа имеет почти ровную поверхность, местами прерываемую котловинами разной величины, дно, многих из которых занято такырами или солончаками. Относительно уровня моря отметки поверхности варьируют в пределах 80-110 м.

Ближайшими крупными нефтяными месторождениями являются Кумколь и Акшабулак, которые обладают развитой инфраструктурой, энергетической базой и большим потенциалом по подготовке добычи нефти и газа. Нефть этих месторождений транспортируется по нефтепроводу Каракойын-Кумколь и железнодорожным транспортом.

Для рассматриваемого района характерны ветры северо-восточного и восточного направления. Годовая скорость ветра составляет 3,5-5,5 м/с. В теплый период сильные ветра вызывают пыльные бури, а в холодный метели. Температура воздуха зимой в среднем -12°C (до -40°C), летом +27°C (до +45°C). Среднегодовое количество осадков выпадает, главным образом, в зимне-весенний период.

Растительный и животный мир типичен для засушливых степей. Среди животных встречаются волки, степные лисы, сайгаки, зайцы.

Энергоснабжение обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Связь с промыслом поддерживается по спутниковой связи и радиации. Источниками водоснабжения месторождения являются подземные воды. Система обеспечения водой питьевого качества осуществляется из артезианской скважины.

Характеристика геологического строения

После «Проекта разработки.....2019г» (ПР_2019) на дату составления настоящего «Дополнения проекту разработки на месторождении...2023г» дополнительно **пробурена** скв.ЮЗС-103 с вскрытием продуктивных горизонтов в отложениях кумколя (Ю-I, Ю-II, Ю-III) и карагансая (Ю-IV) и позволила уточнить геологическую модель и площадь распространения продуктивных коллекторов вскрытых горизонтов.

В скв.ЮЗС-103 отобран **кern** (вынос 21,95м) с проведением стандартных и специальных анализов, проведен полный комплекс ГИС и испытание горизонта Ю-IV с получением промышленного притока нефти, на имеющихся образцах керна из ранее пробуренной скв.ЮЗС-102 выполнены специальные исследования.

Флюидальная модель после ПР_2019 дополнена пробами нефти из скв.ЮЗС-101, ЮЗС-102 и ЮЗС-103.

В 2021г выполнен «Анализ раработки.....2021г.»(АР-2021)

Литолого-стратиграфическая характеристика

Пробуренными поисково-разведочными скважинами на месторождении вскрыта толща протерозойско-палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений.

Тектоника

Южно-Тургайский бассейн располагается в зоне каледонской консолидации, в которой в конце раннего палеозоя завершилось формирование фундамента. В среднем и позднем палеозое на его территории и в смежных районах образовывался терригенно-карбонатный чехол промежуточного структурного этажа. Основными тектоническими элементами Южно-Тургайского бассейна являются Арыкумская впадина, Жиланчикская впадина и Мынбулакская седловина. Все месторождения нефти и газа выявлены в Арыкумской впадине, где развиты четыре грабен-синклинали и четыре горст-антиклинали.

Месторождение Юго-Западный Сарыбулак расположено в южной части Бозингенской грабен – синклинали и срезано Бозингенским разломом с западной части и Приозерным разломом с восточной части.

Юго-Западный Сарыбулак имеет сложное геологическое строение. Строение месторождения по данным сейсмических исследований и бурения скважин состоит из палеозойско-протерозойского фундамента и осадочного чехла, выполненного отложениями мезозоя и кайнозоя. Как самостоятельное поднятие месторождение Юго-Западный Сарыбулак не выделяется, а приурочено к тектонически-активной зоне, и представляет собой серию тектонически-экранированных полусводов примыкания. Все месторождение разбито разломами ЮЗ-СВ направления. По их размерам и влиянии на структуру, эти разломы можно разделить на три типа:

- основной Восточно-Бозингенский разлом (F_1), с которым связаны все остальные разломы, обуславливающий ступенеобразное погружение склона Бозингенского грабена и затрагивающий отложения от фундамента до меловой системы, СЗ-З падения;
- крупные разломы ($F_2 - F_5$), затрагивающие отложения от фундамента до юрских, СЗ и З падения;
- вторичные разломы малой амплитуды и небольшой протяженности.

Восточно-Бозингенский разлом и связанные с ним крупные тектонические нарушения разделяют площадь на три зоны:

- западная зона прогибания, находящаяся в восточной части Бозингенского грабена, контролируемая, в основном, разломами F_1 и F_5 ;
- средняя приподнятая зона, в основном, контролируемая разломами F_1 и F_2 , с развитием пониженных и приподнятых зон, обусловленных тектоническими движениями;
- восточная относительно опущенная зона, находящаяся к юго-востоку от средней приподнятой зоны и, в основном, контролируемая разломами F_3 и F_4 .

В 2018 году АО «СНПС-Ай Дан Мунай» была выполнена переинтерпретация имеющих сейсморазведочных материалов ЗД с учетом данных пробуренных скважин в ходе которой были уточнены структурные карты по юрским отражающим горизонтам и построены структурные карты по основным продуктивным горизонтам месторождения Юго-Западный Сарыбулак и использованные в настоящей работе как основа (Папка I, граф. прил. №2-6):

Структура по кровле **сазымбайской** свиты (горизонт Ю-VII, рис. 2.1.2) осложнена выклиниванием отложений в северной части структуры и тектоническими нарушениями, что представляет собой серию отдельных тектонически-экранированных полусводов.

Основные нарушения F , F_2 , F_3 прослеживаются снизу в верх по всем выше изложенным отложениям. Структура к западу от нарушения F понижается; в центральной раздробленной части прослеживаются полусводы в районах скв. ЮЗС-2, -3, -4, -6, -10, -11, -31, -60, -65, -102, где и выявлены залежи УВ. Размеры структуры от нарушения F до

нарушения f_6 в центральной части 7х10,5км, на юге блок в скв.ЮЗС-5 размеры блока равны 2,5х9км.

Структурно-сейсмическая карта, построенная по кровле горизонта Ю-VII взяты за основу при построении структурных карт по продуктивным горизонтам/пластам- Ю-VII-A-1, Ю-VII-A-2, Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2, Ю-VII-B-3, Ю-VII-B-4, Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2.

Структура по поверхности отложений **айбалинской** свиты (горизонт Ю-VI, рис. 2.1.3), аналогично сазыбайской свите, осложнена тектоническими нарушениями, а также в центральной части, между тектоническими нарушениями F_1 и f_4 , отложения айбалинской свиты выклиниваются ниже лежащими отложениями. Структура имеет блочное строение.

Структурно-сейсмическая карта, построенная по кровле горизонта Ю-VI взяты за основу при построение структурных карт по продуктивным горизонтам/пластам - Ю-VI-A-1, Ю-VI-A-2, Ю- VI-B-1, Ю- VI-B-2, Ю-VI-B-3, Ю-VI-B-1, Ю-VI-B-2, Ю- VI-B-3 и Ю-VI-Г.

Структура по поверхности отложений **дошанской** свиты (горизонт Ю-V, рис. 2.1.4) в восточной части вдоль тектонического нарушения F_1 выклинивается ниже лежащими отложениями, в отложениях к кровле нарушение F затухает в юго-восточной части. Размеры структуры по изогипсе -2600м равны 3,5х15,5км.

Структурно-сейсмические карты, построенные по кровле горизонтов Ю-V-1 и Ю-V-2 взяты за основу при построении структурных карт по продуктивным горизонтам/пластам Ю-V-A, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-V-B-3, Ю-V-B-4, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-V-B-3 с корректировкой по данным пробуренных скважин.

В пределах структуры по поверхности отложений **карагансайской** свиты (горизонт Ю-IV, рис. 2.1.5) прослеживаются тектонические нарушения F_1 , F_3 , f_2 , f_3 , где размеры полусвода на западной части по изогипсе -2140м равны 1,4х9,5км, размеры восточной части от нарушения F_1 до линии выклинивания 2,3х15км.

Структурно-сейсмические карты, построенные по кровле горизонтов Ю-IV-1 и Ю-IV-2 взяты за основу при построении структурных карт по продуктивным пластам соответственно.

В пределах структуры по поверхности отложений **кумкольской** свиты (горизонт Ю-III, рис. 2.1.6) прослеживаются тектонические нарушения F_1 , F_3 , f_2 , где размеры полусвода на западной части по замыкающей изогипсе -2090м равны 2х10км, размеры восточной части от нарушения F_1 до линии выклинивания 2х15км.

Нефтегазоносность

В результате разбуривания, детальной пластовой корреляции с привлечением данных ГИС, керна, опробования на месторождении в юрских отложениях выделены 7 продуктивных горизонтов, которые, в свою очередь, разделены на пласты. Всего продуктивных горизонтов и пластов 31:

- Кумкольская свита - 3 горизонта - Ю-I, Ю-II, Ю-III, из них горизонт Ю-III разделен на 2 пласта Ю-III-1 и Ю-III-2; вскрыты залежи нефти в 10-и участках;

- Карагансайкая свита - горизонт Ю-IV, который разделен на два пласта Ю-IV-A-1 и Ю-IV-A-2; вскрыты залежи нефти 5-и участках;

- Дошанская и Айбалинская свиты - горизонты Ю-V и Ю-VI, где горизонт Ю-V разделен на 8 пластов Ю-V-A, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-V-B-3, Ю-V-B-4, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-V-B-3, а горизонт Ю-VI разделен на 9 пластов Ю-VI-A-1, Ю-VI-A-2, Ю- VI-B-1, Ю-VI-B-2, Ю-VI-B-3, Ю-VI-B-1, Ю-VI-B-2, Ю- VI-B-3 и Ю-VI-Г; вскрыты залежи газа и нефти в 35-и участках;

- Сазымбайская свита - горизонт Ю-VII, разделены на 8 пластов Ю-VII-A-1, Ю-VII-A-2, Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2, Ю-VII-B-3, Ю-VII-B-4, Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2; вскрыты залежи газа и нефти в 20-и участках.

Вскрытый разрез скважинами Юго-Западного Сарыбулака хорошо сопоставляется с разрезами скважин Западного и Основного поднятий месторождения Сарыбулак, но здесь отмечается увеличение толщин верхней, средней и нижней юры, в связи с этим продуктивная толща залегает ниже на 350 - 570 м. Более глубокое залегание пластов – коллекторов естественно отражается на коллекторских свойствах.

На месторождении после ПР_2019г пробурена скв. ЮЗС-103, которая вскрыла горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III-1, Ю-III-2, Ю-IV-A-1, Ю-IV-A-2, где по материалам ГИС выявлены следующие коллектора: в горизонте Ю-I-водонасыщенные, Ю-II-нефтенасыщенные, в горизонте Ю-III-1-нефтенасыщенные и водонасыщенные, Ю-III-2-нефтенасыщенные, горизонт Ю-IV-A-1- замещен, в горизонте Ю-IV-A-2 нефтенасыщенные и доказано опробованием и получением промышленного притока нефти.

Флюидальная модель месторождения после ПР_2019г дополнена 3 новыми пробами нефти отобранных из скв.ЮЗС-101, ЮЗС-102 и ЮЗС-103.

Петрофизическая модель месторождения дополнена новыми стандартными и специальными анализами по результатам отбора и анализа кернового материала из новой пробуренной после ПР-2019г скв.№103 и на имеющихся образцах керна из скв.ЮЗС-102 выполнены специальные исследования.

Выявленные залежи газа и нефти во всех горизонтах тектонически и литологически-экранированные, пластово-сводового типа.

2. ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ)

2.1 Климатические условия региона

Климат района проектирования резко континентальный (засушливый) с малым количеством осадков (151 мм/год) и высокой температурой воздуха, с жарким сухим продолжительным летом и холодной короткой малоснежной зимой.

Основные его черты: большие колебания температуры наружного воздуха зимой и летом, днем и ночью, общая сухость воздуха, обилие солнечного света.

Среднесуточная солнечная радиация поступающая в июле на горизонтальную поверхность при безоблачном небе: 331 вт/м².

Господствующие направления ветров: в январе св – 6,5м/с, юз – 5,7м/с, в – 5,4 м/с; в июле св – 4,5м/с, с – 2,6м/с, сз – 4,6м/с.

Такой климатический режим обусловлен расположением области внутри евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами.

Засушливость – одна из отличительных черт климата области, 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. Для всей территории области характерны частые и сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления.

Сильные ветры зимой при низких температурах сдувают незначительный снежный покров с возвышенностей, что вызывает глубокое промерзание и растрескивание верхних слоев почвы. В летнее время наблюдаются пыльные бури.

Климатический подрайон IV - Г.

Дорожно-климатическая зона - V.

Климатические данные по метеостанции Кызылорда приведены ниже:

№ п/п	Наименование показателей	м/с Кызылорда
1	Температура наружного воздуха С°	
	Среднегодовая	9,2
	Наиболее жаркий месяц (июль)	+ 26,4
	Наиболее холодный месяц (январь)	- 9,1
	Абсолютная максимальная	+ 46,0
	Абсолютная минимальная	- 38,0
	Средняя из наиболее холодных суток (0,92)	- 30,0
	Средняя из наиболее холодной пятидневки (0,92)	- 24,0
	Средняя из наиболее холодного периода (0,92)	- 6,2
2	Нормативная глубина промерзания грунтов:	
	- суглинки, глины;	109
	- песок пылеватый	133
3	Толщина снежного покрова с 5 % вероятностью, см	20
4	Среднегодовое количество осадков, мм	151
5	Количество дней с гололедом	45
	с туманом	23
	с метелями	2
	с ветром свыше 15 м/сек.	35

Ветры, объемы снеготранспорта:

Наименование	Месяц	Ед.	Показатели по румбам	Штиль
--------------	-------	-----	----------------------	-------

показателей		изм.	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	
Повторяемость ветра	январь	%	8	4	14	7	10	12	6	3	8
Средняя скорость	январь	м/сек	4	6,5	5,4	3,7	4,9	5,7	5	5,2	
Повторяемость ветров	июль	%	21	24	6	2	2	5	20	20	11
Средняя скорость	июль	м/сек	2,6	4,5	4,7	3,7	3,4	3,7	4,3	4,6	
Объем снегопеленоса		м3/пм	0	42	20	2	5	19	5	9	

2.2. Современное состояние воздушного бассейна

Критериями качества состояния воздушного бассейна являются значения предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ (ЗВ) в воздухе населенных мест согласно гигиеническим нормативом, принятым в Республике.

Современное качество воздушного бассейна исследуемой площади определяется взаимодействием ряда факторов, обусловленных как природными, так и антропогенными процессами.

Основными природными факторами, определяющими состояние воздушного бассейна, является ветровой и температурный режимы, количество и характер выпадения осадков. Антропогенное влияние на качество атмосферы определяется наличием и характером источников загрязнения, состава и количеством продуцируемых выбросов.

По результатам расчета приземных концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе можно заключить, что загрязнения воздушного бассейна происходят лишь на территории объекта и существенного вклада в экологическую обстановку данного района не оказывают.

Основные источники загрязнения атмосферного воздуха

Согласно данным «Департамента экологии по Кызылординской области» и «Управления природных ресурсов и регулирования природопользования Кызылординской области» в городе действует 1006 предприятий, осуществляющих эмиссии в окружающую среду. Фактические суммарные выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников составляют 26,96 тысяч тонн.

Количество автотранспортных средств составляет 136 162 тысяч единиц, главным образом легковых автомобилей, из которых – 18821 работает на газовом топливе.

По информации представленным Управлением энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области в г.Кызылорда насчитывается 64 147 жилых частных домов и 144 промышленных предприятий.

2.3 Гидрографическая и гидрогеологическая характеристика района

Участок не подлежит подтоплению.

Наблюдения за качеством поверхностных вод по Кызылординской области согласно данных Казгиромет проводится на 2 водных объектах (река Сырдария и Аральское море) на 7 створах.

При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 34 физико-химических показателей качества: температура, уровень и расход воды, сумма натрия и калия, жесткость, взвешенные вещества, прозрачность, запах, водородный показатель, растворенный кислород, БПК₅, ХПК, сумма ионов, сухой остаток, главные ионы солевого состава, биогенные (соединения азота, фосфора, железа) и органические вещества (нефтепродукты, СПАВ, летучие фенолы), тяжелые металлы, пестициды

Результаты мониторинга качества поверхностных вод на территории Кызылординской области

Основным нормативным документом для оценки качества воды водных объектов Республики Казахстан является «Единая система классификации качества воды в водных объектах» (далее – Единая Классификация).

По Единой классификации качество воды оценивается следующим образом:

Наименование водного объекта	Класс качества воды		Параметры	ед. изм.	концентрация
	1 полугодие 2020 г.	1 полугодие 2021г.			
р. Сырдария	4 класс	4 класс	Магний	мг/дм ³	32,2
			Сульфаты	мг/дм ³	455,3
			Минерализация	мг/дм ³	1403,115

Как видно из таблицы, в сравнении с 1 полугодием 2020 года качество поверхностных вод реки Сырдария существенно не изменилось, класс качества остается на уровне 4 класса.

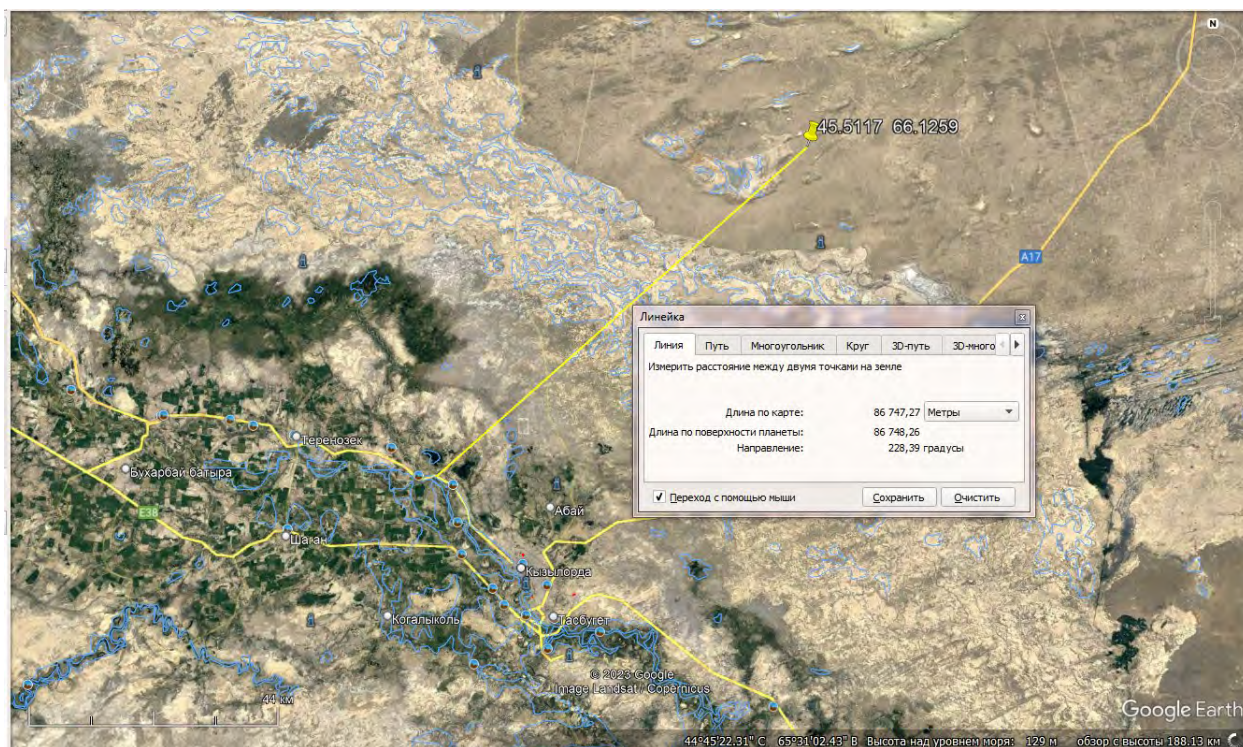
Основным загрязняющим веществом в водных объектах Кызылординской области являются сульфаты, минерализация, магний.

Превышения нормативов качества по данным показателям в основном связано с сельскохозяйственной деятельностью региона.

В 1 полугодии 2021 года в Кызылординской области случаи ВЗ и ЭВЗ не зарегистрированы.

Объект расположен за пределами водоохраной зоны и полосы. Самый ближайший водный объект река Сырдарья протекает с юго-западной стороны на расстоянии порядка 86 км.

Ситуационная карта-схема расположения реки Сырдарья



Подземные воды**Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод****Отбор и химический анализ проб попутной воды**

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время разработки изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают в себя отбор проб и определение физико-химического и ионного состава, состава водорастворенной органики, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должны осуществляться по выбранным добывающим скважинам.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенные газы;
2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
3. Микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также соответствия требованиям, предъявляемым к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Комплекс исследований скважин по контролю за разработкой представлен в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Комплекс исследований для контроля процесса разработки

№ п/п	Виды исследований	Категории и виды скважин	
		Добывающие	Нагнетательные
1	2	3	4
1	Замер дебитов жидкости, количества песка, приемистости, буферного и затрубного давления	во всех вновь пробур. скважинах и при ГТМ по действующим скважинам: Еженедельно	Еженедельно
2	Определение обводненности продукции	во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ разовые исследования по действующим скважинам: Еженедельно	
3	Определение газового фактора	Когда пластовое давление превышает давление насыщения 1 раз в год При снижении пластового давления ниже давления насыщения 1 раз в квартал	
4	Определение пластового давления и температуры	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ

	по действующим:	1 раз в квартал	1 раз в год
5	Определение забойного давления по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в квартал	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в квартал
6	Исследование методом установившихся отборов по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости
7	Исследование методом восстановления давления по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости
8	Геофизические исследования скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
9	Исследования профиля притока	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ
10	Определение профиля поглощения		Разовые исследования по мере необходимости
11	Определение состояния обсадных колонн и цементного камня	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)	
12	Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах по мере необходимости	
13	Отбор проб воды для определения состава и качества в добывающих и нагнетательных скважинах по переходящим:	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию Систематические исследования 1 раз в 3 месяца	Ежедневно

Случаи загрязнения подземных воды не выявлено.

2.4 Характеристика грунта

Для Кызылординской области преимущественное распространение получили столовые (плавные) равнины, сложенные палеогеновыми и верхнемеловыми отложениями, чередующиеся с обширными низменными поверхностями, котловинами, впадинами и песчаными массивами. Пластовые равнины зачастую ограничены от котловин чинками.

Комплекс биоклиматических условий настоящих пустынь способствует формированию на данной территории в автоморфных условиях зональных серо-бурых пустынных почв. В зависимости от рельефа местности, характера почвообразующих пород, глубины залегания грунтовых вод, состава растительности, они могут иметь различные видовые свойства и сопровождаться различными интразональными почвами.

Строения и свойства серо-бурых почв определяются особенностями почвообразования, протекающего в условиях сильно засушливого климата и ксерофитно-эфемерового характера растительности. Почвообразовательный процесс в этих условиях отличается прерывистостью и кратковременностью гумусообразования. В короткий весенний период интенсивно развивается растительность и одновременно резко увеличивается биологическая активность почвенной микрофлоры и фауны. Гумуса образуется очень мало, так как растительные остатки за один сезон почти полностью

минерализуются. В летний период очень жаркий и сухой, биологические процессы в почве затухают.

Весьма ограниченное количество осадков определяет непромывной тип водного режима и обуславливает карбонатность и солончаковатость серо-бурых почв.

В почвенном покрове серо-бурые пустынные почвы.

На изучаемой территории выделяются следующие почвенные разности: серо- бурые пустынные (СБ), солонцы пустынные, автоморфные (СН) и такыры (Тк).

Серо-бурые суглинистые пустынные почвы (СБ) формируются под солянково-полынно-боялычевой растительной ассоциацией с эфемероидами.

Видовой состав: солянка деревцевидная, ежовник солончаковый, ежовник безлистный, полынь белоземельная, полынь туранская, бурачок пустынный, мятлик луковичный, тюльпаны проникающий и цветковый, ферула каспийская и др.

На поверхности встречается галька и крупные прозрачные кварцевые песчинки величиной до 2 мм. Гравий встречается по всему почвенному профилю, особенно много на глубине свыше 1 м.

Морфологическое строение серо-бурых суглинистых пустынных почв:

Верхние 0-2 (3) см представляют собой очень сухую хрупкую корочку серого цвета. Ниже залегает аккумулятивный горизонт буровато-серого цвета мощностью 10-15 см с комковато-пороховатой структурой, слабо уплотненный, пронизанный корнями растений. Глубже он переходит в иллювиальный горизонт серовато-бурого или коричневатого цвета с комковатой структурой, более плотный и содержащий меньше корней растений. На глубине около 30-35 см появляются пятна карбонатов желтовато-белесого цвета и кристаллический гипс, количество которого увеличивается книзу, достигая максимума на глубине 1 м.

Гранулометрический состав среднесуглинистый с преобладанием песчаных и пылеватых фракций. Доля частиц крупнее 0,05 мм в некоторых случаях достигает 25-26%. Сюда входят крупные кварцевые песчинки и мелкий гравий. Эти грубые фракции облегчают гранулометрический состав. Несмотря на это - сложение почвенного профиля - плотное. Очевидно, цементации их способствуют карбонаты и другие соли (в частности и гипс при высыхании).

Описываемые почвы на различной глубине содержат 15-20% гипса. Такое скопление гипса в процессе почвообразования обусловлено химическим составом почвообразующих пород, которыми здесь являются отложения третичного и мелового периодов, богатые легкорастворимыми солями, особенно сульфатами магния.

Серо-бурые почвы, как правило, содержат хлоридов в несколько раз меньше, чем сульфатов. Максимум щелочности наблюдается в верхних слоях. Тип засоления хлоридно-сульфатный. Обычно верхний слой (10-15 см) несколько промыт от этих солей и содержит ничтожно малое количество хлоридов.

Максимум карбонатов отмечается в верхних горизонтах с постепенным убыванием книзу. Видимо, это обусловлено характером разложения растительности в условиях пустынного климата. Вымывание карбонатов вниз происходит крайне медленно. Причина - в распределении осадков по сезонам года и температурные условия.

Следует отметить, что морфологический максимум карбонатов в верхней части профиля не наблюдается, но выделение карбонатов кальция в виде белесовых примазок обнаруживается обычно с глубины 10-20 см.

Гумуса описываемые почвы содержат около 1% с постепенным убыванием книзу. Азота в верхних горизонтах содержится 0,13-0,16%. Емкость поглощения почвы около 10 мг-экв. на 100 г почвы. Из поглощенных оснований доминирует кальций (60-80%), магний и натрий занимают второстепенное значение. В иллювиальном горизонте роль их несколько возрастает, придавая этим почвам некоторую солонцеватость. Высокий дефицит влаги не позволяет использовать серо-бурые почвы в земледелии без орошения. При орошении и использовании органических и минеральных удобрений можно получать высокие урожаи, но отсутствие местных источников воды, сложный неровный рельеф, щебнистость и др. отрицательные факторы не позволяют их использование в земледелии. Они используются как низкопродуктивные весенне-летние пастбища, преимущественно для верблюдов и овец.

Наличие в верхнем слое почвы хрупкой пористой корки и рыхлое сложение нижележащего горизонта, делают верхние слои неустойчивыми к механическим воздействиям. Поэтому при прохождении автомобильной и другой техники верхний слой почвы до иллювиального плотного горизонта быстро разрушается колесами машин и распыляется, что ведет к образованию глубокой колеи.

Солонцы пустынные автоморфные могут встречаться как небольшими пятнами среди различных серо-бурых почв, так и являться преобладающим компонентом в своеобразных комплексах, образованных ими с зональными почвами. Они формируются, как правило, на засоленных породах в различных по форме и площади микро понижениях на пластовых равнинах, или на шлейфах чинков и останцах в условиях глубокого залегания грунтовых вод, не оказывающих воздействия на современный почвообразовательный процесс.

Морфологический профиль солонцов четко дифференцирован на генетические горизонты. Верхний корковый горизонт имеет небольшую мощность (до 6 см) и окрашен в светлые палево-серые тона. Крупнопористая (ноздреватая), отакыренная корка сменяется более рыхлым, слоеватым светло-бурым подкорковым горизонтом, примерно такой же мощности. Залегающий ниже иллювиальный солонцовый горизонт выделяется темно-бурой окраской, очень сильным уплотнением, вертикальной трещиноватостью и столбчатой или глыбистой структурой. Он содержит большое количество поглощенного натрия, обогащен минеральными коллоидами и отличается более тяжелым механическим составом. Непосредственно под солонцовым горизонтом залегает солевой горизонт с выделениями легкорастворимых солей и гипса в жилковой и мелкокристаллической форме. В нижней части солонцового горизонта и под ним выделяются карбонаты в форме пятен и "белоглазки".

Аutomорфные солонцы подзоны серо-бурых почв характеризуются низкой гумусностью (0,3-0,7%) и невысоким содержанием общего азота (0,02-0,05%) с относительно нешироким соотношением их между собой. В солонцовом горизонте органического вещества иногда бывает больше, чем в выше расположенном, что, по-

видимому, связано с высокой подвижностью органического вещества в щелочной среде и качественным составом гумуса.

В составе гумуса солонцов преобладают низкомолекулярные фульвокислоты. Эти почвы отличаются высокой карбонатностью всего почвенного профиля. Уже в корке содержание углекислоты превышает 4,0%, с глубиной несколько снижается, а за тем достигает своего второго максимума сразу под солонцовым горизонтом.

Описываемые пустынные солонцы по содержанию воднорастворимых солей относятся к солончаковым. Их сумма уже в солонцовом горизонте превышает 0,3% и с глубиной постепенно возрастает. Реакция водных почвенных суспензий сильнощелочная несколько снижающаяся на глубине. По гранулометрическому составу профиль солонцов дифференцируется на два горизонта - элювиальный и иллювиальный. Первый обеднен тонкодисперсными частицами, а во втором наблюдается их накопление.

Такыры среди серо-бурых пустынных имеют ограниченное распространение на данной территории, распространены также южнее исследуемого участка. Они отличаются от серо-бурых пустынных почв тем, что их поверхность отакырена и уплотнена. В профиле отчетливо выражена такыровидная корка, разбитая заплывающими трещинами на полигоны. Корка палево-светло-серая, расслаивающаяся в нижней части. Под коркой обособляется такого же цвета слюеватый подкорковый горизонт.

Верхняя часть почвенного профиля свободна от легкорастворимых солей. Заметную роль в вещественном составе почв они начинают играть лишь на глубине около одного метра. Реакция водных почвенных суспензий щелочная, переходящая с глубиной в сильнощелочную. По механическому составу эти почвы представлены легкосуглинистыми разновидностями. Такыры, как природные образования с очень плотной в сухом состоянии коркой, весьма устойчивы к антропогенным механическим воздействиям в наиболее сухое время года. При сильном увлажнении проведение каких-либо работ не возможно или очень сильно затруднено. Такыры относятся к неудобным землям.

В хозяйственном отношении эти почвы малопригодны для земледелия вследствие засушливости климата, бедности органическим веществом и сильно выраженного недостатка влаги в почвах подзоны. На незасоленных почвенных разностях возможно лесоразведение.

2.5 Современное состояние растительного покрова в зоне воздействия объекта

Растительность участка характеризуется преобладанием пустынных и степных элементов, местами произрастают типичные галофитные (солелюбивые) сообщества с участием ежовника солончакового, сарсазана шишковатого, сведы вздутоплодной и других.

Растительный покров на участке работ характеризуется бедностью флоры и низким уровнем биологического разнообразия, что обусловлено жесткими природными условиями, характеризующимися засушливым климатом, резкими колебаниями температуры, большим дефицитом влажности, бедностью и засоленностью почв. Для этой территории характерны ограниченные возможности не только для естественного, но и искусственного возобновления растительности, а также высокая уязвимость растительных

сообществ, обусловленная экстрааридными природно-климатическими условиями формирования и развития растительного покрова исследуемой территории.

На песчаных участках преобладают псаммофитно-кустарниковые (жузгун безлистный, курчавка колючая, гребенщик рыхлый, сообщества с участием эфемеров и эфемероидов (мятлик луковичный, тюльпан шренка, клоповник пронзеннолистный, дескурайния софии, желтушник левкойный, мортук восточный и др.), широко представлены сообщества с участием полыни песчаной, более редкими являются полынные сообщества с участием полыни Лерха, полыни белоземельной.

Значительные площади занимают сообщества однолетних солянок (Солерос европейский, сведа высокая, солянка южная и др.), солелюбивых кустарников и полукустарничков (селитрянка шобера, сарсазан шишковатый, поташник олиственный, поташник олиственный, карелиния каспийская) и эфемеров (клоповник пронзеннолистный, дескурайния софии, желтушник левкойный, мортук восточный, мортук пшеничный).

Растительный покров исследуемой территории в различной степени трансформирован. На рассматриваемой территории редкие виды растений занесенные в Красную книгу отсутствуют.

На территории проектируемого объекта нет культурных памятников, заповедных зон, заказников и других особо охраняемых природных объектов.

Снос зеленых насаждений не предусматривается.

Реализация намечаемой деятельности не предполагает изъятие или использование растительных ресурсов.

2.6 Исходное состояние водной и наземной фауны

Животный мир типичен для полупустынной зоны и сравнительно небогат.

Рассматриваемый район расположения объекта находится в южной части Торгайской низменности. Животный мир представлен типичными видами пустынной и полупустынной фауны. На контрактной территории встречаются широко распространенные пустынные виды, принадлежащие к монгольской и туранской фауне и южные пустынные - ирано-афганской и пустынной казахстанской фауне.

Наибольшее количество видов млекопитающих относится к насекомоядным, грызунам и мелким хищникам.

Насекомоядные, семейство ежовые, представлено видом ушастый ёж – *Erinaceus auritus*. Представители этого вида встречаются в разреженных зарослях гребенщика. Рукокрылые, семейство гладконосые рукокрылые, представлены видами: усатая ночница - (*Myotis mystacinus*) и серый ушан (*Plecotus austriacus*).

Отряд хищные, семейство псовые, представлены 3 видами: Волк – *Canis lupus* - вид, предпочитающий селиться в мелкосопочнике или в массивах бугристых песков. Корсак - (*Vulpes corsac*) распространён практически на всей территории участка, и лисица (*Ulpes vulpes*) - обитает на полупустынных участках с кустарниковой растительностью.

Отряд зайцеобразные, семейство зайцы представлено видом заяц-русак (*Lepus europaeus*). Семейство куньи представлено лаской (*Mustela nivalis*) и степным хорьком

(*Mustela eversmanni*) - хищные зверьки, питающиеся насекомыми, грызунами, мелкими пернатыми и пресмыкающимися.

Отряд грызуны. Семейство ложнотушканчиковые представлено 3-мя видами: малый тушканчик - (*Allactaga elater*), большой тушканчик (*Allactaga major*) и тушканчик прыгун (*Allactaga sibirica*), которые обитают на участках полупустынного характера. Емуранчик (*Stylodipus telum*) селится в мелкобугристом рельефе. Хомяковые представлены следующими видами: серый хомячок (*Cricetulus migratorius*) и обыкновенная полёвка (*Microtus arvalis*).

Семейство песчанковые. Большая песчанка (*Rhombomys opimus*) – широко распространённый грызун, живущий колониями, гребенщикова песчанка (*Meriones tamariscinus*) селится по пескам, тяготеет к кустарникам гребенщика. Краснохвостая песчанка (*Meriones libycus*) обитает в эфемероидных всхолмлённых пустынях с плотными почвами и по закреплённым пескам.

Семейство мышинные представлено видами домовая мышь (*Mus musculus*) и серая крыса (*Rattus norvegicus*), которые встречаются в районе поселка, в бытовых строениях, на территории хозяйственных построек и на прилегающих окультуренных участках.

Орнитофауна обследуемой территории может насчитывать более 200 видов в период пролёта, что составляет около половины видов орнитофауны Казахстана. Птиц обследуемой территории можно разделить на 4 категории по характеру пребывания: пролетные, гнездящиеся, оседлые, и зимующие.

Фауна оседлых и гнездящихся пернатых исследуемой территории обеднена в видовом отношении. Из гнездящихся пернатых отмечены: 5 видов хищных (черный коршун - *Nilvus migrans*, болотный лунь - *Circus aeruginosus*, куганник – *Buteo rufinus*, степной орел - *Aquila rapax*, обыкновенная пустельга – *Falco tinnunculus*). Воробьинообразные наиболее многочисленны как в видовом, так и в количественном составе. Наиболее представительны жаворонковые (хохлатый - *Galerida cristata*, малый - *Calandrella cinerea*, серый – *Calandrella rufescens*, степной - *Melanocorypha calandra*, черный - *Melanocorypha jeltensis* и рогатый - *Eremophila alpestris*).

В антропогенных ландшафтах, среди жилых и хозяйственных построек обитает 5 синантропных видов: сизый голубь - *Columba livia*, угод - *Upupa epops*, полевой – *Passer montanus* и домовый - *Passer domesticus* воробей, деревенская ласточка – *Hirundo rustica*.

На зимовках встречаются 8 видов, это сизый голубь, филин, домовый сыч, хохлатый, черный и рогатый жаворонки, полевой и домовый воробьи. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых, некоторых выюрковых и овсянок.

Зона воздействия проектируемого объекта на животный мир ограничивается границами земельного отвода. Воздействие намечаемой деятельности на пути миграции и места концентрации животных исключается.

На территории проектируемого объекта нет культурных памятников, заповедных зон, заказников и других особо охраняемых природных объектов.

На рассматриваемой территории краснокнижные животные отсутствуют, так же отсутствуют пути миграции животных.

2.7 Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности

Численность населения области на 1 марта 2023г. составила 835,5 тыс. человек, в том числе 392,2 тыс. человек (46,9%) – городских, 443,3 тыс. человек (53,1%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-феврале 2023г. составил 2589 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 2455 человек). За январь-февраль 2023г. зарегистрировано новорожденных на 1,8% больше, чем в январе-феврале 2022г., умерших – на 45,1% меньше.

Сальдо миграции отрицательное и составило – 591 человека (в январе-феврале 2022г. – - 770 человека), в том числе во внешней миграции – -1 (-1), во внутренней – - 590 человек (-769 человек).

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в III квартале 2022г. составили 106466 тенге и увеличились по сравнению с III кварталом 2021г. на 15,9%. С учетом роста цен на потребительские товары и услуги за этот период на 15,6%, денежные доходы населения в реальном выражении увеличились на 0,3%.

Объем розничной торговли за январь-февраль 2023г. составил 57851,9 млн. тенге или 101,3% к январю-февралю 2022г. (в сопоставимых ценах).

Наиболее явным положительным воздействием проектируемых работ на трудовую занятость населения - это создание некоторого числа рабочих мест в области.

Бытовые административно-хозяйственные помещения рассчитаны на работающих в наиболее многочисленную смену и расположены в инвентарных вагончиках так, что удаление от рабочего места не превышает 100м.

Создание новых рабочих мест и сопутствующее этому повышение личных доходов персонала, занятого в реализации проекта, будут неизбежно сопровождаться мероприятиями по улучшению социально-бытовых условий проживания, активизацией сферы обслуживания.

Образование новых рабочих мест, повышение доходов части населения, увеличение социально-экономической привлекательности региона, приток приезжих, занятых в рамках проекта, на территорию проектируемых работ являются прямым воздействием на демографическую ситуацию.

Ближайшие населенные пункты находятся вне зоны влияния выбросов, образующихся при проведении проектируемых работ. При проведении строительных работ, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу не будут достигать 1 ПДК и воздействовать на здоровье населения. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории не изменится.

Рынок труда и занятость экономически активного населения

Работы, связанные с проведением строительных работ, вызывают потребность в рабочей силе.

Значительную часть рабочих мест могут занять специалисты из числа местного населения, по привлечению местного населения на полевые работы.

Планируется максимальное использование существующей транспортной системы и социально-бытовых объектов рассматриваемой области.

Таким образом, реализация проекта и связанное с ним увеличение трудовой занятости следует рассматривать как потенциально благоприятное воздействие.

Финансово-бюджетная сфера

Капиталовложения являются прямым источником пополнения поступлений в финансово-бюджетную сферу.

Доходы и уровень жизни населения

Получение потенциальной работы, положительно воздействует на доходы и уровень благосостояния населения. Кроме того, источником косвенного воздействия являются расширение сопутствующих и обслуживающих производств, что также способствует росту доходов населения.

Таким образом, увеличение числа занятых в регионе повышает уровень жизни населения. Привлечение в эту сферу новых работников будет способствовать повышению доходов населения.

2.8 Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения

Согласно «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденной Постановлением Правительства РК от 20 декабря 2020 года №21822 в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Требования по обеспечению радиационной безопасности при воздействии природных источников излучения в производственных условиях предъявляются к любым объектам, в которых облучение работников превышает 1 мЗв/год (объекты, осуществляющие работы в подземных условиях, добывающие и перерабатывающие минеральное и органическое сырье с повышенным содержанием природных радионуклидов и другие).

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

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

2.9 Исторические памятники, охраняемые объекты, археологические ценности

Историко-культурное наследие, как важнейшее свидетельство исторической судьбы каждого народа, как основа и неперемненное условие его настоящего и будущего развития, как составная часть всей человеческой цивилизации, требует постоянной защиты от всех опасностей. Обеспечение этого в Республике Казахстан является нравственным долгом и определяемый Законом РК от 02.07.1992 г. №1488-ХП (с изменениями от 05.10.1995 г.) «Об охране и использовании историко-культурного наследия» обязанностью для всех юридических и физических лиц, охрана памятников архитектуры, археологии и истории обеспечивается положениями настоящего Закона РК.

Следует отметить, что ответственность за сохранность памятников предусмотрена в административном праве, и в Законе «Об архитектуре и градостроительстве в Республике Казахстан».

Статья 37 данного Закона предусматривает, что нарушения архитектурно-градостроительного законодательства, включающие нарушения законодательства по охране памятников истории и культуры влекут за собой установленную законом материальную, административную и уголовную ответственность.

Месторождение Юго-Западный Сарыбулак не затрагивает памятников, состоящих на учете в органах охраны памятников Комитета культуры РК, имеющих архитектурно-художественную ценность и представляющих научный интерес в изучении народного зодчества Казахстана.

3. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ СЛЕДУЮЩИМ УСЛОВИЯМ

3.1 Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях

В процессе оценки воздействия на окружающую среду проводится оценка на следующие объекты, в том числе в их взаимосвязи и взаимодействии:

- атмосферный воздух;
- поверхностные и подземные воды;
- ландшафты;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- состояние экологических систем и экосистемных услуг;
- биоразнообразие;
- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко- культурную и рекреационную ценность.

3.2 Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него

Детализированная информация представлена об изменениях состояния окружающей среды представлена в разделах 8, 9

4. ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Контракт между государственным комитетом РК по инвестициям и ТОО «Ай-Дан» на проведение разведки и добычи УВС заключен 27 августа 1998 года (регистрационный № 221). Соглашением между Агентством Республики Казахстан по инвестициям и ТОО «Ай-Дан Мунай» от 6 марта 2000 года права на недропользование перешли от ТОО «Ай-Дан» к его дочернему предприятию ТОО «Ай-Дан Мунай». С 19.06.2003г. ТОО «Ай-Дан Мунай» реорганизовано в АО «Ай-Дан Мунай». С ноября 2005 г АО «Ай-Дан Мунай» переименовано в АО «СНПС – Ай Дан Мунай».

Недропользователем месторождения Юго-Западный Сарыбулак является АО «СНПС – Ай Дан Мунай» на основании Лицензии МГ №979 (нефть), выданной 12.06.1997 г. Период разведки согласно Лицензии, составлял 6 лет. Контракт на разведку углеводородного сырья №221 между государственным комитетом РК по инвестициям и ТОО «Ай-Дан» заключен и зарегистрирован 27.08.1998 г. Дополнениями №№ 1-4 и №7-9 к контракту № 221 период разведки продлевался пять раз и был продлен до 12.06.2014 г. Согласно обращению №873/14 от 14.05.2014 г. Министерством нефти и газа РК принято решение о продлении периода разведки для оценки по контракту №221 от 27.08.1998 г. еще на 6 месяцев до 12.12.2014 г. (Протокол №7 от 06.06.2014 г.). Последнее продление выполнено в 2018 году Министерством энергетики РК, период разведки продлен до 12.12.2019 г.

Перспективность южной части Бозингенской грабен-синклинали была выявлена в результате переинтерпретации материалов сейсморазведки 2Д и 3Д, проведенными в 2003 и в 2007 годах. По результатам этих работ был выделен ряд перспективных структур на блоке Южный Бозинген, который был переименован на блок Карабулак (протокол АО «СНПС-Ай Дан Мунай» от 30 января 2008 г.).

В 2007 году начато поисково-разведочное бурение на площади, согласно Проекта геологоразведочных работ для оценки контрактной территории АО «СНПС – Ай Дан Мунай». По этому проекту на блоке Карабулак были пробурены 6 скважин.

В 2011 году ТОО «НПЦ Туран Гео» был составлен «Проект поисковых работ блока Карабулак на контрактной территории АО «СНПС-Ай Дан Мунай» по Контракту № 221 от 27.08.1998 г» на период разведки с 12.06.2011 г по 12.06.2014 г.». В проекте было намечено бурение 20 разведочных скважин, из них 10 скважин независимых и 10 – зависимых. Согласно проекту пробурено 12 скважин ЮЗС-4, ЮЗС-5, ЮЗС-6, ЮЗС-7, ЮЗС-8, ЮЗС-9, ЮЗС-10, ЮЗС-12, ЮЗС-11, ЮЗС-13, ЮЗС-14, ЮЗС-15.

В 2011 году впервые запасы нефти и газа Юго-западного поднятия были оценены при Оперативном подсчете запасов нефти и газа месторождения Сарыбулак по состоянию на 02.01.2011 г. по результатам бурения двух скважин (ЮС-60 и ЮС-65). Согласно протокола ГКЗ РК № 1068-11-П в пределах Юго-Западного поднятия в Государственном балансе РК были учтены запасы нефти пяти небольших залежей (Ю-I-1, Ю-IVБ-1, Ю-IVБ-2, Ю-IVБ-2, Ю-V) по категории С₂. Геологические/извлекаемые запасы нефти составили 1005/302 тыс. т, растворенного газа 92,8/27,9 млн. м³.

По рекомендации ГКЗ РК была выполнена переинтерпретация сейсмике 3Д в объеме 320 км². В ноябре 2013г Отчет «О результатах переинтерпретации сейсморазведочных работ по объединенному кубу 3D месторождения Сарыбулак» был защищен на Заседании Научно-Технического совета МД «Южказнедра» (протокол №665). При переинтерпретации сейсмике 3Д было отмечено, что Юго-Западный Сарыбулак приурочен к тектонически-активной зоне, и ловушками являются небольшие полусводы примыкания к тектоническим нарушениям, кроме этого при прослеживании стратиграфических границ было отмечено увеличение толщины юрских отложений по сравнению с Основным и Западным поднятиями месторождения Сарыбулак. В этой связи Комитетом геологии и недропользования при рассмотрении геолого-геофизических материалов по месторождению Сарыбулак было принято решение о выделении поднятия Юго-Западный Сарыбулак в самостоятельное месторождение с названием Юго-Западный Сарыбулак (письмо 17-05/11608 от 01.08.2013 г.).

В 2014 году по результатам бурения и опробования поисково-разведочных скважин, проектным институтом «ОПТИМУМ» выполнен оперативный подсчет запасов нефти, конденсата, свободного и растворенного газа, попутных компонентов месторождения Юго-Западный Сарыбулак по состоянию изученности на 01.07.2014г и утвержден ГКЗ РК (протокол №1483-14-П от 24 ноября 2014 г.). Запасы нефти и растворенного газа оценены по категориям С₁ и С₂. Начальные геологические/ извлекаемые запасы нефти и растворенного газа в целом по месторождению составляют по категории С₁ – 1410 / 430,3 тыс.т и 527,4 / 174,7 млн.м³ и по категории С₂ – 9813 / 1837,1 тыс.т и 4401,9 / 856,7 млн.м³ соответственно.

В 2015г был выполнен проект «Проект пробной эксплуатации месторождения Юго-Западный Сарыбулак» и утвержден письмом №27-5-1733-и от 07.08.2015г комитета геологии и недропользования (протокол ЦКРР №61/6 от 17.07.2015г). В соответствии проектному решению продолжительность пробной эксплуатации составляет 3 года (2015-2017гг). Проведение пробной эксплуатации планировалось осуществлять существующим фондом пробуренных разведочных скважин ЮЗС-2, ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-6, ЮЗС-8, ЮЗС-9, ЮЗС-12, ЮЗС-60, а также дополнительно предусматривался бурение трех опережающих добывающих скважин ЮЗС-101, ЮЗС-102, ЮЗС-103 для оценки продуктивности залежей. Пробную эксплуатацию предусматривалось вести на естественном режиме.

В 2016 г. выполнен «ОТЧЕТ о результатах геологоразведочных работ, проведенных АО «СНПС – Ай Дан Мунай» в пределах возвращаемой части контрактной территории, в пределах блоков ХХХ-40-А(частично), В(частично), С(частично), D(частично), Е(частично), F(частично); ХХХ-41-А(частично) расположенных в Кызылординской области Республики Казахстан» и утвержден Комитетом геологии и недропользования Актом возврата части контрактной территории АО «СНПС-Ай Дан Мунай» (24.06.2016г.). Площадь возвращаемой части Контрактной территории 277,73 км², что составляет 33,5% от площади Геологического отвода (08.2015г.) выданного по Контракту №221 от 27.08.1998г. Площадь остающейся (неосвобождаемой) части для дальнейшего недропользования Контрактной территории площадь 550,93 км², за исключением площадей месторождений Арысское, Сарыбулак и Блиновское.

В 2017г утвержден проект «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Западный Сарыбулак» (письмо Комитета Геологии и Недропользования №27-5-112-и от 17.01.2018г.), который принят на 3 года (2017-2019гг). При рассмотрении проекта было рекомендовано в 2019г провести подсчет запасов углеводородов и представить к рассмотрению ЦКРР МЭ РК проектный документ на промышленную разработку.

В 2019г был выполнен «Подсчет запасов нефти, конденсата, свободного газа и растворенного газа месторождения Юго-Западный Сарыбулак по состоянию на 02.01.2019г» на основании договора №22-353/2018 от 04.12.2018г между АО «СНПС – Ай Дан Мунай» и ТОО «Timal Consulting Group» и утвержден ГКЗ РК (протокол №2056-19-У от 12.06.2019г).

На основании «Подсчета запасов...» в 2019г был составлен «Проект разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак», (протокол ЦКРР РК №13/16 от 13.09.2019г.). Утвержденный вариант разработки предусматривал уплотнение сетки скважин и дополнительное бурение 10 добывающих скважин. Фонд скважин должен составить 25 добывающих и 3 водонагнетательных соответственно.

Согласно «Проекту разработки...» выделение продуктивных горизонтов в эксплуатационные объекты основывалось на распределении объема геологических запасов и коллекторских свойств. Выделение эксплуатационных объектов выглядит следующим образом:

- I объект – горизонт Ю-III (пласт 1 и 2);
- II объект – горизонт Ю-IV (пласты А-1, А-2);
- III объект – горизонт Ю-V (пласты А, Б-1, Б-2, Б-3, В-1, В-2);
- IV объект – горизонт Ю-VI (пласты А-1, Б-1, Б-2, Г);
- V объект – горизонт Ю-VII (пласты А-1, А-2, Б-1);
- I возвр. объект – горизонт Ю-I.
- II возвр. объект – горизонт Ю- II.

В 2020г между Министерством энергетики РК и АО «СНПС – Ай Дан Мунай» был заключен контракт на проведение добычи углеводородов на месторождениях Караколь и Юго-Западный Сарыбулак Кызылординской области РК (№4868-УВС от 19.10.2020г). Контракт заключен на срок, равный 8 лет и действует до 12 июня 2028 года. Подготовительный период действует до 31 декабря 2022 года. В связи с поздним заключением контракта на добычу УВ, в 2020г месторождение Юго-Западный Сарыбулак не разрабатывался.

В 2021г утвержден проект «Анализ разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак» (протокол ЦКРР РК 18/5 от 14 октября 2021г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2021-2022гг.

В 2022г между Министерством энергетики РК и АО «СНПС – Ай Дан Мунай» был заключен контракт на добычу углеводородов на месторождениях «Караколь» и «Юго-Западный Сарыбулак» в Кызылординской области (протокол ЦКРР РК 12/5 от 14 июня 2022г) согласно которому рекомендовано Компетентному органу выдать разрешение АО «СНПС Айдан Мунай» на закрепление периода добычи углеводородов по месторождению

«Юго-Западный Сарыбулак» сроком до 12 июня 2028 года, с учетом закрепленного в Контракте №4868 от 19.10.2020 года подготовительного периода.

Согласно ст.238 ЭК РК при проведении строительных работ необходимо учесть следующие экологические требования:

1. Физические и юридические лица при использовании земель не должны допускать загрязнение земель, захламление земной поверхности, деградацию и истощение почв, а также обязаны обеспечить снятие и сохранение плодородного слоя почвы, когда это необходимо для предотвращения его безвозвратной утери.

2. 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.

3. При проведении операций по недропользованию, выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, запрещается:

1) нарушение растительного покрова и почвенного слоя за пределами земельных участков (земель), отведенных в соответствии с законодательством Республики Казахстан под проведение операций по недропользованию, выполнение строительных и других соответствующих работ;

2) снятие плодородного слоя почвы в целях продажи или передачи его в собственность другим лицам.

В результате анализа разработки месторождения оцениваются:

1) данные о геологическом строении месторождения с оценкой изменения запасов углеводородов;

2) энергетическое состояние разрабатываемых объектов, в том числе динамика пластового давления, компенсация отбора закачкой и другие;

3) характеристики динамики добычи углеводородов, жидкости, обводненности продукции, закачки рабочего агента и другие, и соответствие их базовым проектным документам;

4) состояние фонда скважин и его соответствие проектному документу;

5) степень охвата воздействием пластов и прослоев объекта разработки, по площади и разрезу с состоянием выработки их запасов;

6) характер внедрения в залежь воды за счет подъема водонефтяного контакта и продвижения контуров нефтеносности, а при внутриконтурном заводнении – за счет продвижения закачиваемого в пласт рабочего агента;

7) контроль режимов работы скважин, забойных давлений эксплуатационных и нагнетательных скважин;

8) другие вопросы, имеющие важное значение для конкретной залежи или объекта: изучение характера и последствий снижения температуры пластов от закачки агента;

снижение фильтрационных свойств, в том числе из-за выпадения в пласте солей, парафинов, разбухания глинистых частиц, изменение пластового давления; изменение газового фактора, эффективность и целесообразность проведенного форсированного отбора жидкости, бурения скважин и другие.

4.1 Техническая и биологическая рекультивация.

Земельному Кодексу Республики Казахстан 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.

При проведении работ обязательным условием в природоохранных вопросах является восстановление нарушенных земель, т.е. приведение нарушенных земель в пригодное для дальнейшего использования состояние.

В состав восстановительных мероприятий входит: очистка от мусора территории работ и профиля, сбор и вывоз оборудования, устранение пятен проливов ГСМ.

В состав рекультивационных мероприятий полевого лагеря входят: очистка от мусора территории лагеря, сбор и вывоз вагонов и прочего оборудования, устранение последствий утечек ГСМ, засыпка ям, где выполнялись земляные работы (септик и склад ГСМ) и выравнивание поверхности. По завершению работ земли, использованные под временный лагерь, будут приведены в пригодное состояние и возвращены землепользованию в установленном порядке.

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 (т.е. отходы).

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, которых сложен породами, пригодными для биологической рекультивации;

- планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключаящую развитие эрозионных процессов.

5. ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ИХ МОЩНОСТЬ, ГАБАРИТЫ (ПЛОЩАДЬ ЗАНИМАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ, ВЫСОТА), ДРУГИЕ ФИЗИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОБ ОЖИДАЕМОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ, ЕГО ПОТРЕБНОСТИ В ЭНЕРГИИ, ПРИРОДНЫХ РЕСУРСАХ, СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛАХ

Лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб нефти проводились в лабораториях АО «НИПИнефтегаз» и ТОО «Везерфорд-КЭР». Исследования нефти проводились в соответствии с существующими ГОСТами.

На дату составления настоящего проекта состав и свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 29 проб из 17 скважин, из которых 4 новые пробы отобраны из 3 скважин ЮЗС-101, ЮЗС-102 и ЮЗС-103. Нефть в пластовых условиях изучена по 16 пробам из 10 скважин, из которых 1 новая проба отобрана из скважины ЮЗС-6. Средние значения физико-химических свойств нефти в поверхностных и пластовых условиях по горизонтам и диапазоны изменения с учетом новых проб приведены в таблице 2.3.1-2.3.2.

Компонентный состав газа однократного разгазирования определялся на хроматографе марки Agilent 7890А.

Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Проанализированы пробы скважин: ЮЗС-1, ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-6, ЮЗС-10, ЮЗС-14, ЮЗС-30, ЮЗС-31, ЮЗС-34 и ЮЗС-60. По этим пробам охарактеризованы залежи Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI и Ю-VII.

Четкой закономерности изменения свойств пластовой нефти с глубиной залегания или по площади месторождения по имеющимся данным не выявляется. По имеющимся результатам исследований залежи Ю-I, Ю-III, Ю-IV-A-1, Ю-IV-A-2 отличаются недонасыщенностью нефти газом, а нефти залежей Ю-VI-B-1, Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2 практически предельно насыщены газом.

Горизонт Ю-I. Охарактеризован только одной пробой из скв. ЮЗС-60. Здесь следует отметить, что параметры нефти были определены только по одной пробе, которая вызывает некоторые сомнения в достоверности. Проба содержала фильтрат буровой грязи и рассол, возможно была потеря газа в процессе отбора проб нефти в скважине, о чем свидетельствует небольшое газосодержание $29 \text{ м}^3/\text{м}^3$, и значение объемного коэффициента. Параметры пластовой нефти приняты по аналогии с горизонтом Ю-III.

Горизонт Ю-III. По данному горизонту было проведено 3 исследований с отбором параллельных проб по скважинам ЮЗС-30, 34 и 60. Из пласта Ю-III-1 отобрана глубинная проба из скважины ЮЗС-60. Из пласта Ю-III-2 отобраны пробы из скважин ЮЗС-34 и ЮЗС-30. По результатам исследования, в пробах замерены отличающиеся параметры нефти между собой. В пробе скважины ЮЗС-34 замерены низкие величины газосодержания и связанного с ним давления насыщения, по сравнению с данными скважин ЮЗС-30 и ЮЗС-60. В связи с этим, образцы пластовой нефти по скв.ЮЗС-34

отбракованы. Допустимые расхождения между параметрами проб из скв. ЮЗС-30 и ЮЗС-60 указывают на качество отобранных проб.

Для пласта принимаются усредненные параметры по двум пробам. Плотность нефти в пластовых условиях варьирует в пределах от 0,725 до 0,739 г/см³, в среднем составляя 0,732 г/см³. Давление насыщения изменяется в пределах от 8,67 до 8,71 МПа, при $R_{пл.}=17,86$ МПа и $t_{пл.}=74,7$ °С, в среднем составляя 8,7 МПа. Величина газосодержания изменяется в пределах от 72,4 до 84,8 м³/т, в среднем составляя 78,6 м³/т, при объемном коэффициенте 1,235. Соответственно пересчетный коэффициент 0,810. Усадка нефти в среднем составляет 19,1. Величина динамической вязкости в пластовых условиях изменяется от 0,805 мПа·с до 1,83 мПа·с, в среднем по горизонту составляя 1,32 мПа·с.

Горизонт Ю-IV. Свойства нефти залежей первой группы (Ю-IV-A-1, Ю-IV-A-2) определены по двум пробам из скважины ЮЗС-60. Из каждого пласта отобрано по одной пробе. Давление насыщения и газосодержание по ним составили 7,0 МПа (при пластовом давлении 22,4-23,5 МПа) и 73,6-75,9 м³/т. Объемный коэффициент изменяется в пределах 1,209 - 1,220 д.ед., в среднем составляя 1,215. Соответственно пересчетный коэффициент 0,823. Плотность пластовой нефти – 0,7483 - 0,7845 г/см³, вязкость – 2,07-3,35 мПа·с.

Горизонт Ю-V. По данному горизонту проведено 3 PVT исследований по скважинам ЮЗС-1, ЮЗС-10 и ЮЗС-14. Глубинная проба, отобранная из скв. ЮЗС-1 из интервала 3252-3257 м (Ю-V-B-1), содержала углеводородную жидкость с высоким газовым фактором, воду и глинистый раствор. Так как из данного интервала при опробовании был получен только газ, углеводородная часть пробы, видимо, представляет собой жидкую фазу (C5+высшие), выпавшую из газа на забое скважины. В связи с чем данные по скважине были отбракованы.

Свойства нефти залежей Ю-V-B-1 определены по параллельным пробам из скважины ЮЗС-14, по залежи Ю-V-B-2 отобраны параллельные пробы из скважины ЮЗС-10. В основном, результаты исследований параллельных образцов отвечали требованиям качества, относительная погрешность составляла не более 2%, поэтому значения по параллельным пробам усреднялись. Нефть по этим залежам отличается высоким газосодержанием – 102,78- 152,1 м³/т, практически предельной насыщенностью газом – давление насыщения составило 12,29-13,77 МПа при пластовом давлении 13,82-15,41 МПа. Значения объемного коэффициента 1,2915 (Ю-V-B-2) и 1,456 д.ед. для Ю-V-B-1, соответственно пересчетный коэффициент 0,774 и 0,687, в среднем по горизонту – 0,728. Значения плотности и вязкости пластовой нефти – 0,656-0,716 г/см³ и 0,606-1,53 мПа·с.

Горизонт Ю-VI. По данному горизонту проведено 1 PVT исследование по скважине ЮЗС-3 залежи Ю-VI-B-1 и 1 новое PVT исследование по скважине ЮЗС-6.

Скважина ЮЗС-3, горизонт Ю-VI-B-1. По результатам анализа выявлено что содержание C1, промежуточных углеводородов и содержание C7+ почти равно содержанию типичной летучей нефти. Свойства флюида является летучей нефтью. Пластовая нефть отличается очень высоким газосодержанием 535,47 м³/т практически предельной насыщенностью газом – давление насыщения составило 32,9 МПа при пластовом давлении 33,9 МПа. Залежь относится к высоконасыщенной. Соответственно определяются высокое значение объемного коэффициента - 2,263 д.ед., пониженные

значение плотности и вязкости пластовой нефти $-0,5302 \text{ г/см}^3$ и $0,33 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Пересчетный коэффициент – 0,442.

Скважина ЮЗС-6, горизонт Ю-VI-A-2. Проба отобрана после «ПР-2019г». Свойства нефти значительно отличаются от параметров соседней скв. ЮЗС-3. Давление насыщения и газосодержание по ней составили $3,7 \text{ МПа}$ (при пластовом давлении $4,65 \text{ МПа}$) и $32,6 \text{ м}^3/\text{т}$. Объемный коэффициент – 1,186 д.ед, соответственно пересчетный коэффициент 0,843. Плотность нефти – $0,732 \text{ г/см}^3$, вязкость – $1,93 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Горизонт Ю-VII. По данному горизонту проведено пять исследований глубинных проб пластовых флюидов, по скважинам ЮЗС-3, 4, 31 и 60. Пластовые свойства залежей Ю-VII-B-1 и Ю-VII-B-2 определены по скважинам ЮЗС-3 и ЮЗС-4 соответственно. Свойства флюида данных залежей являются летучей нефтью. Нефти по этим пробам отличаются очень высоким газосодержанием – $427,4\text{-}590,4 \text{ м}^3/\text{т}$, практически предельной насыщенностью газом – давление насыщения составило $29,2\text{-}36,5 \text{ МПа}$ при пластовом давлении $29,3\text{-}38,5 \text{ МПа}$. Соответственно определяются высокие значения объемного коэффициента 1,978 - 2,358 д.ед., пониженные значения плотности и вязкости пластовой нефти – $0,5117\text{-}0,5511 \text{ г/см}^3$ и $0,16\text{-}0,18 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

По залежи Ю-VII-B-1 проведено 3 исследования глубинных проб скважины ЮЗС-60 и ЮЗС-31, из которых данные последней являются некачественной, согласно расхождению, замеренных данных других проб. Пластовые свойства залежи изучены по пробам скважины ЮЗС-60. Пластовые плотность пластовой нефти в среднем составляет $0,742 \text{ г/см}^3$. Давление насыщения при среднем $T_{пл.}=90,4^{\circ}\text{C}$ и $R_{пл.}=24,99 \text{ МПа}$ составляет $8,27 \text{ МПа}$. Усредненное газосодержание составляет $84,9 \text{ м}^3/\text{т}$ при объёмном коэффициенте 1,221. Соответственно пересчётный коэффициент равен 0,819.

Таблица 5.1 - Сравнение свойств пластовой нефти

Наименование	ПР-2019г				ДПР-2023г			
	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб			скважин	проб		
Горизонт Ю-III (пласты 1, 2)								
Нефть								
Давление насыщения газом, МПа	2	2	8,67-8,71	8,69	2	2	8.67-8.71	8,7
Газосодержание, м³/т	2	2	72,4-84,79	78,6	2	2	72.4-84.8	78,6
Молекулярная масса нефти	2	2	149.8-230.5	190,2	2	2	149.8-230.5	190,2
Плотность, г/см³	2	2	0,725-0,739	0,732	2	2	0.725-0.739	0,732
Вязкость, мПа×с	2	2	0,805-1,83	1,318	2	2	0.805-1.83	1,32
Объемный коэффициент, доли ед.	2	2	1,217-1,253	1,235	2	2	1.217-1.253	1,235
Пластовое давление, МПа	2	2	17,60-18,12	17,86	2	2	17.60-18.12	17,86
Пластовая температура, °С	2	2	73,65-75,77	74,7	2	2	73.65-75.77	74,7
Пластовая вода	Горизонт Ю-III (пласты 1, 2)							
Плотность, г/см³	2	2	1,061-1,063	1,062	5	5	1.061-1.095	1,0699
Горизонт Ю-IV (пласты А-1, 2)								
Нефть								
Давление насыщения газом, МПа	1	2	7	7,0	1	2	7	7
Газосодержание, м³/т	1	2	73,6-75,9	74,8	1	2	73.6-75.9	74,8
Молекулярная масса нефти	1	2	151-158	155	1	2	151-158	155
Плотность, г/см³	1	2	0,748-0,785	0,767	1	2	0.748-0.785	0,767
Вязкость, мПа×с	1	2	2,07-3,35	2,71	1	2	2.07-3.35	2,71
Объемный коэффициент, доли ед.	1	2	1,209-1,220	1,215	1	2	1.209-1.22	1,215
Пластовое давление, МПа	1	2	22,4-23,5	22,95	1	2	22.4-23.5	22,95
Пластовая температура, °С	1	2	81,1-83,6	82,35	1	2	81.1-83.6	82,35
Пластовая вода	Горизонт Ю-IV (пласты А-1, 2)							
Плотность, г/см³	1	1	1,051	1,051	2	2	1,051-1,063	1,057
Горизонт Ю-V (пласты Б-2, В-1)								
Нефть								
Давление насыщения газом, МПа	2	2	12,29-13,77	13,03	2	2	12.29-13.77	13
Газосодержание, м³/т	2	2	102,8-152,1	127,4	2	2	102.8-152.1	127,5
Молекулярная масса нефти	2	2	110.65-134.88	122,8	2	2	110.65-134.88	122,8
Плотность, г/см³	2	2	0,656-0,716	0,686	2	2	0.656-0.716	0,686
Вязкость, мПа×с	2	2	0,61-1,53	1,068	2	2	0.606-1.53	1,07
Объемный коэффициент, доли ед.	2	2	1,299-1,456	1,374	2	2	1.292-1.456	1,374

Пластовое давление, МПа	2	2	13,82-15,41	14,62	2	2	13,82-15,41	14,62
Пластовая температура, °С	2	2	86,62-98,59	92,61	2	2	86,62-98,59	92,61
Пластовая вода	Горизонт Ю-V-A							
Плотность, г/см ³	-	-	-	-	1	1	1,063	1,063
Горизонт Ю-VI (пласт Б-1)								
Нефть								
Давление насыщения газом, МПа	1	1	30,7	30,7	1	1	30,7	30,7
Газосодержание, м ³ /т	1	1	535,47	535,5	1	1	535,47	535,47
Молекулярная масса нефти	1	1	55	55	1	1	55	55
Плотность, г/см ³	1	1	0,530	0,530	1	1	0,53	0,53
Вязкость, мПа×с	1	1	0,33	0,33	1	1	0,33	0,33
Объемный коэффициент, доли ед.	1	1	2,263	2,263	1	1	2,263	2,263
Пластовое давление, МПа	1	1	32,9	32,9	1	1	32,9	32,9
Пластовая температура, °С	1	1	89,8	89,8	1	1	89,8	89,8
Пластовая вода	Горизонт Ю-V-B-3							
Плотность, г/см ³	1	1	1,107		1	1	1,107	1,107
Горизонт Ю-VII (пласты Б-1,2)								
Нефть								
Давление насыщения газом, МПа	2	2	29.2-36.5	32,9	2	2	29.2-36.5	32,9
Газосодержание, м ³ /т	2	2	427.4-590.4	508,9	2	2	427.4-590.4	508,9
Молекулярная масса нефти	2	2	52-74	63	2	2	52-74	63
Плотность, г/см ³	2	2	0.512-0.551	0,532	2	2	0.512-0.551	0,532
Вязкость, мПа×с	2	2	0.16-0.18	0,17	2	2	0.16-0.18	0,17
Объемный коэффициент, доли ед.	2	2	1.978-2.358	2,168	2	2	1.978-2.358	2,168
Пластовое давление, МПа	2	2	29,3-38,5	33,9	2	2	29,3-38,5	33,9
Пластовая температура, °С	2	2	112,2-119,7	116,0	2	2	112,2-119,7	116,0
Пластовая вода	Горизонт Ю-VII-A-1							
Плотность, г/см ³	-	-	-	-	1	1	1,066	1,066
Горизонт Ю-VII (пласт В-1)								
Нефть								
Давление насыщения газом, МПа	1	2	7.6-8.93	8,27	1	2	7.6-8.93	8,27
Газосодержание, м ³ /т	1	2	81.6-88.1	84,9	1	2	81.6-88.1	84,9
Молекулярная масса нефти	1	2	135.9-144	140	1	2	135.9-144	140
Плотность, г/см ³	1	2	0.736-0.747	0,742	1	2	0.736-0.747	0,742
Вязкость, мПа×с	1	2	1.88-2.08	1,98	1	2	1.88-2.08	1,98
Объемный коэффициент, доли ед.	1	2	1.212-1.229	1,221	1	2	1.212-1.229	1,221

Пластовое давление, МПа	1	2	24,5-25,49	24,99	1	2	24,5-25,49	24,99
Пластовая температура, °С	1	2	90,21-90,5	90,4	1	2	90,21-90,5	90,4
Пластовая вода	Горизонт Ю-VII (пласт В-1)							
Плотность, г/см ³	1	1	1,064	1,064	1	1	1,064	1,064

5.1 Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

Всего на месторождении физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 29 проб из 17 скважин.

Горизонт Ю-I охарактеризован одной пробой скв.ЮЗС-60. Плотность нефти составляет $0,8217 \text{ г/см}^3$. Нефть горизонта малосмолистая, с содержанием асфальто-смолистых веществ – 15,6% масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым, величина концентрации серы в нефти составляет 0,14 % масс. По содержанию парафина нефть относится к высокопарафинистым. Величина концентрации парафина в нефти составляет 10,7% масс. Величина динамической вязкости нефти при 30°C в среднем равна $6,59 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, при 50°C – $2,55 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Горизонт Ю-II исследован одной пробой из скв.ЮЗС-102, проба отобрана после ПР_2019г. Плотность нефти составляет $0,8209 \text{ г/см}^3$. Нефть горизонта малосмолистая, с содержанием асфальто-смолистых веществ – 21,75% масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым, величина концентрации серы в нефти составляет 0,148 % масс. По содержанию парафина нефть относится к высокопарафинистым. Величина концентрации парафина в нефти составляет 12,06% масс. Величина динамической вязкости нефти при 30°C равна $6,68 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, при 50°C – $3,89 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Горизонт Ю-III охарактеризован двумя пробами из скв. ЮЗС-60 и ЮЗС-101 по залежи Ю-III-1, и одной пробой из скв. ЮЗС-32 по залежи Ю-III-2. Проба из скв. ЮЗС-101 отобранная после ПР_2019 по параметрам не отличается от остальных двух проб. Для горизонта принимаются усредненные параметры по пробам. Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,827 до 0,834 в среднем составляя $0,830 \text{ г/см}^3$, классифицируется как легкая и относится к 1 типу. Содержание асфальто-смолистых веществ в среднем составляет 8,45% масс. Величина концентрации серы в нефти изменяется от 0,156 до 0,178% масс, в среднем по горизонту составляет 0,166% масс, нефть является малосернистой. Величина концентрации парафина в нефти изменяется от 8,36 до 14,73% масс, в среднем составляя 12,56% масс. Температура застывания нефти изменяется от 4 до 19°C , вспышки – ниже 0°C . Величина динамической вязкости нефти при 50°C варьирует от 3,9 до $5,07 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Горизонт Ю-IV. Охарактеризован двумя пробами из скважин ЮЗС-4 и ЮЗС-102 по залежи Ю-IV-A-1 и двумя пробами по залежи Ю-IV-A-2 из скв. ЮЗС-60 и ЮЗС-103.

После ПР_2019г добавлены две пробы со скв.ЮЗС-102 и скв.ЮЗС-103.

Проба со скв.ЮЗС-102 характеризуется близкими значениями с пробой скв. ЮЗС-4 и имеет допустимые расхождения.

Проба из скв. ЮЗС-103 по параметрам плотности легче $0,8187 \text{ г/см}^3$, что можно связать с меньшим количеством (4,31% масс) асфальто-смола в составе нефти. Для горизонта в целом принимаются усредненные параметры нефти. Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,819 до 0,832 в среднем составляя $0,827 \text{ г/см}^3$, классифицируется как легкая и относится к 1 типу. Содержание асфальто-смолистых веществ в среднем составляет 9,89% масс. Величина концентрации серы в нефти изменяется от 0,11 до 0,15% масс, в среднем по горизонту составляет 0,14% масс, нефть является малосернистой. Величина концентрации парафина в нефти изменяется от 12,26

до 16% масс, в среднем составляя 14,17% масс. Температура застывания нефти изменяется от 9 до 27°C, вспышки – ниже -2 °C. Величина динамической вязкости нефти при 50°C варьирует от 2,61 до 4,8 мПа*с.

Горизонт Ю-V охарактеризован двумя поверхностными пробами из скважин ЮЗС-30 и ЮЗС-33 по залежам Ю-V-Б-3 и Ю-V-Б-4 соответственно. Замеренная плотность скважины ЮЗС-30 резко отличаются высокой плотностью (0,843 г/см³) от имеющихся остальных замеренных как пластовых, так и поверхностных дегазированных проб, в связи с чем отбраковывается. Плотность нефти – 0,83 г/см³, динамическая вязкость при 30°C – 10,3 мПа*с. Содержание парафина 18,84%масс. содержание асфальто-смолистых веществ – 9,13, серы – 0,135%, сероводород отсутствует.

Горизонт Ю-VI исследован по залежам Ю-VI-A-1, Ю-VI-B-0, Ю-VI-B-1, Ю-VI-B-2, Ю-VI-B-1, Ю-VI-Г. Всего отобрано и проанализировано 9 проб скв. ЮЗС-1, ЮЗС-2, ЮЗС-3, ЮЗС-5, ЮЗС-6, ЮЗС-11 и ЮЗС-15. Наиболее охарактеризованными являются пласты Ю-VI-B-1 и Ю-VI-B-2 три и две соответственно, остальные залежи по одной пробе. Свойства нефти залежей близки по значениям, за исключением пробы скважины ЮЗС-2 (Ю-VI-Г), резко отличающейся высокой плотностью (0,8520 г/см³) от остальных проб как по залежам, так и по горизонту Ю-VI в целом. По этой причине данная проба была отбракована. Параметры флюидов двух проб из скважин ЮЗС-5 и ЮЗС-11 отнесены к конденсатам в связи с малой плотностью (0,746 г/см³ и 0,722г/см³ соответственно) нефти. В среднем, по залежам плотность дегазированной нефти колеблется от 0,806 до 0,817г/см³, динамическая вязкость при 30°C – от 2,02 мПа*с до 4,71 мПа*с. Содержание парафинов составило 2,8 – 10,42%, содержание асфальто-смолистых веществ от 2,76 до 7,7%, серы – 0,08 - 0,1%, сероводород отсутствует.

Горизонт Ю-VII исследован пробами залежей: Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2, Ю-VII-B-1 и Ю-VII-B-2. Всего отобрано и проанализировано 8 проб из скважин ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-6, ЮЗС-10, ЮЗС-60 и ЮЗС-31. Свойства флюидов пластов Ю-VII-B-1 и Ю-VII-B-2 схожи по параметрам и представляют летучую нефть, за исключением пробы ЮЗС-6 (интервала 3599-3601, 3674-3683), отобранной из совместного горизонта Ю-VII-B-1/2. В отличие от проб скважин ЮЗС-3 и ЮЗС-4 значение плотности пробы ЮЗС-6 составляет 0,773 г/см³, являясь более легкой, отнесена к конденсатам, схожие значения плотности получены по скважине ЮЗС-10 пласта Ю-VII-B-2, которые также отнесены к конденсатам. Образец из скв. ЮЗС-31, пласта Ю-VII-B-2 является нестабильным газовым конденсатом.

В среднем, значения параметров дегазированной нефти по трем пробам залежей Ю-VII-B-1, Ю-VII-B-2 и по одной пробе пласта Ю-VII-B-1 по плотности варьируются от 0,791 до 0,83 г/см³, динамическая вязкость при 30°C – 5,18 мПа*с. Содержание парафинов составило– 9,5%, содержание асфальто-смолистых веществ 8,2%, серы – 0,09%, сероводород отсутствует.

В целом по месторождению по значениям параметров, поверхностная нефть всех горизонтов является лёгкой, малосернистой, относится к первому классу, первому типу и первому виду. По содержанию парафинов – высокопарафинистая.

5.2 Свойства и состав газа

Пластовый газ изучался по данным, полученным при разгазировании глубинных проб пластовой нефти и по глубинной пробе пластового газа. Состав и свойства растворенного в нефти газа исследовались по глубинным пробам после однократного разгазирования скважин ЮЗС-1, ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-6, ЮЗС-30, ЮЗС-31, ЮЗС-34, ЮЗС-60 и глубинной пробе пластового газа, отобранной из скважины ЮЗС-1. Исследованиями освещены залежи Ю-III-1, Ю-III-2, Ю-IVA-1, Ю-IVA-2, Ю-VB-2, Ю-VIB-1, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-VI-A-2, Ю-VIB-1, Ю-VIB-2 и Ю-VIB-1.

Компонентный состав газа однократного разгазирования определялся на хроматографе марки Agilent 7890A. По составу растворенный газ перечисленных залежей так же можно разделить на две группы, аналогично разделению по свойствам пластовой нефти. По глубинным пробам, газ нефти с низким газосодержанием оказался более тяжелым, а газ нефти с высоким газосодержанием – более легким.

По скважине ЮЗС-1 было исследовано две пробы: из интервала 3252-3257 м (Ю-VB-1) был проанализирован газ, полученный из глубинной пробы пластовой нефти; из интервала 3304-3333 м (Ю-VB-2) была отобрана глубинная проба, содержащая чистый газ. Последняя проба принята к расчетам как растворенный газ. Результаты исследований проб из скважины ЮЗС-1, интервал 3252-3257 м из скважины ЮЗС-34 и ЮЗС-31 отбракованы аналогично с результатами по глубинным пробам.

Таким образом, по залежам Ю-III-1, Ю-III-2 по пробам из скважин ЮЗС-60, 30 газ «полужирный» объемное содержание метана составило 63,92-66,82%, этана – 5,5-7,5%, содержания пропана и бутанов – 12,91-11,46 % и 8,3-8,4 % соответственно. Относительная плотность газа по воздуху изменяется от 0,9624 д.ед. до 0,9647 д.ед.

По залежам Ю-IV-A-1, Ю-IV-A-2 (по пробам из скважины ЮЗС-60) газ «жирный», объемное содержание метана составило 44,79 - 53,48%, этана – 8,02 - 9,23%, также довольно высоки содержания пропана и бутанов – 17,0-20,80 % и 14,85-15,49 % соответственно. Относительная плотность газа по воздуху изменяется от 1,086 д.ед. до 1,217 д.ед.

Растворенный газ залежей Ю-V-B-2, Ю-V-B-1, Ю-V-B-2, Ю-VI-B-1, Ю-VII-B-1 и Ю-VII-B-2 обладает гораздо более «сухим» составом, обусловленным высоким содержанием метана – 78,79-87,32%, более низким содержанием этана – 3,73 - 7,18% и значительно более низкими содержаниями тяжелых углеводородов пропана и бутанов – 2,13-4,53% и 1,34 - 4,55% соответственно. Относительная плотность газа по воздуху изменяется от 0,679 д.ед. до 0,775 д.ед.

По пробе газа однократного разгазирования скв. ЮЗС-6 (интервал 2982-2991м, горизонт Ю-VI-A-2) содержание метана составляет 43,72%, этана 9,58%, тяжелых углеводородов пропана и бутанов – 22,65% и 13,95% соответственно. Относительная плотность газа по воздуху – 1,218 д.ед.

Содержание неорганических газов по всем залежам невелико и в целом по месторождению не превышает следующих значений: азота – 1,95%, углекислого газа – 1,07%. Сероводород по данным анализов в газе отсутствует.

Таким образом, компонентный состав газа продуктивных горизонтов изучен по 15 пробам (включая одну новую). Основными компонентами изученных образцов газа являются метан, этан, пропан, бутан.

5.3 Характеристика фонда скважин

На месторождении пробная эксплуатация осуществляется согласно проекту «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Юго-Западный Сарыбулак» выполненному в 2017г и утвержденному письмом комитета геологии и недропользования №27-5-112-и от 17.01.2018г. Согласно данному проектному документу на месторождении, Юго-Западный Сарыбулак выделено 14 объектов пробной эксплуатации, которые выглядят следующим образом:

- | | |
|--------------------------------------|---|
| ❖ I объект –Ю-I (ЮЗС-60); | ❖ X объект –Ю-VIB-1 (ЮЗС-3, ЮЗС-6, ЮЗС-7); |
| ❖ II объект –Ю-III-1 (ЮЗС-2); | |
| ❖ III объект –Ю-IVA-1 (ЮЗС-60); | ❖ XI объект –Ю-VIB-2 (ЮЗС-3, ЮЗС-6); |
| ❖ IV объект –Ю-IVA-1 (ЮЗС-4); | |
| ❖ V объект –Ю-VA (ЮЗС-9); | ❖ XII объект –Ю-VII (ЮЗС-2); |
| ❖ VI объект –Ю-VB-1 (ЮЗС-4); | ❖ XIII объект –Ю-VIIA-1 (ЮЗС-4, ЮЗС-8, ЮЗС-10); |
| ❖ VII объект –Ю-VB-1 (ЮЗС-9); | |
| ❖ VIII объект –Ю-VB-3 (ЮЗС-12); | ❖ XIV объект –Ю-VIIB-1 (ЮЗС-4) |
| ❖ IX объект –Ю-VIA-1 (ЮЗС-3, ЮЗС-6); | |

В 2019г был выполнен «Подсчет запасов нефти, конденсата, свободного газа и растворенного газа месторождения Юго-Западный Сарыбулак по состоянию на 02.01.2019г» на основании договора №22-353/2018 от 04.12.2018г между АО «СНПС – Ай Дан Мунай» и ТОО «Timal Consulting Group» и утвержден ГКЗ РК (протокол №2056-19-У от 12.06.2019г).

На основании «Подсчета запасов...» в 2019г был составлен проект «Проект разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак», (протокол ЦКРР РК №13/16 от 13.09.2019г.). Утвержденный вариант разработки предусматривал уплотнение сетки скважин и дополнительное бурение 10 добывающих скважин. Фонд скважин должен составить 25 добывающих и 3 водонагнетательных соответственно.

Согласно «Проекту разработки...», на месторождении было выделено 5 основных и 2 возвратных объекта, которые выглядят следующим образом:

- I объект – горизонт Ю-III (пласт 1 и 2);
- II объект – горизонт Ю-IV (пласты А-1, А-2);
- III объект – горизонт Ю-V (пласты А, Б-1, Б-2, Б-3, В-1, В-2);
- IV объект – горизонт Ю-VI (пласты А-1, Б-1, Б-2, Г);
- V объект – горизонт Ю-VII (пласты А-1, А-2, Б-1);
- I возвр. объект – горизонт Ю-I.
- II возвр. объект – горизонт Ю- II

Согласно протокольному заключению Компетентного органа, Проект разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак вступает в силу после перехода на этап добычи

(т.е. после полного обустройства месторождения и получения Контракта на добычу). Действовавший на тот момент Контракт на разведку и добычу (Доп. №13 к Контракту №221) имел срок действия до 12 декабря 2019 года, до завершения которого месторождение эксплуатировалось согласно «Дополнение к проекту пробной...». В 2020 году между Министерством Энергетики РК и Недропользователем заключен Контракт №4868-УВС от 19 октября 2020г., дающее право на подготовительные работы (до 31 декабря 2022г.) и проведение добычи углеводородов на месторождениях Караколь и Юго-Западный Сарыбулак (до 12 июня 2028г). В настоящее время на месторождении ведутся мероприятия по обустройству и подготовительные работы по запуску скважин в эксплуатацию.

Таким образом, согласно Проекту разработки, не разрабатывалось, все операции по добыче осуществлены в рамках «Дополнение к проекту пробной...», соответственно в таблице 3.2.1. Распределение скважин по объектам указано в соответствии с ДППЭ, в рамках которого каждый продуктивный пласт был выбран как отдельный объект. Характеристика фонда скважин и распределенные по горизонтам (объектам) на 01.01.2023г приведена в таблице 3.2.1.

Всего в период пробной эксплуатации на месторождении пробурено 8 скважин, в том числе 3 опережающе-добывающих (ЮЗС-101, ЮЗС-102, ЮЗС-103) и 5 разведочных скважин (ЮЗС-30, ЮЗС-31, ЮЗС-32, ЮЗС-33, ЮЗС-34). На 01.01.2023г на месторождении пробуренный фонд скважин составляет 25 ед. который распределяется следующим образом: Эксплуатационный фонд – 25 скважин (все в бездействии); В консервации – 1 скважина;

Таблица 5.3.1 - Характеристика фонда скважин по объектам (горизонтам) по состоянию на 01.01.2023г.

Фонд скважин		Категория скважин	Объекты разработки					Всего
			I объект	II объект	III объект	IV объект	V объект	
			Ю-III	Ю-IV	Ю-V	Ю-VI	Ю-VII	
Эксплуатационный фонд	В бездействии	Фонтанные	ЮЗС-2 ЮЗС-33	ЮЗС-13 ЮЗС-103	ЮЗС-9 ЮЗС-10 ЮЗС-14	ЮЗС-5		8
		ШГН	ЮЗС-30 ЮЗС-34 ЮЗС-31 ЮЗС-32	ЮЗС-60 ЮЗС-65 ЮЗС-102	ЮЗС-4 ЮЗС-12	ЮЗС-3 ЮЗС-15 ЮЗС-101 ЮЗС-6 ЮЗС-11	ЮЗС-8 ЮЗС-7	16
Итого в бездействии:			6	5	5	6	2	24
Итого эксплуатационных скважин:			24					24
В консервации			ЮЗС-1					1
Итого фонд скважин:			25					25

5.4 Экономические показатели вариантов разработки

Экономическая оценка проводилась по 3 вариантам разработки. Оценка осуществлялась с применением финансовых и экономических допущений, перечисленных и обоснованных затрат.

Для расчета технологических показателей разработки в целом по месторождению выбраны 3 расчетных варианта.

Вариант 1 (рекомендуемый). Данный вариант предусматривает продолжение реализации концепции разработки ПР-2019г. Добывающий фонд будет формироваться за счет ранее пробуренных скважин, в том числе путем ввода из бездействия 19 скважин. В связи с тем, что горизонты имеют один этаж нефтеносности, после выработки запасов нефти, по скважинам предусмотрен перевод на другие объекты. Также предусматривается внедрение системы ППД на I объекте, путем перевода под нагнетание добывающих скважин ЮЗС-3, ЮЗС-15, ЮЗС-33, после полной выработки удельных запасов нефти. Вариантом предусмотрено ввод из бурения 9 добывающих скважин. Рентабельный срок эксплуатации месторождения составляет 47 лет (2023-2069гг.).

Вариант 2. Данный вариант основан на 1 варианте и предусматривает дополнительно бурение 6 добывающих скважин. В целом по второму варианту предусмотрено бурение 15 добывающих скважин. Также предусмотрены дополнительные переводы под нагнетание. Остальные мероприятия аналогичны первому варианту разработки. Рентабельный срок разработки месторождения составит 43 года (2023-2065гг.).

Вариант 3 предусматривает внедрение технологии по увеличению нефтеотдачи, и для этой цели выбран вариант с бурением наклонно-направленных скважин, который успешно апробирован на соседнем месторождении Арысское. Остальные мероприятия аналогичны первому варианту разработки. Рентабельный срок разработки месторождения составляет 44 года (2023-2066гг.).

По результатам сравнительного анализа экономических показателей данных таблицы, видно, что по 1 варианту разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак достигаются наибольшие показатели потока наличности, а также наибольший ЧПС, который является одним из основных критериев при выборе рентабельного варианта. Исходя из вышеуказанного, с экономической точки зрения, наиболее оптимальным и эффективным к разработке будет 1 вариант (рекомендуемый).

По результатам сравнительного анализа экономических показателей данных таблицы, видно, что по 1 варианту разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак достигаются наибольшие показатели потока наличности, а также наибольший ЧПС, который является одним из основных критериев при выборе рентабельного варианта. Исходя из вышеуказанного, с экономической точки зрения, наиболее оптимальным и эффективным к разработке будет 1 вариант (рекомендуемый).

Таблица 5.4.1-Технико-экономические показатели вариантов разработки в целом по месторождению Юго-Западный Сарыбулак.

№ п/п	Наименование	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный
1	Период расчета, годы	2023-2069	2023-2073	2023-2065	2023-2073	2023-2066	2023-2073
2	Бурение нефтедобывающих скважин вертикальных, ед.	9	9	15	15	0	0
3	Бурение нефтедобывающих скважин наклонно-направленных, ед.	0	0	0	0	9	9
4	Бурение/перевод нагнетательных скважин, ед.	3	3	5	5	3	3
5	Фонд скважин с начала разработки, ед.	31	31	39	39	31	31
6	Добыча жидкости, тыс.т.	5 330.02	5 486.07	5 267.04	5 608.45	5 489.69	5 790.75
7	Накопленная добычи жидкости с начала разработки, тыс.т.	5 339.32	5 495.37	5 276.34	5 617.75	5 498.99	5 800.05
8	Добыча нефти, тыс.т.	1 118.92	1 122.60	1 177.63	1 191.20	1 141.13	1 150.75
9	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	1 123.45	1 127.13	1 182.15	1 195.73	1 145.66	1 155.28
10	Добыча растворенного газа, млн.м3	126.83	127.29	131.97	133.50	129.62	130.74
11	Накопленная добыча растворенного газа начала разработки, млн.м3	127.20	127.66	132.34	133.87	129.99	131.11
12	Закачка воды, тыс.м3	972.58	986.29	1 124.24	1 154.96	1 144.93	1 176.19
13	Накопленная закачка воды с начала разработки, тыс.м3	972.58	986.29	1 124.24	1 154.96	1 144.93	1 176.19
14	Накопленная компенсация отбора закачкой, %	19.3	19.1	22,4	21,8	22.1	21.7
15	Суммарная продажа нефти, тыс.т.	1 099,42	1 103.04	1 157,11	1 170.45	1 121,25	1 130,70
16	Суммарная чистая выручка от реализации товарной продукции, тыс.долл.	837 385	842 409	866 469	883 866	844 675	857 186
17	Эксплуатационные затраты, тыс. долл.	66 906	70 202	74 956	84 436	72 052	78 991
18	Средние общие затраты на 1 т нефти, долл.	366,09	370,27	366,04	378,17	368,84	378,02
19	Капитальные вложения, тыс. долл.	9 293	9 293	45 172	52 973	55 559	62 451
20	Удельные капитальные вложения, \$/т	8,31	8,28	38,36	44,47	48,69	54,27
21	Корпоративный подоходный налог, тыс. долл.	83 393	83 393	78 686	78 686	74 299	74 299
22	Налог на сверхприбыль, тыс. долл.	0	0	0	0	0	0
23	Налоги и платежи в бюджет, тыс.долл.	342 719	345 463	356 110	366 048	348 843	356 014
24	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, тыс. долл.	426 112	428 856	434 796	444 734	423 142	430 314
25	Поток денежной наличности подрядчика, тыс. долл.	335 074	334 057	311 544	301 723	293 922	285 430
26	Чистая приведенная стоимость подрядчика при ставке 10%, тыс. долл.	84 114	84 105	83 643	83 547	74 559	74 477
27	Коэффициент извлечения нефти, д. ед.	0,182	0,183	0.192	0.194	0.186	0.187

Таблица 5.4.-2 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с освоения, ед.	Ввод с разведочного фонда, ед.	Перевод с других объектов, ед	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуат бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд действующих скважин, ед	Перевод скважин под нагнетание, ед	Фонд нагнет.скв. на конец года, ед.	Среднесуточный дебит на 1 скважину, т/сут		Среднесуточная приемистость 1 нагн скв, м³/сут
	Всего	Доб	Нагн						всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2023	0	0	0	0	0	0	24	75,6	5	0	19	4	0	0	4,3	6,2	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	24	75,6	0	0	19	8	0	0	4,7	7,7	0,0
2025	0	0	0	0	0	1	24	75,6	0	0	19	10	0	0	4,1	7,5	0,0
2026	2	2	0	0	0	3	26	81,9	0	0	21	20	0	0	6,3	15,3	0,0
2027	1	1	0	0	0	1	27	85,05	0	0	22	22	0	0	7,3	18,7	0,0
2028	2	2	0	0	0	0	29	91,35	0	0	24	24	0	0	7,5	21,3	0,0
2029	4	4	0	0	0	0	33	103,95	0	0	28	28	0	0	6,5	19,7	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	28	28	0	0	5,7	18,6	0,0
2031	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	28	28	0	0	5,4	19,5	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	33	103,95	1	0	27	27	1	1	4,9	19,1	36,0
2033	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	27	27	0	1	4,2	17,1	33,4
2034	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,8	15,9	40,0
2035	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,1	13,7	36,1
2036	0	0	0	0	0	4	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,7	16,5	66,1
2037	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,1	14,3	59,0
2038	0	0	0	0	0	2	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,4	15,0	92,4
2039	0	0	0	0	0	5	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,9	17,2	102,2
2040	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,6	16,2	91,9
2041	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,3	14,9	83,4
2042	0	0	0	0	0	2	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,8	16,5	112,1
2043	0	0	0	0	0	3	33	103,95	0	0	27	27	0	1	3,9	17,3	143,0
2044	0	0	0	0	0	2	33	103,95	1	0	26	26	1	2	3,6	16,2	98,8
2045	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	26	26	0	2	3,3	15,8	99,2
2046	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	26	26	0	2	2,7	13,5	82,7
2047	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	26	26	0	2	2,7	12,6	68,6
2048	0	0	0	0	0	2	33	103,95	0	0	26	26	0	2	2,6	12,5	55,6
2049	0	0	0	0	0	3	33	103,95	1	0	25	25	1	3	3,4	17,0	51,0
2050	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	25	25	0	3	3,0	15,9	47,5
2051	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	25	25	0	3	3,1	16,3	43,6
2052	0	0	0	0	0	0	33	103,95	1	0	24	24	0	3	2,9	16,0	39,9
2053	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	24	24	0	3	2,6	15,2	36,1
2054	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	24	24	0	3	2,3	14,3	31,3
2055	0	0	0	0	0	1	33	103,95	0	0	24	24	0	3	2,2	16,4	27,6
2056	0	0	0	0	0	0	33	103,95	1	0	23	23	0	3	2,1	16,1	23,9
2057	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	23	23	0	3	1,8	15,3	19,9
2058	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	23	23	0	3	1,6	14,3	16,4
2059	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	23	23	0	3	1,4	13,3	13,5
2060	0	0	0	0	0	0	33	103,95	3	0	20	20	0	3	1,4	14,4	11,3
2061	0	0	0	0	0	0	33	103,95	1	0	19	19	0	3	1,3	14,5	9,8
2062	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	19	19	0	3	1,2	14,0	8,6
2063	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	19	19	0	3	1,1	13,4	7,7
2064	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	19	19	0	3	0,9	12,4	6,7
2065	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	19	19	0	3	0,8	11,2	6,0
2066	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	19	19	0	3	0,6	9,9	5,3
2067	0	0	0	0	0	0	33	103,95	3	0	16	16	0	3	0,5	9,9	4,4
2068	0	0	0	0	0	0	33	103,95	0	0	16	16	0	3	0,4	9,2	4,1
2069	0	0	0	0	0	0	33	103,95	1	0	15	15	0	3	0,4	8,9	3,9

Таблица 5.4.2 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Текущая компенсация, %	Добыча раств. газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				годовая	накопл		годовая	накопл		годовая	накопл
2023	2,6	0,24	0,24	7,2	0,64	0,001	3,5	12,8	25,49	0,0	0,0	0	0,3	0,6
2024	11,0	0,98	0,98	18,1	1,62	0,003	17,9	30,8	38,91	0,0	0,0	0	1,5	2,1
2025	12,7	1,14	1,16	30,9	2,75	0,005	23,4	54,1	45,47	0,0	0,0	0	2,2	4,3
2026	33,9	3,02	3,11	64,8	5,78	0,010	82,2	136,4	58,78	0,0	0,0	0	4,2	8,5
2027	52,4	4,68	4,96	117,2	10,45	0,019	135,0	271,4	61,18	0,0	0,0	0	6,4	14,9
2028	59,1	5,27	5,89	176,3	15,72	0,029	168,3	439,6	64,88	0,0	0,0	0	7,1	22,0
2029	59,4	5,30	6,29	235,7	21,02	0,038	181,4	621,0	67,24	0,0	0,0	0	7,1	29,0
2030	52,0	4,64	5,87	287,7	25,66	0,047	171,1	792,1	69,60	0,0	0,0	0	6,2	35,2
2031	49,8	4,44	5,97	337,5	30,10	0,055	179,6	971,7	72,29	0,0	0,0	0	5,8	41,0
2032	43,8	3,91	5,59	381,3	34,01	0,062	169,1	1140,8	74,09	11,8	11,8	1,0	5,1	46,1
2033	37,2	3,32	5,03	418,5	37,33	0,068	151,6	1292,4	75,48	11,0	22,8	1,8	4,3	50,5
2034	33,3	2,97	4,74	451,8	40,30	0,073	140,8	1433,2	76,36	13,2	35,9	2,5	3,8	54,3
2035	27,4	2,45	4,10	479,2	42,75	0,078	121,1	1554,3	77,36	11,8	47,8	3,1	3,2	57,4
2036	32,5	2,90	5,06	511,6	45,64	0,083	146,0	1700,3	77,76	21,7	69,5	4,1	3,8	61,2
2037	27,6	2,46	4,53	539,2	48,10	0,087	126,8	1827,2	78,25	19,4	88,9	4,9	3,8	65,1
2038	29,9	2,67	5,14	569,1	50,77	0,092	133,1	1960,2	77,54	30,4	119,2	6,2	3,8	68,9
2039	35,0	3,12	6,35	604,1	53,89	0,098	152,5	2112,7	77,04	33,6	152,8	7,4	4,1	73,0
2040	31,7	2,83	6,14	635,9	56,72	0,103	143,6	2256,3	77,90	30,2	183,0	8,3	4,5	77,5
2041	29,3	2,61	6,04	665,2	59,34	0,108	131,8	2388,2	77,77	27,4	210,4	9,0	4,1	81,6
2042	33,9	3,02	7,43	699,1	62,36	0,113	146,1	2534,3	76,82	36,8	247,2	10,0	4,3	85,9
2043	34,8	3,10	8,24	733,8	65,46	0,119	153,1	2687,4	77,30	47,0	294,2	11,2	4,0	89,9
2044	30,6	2,73	7,91	764,5	68,19	0,124	138,0	2825,5	77,80	64,9	359,1	13,0	3,4	93,2
2045	28,3	2,53	7,95	792,8	70,72	0,128	134,5	2960,0	78,94	65,2	424,3	14,7	3,0	96,2
2046	23,0	2,06	7,02	815,8	72,78	0,132	115,6	3075,6	80,06	54,4	478,6	16,0	2,5	98,7
2047	22,8	2,04	7,48	838,7	74,81	0,136	108,0	3183,6	78,87	45,1	523,7	17,0	2,3	100,9
2048	22,6	2,02	8,01	861,3	76,83	0,140	106,7	3290,2	78,80	36,6	560,3	17,6	2,1	103,1
2049	28,0	2,49	10,77	889,2	79,33	0,144	139,7	3429,9	79,98	50,3	610,6	18,4	2,6	105,6
2050	24,8	2,22	10,72	914,1	81,54	0,148	131,0	3560,9	81,03	46,8	657,4	19,1	2,3	107,9
2051	25,4	2,26	12,26	939,5	83,81	0,152	133,7	3694,6	81,02	43,0	700,3	19,6	2,3	110,2
2052	22,7	2,02	12,50	962,1	85,83	0,156	126,3	3820,9	82,04	39,3	739,6	20,1	2,0	112,2
2053	20,3	1,82	12,81	982,5	87,64	0,159	120,0	3940,9	83,05	35,6	775,3	20,4	1,8	114,0
2054	18,0	1,61	13,02	1000,5	89,25	0,162	112,8	4053,7	84,02	30,9	806,1	20,7	1,6	115,6
2055	17,7	1,58	14,67	1018,2	90,83	0,165	129,5	4183,2	86,35	27,2	833,3	20,8	1,6	117,2
2056	15,6	1,39	15,14	1033,8	92,22	0,167	121,5	4304,7	87,20	23,6	856,8	20,8	1,4	118,7
2057	13,8	1,23	15,81	1047,6	93,45	0,170	115,5	4420,2	88,06	19,6	876,5	20,7	1,3	119,9
2058	12,1	1,08	16,52	1059,7	94,53	0,172	107,9	4528,1	88,76	16,1	892,6	20,7	1,1	121,1
2059	10,6	0,95	17,37	1070,3	95,48	0,173	100,8	4628,9	89,44	13,3	905,9	20,5	1,0	122,1
2060	9,4	0,84	18,52	1079,7	96,32	0,175	94,9	4723,9	90,11	11,1	917,0	20,4	0,9	122,9
2061	8,3	0,74	20,20	1088,1	97,06	0,176	90,4	4814,3	90,77	9,7	926,7	20,3	0,8	123,7
2062	7,5	0,67	22,68	1095,5	97,73	0,177	87,1	4901,4	91,43	8,5	935,1	20,1	0,7	124,4
2063	6,6	0,59	26,08	1102,2	98,32	0,179	83,7	4985,1	92,06	7,6	942,7	20,0	0,6	125,1
2064	5,7	0,51	30,46	1107,9	98,83	0,180	77,6	5062,6	92,61	6,6	949,3	19,8	0,6	125,6
2065	4,7	0,42	36,01	1112,6	99,25	0,180	69,9	5132,6	93,26	5,9	955,2	19,7	0,5	126,1
2066	3,7	0,33	44,70	1116,4	99,59	0,181	62,1	5194,6	93,97	5,3	960,5	19,6	0,4	126,5
2067	2,9	0,26	62,19	1119,2	99,84	0,181	52,3	5246,9	94,49	4,3	964,8	19,5	0,3	126,7
2068	2,3	0,21	134,10	1121,6	100,05	0,182	48,3	5295,2	95,14	4,0	968,8	19,4	0,3	127,0
2069	1,8	0,16		1123,4	100,22	0,182	44,1	5339,3	95,81	3,8	972,6	19,3	0,2	127,2

5.5. Требования к конструкциям скважин, методам вскрытия пластов и освоения скважин

В данном разделе конструкция скважин носит рекомендательный характер. Конкретные технические решения при строительстве скважин должны быть разработаны в рабочих проектах на строительство скважин с учетом опыта строительства скважин и горно-геологических условий и в соответствии с «Требованиями промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли Республики Казахстан» (далее по тексту «Требование...») и «Единых Правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых в Республике Казахстан».

Требования и рекомендации к конструкциям скважин

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

Глубина спуска обсадных колонн определяется геологическими условиями, в которых бурится скважина. Фактическая глубина башмака обсадной колонны различна для разных скважин - она зависит от залегания продуктивного пласта. Однако для большинства скважин глубина будет определяться одним и тем же фактором - свойствами встретившегося разреза. Конструкция скважин проектируется в соответствии с действующими инструктивно-методическими документами.

На основе опыта бурения нефтяных скважин месторождения принимается нижеследующие конструкции скважин, приведенные в таблице 7.1.1-7.1.2:

Для скважин глубиной до 2800м:

Направление $\varnothing 530 \text{ мм} \times 15 \text{ м}$, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. ВПЦ до устья.

Кондуктор $\varnothing 339,7 \text{ мм} \times 150 \text{ м}$, устанавливается для перекрытия верхних неустойчивых отложений, склонных к обвалам стенок скважины, водоносных горизонтов. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. ВПЦ до устья.

Промежуточная колонна $\varnothing 244,5 \text{ мм} \times 1200 \text{ м}$, устанавливается для перекрытия неустойчивых отложений и снижению репрессии на пласт, минимизации зон колюматации, а также с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. ВПЦ до устья.

Эксплуатационная колонна $\varnothing 168,3 \text{ мм} \times 2800 \text{ м}$, устанавливается с целью разобщения, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. ВПЦ 1000м от устья.

Для скважин глубиной до 3200м:

Направление $\varnothing 530 \text{ мм} \times 15 \text{ м}$, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. ВПЦ до устья.

Кондуктор $\varnothing$ 339,7 мм $\times$ 150м, устанавливается для перекрытия верхних неустойчивых отложений, склонных к обвалам стенок скважины, водоносных горизонтов. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. ВПЦ до устья.

Промежуточная колонна $\varnothing$ 244,5 мм $\times$ 1500м, устанавливается для перекрытия неустойчивых отложений и снижению репрессии на пласт, минимизации зон кольматации, а также с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. ВПЦ до устья.

Эксплуатационная колонна $\varnothing$ 168,3 мм $\times$ 3200м, устанавливается с целью разобщения, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. ВПЦ 1300м от устья.

Таблица 5.1 - Рекомендуемая конструкция для скважин глубиной до 2800м

Наименование колон	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья
	долота	колонны		
Шаговая направление	660,4	530	15	до устья
Кондуктор	444,5	339,7	150	до устья
Промежуточная колонна	311,2	244,5	1200	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	2800	1000м от устья

Таблица 5.5.2 - Рекомендуемая конструкция для скважин глубиной до 3200м

Наименование колон	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья
	долота	колонны		
Шаговая направление	660,4	530	15	до устья
Кондуктор	444,5	339,7	150	до устья
Промежуточная колонна	311,2	244,5	1500	1300м от устья.
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	3200	до устья

Вышеуказанные конструкции скважин должны предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн на глубину до 2500/3200м и быть с достаточно высокой транспортабельностью и монтажеспособной.

Буровые установки должны быть укомплектованы механизмами для приготовления, 4-х ступенчатой очисткой, а именно виброситами, пескоилоотделителями, центрифуги и дегазаторами (газосепаратор). 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.

Способ и режим бурения скважин на месторождении выбираются исходя из геологических условий, проектной глубины, ожидаемых пластовых давлений, а также опыта бурения разведочных и эксплуатационных скважин в данном регионе.

Бурильные трубы и УБТ выбираются с учетом сложившейся практики работы. Выбор и расчеты должны производиться в соответствии с «Инструкцией по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин» РД-39-2-411-80.

Для бурения скважин для мягких и средних пород будут применяться трехшарошечные долота различными диаметрами соответствующие конструкциям скважин, центральной и боковой гидромониторной промывкой, опоры, которых изготавливаются на подшипниках качения.

Требования к буровому раствору и выбор типа промывочной жидкости.

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами:

- обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение всех интервалов скважины;
- при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость, не допускать разбухания глин;
- обладать хорошими реологическими свойствами для качественной очистки забоя от выбуренной породы;
- обеспечивать качественное вскрытие продуктивных горизонтов и бурение с низким риском аварий;
- не допускать приток углеводородов, воды, сероводорода;
- обеспечивать качественное цементирование обсадных колонн;
- оказывать минимальное воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать минимальный уровень образующихся отходов.

При выборе промывочной жидкости необходимо учитывать возможные осложнения, которые могут встретиться при бурении скважин.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водо-чувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми.

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

Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР.

Таблица 5.5.3 – Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 2800м

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	4
Бурение и крепление скважины	45
Испытание	92
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	146

Таблица 5.5.4 – Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 3200м

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	4
Бурение и крепление скважины	67
Испытание	92
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	168

5.6 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

5.6.1 Основные требования к системе промыслового обустройства

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации скважин месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);
- схема расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами разработки...» 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.

Технология сбора и транспорта нефти планируется осуществлять по следующей схеме: устье скважины - выкидные линии - автоматизированные групповые замерные установки АГЗУ – ВППН – нефтепровод - ЦППН Арыское.

В системе сбора нефти после подключения к нефтепроводу предусматриваются:

- Спутник А-40-14-400, предназначенный для периодического измерения дебитов скважин по однотрубной системе сбора нефти и газа;
- Дренажная емкость объемом 63 м³;

- Автономный нефтегазовые сепараторы типа НГС-1-1,6-1200-2, предназначенные для отделения газа от продукции нефтяных скважин;
- Газовый сепаратор типа ГС1-2,5-600-2;
- Накопительные емкости объемом 50 м³ РГС-50, предназначенные для временного хранения нефти;
- Насосы для перекачки нефти типа ЦНС-38-110;
- Печи подогрева нефти НУС-01, и ПП-0,63, газ на которые подается от сепараторов;
- Факельная установка для технологического неизбежного сжигания попутного газа.

Газожидкостная смесь от скважин под действием буферных давлений скважин по однетрубной герметизированной системе будет поступать на АГЗУ. Далее в АГЗУ производится по скважинный замер дебитов, где продукция одной из скважин направляется на замер, а продукция остальных скважин направляется насосами из ВППН-в межпромысловый трубопровод ВПСН Сарыбулак – ЦППН Арысское. Далее подготовка нефти до товарного вида, так же утилизация сырого газа будет производиться на ЦППН-е месторождения Арысское.

Утилизация попутного газа в рамках Дополнения к проекту разработки нефтяной газ будет использоваться на собственные нужды на печах подогрева ПП-0,63, излишки газа направляются по газопроводу на месторождение Арысское. Сжигание газа производится при ТО и ремонтных работах технологического оборудования и на дежурную горелку. При этом в рамках 2 варианта весь свободный газ будет отводиться на УПГ месторождения Акшабулак, где будет осуществляться его подготовка до товарного качества.

Обобщенный перечень оборудования для реализации запланированных показателей закачки воды нижеследующее:

- Выкидные линии;
- Расходомеры учета воды;
- Водораспределительные пункты (ВРП);
- Блок гребенки – 2 ед.;
- БКНС;
- Насосы для ППД – 3 ед. (2 рабочие, 1 резервный);
- Блок фильтров – 1 ед.;
- Дренажная емкость типа ЕПП 25-2400-1-2-К – 1 ед.;
- Установка для дозирования хим. реагентов – 1 ед.

5 ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСОМ

При проведении работ предприятие будут использовать технологическое оборудование, соответствующее передовому научно-техническому уровню.

В настоящее время одним из основных показателей, предъявляемых к данному типу оборудования, является их производительность, высокая точность, многооперационность, управляемость, доступность и безопасность.

Использование в различных отраслях промышленности экономически развитых стран, данного типа оборудования и их аналогов, с учетом их соответствия требованиям международных стандартов, свидетельствует о их соответствии передовому научно-техническому уровню.

Надлежащее функционирование и соответствие техническим условиям применяемого на предприятии оборудования обеспечивается за счет регулярного ремонта и контроля исправности.

На данный момент все технологическое оборудование, используемое предприятием, находится в должном техническом состоянии, что создает необходимые условия для качественного решения всех производственных задач.

В соответствии с вышеизложенным, применяемые на предприятии технологии, учитывая специфику предприятия и характер производимых работ, вполне соответствуют предъявляемым к ним требованиям.

Используемые технологические оборудования при строительстве скважин зарубежного и российского производства соответствуют стандарту ИСО 9001:2000, противопожарным, санитарным и экологическим требованиям и при использовании оборудования с соблюдением правил безопасности и согласно инструкции по эксплуатации гарантийный срок службы увеличивается в несколько раз.

Критериями для выбора оборудования являются:

- характер работ;
- производительность технологических оборудования;
- малоотходность или безотходность технологий;
- минимум затрат на приобретение и эксплуатацию оборудования.

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважин до 700 кгс/см². Штуцерный манифольд с рабочим давлением 700 кгс/см² позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

В процессе проведения работ будут образовываться коммунальные и производственные отходы. Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения (или после переработки использоваться повторно).

Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный» метод.

Технологические оборудования (дизельный генератор и др.) приняты по всем рассматриваемым вариантам, исходя из оценки местных условий и возможностей по перечисленным критериям, концентрация вредных выбросов в пределах допустимого.

И дополнительные мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не требуются.

6 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования в связи с отсутствием таких объектов, не требуется.

Работы будут выполняться вахтовым методом, круглосуточно, без выходных дней.

8. 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

8.1 Воздействия на воздушную среду, эмиссии в атмосферный воздух

Настоящим проектом определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

При разработке месторождения Юго-Западный Сарыбулак источниками воздействия на атмосферный воздух будет технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательного производства, необходимые для добычи, сбора и транспорта продукции.

Вид скважины – вертикальная.

Цель бурения: добыча нефти

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении.

Согласно утвержденному варианту разработки, является вариант, предполагающий поддержание пластового давления путем закачки воды.

В данном Дополнении к проекту разработки согласно рекомендуемому варианту разработки рассмотрен вариант, предусматривающий разработку залежей месторождения с поддержанием пластового давления путем закачки воды.

В связи с этим, из-за возможной слабой приемистости нагнетательных скважин, при нагнетании воды должны выполняться следующие требования:

- в связи со слабой приемистостью обеспечить плавное нагнетание;
- для защиты от прорыва воды обеспечить, чтобы давление нагнетания было ниже давления разрыва пласта.

В проекте разработки приведены сведения о геологическом строении и характеристике продуктивных горизонтов. Проанализированы результаты геолого-геофизических и промысловых исследований всех пробуренных скважин. Даны сведения о коллекторских свойствах пород, свойствах нефти, газа и воды. Проведение обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант реализации развития месторождения.

Питание, обслуживание, проживание рабочего персонала предусматривается на территории существующего вахтового поселка месторождение Арысское.

График работы – круглосуточно, режим работы персонала – вахтовый.

Для работников, работающих в буровых бригадах, оборудуется столовая (вагон-столовая), соответствующая всем санитарным требованиям. Организация питания – трехразовое. Продукты будут доставляться из г. Кызылорда. Количество персонала, работающих на предприятии составляет 35 человек. Обслуживающий персонал будет оснащен индивидуальными средствами защиты (противопылевыми респираторами).

8.2 Основные источники воздействия на окружающую среду при строительстве скважин

Загрязнение окружающей среды будет происходить при бурении, подготовительных и восстановительных работах. При этом залповых выбросов ЗВ не будет.

Согласно расчетам будут задействованы 11 источников загрязнения воздушного бассейна, 8 из которых являются организованными источниками и 3 неорганизованными источниками.

Расчетом выявлено, что при бурении и испытании скважин будут иметь место выбросы в количестве:

Вид работ	Период	г/сек	т/год
Бурение 2-х скважин	2026 год	5.089402956	41.747266952
Бурение 1-ой скважины	2027 год	4.515853373	20.878601516
Бурение 2-х скважины	2028 год	5.089402956	41.747266952
Бурение 4-х скважины	2029 год	6.236502722	83.511371024
Перевод скважин в нагнетательные скважины (Поддержание пластового давления)	2032 год	1.7470474	17.8201825
Перевод скважин в нагнетательные скважины (Поддержание пластового давления)	2044 год	1.7470474	17.8201825
Перевод скважин в нагнетательные скважины (Поддержание пластового давления)	2049 год	1.7470474	17.8201825
Перевод скважин с других объектов (Восстановление скважин из наблюдательного и бездействующего фонда)	2025-2055 гг.	1.46644466	0.057134432

Согласно требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (Приказ Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №355) для обеспечения безопасной эксплуатации нефтегазовых месторождений не допускается выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух через неплотности запорной арматуры и фланцевых соединений. В этой связи на предприятии осуществлены мероприятия по проверке герметичности оборудования (скважины), не подлежат нормированию.

Так на источниках №№6213, 6214, 6216, 6217, 6219, 6220, 6222, 6223, 6225, 6226, 6228, 6229, 6231, 6232, 6234, 6235, 6237, 6238 предусмотрена 100% герметизация ЗРА и ФС. В результате проведенных мероприятий ежегодный экологический эффект составит 0,54 т/год.

Выявленные источники выбросов загрязняющих веществ являются ориентировочными, уточнение будет производиться при разработке проекта НДВ.

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:

- Дизельгенератор Volvo
- Дизельгенератор CAT
- Дизельгенератор Volvo
- Подъемник марка HCMG 25-1
- Буровой станок ZJ-30
- Резервуар для хранения дизтоплива V-40 м³
- Резервуар для техмасла 0,2 м³
- СМН-20 (емкость силосного типа)
- Бульдозер
- Погрузчик

-
- Электросварка
- При испытании скважины:
- Факел
 - Печь подогрева нефти
 - Резервуар для нефти V-50 м³ (1 ед.)
 - Скважины
 - Сепаратор
 - Насос

Персонал и режим работы

Количество рабочих составит – 35 человек. Режим работы вахтовый.

Питание, обслуживание, проживание рабочего персонала предусматривается на территории существующего вахтового поселка месторождение Арысское.

8.3 Категория предприятия

Согласно Экологического кодекса РК от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК, статьи 12. п.2 Приложением 2 к Кодексу устанавливаются виды деятельности и иные критерии, на основании которых осуществляется отнесение объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II или III категорий.

В отношении иной намечаемой деятельности, не указанной в Приложении 2 отнесение объекта к категориям осуществляется оператором самостоятельно с учетом требований Экологического Кодекса.

Согласно решения по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду выданное Департаментом экологии по Кызылординской области производственная деятельности определена как I категория.

ЭРА v3.0 ТОО "ОрдаПроектКонсалтинг"

8.5 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении и испытании 1-ой скважины

Кызылорда, АО "СНПС-АйДанМунай" ЮЗС 1 скважина - 2027 г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	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	0.00772	0.00278	0.0695
0143	Марганец и его соединения		0.01	0.001		2	0.000606	0.000218	0.218
0301	Азота (IV) диоксид		0.2	0.04		2	1.06224933	5.43379687	135.844922
0304	Азот (II) оксид		0.4	0.06		3	1.251613	6.1005502	101.675837
0328	Углерод		0.15	0.05		3	0.15852622	0.767533247	15.3506649
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	0.3162	1.52886	30.5772
0333	Сероводород		0.008			2	0.000209328	0.00008976	0.01122
0337	Углерод оксид		5	3		4	0.8530522	4.255892467	1.41863082
0342	Фтористые газообразные соединения		0.02	0.005		2	0.000517	0.000186	0.0372
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0.2	0.03		2	0.000556	0.0002	0.00666667
0410	Метан				50		0.051396555	0.399250812	0.00798502
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0.248414	0.10295	0.002059
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0.091845	0.03809	0.00126967
0602	Бензол		0.3	0.1		2	0.00119973	0.0004976	0.004976
0616	Диметилбензол		0.2			3	0.00037706	0.00015636	0.0007818
0621	Метилбензол		0.6			3	0.00075412	0.0003125	0.00052083
1301	Проп-2-ен-1-аль		0.03	0.01		2	0.03794	0.18366	18.366
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	0.03794	0.18366	18.366
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.00001083	0.0002187	0.004374
2754	Алканы C12-19		1			4	0.380703	1.838203	1.838203
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20		0.3	0.1		3	0.014024	0.041496	0.41496
	В С Е Г О :						4.515853373	20.878601516	324.216971

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

ЭРА v3.0 ТОО "ОрдаПроектКонсалтинг"

8.6 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении и испытании 2-х скважин

Кызылорда, АО "СНПС-АйДанМунай" ЮЗС 2 скважины - 2026,2028 гг

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	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	0.00772	0.00556	0.139
0143	Марганец и его соединения		0.01	0.001		2	0.000606	0.000436	0.436
0301	Азота (IV) диоксид		0.2	0.04		2	1.16882866	10.86637374	271.659344
0304	Азот (II) оксид		0.4	0.06		3	1.268843	12.2011004	203.351673
0328	Углерод		0.15	0.05		3	0.15891244	1.534856494	30.6971299
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	0.3162	3.0587	61.174
0333	Сероводород		0.008			2	0.000414996	0.00017514	0.0218925
0337	Углерод оксид		5	3		4	0.9082144	8.507684934	2.83589498
0342	Фтористые газообразные соединения		0.02	0.005		2	0.000517	0.000372	0.0744
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0.2	0.03		2	0.000556	0.0004	0.01333333
0410	Метан				50		0.10279311	0.798501624	0.01597003
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0.496828	0.2059	0.004118
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0.18369	0.07618	0.00253933
0602	Бензол		0.3	0.1		2	0.00239946	0.0009952	0.009952
0616	Диметилбензол		0.2			3	0.00075412	0.00031272	0.0015636
0621	Метилбензол		0.6			3	0.00150824	0.000625	0.00104167
1301	Проп-2-ен-1-аль		0.03	0.01		2	0.03794	0.36702	36.702
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	0.03794	0.36702	36.702
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.00001083	0.0002187	0.004374
2754	Алканы C12-19		1			4	0.380703	3.671845	3.671845
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20		0.3	0.1		3	0.0140237	0.08299	0.8299
	В С Е Г О :						5.089402956	41.747266952	648.347971

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

ЭРА v3.0 ТОО "ОрдаПроектКонсалтинг"

8.7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении и испытании 4-х скважин

Кызылорда, АО "СНПС-АйДанМунай" ЮЗС 4 скважин - 2029 г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	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	0.00772	0.01112	0.278
0143	Марганец и его соединения		0.01	0.001		2	0.000606	0.000872	0.872
0301	Азота (IV) диоксид		0.2	0.04		2	1.38198732	21.74274748	543.568687
0304	Азот (II) оксид		0.4	0.06		3	1.303303	24.404201	406.736683
0328	Углерод		0.15	0.05		3	0.15968488	3.070712988	61.4142598
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	0.3162	6.1214	122.428
0333	Сероводород		0.008			2	0.000826332	0.0003459	0.0432375
0337	Углерод оксид		5	3		4	1.0185388	17.013269868	5.67108996
0342	Фтористые газообразные соединения		0.02	0.005		2	0.000517	0.000744	0.1488
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0.2	0.03		2	0.000556	0.0008	0.02666667
0410	Метан				50		0.20558622	1.597003248	0.03194006
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0.993656	0.4118	0.008236
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0.36738	0.15236	0.00507867
0602	Бензол		0.3	0.1		2	0.00479892	0.0019904	0.019904
0616	Диметилбензол		0.2			3	0.00150824	0.00062544	0.0031272
0621	Метилбензол		0.6			3	0.00301648	0.00125	0.00208333
1301	Проп-2-ен-1-аль		0.03	0.01		2	0.03794	0.73435	73.435
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	0.03794	0.73435	73.435
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.00001083	0.0002187	0.004374
2754	Алканы C12-19		1			4	0.380703	7.34523	7.34523
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20		0.3	0.1		3	0.0140237	0.16598	1.6598
	В С Е Г О :						6.236502722	83.511371024	1297.1372

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

ЭРА v3.0 ТОО "ОрдаПроектКонсалтинг"

8.8 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при поддержании пластового давления

Кызылорда, АО "СНПС-АйДанМунай" – 2032,2044,2049 гг.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	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	0.00772	0.00695	0.17375
0143	Марганец и его соединения		0.01	0.001		2	0.000606	0.000545	0.545
0301	Азота (IV) диоксид		0.2	0.04		2	0.413392	4.2216	105.54
0304	Азот (II) оксид		0.4	0.06		3	0.5287004	5.4723725	91.2062083
0328	Углерод		0.15	0.05		3	0.06815	0.7064	14.128
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	0.1466	1.5206	30.412
0337	Углерод оксид		5	3		4	0.37229	3.79065	1.26355
0342	Фтористые газообразные соединения		0.02	0.005		2	0.000517	0.000465	0.093
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0.2	0.03		2	0.000556	0.0005	0.01666667
1301	Проп-2-ен-1-аль		0.03	0.01		2	0.01623	0.1683	16.83
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	0.01623	0.1683	16.83
2754	Алканы C12-19		1			4	0.1623	1.683	1.683
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20		0.3	0.1		3	0.013756	0.0805	0.805
	В С Е Г О :						1.7470474	17.8201825	279.526175

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р.

или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

ЭРА v3.0 ТОО "ОрдаПроектКонсалтинг"

8.9 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при восстановлении скважин

Кызылорда, АО "СНПС-АйДанМунай" восстановление из бездействующих ЮЗС

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	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	0.00772	0.000556	0.0139
0143	Марганец и его соединения		0.01	0.001		2	0.000606	0.0000436	0.0436
0301	Азота (IV) диоксид		0.2	0.04		2	0.35367	0.0140064	0.35016
0304	Азот (II) оксид		0.4	0.06		3	0.452083	0.01646804	0.27446733
0328	Углерод		0.15	0.05		3	0.0578	0.00208	0.0416
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	0.1156	0.00416	0.0832
0333	Сероводород		0.008			2	0.00000366	0.000002192	0.000274
0337	Углерод оксид		5	3		4	0.29639	0.010932	0.003644
0342	Фтористые газообразные соединения		0.02	0.005		2	0.000517	0.0000372	0.00744
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0.2	0.03		2	0.000556	0.00004	0.00133333
1301	Проп-2-ен-1-аль		0.03	0.01		2	0.01387	0.000499	0.0499
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	0.01387	0.000499	0.0499
2754	Алканы C12-19		1			4	0.140003	0.005771	0.005771
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20		0.3	0.1		3	0.013756	0.00204	0.0204
	ВСЕГО:						1.46644466	0.057134432	0.94558966

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

8.7 Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ

Анализ расчета приземных концентраций, выполненный программным комплексом ЭРА, версия 3.0 фирмы НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск показал, что концентрации загрязняющих веществ, отходящих от источников вредных выбросов предприятия, составляет менее 1 ПДК.

Стационарные посты наблюдений фоновой концентрации по району проведения работ отсутствуют. (Приложение – Справка Казгидромет об отсутствии постов наблюдения).

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

- уровни концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-ми румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- степень опасности источников загрязнения;
- поле расчетной площадки с изображением источников и изолиний концентраций.

Расчет приземных концентраций в атмосферном воздухе вредных химических веществ проведен в полном соответствии с методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.

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

Для проведения расчета рассеивания загрязняющих веществ при эксплуатации месторождения взят расчетный прямоугольник размером 2500х2500 м, с шагом сетки 250 м.

Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения оборудования площадки.

Координаты расчетных площадок на карте-схеме приняты относительно основной системы координат.

Анализ расчета приземных концентраций показал, что на всех этапах проведения работ на границе СЗЗ превышение ПДК не наблюдается ни по одному ингредиенту.

По результатам расчета приземных концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе можно заключить, что загрязнения воздушного бассейна происходят лишь на территории объекта и существенного вклада в экологическую обстановку данного района не оказывают.

Карты рассеивания загрязняющих веществ, групп суммации и результаты расчета рассеивания представлены в приложении.

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на представлено в таблице 8.7.1.

План технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлен в таблице 8.7.2.

ЭРА v3.0 ТОО "ОрдаПроектКонсалтинг"

Таблица 8.7-1

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам

Кызылорда, АО "СНПС-АйДанМунай"

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с (М)	Среднезвешенная высота, м (Н)	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необходимость проведения расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0.04		0.00772	2	0.0193	Нет
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.01	0.001		0.000606	2	0.0606	Нет
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		1.303303	3.1	3.2583	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.15968488	3.09	1.0646	Да
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		1.0185388	3.53	0.2037	Да
0410	Метан (727*)			50	0.20558622	5.01	0.0041	Нет
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	0.993656	2.99	0.0199	Нет
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	0.36738	2.99	0.0122	Нет
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.00479892	2.99	0.016	Нет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.00150824	2.99	0.0075	Нет
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.00301648	2.99	0.005	Нет
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		0.03794	3	1.2647	Да
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05	0.00001083	2	0.0002	Нет
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			0.380703	3	0.3807	Да
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль)	0.3	0.1		0.0140237	2	0.0467	Нет

	цементного производства - глина,							
	глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)							
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		1.38198732	3.62	6.9099	Да
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.3162	3	0.6324	Да
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.000826332	2.99	0.1033	Да
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		0.000517	2	0.0259	Нет
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		0.000556	2	0.0028	Нет
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.03794	3	0.7588	Да

Примечания: 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Значение параметра в колонке 8 должно быть >0.01 при Н>10 и >0.1 при Н<10, где Н - средневзвешенная высота ИЗА, которая определяется по стандартной формуле:

Сумма(Н_і*М_і)/Сумма(М_і), где Н_і - фактическая высота ИЗА, М_і - выброс ЗВ, г/с

2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.

Таблица 8.7.2

**План технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
с целью достижения нормативов ПДВ при разработке м/р Юго-Западный Сарыбулак**

Наименование мероприятий	Наименование вещества	N источ выбро са на карте схеме	Значение выбросов				Сроки выполнен. кв.,год		Затраты на ре- ализ. мероприя- тий, тыс.тенге	
			до реализации мероприятия		после реализации мероприятия		на- чало	окон чан.	капита- ловлож.	основн деят.
			г/сек	т/год	г/сек	т/год				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Герметизация запорно-регулирующих арматур и фланцевых соединений (ЗРА и ФС)	(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	6213	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6214	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6216	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6217	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6219	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6220	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6222	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6223	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6225	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6226	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6228	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6229	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6231	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6232	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6234	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6235	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6237	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
		6238	0,00375	0,03	0	0	0 2026	2069		
	В целом по предприятию в результате реализации всех мероприятий:		0,0675	0,54	0	0				

8.8 Организация контроля за выбросами

В соответствии со статьей 182 Экологического кодекса Республики Казахстан, операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Целями производственного экологического контроля являются:

- 1) получение информации для принятия оператором объекта решений в отношении внутренней экологической политики, контроля и регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- 2) обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- 3) сведение к минимуму негативного воздействия производственных процессов на окружающую среду, жизнь и (или) здоровье людей;
- 4) повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;
- 5) оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- 6) формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников оператора объекта;
- 7) информирование общественности об экологической деятельности предприятия;
- 8) повышение эффективности системы экологического менеджмента.

Порядок проведения производственного экологического контроля:

- производственный экологический контроль проводится операторами объектов I и II категорий на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.

- экологическая оценка эффективности производственного процесса в рамках производственного экологического контроля осуществляется на основе измерений и (или) расчетов уровня эмиссий в окружающую среду, вредных производственных факторов, а также фактического объема потребления природных, энергетических и иных ресурсов.

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, а также программы повышения экологической эффективности.

В рамках осуществления производственного мониторинга выполняются операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

Мониторингом эмиссий в окружающую среду является наблюдение за количеством, качеством эмиссий и их изменением.

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Лицо, осуществляющее производственный мониторинг, несет ответственность в соответствии с Кодексом Республики Казахстан об административных правонарушениях за предоставление недостоверной информации по результатам производственного мониторинга.

Данные производственного мониторинга используются для оценки состояния окружающей среды в рамках ведения Единой государственной системы мониторинга окружающей среды и природных ресурсов.

Мониторинг воздействия является обязательным в следующих случаях:

- 1) когда деятельность затрагивает чувствительные экосистемы и состояние здоровья населения;
- 2) на этапе введения в эксплуатацию технологических объектов;

3) после аварийных эмиссий в окружающую среду.

Мониторинг воздействия может осуществляться оператором объекта индивидуально, а также совместно с операторами других объектов по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Лицо, осуществляющее производственный мониторинг, несет ответственность в соответствии с Кодексом Республики Казахстан об административных правонарушениях за предоставление недостоверной информации по результатам производственного мониторинга.

Данные производственного мониторинга используются для оценки состояния окружающей среды в рамках ведения Единой государственной системы мониторинга окружающей среды и природных ресурсов.

Оператор объекта ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в электронной форме в Национальный банк данных об окружающей среде и природных ресурсах Республики Казахстан в соответствии с правилами, утверждаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля должны быть опубликованы на официальном интернет-ресурсе уполномоченного органа в области охраны окружающей среды.

Лицо, ответственное за проведение производственного экологического контроля, обязано обеспечить ведение на объекте или отдельных участках работ журналов производственного экологического контроля, в которые работники должны записывать обнаруженные факты нарушения требований экологического законодательства Республики Казахстан с указанием сроков их устранения.

Лица, ответственные за проведение производственного экологического контроля, обнаружившие факт нарушения экологических требований, в результате которого возникает угроза жизни и (или) здоровью людей или риск причинения экологического ущерба, обязаны незамедлительно принять все зависящие от них меры по устранению или локализации возникшей ситуации и сообщить об этом руководству оператора объекта.

8.9 Возможные залповые и аварийные выбросы

Залповые выбросы в атмосферу являются специфической частью технологического процесса и происходят при проведении ремонтных работ, во время опорожнения и продувке технологических аппаратов.

Под аварийными выбросами понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действием человека или технических средств.

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

Оценка вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения или оценки следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

Потенциальные опасности, связанные с риском проведения проектируемых работ, могут возникнуть в результате воздействия, как природных факторов, так и антропогенных.

Необходимо четко контролировать выполнение всех природоохранных мероприятий, предусматриваемых программами работ, не допуская при этом возникновения аварийных ситуаций.

8.10 Оценка воздействий на водные ресурсы

Постоянные водотоки и водоемы в пределах земельных отводов под промплощадки проектируемых скважин отсутствуют.

Объект расположен за пределами водоохраной зоны и полосы. Самый ближайший водный объект река Сырдарья протекает с юго-западной стороны на расстоянии порядка 86 км.

Месторождение Юго-Западный Сарыбулак

Снабжение питьевой и технической водой буровых бригад, находящихся в степи, будет осуществляться привозной водой.

Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Снабжение водой для технических нужд осуществляется привозной водой.

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра национальной экономики РК №209 от 16.03.2015г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

Питьевая вода будет храниться в резервуаре, отвечающей требованиям СЭС.

Емкости для хранения воды изготавливаются из материалов, разрешенных к применению для этих целей на территории Республики Казахстан.

Чистка, мытье и дезинфекция емкостей для хранения и перевозки привозной воды производится не реже одного раза в десять календарных дней и по эпидемиологическим показаниям.

Расчет водопотребления воды для коммунально-бытовых целей рабочего персонала произведен исходя из норм потребления воды согласно СП РК 4.01-101-2012.

Расчетное водопотребление и водоотведение при бурении, испытании, эксплуатации объектов

Цели водопотребления	Расчет нормативного водопотребления	Расчет нормативного водоотведения
Хозяйственно-бытовые нужды рабочего	$0,012 \text{ м}^3/\text{сут} \times 35 \text{ чел.} = 0,42 \text{ м}^3/\text{сут}$ $0,42 \text{ м}^3/\text{сут} \times 365 \text{ дней/год} = 153,3 \text{ м}^3/\text{год}$	$0,42 \text{ м}^3/\text{сут}$ $153,3 \text{ м}^3/\text{год}$

персонала		
Столовая (3 условные блюда)	0,012 м³/сут x 3 x 35 = 1,26 м³/сут 1,26 м³/сут x 365 = 459,9 м³/год	1,26 м³/сут 459,9 м³/год
Всего:	1,68 м³/сут, 613,2 м³/год	1,68 м³/сут, 613,2 м³/год

Баланс водопотребления и водоотведения на период СМР

№ п/п	Наименование потребителя	Водопотребление, м³		Водоотведение, м³			
		Хоз-бытовые нужды	Техническая вода	Безвозвратное потребление	Сброс в понижения рельефа местности	Сброс в существующую канализационную сеть	Сброс во временную емкость
1	Хоз-бытовые нужды	613,2	-	-	-	-	613,2
1	Технические нужды	-	700	700	-	-	-
	ИТОГО:	613,2	700	700	-	-	613,2

В результате жизнедеятельности персонала образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Хозяйственно-бытовые сточные воды от санитарных приборов, установленных в жилых вагончиках, от столовой будут отводиться во временную герметичную, водонепроницаемую емкость, далее откачиваются и вывозятся на собственные существующие очистные сооружения предприятия расположенные на м/р Арыское.

8.11 Оценка воздействий на почву

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы: физические и химические. Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров, его нарушением. Воздействие химических факторов характеризуется внесением загрязняющих веществ в окружающую среду и в отдельные ее компоненты, одним из которых являются почвы.

Механическое уничтожение грунта - это один из самых мощных факторов уничтожения растительности, так как в пустынной зоне плодородный слой почвы ничтожно мал. При дорожной дигрессии изменениям подвержены все системы экосистем растительность, почвы и даже литогенная основа.

Газопровод выполнен в подземном и надземном исполнении.

Загрязнение почв в результате газопылевых осадений из атмосферы пропорционально объемам газопылевых выбросов и концентрации в них веществ-загрязнителей. Обычно состав осадений из атмосферы, в которых присутствует значительная доля антропогенных выбросов, резко отличается от состава фоновых осадений, обусловленных естественными процессами.

Источниками загрязнения через твердые выпадения из атмосферы являются все источники выбросов.

Загрязнение почв в результате миграции загрязнителей из участков техногенного загрязнения, мест складирования отходов производства и потребления, складов готовой продукции является вторичным загрязнением. Интенсивность его может быть высокой, масштабы в основном точечные.

Для снижения негативных последствий от проведения намечаемых работ необходимо строгое соблюдение технологического плана работ и использование только специальной техники.

С соблюдением всех технологических решений можно обеспечить устойчивость природной среды к техническому воздействию с минимальным ущербом для окружающей среды.

8.12 Оценка воздействий на недра.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработки и эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа нефтью;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- при нефтегазопрооявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

8.13 Оценка физических воздействий на окружающую среду.

Шум.

От различного рода шума в настоящее время страдают многие жители городов, поселков, находящихся вблизи промышленных объектов и на осваиваемых территориях. Для многих шум является причиной нервных расстройств, нарушения сна, головных болей, повышения кровяного давления, нарушения и потери слуха. Заболевание слухового аппарата может наступить при непрерывном шуме свыше 100дБ. Поэтому оценка воздействия звукового давления на персонал, работающий на промышленных площадках и в быту, имеет важное экологическое и медико-профилактическое значение.

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

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

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

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

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

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

Предельно-допустимый уровень шума на рабочих местах не должны превышать 80 дБа.

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

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

В условиях транспортных потоков, планируемых при проведении намечаемых работ, будут преобладать кратковременные маршрутные линии. Использование автотранспорта для обеспечения работ, перевозки персонала, технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, не будет превышать допустимых нормированных шумов – 80дБ(А), а

использование мероприятий по минимизации шумов при работах, даст возможность значительно снизить последние.

Нормативные документы устанавливают определенные требования к методам и расчетам интенсивности шума в местах нахождения людей, допустимую интенсивность фактора и зависимость интенсивности от продолжительности воздействия шума. В соответствии с нормами для рабочих мест в производственных помещениях считается допустимой шумовая нагрузка 80 дБ. При производственных работах на открытой территории шумовые нагрузки будут зависеть от ряда факторов, включающих и выше названные. Уровень шума на открытых рабочих площадках будет зависеть от расстояния до работающего агрегата, а также от того, где находится само работающее оборудование в помещении или вне его, от наличия ограждения, положения места измерения относительно направленного источника шума, метеорологических условий и т.д.

По данным исследований установлено, что высокий уровень шума наблюдается на расстоянии 1 м от источника, поэтому при работе на этих участках персонал будет обеспечиваться специальными защитными средствами.

Основными факторами шума на производственной площадке будет являться дизельные генераторы, автотранспорт.

Уровень шума будет наблюдаться непосредственно на промплощадке, а за пределами он не превысит допустимых показателей для работающего персонала и будет носить кратковременный характер.

Электромагнитные излучения.

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

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

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

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

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

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

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

Вибрация.

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

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

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

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

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

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

Тепловое излучение

Тепловое излучение или более известное как инфракрасное излучение (ИК) можно разделить на две группы: естественного и техногенного происхождения.

Главным естественным источником ИК излучения является Солнце, также относятся действующие вулканы, термальные воды, процессы тепломассопереноса в атмосфере, все нагретые тела, пожары и т.п.

Исследование ИК спектров различных астрономических объектов позволило установить космические источники ИК излучения, присутствие в них некоторых химических соединений и определить температуру этих объектов.

К космическим источникам ИК излучения относятся холодные красные карлики, ряд планетарных туманностей, кометы, пылевые облака, ядра галактик, квазары и т.д.

К числу источников ИК техногенного происхождения относятся лампы накаливания, газоразрядные лампы, электрические спирали из нихромовой проволоки, нагреваемые пропускаемым током, электронагревательные приборы, печи самого различного назначения с использованием различного топлива (газа, угля, нефти, мазута и т.д.), электропечи, различные двигатели, реакторы атомных станций и т.д.

8.14 Радиационная обстановка

Первоочередной задачей всяких радиоэкологических исследований является улучшение радиационной обстановки в Республике Казахстан путем обнаружения радиоактивного загрязнения прошлых лет и взятия под контроль деятельности, могущей привести к радиоактивному загрязнению.

Радиоактивным загрязнением считается повышение концентраций естественных или природных радионуклидов сверх установленных санитарно-гигиенических нормативов - предельно допустимых концентраций (ПДК) в окружающей среде (почве, воде, воздухе) или предельно допустимых уровней (ПДУ) излучения, а также сверхнормативные содержания радиоактивных элементов в строительных материалах, на поверхности технологического оборудования и в отходах промышленных производств.

Общая расчетная годовая доза облучения людей от различных природных источников радиации в районах с нормальным радиационным фоном составляет до 2,2 мЗв (миллизиверт), что эквивалентно уровню радиоактивности окружающей среды до 25 мкР/Час. С учетом дополнительных «техногенных» источников радиации (радионуклиды в строительных материалах, минеральные удобрения, энергетические объекты, глобальные выпадения искусственных радионуклидов при ядерных испытаниях, радиоизотопы, рентгенодиагностика и др.) индивидуальные среднегодовые дозы облучения населения за счет всех источников определены в размере 60 мкР/Час.

Мощность смертельной дозы для млекопитающих - 100 Рентген, что соответствует поглощенной энергии излучения 5 Джоулей на 1 кг веса.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (утвержденных приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261) и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

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

При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных радионуклидов, необходимо также учитывать возможность использования их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами.

8.15 Оценка воздействие на растительный мир

Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно -природные процессы превалируют, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью человека на данной территории.

Потенциальными источниками воздействия на растительность при проведении планируемых работ являются: автотранспорт, монтаж, демонтаж оборудования и химическое загрязнение.

Растительный покров исследуемой территории в различной степени трансформирован. На рассматриваемой территории редкие виды растения занесенные в Красную книгу отсутствуют.

На территории проектируемого объекта нет культурных памятников, заповедных зон, заказников и других особо охраняемых природных объектов.

На рассматриваемой территории краснокнижные растения отсутствуют.

Снос зеленых насаждений не предусматривается.

Реализация намечаемой деятельности не предполагает изъятие или использование растительных ресурсов.

8.16 Оценка воздействие на животный мир

Биологическое разнообразие означает вариабельность живых организмов из всех источников, в том числе наземных, морских и иных водных экосистем и экологических комплексов, частью которых они являются, и включает в себя разнообразие в рамках вида, между видами и разнообразие экосистем.

Под экологической системой (экосистемой) понимается являющийся объективно существующей частью природной среды динамичный комплекс сообществ растений, животных и иных организмов, неживой среды их обитания, взаимодействующих как единое функциональное целое и связанных между собой обменом веществом и энергией, который имеет пространственно-территориальные границы.

Под средой обитания понимается тип местности или место естественного обитания того или иного организма или популяции.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Зона воздействия проектируемого объекта на животный мир ограничивается границами земельного отвода. Воздействие намечаемой деятельности на пути миграции и места концентрации животных исключается.

На рассматриваемой территории редкие виды животных занесенных в Красную книгу отсутствуют.

На территории проектируемого объекта нет культурных памятников, заповедных зон, заказников и других особо охраняемых природных объектов.

На рассматриваемой территории краснокнижные животные отсутствуют, так же отсутствуют пути миграции животных.

9. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОТХОДОВ, ОБРАЗУЕМЫХ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ**9.1 Виды и объемы образования отходов**

В процессе реализации строительных работ происходит образование различных видов отходов, как от основного производства, так и от вспомогательного.

Управление отходами представляет собой управление процедурами обращения с отходами на всех этапах технологического цикла, начиная от момента образования отходов и до конечного пункта размещения отходов.

Система управления отходами предприятия включает следующие этапы:

1. разработка и утверждение распорядительных документов по вопросам распределения функций и ответственности за деятельность в области обращения с отходами;
2. разработка и утверждение всех видов экологической нормативной документации предприятия в области обращения с отходами;
3. разработка и внедрение плана организации сбора и удаления отходов;
4. организация и оборудование мест временного хранения отходов, отвечающих нормативным требованиям;
5. подготовка, оформление и подписание договоров на прием-передачу отходов с целью размещения, использования и т. д.

Ответственными лицами на всех стадиях управления отходами являются руководитель предприятия, начальники промплощадок, участков, специалисты-экологи предприятия.

Учету подлежат все виды отходов производства и потребления, образующиеся на объектах предприятия, а также сырье, материалы, пришедшие в негодность в процессе хранения, перевозки и т. д. (т.к. не могут быть использованы по своему прямому назначению).

Перечень отходов, подлежащих учету, устанавливается по результатам инвентаризации источников образования отходов.

Временное хранение отходов на территории предприятия и периодичности их вывоза производится в соответствии с нормативными документами и с учетом технологических условий образования отходов, наличия свободных специально подготовленных мест для временного хранения, их месторождения (объема), токсикологической совместимости размещения отходов.

Сбор отходов для временного хранения производится в специально отведенных местах и площадках, в промаркированные накопительные контейнеры, емкости, ящики, бочки, мешки.

В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно

«Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно- эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ- 331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Основными отходами в процессе выполнения работ на месторождении Юго-Западный Сарыбулак являются:

- Твердо-бытовых отходов (ТБО);
- Металлолом;
- Огарки сварочных электродов;
- Буровой шлам (БШ);
- Отработанный буровой раствор (ОБР);
- Буровые сточные воды (БСВ).

Расчет объема образования коммунальных отходов произведен согласно Приложению №16 к приказу МООС РК от «18» апреля 2008г. № 100-п «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления».

9.2 Расчет образования отходов производства и потребления

ТБО

Список литературы:

«Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18. 04.2008г. № 100-п.

Норма образования бытовых отходов (м³, т/год) определяется с учетом удельных норм образования бытовых отходов на коммунальных казенных предприятиях – 0,3м³/год на человека, списочной численности рабочего персонала и средней плотности отходов, которая составляет 0,25 т/м³.

Количество образующихся твердых бытовых отходов рассчитывается по формуле:

$$M = 0.3 * 35 * 0.25 = 2,625 \text{ т/год}$$

Сводная таблица расчетов:

<i>Источник</i>	<i>Норматив</i>	<i>Плотн.,т/м3</i>	<i>Исходные данные</i>
Предприятие	0,3 м ³ на 1 сотрудника (работника)	0,25	35 сотрудников (работника)

Итоговая таблица по годам:

<i>Отход</i>	<i>т/год</i>
Твердые бытовые отходы	2,625

Лом черных металлов.

В процессе демонтажа оборудования в качестве отходов образуется металлолом. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле:

$$N = n * \alpha * M,$$

где n – число единиц оборудования, использованного в течении года, α – коэффициент образования лома (для строительного оборудования – 0,0174), M – масса металла (т) на

единицу оборудования (для строительного оборудования – 11,6 т.). $N=2*0,0174*11,6=0,4$ т. Металлолом передается специализированному предприятию для переработки.

Итоговая таблица:

Отход	Кол-во, т/год
Металлолом	0,4

Огарки сварочных электродов

Норма образования отхода составляет:

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

где $M_{ост}$ - фактический расход электродов, т/год; α - остаток электрода, $\alpha = 0.015$ от массы электрода.

$$N_{1скв.} = 0,2 \times 0,015 = 0,003 \text{ т/год}$$

$$N_{2скв.} = 0,4 \times 0,015 = 0,006 \text{ т/год}$$

$$N_{4скв.} = 0,8 \times 0,015 = 0,012 \text{ т/год}$$

$$N_{ППД} = 0,5 \times 0,015 = 0,0075 \text{ т/год}$$

$$N_{перевод} = 0,04 \times 0,015 = 0,0006 \text{ т/год}$$

Итоговая таблица:

Отход	1 скв., т/год	2 скв., т/год	4 скв., т/год	ППД, т/год	Перевод, т/год
Другие отходы и лом черных металлов	0,003	0,006	0,012	0,0075	0,0006

Отходы бурения

Глубина бурения: 2800 метр

Интервал	Конструкция ствола скважин			
	Направление	Кондуктор	Техническая	Эксплуатационная колонна
Диаметр долота, мм	444,5	393,7	295,3	215,9
Длина интервала, м	20	180	300	2000
Коэффициент каверзности	1,2	1,2	1,2	1,1

3. Суммарный объем выбуренной породы всей скважины рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{п} = \sum V_{п.инт.}, \text{ м}^3; (1)$$

где: $V_{п.инт.}$ – объем выбуренной породы интервала скважины, м^3 ;

$$V_{п.инт.} = K_1 \cdot \pi \cdot R^2 \cdot L; \text{ м}^3; (2)$$

где: K – коэффициент каверзности;

R^2 – радиус интервала скважины, м;

L – глубина интервала скважины, м.

Интервал	K_1	D, м (диаметр долота)	L, м	R, м (радиус долота)	R^2 , м	$V_{п.инт.}, \text{ м}^3$ Объем выбуренной породы в интервале
0 – 20	1,2	0,4445	20	0,2222	0,0494	3,723
20 – 200	1,2	0,3937	180	0,1968	0,0387	26,248
200 – 500	1,2	0,2953	300	0,1476	0,0217	24,529
500 – 2800	1,1	0,2159	2800	0,1079	0,012	82,896

V_{Π} скважины, м ³	137,396
------------------------------------	---------

4. Объем бурового шлама определяется по формуле

$$V_{\text{ш}} = V_{\Pi} \cdot 1,2 = 137,39 \cdot 1,2 = 164,87 \text{ м}^3; \quad (3)$$

где: 1,2 – коэффициент учитывающий разуплотнение выбуренных пород;

5. Масса бурового шлама рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{ш}} = V_{\text{ш}} \cdot \rho, \text{ т} \quad (4)$$

где: ρ – объемный вес бурового шлама, т/м³; ρ - колеблется в пределах $\rho = 1,35 \dots 1,8 \text{ т/м}^3$;

$$M_{\text{ш}} = 164,87 \cdot 1,75 = 288,52 \text{ тонн.}$$

6. Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле

$$V_{\text{обр}} = 1,2 \cdot V_{\Pi} \cdot K_1 + 0,5 \cdot V_{\text{ц}}, \text{ м}^3; \quad (5)$$

где, K_1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с (1/РД 39-3-819-91 $K=1,052$);

$V_{\text{ц}}$ – объем циркуляционной системы буровой установки, принимается равной в пределах

$V_{\text{ц}} = 80 \dots 120 \text{ м}^3$ или определяется в соответствии с паспортными данными установки;

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

$$V_{\text{обр}} = 1,2 \cdot 137,39 \cdot 1,052 + 0,5 \cdot 120 = 204,53 \text{ м}^3.$$

или при повторном использовании бурового раствора

$$V_{\text{обр}} = 0,25 \cdot 137,39 \cdot 1,052 + 0,5 \cdot 120 = 96,13 \text{ м}^3.$$

7. Масса бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{обр}} = V_{\text{обр}} \cdot \rho,$$

$$M_{\text{обр}} 96,13 \cdot 1,45 = 139,38 \text{ тонн.}$$

8. Объем образования буровых сточных вод рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{бсв}} = V_{\text{обр}} \cdot 0,25; \quad (6)$$

$$V_{\text{бсв}} = 204,53 \cdot 0,25 = 51,13 \text{ м}^3;$$

9. Масса образованных буровых сточных вод

$$M_{\text{бсв}} = V_{\text{бсв}} \cdot \rho, \text{ т} \quad (7)$$

где ρ - плотность буровых сточных вод, т/м³; $\rho = 1,05 \dots 1,1$;

$$M_{\text{бсв}} = 51,13 \cdot 1,1 = 56,24 \text{ тонн.}$$

Отходы бурения

НАИМЕНОВАНИЕ ОТХОДА	ВСЕГО, т/год
1 скважина	
Буровой шлам	288,52
Отработанный буровой раствор	139,38
Буровые сточные воды	56,24
2 скважины	
Буровой шлам	577,04
Отработанный буровой раствор	278,76
Буровые сточные воды	112,48

Глубина бурения: 3200 метр

Интервал	Конструкция ствола скважин			
	Направление	Кондуктор	Техническая	Эксплуатационная колонна
Диаметр долота, мм	444,5	393,7	295,3	215,9

Длина интервала, м	20	180	300	3000
Коэффициент каверзности	1,2	1,2	1,2	1,1

3. Суммарный объем выбуренной породы всей скважины рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{\Pi} = \Sigma V_{\Pi.инт.}, \text{ м}^3; \quad (1)$$

где: $V_{\Pi.инт.}$ – объем выбуренной породы интервала скважины, м^3 ;

$$V_{\Pi.инт.} = K_1 * \pi * R^2 * L; \text{ м}^3; \quad (2)$$

где: K – коэффициент каверзности;

R^2 – радиус интервала скважины, м;

L – глубина интервала скважины, м.

Интервал	K_1	D, м (диаметр долота)	L, м	R, м (радиус долота)	R^2 , м	$V_{\Pi.инт.}, \text{ м}^3$ Объем выбуренной породы в интервале
0 – 20	1,2	0,4445	20	0,2222	0,0494	3,723
20 – 200	1,2	0,3937	180	0,1968	0,0387	26,248
200 – 500	1,2	0,2953	300	0,1476	0,0217	24,529
500 – 3200	1,1	0,2159	3200	0,1079	0,012	124,344
V_{Π} скважины, м^3						178,84

4. Объем бурового шлама определяется по формуле

$$V_{\text{ш}} = V_{\Pi} * 1,2 = 178,84 * 1,2 = 214,61 \text{ м}^3; \quad (3)$$

где: 1,2 – коэффициент учитывающий разуплотнение выбуренных пород;

5. Масса бурового шлама рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{ш}} = V_{\text{ш}} * \rho, \text{ т} \quad (4)$$

где: ρ – объемный вес бурового шлама, т/м^3 ; ρ - колеблется в пределах $\rho = 1,35 \dots 1,8 \text{ т/м}^3$;

$$M_{\text{ш}} = 214,61 * 1,75 = 375,56 \text{ тонн.}$$

6. Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * V_{\Pi} * K_1 + 0,5 * V_{\text{ц}}, \text{ м}^3; \quad (5)$$

где, K_1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с (1/РД 39-3-819-91 $K=1,052$);

$V_{\text{ц}}$ – объем циркуляционной системы буровой установки, принимается равной в пределах $V_{\text{ц}} = 80 \dots 120 \text{ м}^3$ или определяется в соответствии с паспортными данными установки;

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

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * 214,61 * 1,052 + 0,5 * 120 = 330,92 \text{ м}^3.$$

или при повторном использовании бурового раствора

$$V_{\text{обр}} = 0,25 * 214,61 * 1,052 + 0,5 * 120 = 116,44 \text{ м}^3.$$

7. Масса бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{обр}} = V_{\text{обр}} * \rho,$$

$$M_{\text{обр}} = 116,44 * 1,45 = 168,838 \text{ тонн.}$$

8. Объем образования буровых сточных вод рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{бсв}} = V_{\text{обр}} * 0,25; \quad (6)$$

$$V_{\text{бсв}} = 330,92 * 0,25 = 82,73 \text{ м}^3;$$

9. Масса образованных буровых сточных вод

$$M_{\text{бсв}} = V_{\text{бсв}} * \rho, \text{ т} \quad (7)$$

где ρ - плотность буровых сточных вод, т/м³; $\rho = 1,05 \dots 1,1$;
 $M_{бсв} = 82,73 \cdot 1,1 = 91,0$ тонн.

Отходы бурения

НАИМЕНОВАНИЕ ОТХОДА	ВСЕГО, т/год
4 скважины	
Буровой шлам	1502,27
Отработанный буровой раствор	675,352
Буровые сточные воды	364

Лимиты отходов производства и потребления на период бурения и испытания 2-х скважин (2026,2028 гг.)

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	971,311
в том числе отходов производства	-	968,686
отходов потребления	-	2,625
Опасные		
буровой шлам	-	577,04
отработанный буровой раствор	-	278,76
буровые сточные воды	-	112,48
Не опасные отходы		
ТБО	-	2,625
Лом черных металлов	-	0,4
Огарки сварочных электродов	-	0,006
Зеркальные		
перечень отходов	-	-

Лимиты отходов производства и потребления на период бурения и испытания 1 скважины (2027 г.)

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	487,168
в том числе отходов производства	-	484,543
отходов потребления	-	2,625
Опасные		
буровой шлам	-	288,52
отработанный буровой раствор	-	139,38
буровые сточные воды	-	56,24
Не опасные отходы		
ТБО	-	2,625
Лом черных металлов	-	0,4
Огарки сварочных электродов	-	0,003
Зеркальные		

перечень отходов	-	-
------------------	---	---

**Лимиты отходов производства и потребления
на период бурения и испытания 4-х скважин (2029 г.)**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	2544,659
в том числе отходов производства	-	2542,034
отходов потребления	-	2,625
Опасные		
буровой шлам	-	1502,27
отработанный буровой раствор	-	675,352
буровые сточные воды	-	364
Не опасные отходы		
ТБО	-	2,625
Лом черных металлов	-	0,4
Огарки сварочных электродов	-	0,012
Зеркальные		
перечень отходов	-	-

**Лимиты отходов производства и потребления
на период поддержания ПД**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	3,0325
в том числе отходов производства	-	0,4075
отходов потребления	-	2,625
Опасные		
-	-	-
Не опасные отходы		
ТБО	-	2,625
Лом черных металлов	-	0,4
Огарки сварочных электродов	-	0,0075
Зеркальные		
перечень отходов	-	-

**Лимиты отходов производства и потребления
на период перевода скважин с других объектов**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	3,0256
в том числе отходов производства	-	0,4006
отходов потребления	-	2,625
Опасные		

-	-	-
Не опасные отходы		
ТБО	-	2,625
Лом черных металлов	-	0,4
Огарки сварочных электродов	-	0,0006
Зеркальные		
перечень отходов	-	-

Кодификация отходов и сведения об их утилизации

Наименование отхода	Международный код идентификации (согласно Классификатора отходов №314 от 06.08.2021 г.)	Методы утилизации
Буровой шлам	01 05 05* Нефтедержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях. Вывозятся на договорной основе сторонней организации.
Отработанный буровой раствор	01 05 05* Нефтедержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях. Вывозятся на договорной основе сторонней организации.
Буровые сточные воды	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях. Вывозятся на договорной основе сторонней организации.
Твердо бытовые отходы	N 200301 Смешанные коммунальные отходы	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях. Вывозятся на договорной основе сторонней организации.
Огарки сварочных электродов	N120113 Отходы сварки	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях. Вывозятся на договорной основе сторонней организации.
Лом черных металлов	16 01 17 Черные металлы	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях. Вывозятся на договорной основе сторонней организации.

9.3 Процедура управления отходами

На основании требования ст.331 Кодекса (субъекты предпринимательства, являющиеся образователями отходов, несут ответственность за обеспечение надлежащего управления такими отходами с момента их образования до момента передачи в соответствии с п.3 ст.339 Кодекса во владение лица, осуществляющего операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии).

В связи с этим, отходы по мере их накопления собирают в емкости и передаются на договорной основе сторонним организациям имеющим лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок временного складирования отходов на месте образования до 6-ти месяцев.

Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в п.2 ст. 320 ЭК РК №400-VI, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

Места накопления отходов предназначены для:

1) временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

2) временного складирования неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

3) временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

Для вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники срок временного складирования в процессе их сбора не должен превышать шесть месяцев;

4) временного складирования отходов горнодобывающих и горноперерабатывающих производств, в том числе отходов металлургического и химико-металлургического производств, на месте их образования на срок не более двенадцати месяцев до даты их направления на восстановление или удаление.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Запрещается накопление отходов с превышением сроков, указанных в п.2 ст. 320 ЭК РК №400-VI, и (или) с превышением установленных лимитов накопления отходов (для объектов I и II категорий) или объемов накопления отходов, указанных в декларации о воздействии на окружающую среду (для объектов III категории).

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

На буровой площадке для сбора бурового шлама предусмотрены 2 металлические емкости по 20 м^3 , общим объемом $40,0 \text{ м}^3$.

Буровой шлам с территории буровой площадки будет вывозиться по мере наполнения емкостей. Вывоз будет осуществляться на договорной основе специализированной организацией для дальнейших их утилизации и переработки.

Согласно планируемому техническому заданию и договору с компанией, осуществляющей бурение скважин, буровой шлам - собирается в специальных металлических контейнерах, с приемной емкости буровой установки сразу же грузится на автотранспорт подрядчика и вывозится за пределы контрактной территории Компании. Временное хранение не предусмотрено.

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

бурения загрязнителем окружающей природной среды. Плотность бурового раствора согласно тех проекту 1,45 т/м³.

Для сбора ОБР на площадке предусматривается использование 2-х металлических емкостей по 10м³, общим объемом 20.0м³. Отработанный буровой раствор с территории буровой площадки будет вывозиться по мере наполнения емкостей. Вывоз будет осуществляться на договорной основе специализированной организацией для дальнейших их утилизации и переработки.

Согласно планируемому техническому заданию и договору с компанией, осуществляющей бурение скважин, отработанный буровой раствор - собирается в специальных металлических контейнерах, с приемной емкости буровой установки сразу же грузится на автотранспорт подрядчика и вывозится за пределы контрактной территории Компании. Временное хранение отходов не предусмотрено.

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

Для БСВ предусмотрена одна емкость объемом 10м³. Буровые сточные воды используются для оборотного водоснабжения. Временное хранение БСВ предусмотрено в емкостях на буровой площадке, далее используются в оборотной системе водоснабжения для поддержания пластового давления.

Согласно планируемому техническому заданию и договору с компанией, осуществляющей бурение скважин, буровые сточные воды - собираются в специальных металлических контейнерах, с приемной емкости буровой установки сразу же грузятся на автотранспорт подрядчика и вывозятся за пределы контрактной территории Компании. Временное хранение отходов не предусмотрено.

ТБО образуются в процессе производственной деятельности работающего персонала.

Сбор коммунальных отходов производится в металлические контейнеры (V=1,5 м³) с герметичной крышкой, расположенные в местах образования отходов.

Сбор и вывоз согласно заключенному договору.

Согласно Приказу и.о. Министра здравоохранения Республики, Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» - Срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0⁰С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Металлолом образуется в процессе технического обслуживания транспортных средств и технологического оборудования и их демонтажа. При плановой или аварийной замене запасных частей.

Собирается на площадке S=20м² для временного складирования металлолома. По мере накопления вывозятся подрядной организацией. Срок хранения не более 3 мес.

Огарки сварочных электродов образуются в результате применения сварочных электродов при сварочных работах. Состав отхода (%): железо - 96-97; обмозка (типа

Ti(CO)) - 2-3; прочие - 1.

Собираются в специальные контейнеры ($V=0,016\text{м}^3$), установленные в местах проведения сварочных работ, хранятся на территории предприятия (склад S-20м²) согласно продолжительности работ, по мере завершения работ, вывозятся согласно заключенному договору со специализированной организацией.

9.4 Программа управления отходами

Управление отходами - это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления разработан «Программа управления отходами производства и потребления».

Цель Программы – заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Задачи Программы – определение путей достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;
- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- всех производственных факторов;
- экологической эффективности;
- экономической целесообразности.

Показатели являются контролируемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

В связи с этим, отходы по мере их накопления собирают в емкости и передаются на договорной основе сторонним организациям имеющим лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

10. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

10.1 Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

При решении задач оптимального управления главным является необходимость принятия технических решений, обеспечивающих экологическую безопасность при функционировании объектов строительства.

Для повышения надежности работы и предотвращения аварийных ситуаций проектирование, строительство и эксплуатация объектов намечаемой деятельности будет выполнено в строгом соответствии с действующими нормами.

Оптимальное управление объектами намечаемой деятельности создает условия наиболее благоприятного получения заданного практического результата - обеспечения безаварийного, экологически безопасного процесса обогащения руд.

Одна из главных проблем оценки экологического риска является правильное прогнозирование возникновения и развития непредвиденных обстоятельств, заблаговременное их предупреждение. Очень важно разработать меры по локализации аварийных ситуаций с целью сужения зоны разрушений, оказания своевременной помощи.

Осуществление производственной программы проведения работ требует оценки экологического риска как функции вероятного события.

Оценка вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения или оценки следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийным ситуациям, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

Борьба с осложнениями и авариями требует больших затрат материальных и трудовых ресурсов, ведет к потере времени, что снижает производительность, повышает затраты, вызывает увеличение продолжительности простоев и ремонтных работ. Поэтому знание причин аварий, своевременная разработка мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Потенциальные опасности, связанные с риском проведения работ могут возникнуть в результате воздействия, как природных, так и антропогенных факторов.

10.2 Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Стихийное бедствие — природное явление, носящее чрезвычайный характер и приводящее к нарушению нормальной деятельности населения, гибели людей, разрушению и уничтожению материальных ценностей. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него обусловлена воздействием природных факторов.

Под природными факторами понимаются разрушительные явления, вызванные природно-климатическими условиями, которые не контролируются человеком. При возникновении природной чрезвычайной ситуации возникает опасность саморазрушения окружающей среды.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении о риске, связанном с природными факторами.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;

- неблагоприятные метеоусловия (ураганные ветры).

Сейсмическая активность. Землетрясения возникают неожиданно и, хотя продолжительность главного толчка не превышает нескольких секунд, его последствия бывают очень трагическими.

Предупредить начало землетрясения точно в настоящее время еще невозможно. Прогноз его оправдывается в 80 случаях и носит ориентировочный характер.

Населенные пункты, расположенные в районе расположения объектов намечаемой деятельности, находятся в зоне возможного возникновения очагов землетрясений с магнитудой 6 баллов.

Землетрясения с магнитудами 6 и более баллов могут вызвать на поверхности земли остаточные деформации, разрушительные эффекты типа обвалов, оползней, селей. Поэтому проектирование объектов производственной деятельности в сейсмоопасном районе следует проводить в соответствии с нормативными актами, разработанными специально по строительству и эксплуатации в сейсмических районах (СНиП РК 2.03-30-2006 от 1.07.2006 г. и др.).

Неблагоприятные метеоусловия. В результате неблагоприятных метеоусловий, таких как сильные ураганные ветры, повышенные атмосферные осадки, могут произойти частичные повреждения и оборудования, кабельных линий электричества (ЛЭП).

Климат района, находящегося в глубине Евразийского материка, является резко континентальным, с жарким сухим летом и холодной малоснежной зимой.

Для летнего периода работ характерна вероятность возникновения пожароопасных ситуаций.

Как показывает анализ подобных ситуаций, причиной возникновения пожаров являются не только природные факторы, но и неосторожное обращение персонала с огнем и нарушение правил техники безопасности. Характер воздействия: кратковременный.

Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная. Необходимо соблюдать правила техники безопасности.

10.3 Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Авария - это разрушение зданий, сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ (Закон Республики Казахстан «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» от 3 апреля 2002 года N 314).

Аварийной обстановкой на территории объектов месторождений «Ай» исходя из классификации могут являться:

- чрезвычайные ситуации природного характера, вызванные стихийными бедствиями: сильными морозами, снегопадами, сильными ветрами; грозами; пыльными бурями и т.п.

- чрезвычайные ситуации техногенного характера (нарушения технологического процесса, повреждения механизмов, оборудования и сооружений приводящие к неконтролируемому выбросу вредных веществ).

Под антропогенными факторами понимаются быстрые разрушительные изменения окружающей среды, обусловленные деятельностью человека или созданных им технических устройств и производств. Как правило, аварийные ситуации возникают вследствие нарушения регламента работы оборудования или норм его эксплуатации.

К антропогенным факторам относятся факторы производственной среды и трудового процесса.

Возможные техногенные аварии, которые могут быть при проведении работ на проектируемом производстве, можно разделить на следующие категории:

- аварийные ситуации с технологическим оборудованием;

- аварийные ситуации, связанные с автотранспортной техникой.

Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная. В случае возникновения такой ситуации в проекте предусмотрены экстренные меры по выявлению и устранению пожаров на территории СМР.

10.4 Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления.

Эксплуатация объектов намечаемой деятельности в соответствии с технологическими инструкциями исключает возможность залповых и аварийных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Важнейшую роль в обеспечении безопасности рабочего персонала и местного населения и охраны окружающей природной среды при проведении работ играет система правил, нормативов, инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всем персоналом. При проведении работ необходимо уделять первоочередное внимание монтажу, проверке и техническому обслуживанию всех видов оборудования, требуемых в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда, обучению персонала и проведению практических занятий.

Мероприятия по устранению несчастных случаев на производстве. Для обеспечения безопасных условий труда рабочие должны знать назначение установленной арматуры, приборов, инструкций по эксплуатации и выполнять все требования инструкций.

На ликвидацию аварий затрачивается много времени и средств, поэтому при производстве планируемых работ необходимо уделять первоочередное внимание предупреждению аварий.

В целом, для предотвращения или предупреждения аварийных ситуаций при производстве планируемых работ рекомендуется следующий перечень мероприятий:

- обязательное соблюдение всех нормативных правил при строительстве;

- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности, постоянное напоминание всему рабочему персоналу о необходимости соблюдения правил безопасности;
- использование новых высокоэффективных экологически безопасных смазочных добавок на основе природного сырья;
- все операции по заправке, хранению, транспортировке ГСМ должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил техники безопасности, в специально отведенном для этого месте;
- своевременное устранение утечек топлива;
- использование контейнеров для сбора отходов.

10.5 Примерные масштабы неблагоприятных последствий

В соответствии с Международным стандартом ISO 17776 и СТ РК 1.56-2005 процесс проведения анализа риска включает следующие основные этапы:

- определение (скрининг) опасных производственных процессов (HAZID);
- оценка риска (QRA);
- предложения по устранению или уменьшению степени риска.

Определение опасных производственных процессов (скрининг). Основные задачи этапа идентификации опасностей состоят в выявлении и четком описании всех производственных объектов (процессов), как потенциальных источников опасностей, прогнозе сценариев возникновения аварийных ситуаций и ликвидации их последствий.

По типу деятельности потенциально опасные объекты и производства делятся на:

- стационарные объекты и производства с ограниченной площадью;
- передвижные объекты и производства.

Идентификация опасностей завершается следующими действиями:

- решение прекратить дальнейший анализ ввиду незначительности опасностей или достаточности полученных предварительных оценок по отдельным источникам воздействия;
- решение о проведении более детального анализа опасностей и оценки риска;
- выработка предварительных рекомендаций по уменьшению опасностей.

Оценка риска (QRA)

После выявления опасных факторов, производится оценка проистекающего из них риска. Оценка риска включает в себя два элемента: оценку риска и управление риском.

Оценка экологического риска строится на анализе источника риска, факторов риска, особенностей конкретной экологической обстановки и механизма взаимодействия между ними.

Определение вероятности (частоты) чрезвычайных ситуаций.

После составления списка опасностей, которые будут детально анализироваться в дальнейшем, необходимо определить частоту (вероятность) возникновения этих событий.

В соответствии с ISO 17776 и СТ РК 1.56-2005 при оценке рисков можно использовать в частности математическое моделирование. Уровень загрязнения (полученный на основе математического моделирования), возникающего от конкретного события, необходимо сравнивать с известными токсодозами, нормативами загрязнения природной среды, чтобы определить возможные последствия для природной среды.

Конкретно оценка воздействия при аварийных ситуациях проводится точно также как и при безаварийной деятельности. С учетом времени действия аварии определяется динамика снижения воздействия и, в случае совокупного воздействия, определяются средневзвешенные значения.

Оценка завершается определением комплексного воздействия и его значимости, разработкой предложений по стратегии ликвидации аварии.

Предложения по устранению или снижению степени риска. Так как экологический риск представляет собой комбинацию вероятности или частоты возникновения определенной опасности и величины последствий такого события, следовательно, рекомендации по уменьшению рисков от аварии должны сводиться к снижению вероятности аварий и минимизации последствий.

Оценка масштабов воздействия при аварийных ситуациях

Такие виды аварийных ситуаций, как пролив ГСМ в незначительных количествах, либо пожар, с учетом разработанных мероприятий по ликвидации последствий аварий, не подлежат оценке по значимости воздействия. Уровень потенциального воздействия на окружающую среду при возникновении подобных аварийных ситуаций будет крайне низким и не требует отдельной оценки.

10.6 Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности.

Основными мерами по предупреждению аварийных ситуаций является строгое соблюдение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

В целях предотвращения аварийных ситуаций разработаны специальные мероприятия:

- все конструкции запроектировать с учетом сейсмических нагрузок;
- строгое соблюдение противопожарных мер;
- проведение плановых осмотров и ремонтов технологического оборудования.

Предупреждение чрезвычайных ситуаций - комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение риска возникновения чрезвычайных ситуаций, сохранение здоровья и жизни людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь.

Ликвидация чрезвычайных ситуаций - спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни людей и сохранение их здоровья, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

Основными принципами защиты населения, окружающей среды и объектов хозяйствования при чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера являются:

- информирование населения и организаций о прогнозируемых чрезвычайных ситуациях, мерах по их предупреждению и ликвидации;
- заблаговременное определение степени риска и вредности деятельности организаций и граждан, если она представляет потенциальную опасность, обучение населения методам защиты и осуществление мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций;
- обязательность проведения спасательных, аварийно-восстановительных и других неотложных работ по ликвидации чрезвычайных ситуаций, оказание экстренной

медицинской помощи, социальная защита населения и пострадавших работников, возмещение вреда, причиненного вследствие чрезвычайных ситуаций здоровью, имуществу граждан, окружающей среде и объектам хозяйствования;

- участие сил гражданской обороны в мероприятиях по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Организации, независимо от форм собственности и ведомственной принадлежности, обязаны в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера:

- планировать и проводить мероприятия по повышению устойчивости своего функционирования и обеспечению безопасности работников и населения;

- обучать работников методам защиты и действиям при чрезвычайных ситуациях в составе невоенизированных формирований, создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях;

- проводить защитные мероприятия, спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций на подведомственных объектах производственного и социального назначения и на прилегающих к ним территориях в соответствии с утвержденными планами;

- в случаях, предусмотренных законодательством, обеспечивать возмещение ущерба, причиненного вследствие чрезвычайных ситуаций работникам и другим гражданам, проводить после ликвидации чрезвычайных ситуаций мероприятия по оздоровлению окружающей среды, восстановлению хозяйственной деятельности, организаций и граждан.

Участники ликвидации чрезвычайных ситуаций от общественных объединений должны иметь специальную подготовку, подтвержденную государственной аттестацией.

Анализ предусматриваемых проектом технических решений по организации и эксплуатации предприятия, в сочетании с возможными «непроизвольными» условиями, приводящими к возникновению аварийных ситуаций, показал, что проведение работ не связано с возникновением аварийных ситуаций.

В процессе реализации проектируемых работ производство всех работ должно выполняться в строгом соответствии с проектной документацией и действующими нормами и правилами по технике безопасности.

Предусмотрено на промышленной площадке наличия пункта экстренной помощи.

На самой строительной площадке объекта на период строительства аварийных выбросов опасных веществ не будет.

10.7 Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека.

Борьба с осложнениями и авариями требует больших затрат материальных и трудовых ресурсов, ведет к потере времени, что снижает производительность, повышает затраты, вызывает увеличение продолжительности простоев и ремонтных работ. Поэтому знание причин аварий, своевременная разработка мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

На всех объектах намечаемой деятельности дирекцией назначаются лица, ответственные за эксплуатацию и безопасную работу, разрабатываются инструкции по эксплуатации и действиям персонала в случае аварийных ситуаций, проводится обучение персонала, составляются графики противоаварийных тренировок, рабочие места обеспечиваются необходимыми защитными средствами.

Мероприятия по предупреждению производственных аварий и пожаров:

-
1. Наличие согласованных с пожарными частями района оперативных планов пожаротушения.
 2. Обеспечение соблюдения правил охраны труда и пожарной безопасности.
 3. Исправность оборудования и средств пожаротушения.
 4. Соответствие объектов требованиям правил технической эксплуатации.
 5. Организация учебы обслуживающего персонала и периодичность сдачи ими зачетов соответствующим комиссиям с выдачей им удостоверений.
 6. Прохождение работниками всех видов инструктажей по безопасности и охране труда.
 7. Организация проведения инженерно-технических мероприятий, направленных на предотвращение потерь людских и материальных ценностей.
 8. Наличие «узких мест» и принимаемые меры по их устранению, включение мероприятий по устранению «узких мест» в годовые планы социального и экономического развития.
 9. Наличие планов ликвидации аварий, согласованных с аварийно-спасательными формированиями.
 10. Организация режима охраны, состояние ограждения, внедрение и совершенствование инженерно-технических средств охраны объектов.

11. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННОЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)

11.1 Меры по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду (природоохранные мероприятия)

11.1.1 Атмосферный воздух

Для уменьшения влияния работающего технологического оборудования объектов намечаемой деятельности на состояние атмосферного воздуха, снижения их приземных концентраций и предотвращения сверхнормативных и аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, разрабатывается целый комплекс планировочных и технологических мероприятий.

Технологические мероприятия включают:

- тщательную технологическую регламентацию проведения работ;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов и оборудования обеспечивающих надежность эксплуатации;
- проведение испытаний вновь монтируемых систем и оборудования на герметичность;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками оборудования;
- ежемесячная регулировка двигателей внутреннего сгорания машин и механизмов;
- запрет на сжигание горючих отходов и мусора вне специализированных установок;
- использование оборудования и машин, двигатели которых оборудованы системой очистки дымовых газов (оснащены каталитическими нейтрализаторами выхлопных газов);
- гидропылеподавление в сухой и теплый период на межплощадочных автодорогах, открытых рабочих площадках основного и вспомогательного производства;
- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории СМР, разработка оптимальных схем движения;
- строительный транспорт и машины должны быть в исправном рабочем состоянии;
- двигатели транспортного средства должны быть выключены, когда транспорт и техника не используются;
- любое транспортное средство с открытым кузовом, используемое для транспортировки и потенциально пылящее, должно иметь соответствующие боковые приспособления и задний борт.

При соблюдении природоохранных мероприятий значительного воздействия на атмосферный воздух не предвидится.

11.1.2 Подземные и поверхностные воды

Предотвращение загрязнения подземных вод в процессе хозяйственной деятельности должно быть обеспечено реализацией природоохранных мероприятий, включающих:

- контроль (учет) расходов водопотребления и водоотведения;
- не допущение сбросов сточных вод на рельеф местности;
- контроль за водопотреблением и водоотведением;
- сбор и безопасная для ОС утилизация всех категорий сточных вод и отходов;
- перевозка жидких и твердых отходов, а так же ГСМ в герметичных специальных контейнерах, исключающих возможность загрязнения окружающей среды во время их транспортировки или в случае аварии транспортных средств;
- хранение строительных материалов будет осуществляться в крытых металлических контейнерах, либо материалы будут сразу направляться в работу;
- своевременный сбор строительных и бытовых отходов, по мере накопления отходов они подлежат вывозу на переработку и утилизацию.
- размещение объектов намечаемой деятельности вне границ водоохранных зон водных объектов;
- организация хозяйственно-бытовой канализации;
- при проведении работ содержать территорию участка в санитарно-чистом состоянии согласно нормам СЭС и охраны окружающей среды;
- не допускать сброс ливневых и бытовых стоков в поверхностные водные объекты;
- после окончания строительства, места проведения строительных работ восстановить;
- не допускать захвата земель водного фонда;
- запрещается сливать и сваливать какие-либо материалы и вещества, получаемые при выполнении работ в пониженные места рельефа;
- при строительстве не допускать применение стокообразующих технологии или процессов;
- при производстве земляных работ не допускать сброс грунта за пределы обозначенной на генплане границы временного отвода;
- не допускать базирование специальной строительной техники и автотранспорта за пределы обозначенной на генплане границы временного отвода;
- оборудовать место временного нахождения рабочих резервуаром для сбора образующихся хозяйственных стоков и контейнером для сбора и хранения ТБО.

В этом случае влияние при строительстве и эксплуатации объекта на поверхностные и подземные воды практически не будут оказываться.

11.1.3 Почвенный покров.

Для снижения и исключения отрицательного воздействия на земельные ресурсы, предусмотрены следующие природоохранные мероприятия:

- временное накопление отходов производства и потребления по месту в специальных емкостях и на отведенных площадках с твердым покрытием и защитными бортами, для исключения образования неорганизованных свалок;
- обвалование всех наземных резервуаров, обустройство непроницаемым покрытием всех объектов;
- по окончании СМР производить техническую рекультивацию нарушенных земель.
- исключение проливов и утечек, сброса неочищенных сточных вод на рельеф;
- раздельный сбор и складирование отходов в специальные контейнеры или емкости с последующим вывозом их на оборудованные полигоны или на переработку;

- техническое обслуживание транспортной и строительной техники в специально отведенных местах;
- организация мест хранения строительных материалов на территории, недопущение захламления зоны строительства мусором, загрязнения горюче-смазочными материалами;
- исключение движения, остановки и стоянка автомобилей и иных транспортных средств на участках, занятых зелеными насаждениями.

11.1.4 Растительный и животный мир

Мероприятия по сохранению животного мира предусмотрены следующие:

- контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа;
- установка информационных табличек в местах гнездования птиц, ареалов обитания животных;
- воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным;
- установка вторичных глушителей выхлопа на спец. технику и автотранспорт;
- регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей;
- сохранение биологического разнообразия и целостности сообществ животного мира в состоянии естественной свободы;
- сохранение среды обитания, условий размножения, путей миграции и мест концентрации объектов животного мира;
- рациональное использование территории, предусматривающее минимальное уничтожение и нарушение растительного покрова, минимизирование вырубок древесной и кустарниковой растительности;
- перемещение техники только в пределах специально обустроенных внутриплощадочных и межплощадочных дорог, что предотвратит возможность гибели представителей животного мира, а также нарушение почвенно-растительного покрова территории;
- установка дорожных знаков, предупреждающих о вероятности столкновения с животными при движении автотранспорта для предупреждения гибели последних;
- складирование и вывоз отходов производства и потребления в соответствии с принятыми в ПСД решениями, что позволит избежать образования неорганизованных свалок, которые могут стать причинами ранений или болезней животных, а также возникновения пожаров;
- исключение загрязнения почвенного покрова и водных объектов нефтепродуктами и другими загрязнителями (сбор и очистка всех образующихся сточных вод, обустройство непроницаемым покрытием всех объектов, где возможны проливы и утечки ГСМ, тщательная герметизация всего производственного оборудования и трубопроводов и т.д.);
- исключение вероятности возгорания участков на территории, прилегающей к хозяйственному объекту, строго соблюдая правила противопожарной безопасности;
- своевременная рекультивация нарушенных земель.

При ведении работ по подготовке строительных площадок не допускается:

- захламление прилегающей территории строительными, промышленными, древесными, бытовыми и иными отходами, мусором;
- загрязнение прилегающей территории химическими веществами;
- проезд транспортных средств и иных механизмов по произвольным, неустановленным маршрутам.

В процессе строительства и эксплуатации объекта намечаемой деятельности необходимо:

- не допускать нерегламентированную добычу животных, предупреждать случаи любого браконьерства со стороны рабочих, соблюдать сроки и правила охоты;
- проводить профилактические инструктажи персонала и соблюдать строгую регламентацию посещения прилегающих территорий;
- строго регламентировать содержание собак на хозяйственных объектах, свободное содержание их крайне нежелательно ввиду возможной гибели представителей животного мира;
- обязательное соблюдение работниками предприятия в процессе строительства и эксплуатации объекта природоохранных требований и правил.

В период строительства предусматриваются следующие мероприятия по уменьшению механического воздействия на растительный покров:

- ведение всех строительных работ и движение транспорта строго в пределах полосы отвода земель, запрещение движения транспорта за пределами автодорог;
- обеспечение мер по максимальному сохранению почвенно-растительного покрова.

Для уменьшения воздействия на растительный покров, связанного с возможностью химического загрязнения почвенного покрова и повреждения растительности, предусматривается:

- исключение проливов и утечек, сброса неочищенных сточных вод на рельеф;
- раздельный сбор и складирование отходов в специальные контейнеры или емкости с последующим вывозом их на оборудованные полигоны или на переработку;
- техническое обслуживание транспортной и строительной техники в специально отведенных местах;
- организация мест хранения строительных материалов на территории, недопущение захламления зоны строительства мусором, загрязнения горюче-смазочными материалами.

Мероприятия по сохранению растительных сообществ на период эксплуатации включают:

- обеспечение сохранности зеленых насаждений;
- недопущение незаконных деяний, способных привести к повреждению или уничтожению зеленых насаждений;
- недопущение загрязнения зеленых насаждений производственными отходами, строительным мусором, сточными водами;
- исключение движения, остановки и стоянка автомобилей и иных транспортных средств на участках, занятых зелеными насаждениями.

11.2 Мероприятия по управлению отходами

Мероприятия по управлению отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

- временное складирование отходов отдельно по видам и классам опасности в специально предназначенные для этих целей емкости (контейнеры, бочки и др.);
- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- утилизация всех видов отходов, не подлежащих вторичному использованию и переработке;
- своевременный вывоз образующихся и накопленных отходов, годных для дальнейшей транспортировки и переработки на специализированные предприятия;
- обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды: отходы высокой степени опасности изолируются; несовместимые отходы физически разделяются; опасные отходы не смешиваются;

- транспортировка отходов осуществляется с использованием транспортных средств, оборудованных для данной цели;
- обеспечение герметичности емкостей для сбора отходов производства;
- составление паспортов отходов на опасные отходы;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- принятие мер предосторожности и проведение ежедневных профилактических работ для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, для достижения снижения использования сырьевых материалов;
- заключение контрактов со специализированными компаниями на утилизацию отходов производства и потребления.

Предусматриваемая в проекте организация хранения, удаления и переработки отходов максимально предотвращает загрязнение окружающей среды.

Планирование мероприятий по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создадут возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

Разработка Программы управления отходами, планирование мероприятий по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создадут возможность минимизации воздействия отходов на окружающую среду.

11.3 Предлагаемые меры по мониторингу воздействий (включая необходимость проведения послепроектного анализа фактических воздействий в ходе реализации намечаемой деятельности в сравнении с информацией, приведенной в отчете о возможных воздействиях)

Согласно статьям 182-189 главы 13 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК, операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль на основе программы ПЭК, являющейся частью экологического разрешения, и реализовывать её условия, т.е. осуществлять производственный экологический контроль, элементом которого является производственный мониторинг окружающей среды.

Производственный экологический контроль представляет собой комплексную систему мер, которые выполняются предприятием, в соответствии с требованиями экологического законодательства РК.

Производственный мониторинг окружающей среды представляет собой комплекс организационно-технических мероприятий по определению фактического загрязнения окружающей среды в результате деятельности предприятия.

Согласно п.2. ст.182 Экологического кодекса РК целями производственного экологического контроля являются:

- получение информации для принятия оператором объекта решений в отношении внутренней экологической политики, контроля и регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- обеспечение соблюдения требований экологического законодательства РК;

- сведение к минимуму негативного воздействия производственных процессов на окружающую среду, жизнь и (или) здоровье человека и др.;
- повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;
- оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников оператора объекта;
- информирование общественности об экологической деятельности предприятия;
- повышение эффективности системы экологического менеджмента.

При проведении комплекса мероприятий, предусмотренных Программой, решаются следующие задачи:

- выявление источников загрязнения и их комплексная характеристика;
- определение степени соблюдения нормативных объемов выбросов ЗВ и соответствие их нормативам ПДВ;
- характеристика фактического состояния окружающей среды и своевременное выявление изменений состояния природной среды на основе наблюдений;
- выработка рекомендаций по предупреждению и устранению последствий негативных процессов в период проведения работ;
- сопоставление результатов ПЭК с условиями экологического разрешения;
- информационное обеспечение ответственных лиц и государственных органов, контролирующих состояние ОС.

Производственный экологический контроль

Производственный мониторинг включает:

- мониторинг атмосферного воздуха;
- мониторинг почв;
- мониторинг растительности;
- мониторинг животного мира;
- мониторинг радиационный;
- мониторинг отходов производства.

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, а также программы повышения экологической эффективности.

В рамках осуществления производственного мониторинга выполняются операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

Мониторингом эмиссий в окружающую среду является наблюдение за количеством, качеством эмиссий и их изменением.

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Лицо, осуществляющее производственный мониторинг, несет ответственность в соответствии с Кодексом Республики Казахстан об административных правонарушениях за предоставление недостоверной информации по результатам производственного мониторинга.

Данные производственного мониторинга используются для оценки состояния окружающей среды в рамках ведения Единой государственной системы мониторинга окружающей среды и природных ресурсов.

Мониторинг воздействия является обязательным в следующих случаях:

- 1) когда деятельность затрагивает чувствительные экосистемы и состояние здоровья населения;
- 2) на этапе введения в эксплуатацию технологических объектов;
- 3) после аварийных эмиссий в окружающую среду.

Мониторинг воздействия может осуществляться оператором объекта индивидуально, а также совместно с операторами других объектов по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Лицо, осуществляющее производственный мониторинг, несет ответственность в соответствии с Кодексом Республики Казахстан об административных правонарушениях за предоставление недостоверной информации по результатам производственного мониторинга.

Данные производственного мониторинга используются для оценки состояния окружающей среды в рамках ведения Единой государственной системы мониторинга окружающей среды и природных ресурсов.

Оператор объекта ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в электронной форме в Национальный банк данных об окружающей среде и природных ресурсах Республики Казахстан в соответствии с правилами, утверждаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля должны быть опубликованы на официальном Интернет-ресурсе уполномоченного органа в области охраны окружающей среды.

Лицо, ответственное за проведение производственного экологического контроля, обязано обеспечить ведение на объекте или отдельных участках работ журналов производственного экологического контроля, в которые работники должны записывать обнаруженные факты нарушения требований экологического законодательства Республики Казахстан с указанием сроков их устранения.

Лица, ответственные за проведение производственного экологического контроля, обнаружившие факт нарушения экологических требований, в результате которого возникает угроза жизни и (или) здоровью людей или риск причинения экологического ущерба, обязаны незамедлительно принять все зависящие от них меры по устранению или локализации возникшей ситуации и сообщить об этом руководству оператора объекта.

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со Статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

12. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА

Согласно пункту 2 статьи 240 Экологического кодекса Республики Казахстан: 2. При проведении стратегической экологической оценки и оценки воздействия на окружающую среду должны быть:

- 1) выявлены негативные воздействия разрабатываемого Документа или намечаемой деятельности на биоразнообразие (посредством проведения исследований);
- 2) предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие, смягчению последствий таких воздействий;
- 3) в случае выявления риска утраты биоразнообразия – проведена оценка потери биоразнообразия и предусмотрены мероприятия по их компенсации.

Согласно пункту 2 статьи 241 Экологического кодекса Республики Казахстан: 2. Компенсация потери биоразнообразия должна быть ориентирована на постоянный и долгосрочный прирост биоразнообразия и осуществляется в виде:

- 1) восстановления биоразнообразия, утраченного в результате осуществленной деятельности;
- 2) внедрения такого же или другого, имеющего не менее важное значение для окружающей среды вида биоразнообразия на той же территории (в акватории) и (или) на другой территории (в акватории), где такое биоразнообразие имеет более важное значение.

Проектируемый объект находится за пределами особо охраняемых природных территорий и земель государственного лесного фонда.

Участок работ не входит в ареалы распространения видов растений занесенных в Красную книгу Казахстана.

Непосредственно на участках размещения намечаемой деятельности, ареалы обитания животных занесенных в Красную книгу РК и их пути миграции отсутствуют.

На участках размещения намечаемой деятельности, зеленые насаждения отсутствуют.

Во исполнение пункта 26 Инструкции по организации и проведению экологической оценки (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280) дополнительных возможных воздействий намечаемой деятельности указано не было.

Учитывая вышесказанное, в рамках намечаемой деятельности, меры по сохранению и компенсации потери биоразнообразия не предусматриваются, в виду отсутствия выявленных негативных воздействий намечаемой деятельности на биоразнообразие, а также в виду отсутствия выявленных рисков утраты биоразнообразия.

13. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ОТ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И ВЫГОДЫ ОТ ОПЕРАЦИЙ, ВЫЗЫВАЮЩИХ ЭТИ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ

Анализ возможных необратимых воздействий на окружающую среду и обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах, в рамках данного отчета, свидетельствует об отсутствии возможных необратимых воздействий на окружающую среду намечаемой хозяйственной деятельности.

Предпосылок к потере устойчивости экологических систем района размещения объектов, в рамках намечаемой деятельности, не установлено.

14. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее - ППА) проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Необходимость проведения послепроектного анализа фактических воздействий, согласно пункта 2 статьи 76 ЭК РК, определяется в рамках отчета о возможных воздействиях с учетом требований «Правил проведения послепроектного анализа и формы заключения по результатам послепроектного анализа» утвержденных приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 июля 2021 года № 229 (далее - Правила ППА) .

Так, согласно пункта 4 главы 2 Правил ППА, проведение послепроектного анализа проводится при выявлении в ходе оценки воздействия на окружающую среду неопределенностей в оценке возможных существенных воздействий на окружающую среду.

Таким образом, учитывая отсутствие выявленных неопределенностей в оценке возможных существенных воздействий, руководствуясь пунктом 4 главы 2 Правил ППА, проведение послепроектного анализа в рамках рассматриваемой намечаемой деятельности не требуется.

15. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ОПРЕДЕЛЕННЫЕ НА НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

Прекращение намечаемой деятельности по строительству не предусматривается, так как проект имеет высокое социальное значение для района его размещения.

Реализация намечаемой деятельности окажет положительное влияние на развитие экономики региона и социально-экономического благополучия населения.

На основании вышесказанного, способы и меры восстановления окружающей среды на случай прекращения намечаемой деятельности, в рамках данного отчета, не приводятся.

16. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Намечаемая деятельность планируется к осуществлению на территории Республики Казахстан, поэтому его экологическая оценка выполнена в соответствии с требованиями Экологического законодательства Республики Казахстан и других законов, имеющих отношение к проекту.

При составлении Отчета о возможных воздействиях использовались следующие источники экологической информации:

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
2. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г.);
3. Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.).
4. Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями по состоянию на 24.06.2021 г.);
5. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
6. Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
7. Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
8. Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».
9. Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.).
10. Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242-II «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
11. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.).
12. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 «Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов».
13. Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучения (ОСП 72/87);
15. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года №155 «Об утверждении гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».
16. РНД 211.2.02.09-2004 г. Астана 2005 г. «Методическое указание по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров».
17. РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок».

18. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования».
19. Методика расчета выбросов вредных веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли, в т.ч. АБЗ. Приложение №12 к приказу Министра ООС РК от 18 апреля 2008 г. № 100-п.
23. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека»
24. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства».
25. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280. «Об утверждении инструкции по организации проведению экологической оценки».
26. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».
27. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319 Об утверждении Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения/
28. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212 «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию».
29. Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 Об утверждении Правил разработки программы управления отходами.
30. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 Об утверждении Классификатора отходов.
31. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 июля 2021 года № 261 Об утверждении Правил разработки и утверждения лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов, представления и контроля отчетности об управлении отходами.
32. Приказ Министра экологии, геологи и природных ресурсов РК № 250 от 14.07.2021 года «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля».

17. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

Основные трудности, которые возникли при разработке «Отчета о возможных воздействиях», связаны с недоработками методических указаний по разработке Отчета «Инструкция по организации и проведению экологической оценки», которая содержит много повторений одной и той же информации, приложение 2 к инструкции это сбор повторной информации в каждом пункте, необходима доработка и корректировка данной инструкции.

В основном, трудностей при разработке настоящего отчета о возможных воздействиях не возникло.

18. КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ С ОБОБЩЕНИЕМ ИНФОРМАЦИИ, УКАЗАННОЙ В ПУНКТАХ 1 - 17 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ, В ЦЕЛЯХ ИНФОРМИРОВАНИЯ ЗАИНТЕРЕСОВАННОЙ ОБЩЕСТВЕННОСТИ В СВЯЗИ С ЕЕ УЧАСТИЕМ В ОЦЕНКЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Нефтегазоконденсатное месторождение Юго-Западный Сарыбулак в административном отношении расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области. Географически территория приурочена к южной части Торгайской низменности

Ближайшим населенным пунктом является областной центр г. Кызылорда, находящийся в 112 км к югу от месторождения, районный центр пос. Теренозек - в 123 км, железнодорожная станция Жусалы - в 164 км. Населенные пункты связаны между собой железной и шоссейной дорогами, с месторождением – грунтовыми и полевыми дорогами.

В 35 км к северо-западу расположено разрабатываемое месторождение Акшабулак, связанное нефтепроводом Акшабулак - Кумколь - Каракойын с магистральным нефтепроводом Шымкент - Павлодар.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении.

В проекте разработки приведены сведения о геологическом строении и характеристике продуктивных горизонтов. Проанализированы результаты геолого-геофизических и промысловых исследований всех пробуренных скважин. Даны сведения о коллекторских свойствах пород, свойствах нефти, газа и воды. Проведение обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчетных вариантов разработки.

Для расчета технологических показателей разработки в целом по месторождению выбраны 3 расчетных варианта.

Вариант 1 (рекомендуемый). Данный вариант предусматривает продолжение реализации концепции разработки ПР-2019г. Добывающий фонд будет формироваться за счет ранее пробуренных скважин, в том числе путем ввода из бездействия 19 скважин. В связи с тем, что горизонты имеют один этаж нефтеносности, после выработки запасов нефти, по скважинам предусмотрен перевод на другие объекты. Также предусматривается внедрение системы ППД на I объекте, путем перевода под нагнетание добывающих скважин ЮЗС-3, ЮЗС-15, ЮЗС-33, после полной выработки удельных запасов нефти. Вариантом предусмотрено ввод из бурения 9 добывающих скважин. Рентабельный срок эксплуатации месторождения составляет 47 лет (2023-2069гг.).

Вариант 2. Данный вариант основан на 1 варианте и предусматривает дополнительно бурение 6 добывающих скважин. В целом по второму варианту предусмотрено бурение 15 добывающих скважин. Также предусмотрены дополнительные переводы под нагнетание. Остальные мероприятия аналогичны первому варианту разработки. Рентабельный срок разработки месторождения составит 43 года (2023-2065гг.).

Вариант 3 предусматривает внедрение технологии по увеличению нефтеотдачи, и для этой цели выбран вариант с бурением наклонно-направленных скважин, который успешно апробирован на соседнем месторождении Арысское. Остальные мероприятия аналогичны первому варианту разработки. Рентабельный срок разработки месторождения составляет 44 года (2023-2066гг.).

По результатам сравнительного анализа экономических показателей данных таблицы, видно, что по 1 варианту разработки месторождения Юго-Западный Сарыбулак достигаются наибольшие показатели потока наличности, а также наибольший ЧПС, который является одним из основных критериев при выборе рентабельного варианта. Исходя из вышеуказанного, с экономической точки зрения, наиболее оптимальным и эффективным к разработке будет 1 вариант (рекомендуемый).

Намечаемая деятельность предусматривает: Добывающий фонд будет формироваться за счет ранее пробуренных скважин, в том числе путем ввода из бездействия 19 скважин. В связи с тем, что горизонты имеют один этаж нефтеносности, после выработки запасов нефти, по скважинам предусмотрен перевод на другие объекты. Также предусматривается внедрение системы ППД на I объекте, путем перевода под нагнетание добывающих скважин ЮЗС-3, ЮЗС-15, ЮЗС-33, после полной выработки удельных запасов нефти. Вариантом предусмотрено ввод из бурения 9 добывающих скважин. Рентабельный срок эксплуатации месторождения составляет 47 лет (2023-2069гг.).

Место расположения проектируемого объекта – В административном отношении месторождение Юго-Западный Сарыбулак расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области.

Период бурения

Согласно расчетам будут задействованы 11 источников загрязнения воздушного бассейна, 8 из которых являются организованными источниками и 3 неорганизованными источниками.

Расчетом выявлено, что при бурении и испытании скважин будут иметь место выбросы в количестве:

Вид работ	Период	г/сек	т/год
Бурение 2-х скважин	2026 год	5.089402956	41.747266952
Бурение 1-ой скважины	2027 год	4.515853373	20.878601516
Бурение 2-х скважины	2028 год	5.089402956	41.747266952
Бурение 4-х скважины	2029 год	6.236502722	83.511371024
Поддержание пластового давления	2032 год	1.7470474	17.8201825
Поддержание пластового давления	2044 год	1.7470474	17.8201825
Поддержание пластового давления	2049 год	1.7470474	17.8201825
Перевод с других объектов	2025-2055 гг.	1.46644466	0.057134432

Согласно требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (Приказ Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №355) для обеспечения безопасной эксплуатации нефтегазовых месторождений не допускается выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух через неплотности запорной арматуры и фланцевых соединений. В этой связи на предприятии осуществлены мероприятия по проверке герметичности оборудования (скважины), не подлежат нормированию.

Так на источниках №№6213, 6214, 6216, 6217, 6219, 6220, 6222, 6223, 6225, 6226, 6228, 6229, 6231, 6232, 6234, 6235, 6237, 6238 предусмотрена 100% герметизация ЗРА и ФС. В результате проведенных мероприятий ежегодный экологический эффект составит 0,54 т/год.

Выявленные источники выбросов загрязняющих веществ являются ориентировочными, уточнение будет производиться при разработке проекта НДВ.

Водоснабжение, водоотведение

Снабжение питьевой и технической водой буровых бригад, находящихся в степи, будет осуществляться привозной водой.

Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента

и для других технических нужд. Снабжение водой для технических нужд осуществляется привозной водой.

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра национальной экономики РК №209 от 16.03.2015г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемостикам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

Ежегодный объем водопотребления и водоотведения на хозяйственно-бытовые нужды работников составит:

- водопотребление – 1,68 м³/сут, 613,2 м³/год;
- водоотведение – 1,68 м³/сут, 613,2 м³/год.

Ежегодный объем воды на технологические нужды – 700 м³.

В результате жизнедеятельности персонала образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Хозяйственно-бытовые сточные воды от санитарных приборов, установленных в жилых вагончиках, от столовой и от прачечной будут отводиться во временную герметичную, водонепроницаемую емкость и откачиваться подрядной организацией согласно договору.

Отходы

Основными отходами в процессе выполнения работ на месторождении Караколь являются:

- Твердо-бытовых отходов (ТБО);
- Металлолом;
- Огарки сварочных электродов;
- Буровой шлам (БШ);
- Отработанный буровой раствор (ОБР);
- Буровые сточные воды (БСВ).

Отходы по мере их накопления собирают в емкости и передаются на договорной основе сторонним организациям имеющим лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок временного складирования отходов на месте образования до 6-ти месяцев.

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок. Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при разработке проекта на рассматриваемом месторождении являются: нарушение технологических процессов; технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности; нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором; отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле; несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ и т.д.

Необходимо отметить, что на территории месторождения Юго-Западный Сарыбулак случаи возникновения аварий не отмечалось.

Для предотвращения аварий предприятие проводят следующие мероприятия:

- первичный инструктаж по безопасным методам работы для вновь принятого или переведенного из одного цеха в другой работника (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по безопасным методам работы и содержанию планов ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводятся руководителем организации);
- повышение квалификации рабочих по специальным программам в соответствии с Типовым положением (проводится аттестованными преподавателями).
- разработка планов ликвидации аварий в цехах и на объектах, подконтрольных КЧС МВД РК, а также подготовка планов эвакуации персонала цехов и объектов в случае возникновения аварий;
- первичный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала для вновь принятых или переведенных из цеха в цех рабочих (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводится руководителем организации).

Каждый рабочий и служащий объекта при чрезвычайной ситуации должен уметь воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду

Во всех случаях, когда выявлены значительные неблагоприятные воздействия, основная цель заключается в поиске мер по их снижению. Для тех случаев, когда подобрать подходящие мероприятия не представляется возможным, ниже излагаются варианты мероприятий, направленных на компенсации негативных последствий. Кроме того, в соответствующих случаях рекомендованы стимулирующие мероприятия. Стимулирующие мероприятия не следует рассматривать в качестве альтернативы смягчающим или компенсирующим мероприятиям – это мероприятия, выделенные в связи с их способностью обеспечить проекту определенные дополнительные преимущества после того, как реализованы все смягчающие и компенсирующие мероприятия.

По атмосферному воздуху: проведение технического осмотра и профилактических работ технологического оборудования, механизмов и автотранспорта, соблюдение нормативов допустимых выбросов.

По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды.

По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключающие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;

По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов.

По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности.

По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений.

По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; установка информационных табличек в местах гнездования птиц; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; установка вторичных глушителей выхлопа на спецтехнику и авто транспорт; регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматривается. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматривают.

Обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия не требуется. Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах не приводится.

19. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

Намечаемая деятельность планируется к осуществлению на территории Республики Казахстан, поэтому его экологическая оценка выполнена в соответствии с требованиями Экологического законодательства Республики Казахстан и других законов, имеющих отношение к проекту.

При составлении Отчета о возможных воздействиях использовались следующие источники экологической информации:

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
2. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г.);
3. Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.).
4. Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями по состоянию на 24.06.2021 г.);
5. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
6. Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
7. Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
8. Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».
9. Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.).
10. Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242-II «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
11. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.).
12. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 «Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов».
13. Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучения (ОСП 72/87);
15. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года №155 «Об утверждении гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».
16. РНД 211.2.02.09-2004 г. Астана 2005 г. «Методическое указание по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров».
17. РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок».
18. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования».

19. Методика расчета выбросов вредных веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли, в т.ч. АБЗ. Приложение №12 к приказу Министра ООС РК от 18 апреля 2008 г. № 100-п.
23. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека»
24. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства».
25. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280. «Об утверждении инструкции по организации проведению экологической оценки».
26. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».
27. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319 Об утверждении Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения/
28. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212 «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию».
29. Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 Об утверждении Правил разработки программы управления отходами.
30. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 Об утверждении Классификатора отходов.
31. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 июля 2021 года № 261 Об утверждении Правил разработки и утверждения лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов, представления и контроля отчетности об управлении отходами.
32. Приказ Министра экологии, геологи и природных ресурсов РК № 250 от 14.07.2021 года «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля».

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

ПЕРИОД БУРЕНИЯ И ИСПЫТАНИЯ 2-Х СКВАЖИН (2026 Г.)

Бурение 2-х скважин (2026 год)

Источник загрязнения: 0201, Выхлопная труба

Источник выделения: 0201 01, ДЭС Volvo

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, $G_{FJMAX} = 21$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 56.44$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 30 / 10^3 = 1.693$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0677$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 39 / 10^3 = 2.2$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 10 / 10^3 = 0.564$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 25 / 10^3 = 1.41$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 12 / 10^3 = 0.677$

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, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 56.44 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0677$

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, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 5 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 56.44 \cdot 5 / 10^3 = 0.282$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	1.693
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	2.2
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.282
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	0.564
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	1.41
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.0677
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.0677
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	0.677

Источник загрязнения: 0202, Выхлопная труба

Источник выделения: 0202 01, ДЭС САТ

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, $G_{FJMAX} = 27.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 74.45$

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, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 27.7 \cdot 30 / 3600 = 0.231$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 74.45 \cdot 30 / 10^3 = 2.234$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 74.45 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0893$

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, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 27.7 \cdot 39 / 3600 = 0.3$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 74.45 \cdot 39 / 10^3 = 2.904$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 10 / 3600 = 0.077$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 74.45 \cdot 10 / 10^3 = 0.745$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 25 / 3600 = 0.1924$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 74.45 \cdot 25 / 10^3 = 1.86$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 12 / 3600 = 0.0923$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 74.45 \cdot 12 / 10^3 = 0.893$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 74.45 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0893$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0385$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 74.45 \cdot 5 / 10^3 = 0.372$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.231	2.234
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3	2.904
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0385	0.372
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.077	0.745
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1924	1.86
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00923	0.0893
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00923	0.0893
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0923	0.893

Источник загрязнения: 0203, Выхлопная труба

Источник выделения: 0203 01, ДЭС Volvo

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, $G_{\text{FJMAX}} = 21$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 56.44$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 30 / 10^3 = 1.693$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0677$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 39 / 10^3 = 2.2$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 10 / 10^3 = 0.564$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 25 / 10^3 = 1.41$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 12 / 10^3 = 0.677$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0677$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 5 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 5 / 10^3 = 0.282$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	1.693

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	2.2
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.282
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	0.564
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	1.41
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.0677
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.0677
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	0.677

Источник загрязнения: 0204, Выхлопная труба

Источник выделения: 0204 01, Подъемник марки HCMG 25-1

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, $G_{FJMAX} = 2.52$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 6.77$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 30 / 3600 = 0.021$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 30 / 10^3 = 0.203$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00812$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 39 / 3600 = 0.0273$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 39 / 10^3 = 0.264$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 10 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 10 / 10^3 = 0.0677$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 25 / 3600 = 0.0175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 25 / 10^3 = 0.1693$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 12 / 3600 = 0.0084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 12 / 10^3 = 0.0812$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00812$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 5 / 3600 = 0.0035$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 5 / 10^3 = 0.03385$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.021	0.203
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0273	0.264
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0035	0.03385
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.007	0.0677
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0175	0.1693
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00084	0.00812
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00084	0.00812
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0084	0.0812

Источник загрязнения: 0205, Выхлопная труба

Источник выделения: 0205 01, Буровой станок ZJ-30

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, $G_{\text{FJMAX}} = 41.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{\text{FGGO}} = 111.82$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 30 / 3600 = 0.347$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 111.82 \cdot 30 / 10^3 = 3.355$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 111.82 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1342$

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, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 41.6 \cdot 39 / 3600 = 0.451$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 111.82 \cdot 39 / 10^3 = 4.36$

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, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 41.6 \cdot 10 / 3600 = 0.1156$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 111.82 \cdot 10 / 10^3 = 1.118$

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, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 41.6 \cdot 25 / 3600 = 0.289$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 111.82 \cdot 25 / 10^3 = 2.796$

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, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 41.6 \cdot 12 / 3600 = 0.1387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 111.82 \cdot 12 / 10^3 = 1.342$

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, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 111.82 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1342$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 41.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0578$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 111.82 \cdot 5 / 10^3 = 0.559$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.347	3.355
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.451	4.36
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0578	0.559
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1156	1.118
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.289	2.796
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01387	0.1342
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01387	0.1342
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1387	1.342

Источник загрязнения: 0206, Дыхательный клапан

Источник выделения: 0206 01, Резервуар для дизтоплива 40м3

Список литературы:

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

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 152.96**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 152.96**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м3/ч, **VC = 12**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 40**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHRI + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 2 = 0.001566

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 80**

Сумма Ghri*Knp*Nr, **GHR = 0.001566**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 12 / 3600 = 0.001307**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 152.96 + 3.15 · 152.96) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.001566 = 0.00165**

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **M = CI · M / 100 = 99.72 · 0.00165 / 100 = 0.001645**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.001307 / 100 = 0.001303**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **M = CI · M / 100 = 0.28 · 0.00165 / 100 = 0.00000462**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.001307 / 100 = 0.00000366**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000366	0.00000462
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001303	0.001645

Источник загрязнения: 0207, Дыхательный клапан

Источник выделения: 0207 01, Резервуар для тех.масла 0,2м3

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.

Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196

Нефтепродукт, **NP = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 0.39**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 0.2**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 0.2**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 0.2**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 3**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHRI + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 3 = 0.0002187

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 0.6**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.0002187**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 1 / 3600 = 0.00001083**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (0.25 · 0.2 + 0.25 · 0.2) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.0002187 = 0.0002187**

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 100**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **M = CI · M / 100 = 100 · 0.0002187 / 100 = 0.0002187**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **G = CI · G / 100 = 100 · 0.00001083 / 100 = 0.00001083**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001083	0.0002187

Источник загрязнения: 6208, Неорганизованный источник

Источник выделения: 6208 01, СМН-20 (емкость силосного типа)

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов вредных веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли, в т.ч. АБЗ. Приложение №12 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики

Казахстан от 18.04.2008 №100-п

2. "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.6. Методика расчета выбросов вредных веществ при работе асфальтобетонных заводов

Тип источника выделения: Место разгрузки и складирования минерального материала

Время работы оборудования, ч/год, **T = 2688**

Материал: Цемент

Примесь: 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)

Вид хранения: Закрытые склады силосного типа

Операция: Складское хранение

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 0.1$

Операция: Погрузка

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 0.25$

Операция: Разгрузка

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 0.25$

Масса материала, т/год, $Q = 400$

Местные условия: Загрузочный рукав

Коэффициент, зависящий от местных условий (табл. 3.3), $K2X = 0.01$

Коэффициент, учитывающий убыль материалов в виде пыли, долях единицы, $B = 0.12$

Влажность материала, %, $VL = 0.5$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл. 3.2), $K1W = 0.9$

Валовый выброс пыли от всех операций, т/г (ф-ла 3.5), $MC0 = B \cdot PS \cdot Q \cdot K1W \cdot K2X \cdot 10^{-2} = 0.12 \cdot 0.6 \cdot 400 \cdot 0.9 \cdot 0.01 \cdot 10^{-2} = 0.00259$

Макс. разовый выброс (все операции), г/с, $G = MC0 \cdot 10^6 / (3600 \cdot T) = 0.00259 \cdot 10^6 / (3600 \cdot 2688) = 0.0002677$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0002677	0.00259

Источник загрязнения N 6209, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6209 01, Бульдозер

Список литературы:

Приложение № 1 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

При работе бульдозера пыль (2908) выделяется главным образом при выемочно-погрузочных работах. Объем пылевыведения определяется по формуле:

$$Q^2 = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 \cdot V_1 \cdot q \cdot 10^6 / 3600, \text{ г/с; где}$$

P_1 – доля пылевой фракции в породе (0-200 мкм), $P_{1 \text{ грунт}} = 0.05$

P_2 – доля переходящей в аэрозоль летучей пыли, $P_{2 \text{ грунт}} = 0.02$

P_3 – коэффициент, учитывающий скорость ветра в зоне работы бульдозера, $P_3 = 1$

P_4 – коэффициент, учитывающий влажность материала, $P_4 = 0.01$

P_5 – коэффициент, учитывающий крупность материала, $P_5 = 0.5$

P_6 – коэффициент, учитывающий местные условия $P_6 = 1$

V_1 – коэффициент, учитывающий высоту пересыпки $V_1 = 0.4$

q – количество перерабатываемого материала, т/час

$$Q_{2 \text{ грунт}} = 0.05 \cdot 0.02 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.5 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 12 \cdot 10^6 / 3600 = 0.0066 \text{ г/с,}$$

Валовый выброс пыли:

$$M = M_{\text{м.р.}} \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-6} \text{ т/год, где}$$

T – время работы, час/год

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 \cdot 1702 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0.04 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от бульдозера без учета пылеподавления:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси	0.0066	0.04

	кремния		
--	---------	--	--

Источник загрязнения N 6210, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6210 01, Погрузчик

Список литературы:

Приложение № 1 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

При работе погрузчика пыль (2908) выделяется главным образом при выемочно-погрузочных работах. Объем пылевыведения определяется по формуле:

$$Q^2 = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * V_1 * q * 10^6 / 3600, \text{ г/с; где}$$

P_1 – доля пылевой фракции в породе (0-200 мкм), $P_{1 \text{ грунт}} = 0.05$

P_2 – доля переходящей в аэрозоль летучей пыли, $P_{2 \text{ грунт}} = 0.02$

P_3 – коэффициент, учитывающий скорость ветра в зоне работы погрузчика, $P_3 = 1$

P_4 – коэффициент, учитывающий влажность материала, $P_4 = 0.01$

P_5 – коэффициент, учитывающий крупность материала, $P_5 = 0.5$

P_6 – коэффициент, учитывающий местные условия $P_6 = 1$

V_1 – коэффициент, учитывающий высоту пересыпки $V_1 = 0.4$

q – количество перерабатываемого материала, 12 т/час

$$Q_{2 \text{ грунт}} = 0.05 * 0.02 * 1 * 0.01 * 0.5 * 1 * 0.4 * 12 * 10^6 / 3600 = 0.0066 \text{ г/с,}$$

Валовый выброс пыли:

$$M = M_{\text{м.р.}} * T * 3600 * 10^{-6} \text{ т/год, где}$$

T – время работы, час/год

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 * 1140 * 3600 * 10^{-6} = 0.04 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от погрузчика без учета пылеподавления:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.0066	0.04

Источник загрязнения: 6211, Неорганизованный источник

Источник выделения: 6211 01, Электро-газосварка

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO_2 , $K_{\text{NO}_2} = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO , $K_{\text{NO}} = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/55

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 400$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{\text{MAX}} = 2$

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{\text{IS}} = 16.99$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{\text{IS}} = 13.9$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.1), } M = G_{\text{IS}} \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 400 / 10^6 = 0.00556$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), } G = G_{\text{IS}} \cdot B_{\text{MAX}} / 3600 = 13.9 \cdot 2 / 3600 = 0.00772$$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{\text{IS}} = 1.09$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 400 / 10^6 = 0.000436$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.09 \cdot 2 / 3600 = 0.000606$

Примесь: 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)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 400 / 10^6 = 0.0004$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1 \cdot 2 / 3600 = 0.000556$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 400 / 10^6 = 0.0004$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1 \cdot 2 / 3600 = 0.000556$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.93$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.93 \cdot 400 / 10^6 = 0.000372$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.93 \cdot 2 / 3600 = 0.000517$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 2.7$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 400 / 10^6 = 0.000864$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 2 / 3600 = 0.0012$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 400 / 10^6 = 0.0001404$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 2 / 3600 = 0.000195$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 400 / 10^6 = 0.00532$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 13.3 \cdot 2 / 3600 = 0.00739$

Вид сварки: Газовая сварка стали с использованием пропан-бутановой смеси

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 2544$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 2$

Газы:

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 15$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 15 \cdot 2544 / 10^6 = 0.0305$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 15 \cdot 2 / 3600 = 0.00667$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 15 \cdot 2544 / 10^6 = 0.00496$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 15 \cdot 2 / 3600 = 0.001083$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00772	0.00556
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.000606	0.000436
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00667	0.031364
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001083	0.0051004
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00739	0.00532
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000517	0.000372
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000556	0.0004
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.000556	0.0004

Испытание 2-х скважин (2026 год)

Источник загрязнения: 0208, 0211 Неорганизованный источник

Источник выделения: 0209, 0211 Факел

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)	91.16	83.8771768	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.52	9.519769	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	0.38	0.96105124	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	0.2	0.66671372	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.19	0.78623045	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.45	3.93664377	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.1	0.25241498	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **17.4359693**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³ : **1.23**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.269534$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

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

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

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.269534 * (1687.2 + 273) / 17.4359693)^{0.5} = 1093.12646$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.000157**

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

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.000157 / (3.141592654 * 0.49^2) = 0.000832564$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.000157 * 1.23 = 0.19311$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000000762 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

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

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.4359693) = 72.3951722$$

где x_i - число атомов углерода;

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

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

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	0.0038622
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.00057933
0410	Метан (727*)	0.0005	0.000096555
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00038622

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 0.1931100 * (3.67 * 0.9984000 * 72.3951722 + 0.2524150) - 0.0038622 - 0.0000966 - 0.0003862 = 0.508396048$$

где $[CO2]_M$ - 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_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{H_2} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 91.16 + 152 * 5.52 + 218 * 0.38 + 283 * 0.2 + 349 * 0.19 + 56 * 0 = 8838.97$$

где $[CH_2]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.4359693)^{0.5} = 0.2$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 0.072709095$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.072709095) = 9.81927505$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

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

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 9.81927505 = 10.81927505$$

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

Ориентировочное значение температуры горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{H_2} * (1 - E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1687.2 + (8838.97 * (1 - 0.2) * 0.9984) / (10.81927505 * 0.4) = 3318.515889$$

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

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

Температура горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{H_2} * (1 - E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1687.2 + (8838.97 * (1 - 0.2) * 0.9984) / (10.81927505 * 0.4) = 3318.515889$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_2) / 273 = 0.000157 * 10.81927505 * (273 + 3318.515889) / 273 = 0.022346677$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.49 = 7.35$$

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

$$H = L_{фн} + h_e = 7.35 + 4.5 = 11.85$$

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):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 7.35 + 0.49 * 0.49 = 1.2691$$

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

$$W_o = 1.27 * V_I / D_{\phi}^2 = 1.27 * 0.022346677 / 1.2691^2 = 0.017620774$$

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: **2160**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.0038622	0.030032467
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00057933	0.00450487
0410	Метан (727*)	0.000096555	0.000750812
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00038622	0.003003247

Источник загрязнения: 0209, 0212 Дыхательный клапан

Источник выделения: 0209, 0212 Резервуар для нефти 50 м3

Список литературы:

Список литературы:

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

Расчет по п. 4

Вид выброса, IV = **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME$ = **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN$ = **30**

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = **0.74**

$KTMIN$ = **0.74**

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX$ = **39**

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = **0.9**

$KTMAX$ = **0.9**

Таблица: R11 отсутствует в исходных данных

Режим эксплуатации, $NAME$ = **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME$ = **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, V = **50**

Количество резервуаров данного типа, NR = **1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, KNR = **1**

Категория веществ, $NAME$ = **A, Б, В**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR$ = **0.1**

Значение $Kpmax$ (Прил.8), KPM = **0.1**

Коэффициент, $KPSR$ = **0.1**

Коэффициент, $KPMAX$ = **0.1**

Общий объем резервуаров, м3, V = **50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, B = **750**

Плотность смеси, т/м3, RO = **0.87**

Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), $NN = B / (RO \cdot V) = 750 / (0.87 \cdot 50) = 17.24$

Коэффициент (Прил. 10), KOB = **2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX$ = **20**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., PS = **139**

, P = **139**

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 64$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 64 + 45 = 83.4$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (4.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOV \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 139 \cdot 83.4 \cdot (0.9 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 750 / (10^7 \cdot 0.87) = 0.1205$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (4.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 139 \cdot 83.4 \cdot 0.9 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.34$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0873$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.34 / 100 = 0.2464$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0323$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.34 / 100 = 0.0911$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1205 / 100 = 0.000422$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.34 / 100 = 0.00119$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1205 / 100 = 0.000265$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.34 / 100 = 0.000748$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0001326$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.34 / 100 = 0.000374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0000723$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.34 / 100 = 0.000204$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000204	0.0000723
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2464	0.0873
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0911	0.0323
0602	Бензол (64)	0.00119	0.000422
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000374	0.0001326
0621	Метилбензол (349)	0.000748	0.000265

Источник загрязнения: 0210, 0213 Дымовая труба

Источник выделения: 0210, 0213 Печь подогрева нефти

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$
 Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$
 Время работы одной топки, час/год, $T = 2160$
 Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 123$
 Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

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

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 123 \cdot 10^{-3} = 0.1845$
 Валовый выброс, т/год, $M_ = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1845 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0.3985$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1845 / 3.6 = 0.0513$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 123 \cdot 10^{-3} = 0.1845$
 Валовый выброс, т/год, $M_ = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1845 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0.3985$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1845 / 3.6 = 0.0513$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 0.63$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$

где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 123 / 1 = 5424.3$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение $V_{сг}/V_{г}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.83$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 5424.3 / 2637.7 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.83 \cdot 10^{-6} = 0.0003297$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 123 \cdot 1.5 = 1446.5$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO_ = VR / 3600 = 1446.5 / 3600 = 0.402$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1446.5 \cdot 0.0003297 = 0.477$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.477 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 1.03$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.477 / 3.6 = 0.1325$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

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

Валовый выброс, т/год, $M_ = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 1.03 = 0.824$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.1325 = 0.106$

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

Валовый выброс, т/год, $M_ = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 1.03 = 0.134$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.1325 = 0.01723$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.106	0.824
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01723	0.134
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0513	0.3985
0410	Метан (727*)	0.0513	0.3985

Источник загрязнения: 6212, 6215 Неорганизованный источник

Источник выделения: 6212, 6215 Насос для нефти

Список литературы:

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

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя торцевыми уплотнениями или бессальниковый типа ЦНГ

Удельный выброс, кг/час(табл. 6.1), $Q = 0.01$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 2160$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.01 \cdot 1 / 3.6 = 0.00278$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.01 \cdot 1 \cdot 2160) / 1000 = 0.0216$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0216 / 100 = 0.01565$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00278 / 100 = 0.002014$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0216 / 100 = 0.00579$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000745$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0216 / 100 = 0.0000756$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000973$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0216 / 100 = 0.0000475$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000612$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0216 / 100 = 0.00002376$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000306$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0216 / 100 = 0.00001296$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000001668$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.00001296
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014	0.01565
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745	0.00579
0602	Бензол (64)	0.00000973	0.0000756
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.00002376

0621	Метилбензол (349)	0.00000612	0.0000475
------	-------------------	------------	-----------

Источник загрязнения N 6213, 6216 Неорганизованный источник

Источник выделения N 6213, 6216 Сепаратор

Утечки углеводородов через неподвижные и подвижные соединения (запорно-регулирующая арматура, предохранительные клапана и фланцевые соединения) определяются по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где g_i – величина утечки потока i -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры кг/час;

n_i – число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.;

χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

C_i – массовая концентрация вредного компонента i -го вида в потоке в долях единицы

Наименование	g_i - величина утечки потока i -го вида через одно уплотнение, кг/час	n_i -число неподвижных х уплотнений на потоке i -го вида, шт.	χ_i –доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы	C_i - массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
Смесь углеводородов C_1 - C_5						
ЗРА	0,013	3	0,365	0,94	0,00375	0,03
Фланцы	0,00038	6	0,05	0,94		
После герметизации на 100%:					0	0

Источник загрязнения N 6214, 6217 Неорганизованный источник

Источник выделения N 6214, 6217 Скважины

Утечки углеводородов через неподвижные и подвижные соединения (запорно-регулирующая арматура, предохранительные клапана и фланцевые соединения) определяются по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где g_i – величина утечки потока i -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры кг/час;

n_i – число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.;

χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

C_i – массовая концентрация вредного компонента i -го вида в потоке в долях единицы

Наименование	g_i - величина утечки потока i -го вида через одно уплотнение, кг/час	n_i -число неподвижных х уплотнений на потоке i -го вида, шт.	χ_i –доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы	C_i - массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
Смесь углеводородов C_1 - C_5						
ЗРА	0,013	3	0,365	0,94	0,00375	0,03
Фланцы	0,00038	6	0,05	0,94		
После герметизации на 100%:					0	0

ПЕРИОД БУРЕНИЯ И ИСПЫТАНИЯ 1-ОЙ СКВАЖИНЫ (2027 Г.)

Бурение

Источник загрязнения: 0201, Выхлопная труба

Источник выделения: 0201 01, ДЭС Volvo

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, $G_{FJMAX} = 21$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 28.224$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 28.224 \cdot 30 / 10^3 = 0.847$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 28.224 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0339$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 28.224 \cdot 39 / 10^3 = 1.1$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 28.224 \cdot 10 / 10^3 = 0.282$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 28.224 \cdot 25 / 10^3 = 0.706$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 28.224 \cdot 12 / 10^3 = 0.339$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 28.224 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0339$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 21 \cdot 5 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 28.224 \cdot 5 / 10^3 = 0.141$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	0.847
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	1.1
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.141
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	0.282
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	0.706
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.0339
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.0339
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	0.339

Источник загрязнения: 0202, Выхлопная труба

Источник выделения: 0202 01, ДЭС САТ

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, $G_{FJMAX} = 27.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 37.22$

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, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 27.7 \cdot 30 / 3600 = 0.231$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 37.22 \cdot 30 / 10^3 = 1.117$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 37.22 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0447$

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, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 27.7 \cdot 39 / 3600 = 0.3$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 37.22 \cdot 39 / 10^3 = 1.452$

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, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 10 / 3600 = 0.077$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 37.22 \cdot 10 / 10^3 = 0.372$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 25 / 3600 = 0.1924$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 37.22 \cdot 25 / 10^3 = 0.93$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 12 / 3600 = 0.0923$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 37.22 \cdot 12 / 10^3 = 0.447$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 37.22 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0447$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0385$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 37.22 \cdot 5 / 10^3 = 0.186$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.231	1.117
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3	1.452
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0385	0.186
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.077	0.372
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1924	0.93
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00923	0.0447
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00923	0.0447
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0923	0.447

Источник загрязнения: 0203, Выхлопная труба

Источник выделения: 0203 01, ДЭС Volvo

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, $G_{\text{FJMAX}} = 21$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{\text{FGGO}} = 28.224$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 28.224 \cdot 30 / 10^3 = 0.847$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 28.224 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0339$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 28.224 \cdot 39 / 10^3 = 1.1$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 28.224 \cdot 10 / 10^3 = 0.282$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 28.224 \cdot 25 / 10^3 = 0.706$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 28.224 \cdot 12 / 10^3 = 0.339$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 28.224 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0339$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 5 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 28.224 \cdot 5 / 10^3 = 0.141$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	0.847
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	1.1
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.141

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	0.282
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	0.706
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.0339
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.0339
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	0.339

Источник загрязнения: 0204, Выхлопная труба

Источник выделения: 0204 01, Подъемник марки HCMG 25-1

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, $G_{FJMAX} = 2.52$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 3.386$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 30 / 3600 = 0.021$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 3.386 \cdot 30 / 10^3 = 0.1016$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 3.386 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00406$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 39 / 3600 = 0.0273$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 3.386 \cdot 39 / 10^3 = 0.132$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 10 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 3.386 \cdot 10 / 10^3 = 0.03386$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 25 / 3600 = 0.0175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 3.386 \cdot 25 / 10^3 = 0.0847$

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, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 12 / 3600 = 0.0084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 3.386 \cdot 12 / 10^3 = 0.0406$

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, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 3.386 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00406$

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, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 5 / 3600 = 0.0035$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 3.386 \cdot 5 / 10^3 = 0.01693$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.021	0.1016
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0273	0.132
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0035	0.01693
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.007	0.03386
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0175	0.0847
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00084	0.00406
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00084	0.00406
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0084	0.0406

Источник загрязнения: 0205, Выхлопная труба

Источник выделения: 0205 01, Буровой станок ZJ-30

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, $G_{FJMAX} = 41.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 55.91$

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, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.6 \cdot 30 / 3600 = 0.347$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 55.91 \cdot 30 / 10^3 = 1.677$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 55.91 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0671$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 39 / 3600 = 0.451$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 55.91 \cdot 39 / 10^3 = 2.18$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 10 / 3600 = 0.1156$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 55.91 \cdot 10 / 10^3 = 0.559$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 25 / 3600 = 0.289$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 55.91 \cdot 25 / 10^3 = 1.398$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 12 / 3600 = 0.1387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 55.91 \cdot 12 / 10^3 = 0.671$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 55.91 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0671$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0578$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 55.91 \cdot 5 / 10^3 = 0.2796$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.347	1.677
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.451	2.18
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0578	0.2796
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1156	0.559
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.289	1.398
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01387	0.0671
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01387	0.0671
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1387	0.671

Источник загрязнения: 0206, Дыхательный клапан

Источник выделения: 0206 01, Резервуар для дизтоплива 40м3

Список литературы:

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

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 76.482**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 76.482**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 12**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 40**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsg для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 2 = 0.001566

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 80**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.001566**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 12 / 3600 = 0.001307**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 76.482 + 3.15 · 76.482) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.001566 = 0.001608**

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 99.72 · 0.001608 / 100 = 0.001603**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 99.72 · 0.001307 / 100 = 0.001303**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.28 · 0.001608 / 100 = 0.0000045**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.28 · 0.001307 / 100 = 0.00000366**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000366	0.0000045
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001303	0.001603

Источник загрязнения: 0207, Дыхательный клапан

Источник выделения: 0207 01, Резервуар для тех.масла 0,2м³

Список литературы:

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

Нефтепродукт, **NP = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 0.39**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 0.1**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 0.1**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 1**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 0.2**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 3**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 3 = 0.0002187

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 0.6**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.0002187**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 1 / 3600 = 0.00001083**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (0.25 · 0.1 + 0.25 · 0.1) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.0002187 = 0.0002187**

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 100**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **M = CI · M / 100 = 100 · 0.0002187 / 100 = 0.0002187**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **G = CI · G / 100 = 100 · 0.00001083 / 100 = 0.00001083**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001083	0.0002187

Источник загрязнения: 6208, Неорганизованный источник

Источник выделения: 6208 01, СМН-20 (емкость силосного типа)

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов вредных веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли, в т.ч. АБЗ. Приложение №12 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

2. "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.6. Методика расчета выбросов вредных веществ при работе асфальтобетонных заводов

Тип источника выделения: Место разгрузки и складирования минерального материала

Время работы оборудования, ч/год, **T = 1344**

Материал: Цемент

Примесь: 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)

Вид хранения: Закрытые склады силосного типа

Операция: Складское хранение

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 0.1$

Операция: Погрузка

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 0.25$

Операция: Разгрузка

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 0.25$

Масса материала, т/год, $Q = 200$

Местные условия: Загрузочный рукав

Коэффициент, зависящий от местных условий (табл. 3.3), $K2X = 0.01$

Коэффициент, учитывающий убыль материалов в виде пыли, долях единицы, $B = 0.12$

Влажность материала, %, $VL = 0.5$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл. 3.2), $K1W = 0.9$

Валовый выброс пыли от всех операций, т/г (ф-ла 3.5), $MC0 = B \cdot PS \cdot Q \cdot K1W \cdot K2X \cdot 10^{-2} = 0.12 \cdot 0.6 \cdot 200 \cdot 0.9 \cdot 0.01 \cdot 10^{-2} = 0.001296$

Макс. разовый выброс (все операции), г/с, $G = MC0 \cdot 10^6 / (3600 \cdot T) = 0.001296 \cdot 10^6 / (3600 \cdot 1344) = 0.000268$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.000268	0.001296

Источник загрязнения N 6209, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6209 01, Бульдозер

Список литературы:

Приложение № 1 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

При работе бульдозера пыль (2908) выделяется главным образом при выемочно-погрузочных работах. Объем пылевыведения определяется по формуле:

$$Q^2 = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 \cdot B_1 \cdot q \cdot 10^6 / 3600, \text{ г/с; где}$$

P_1 – доля пылевой фракции в породе (0-200 мкм), $P_{1 \text{ грунт}} = 0.05$

P_2 – доля переходящей в аэрозоль летучей пыли, $P_{2 \text{ грунт}} = 0.02$

P_3 – коэффициент, учитывающий скорость ветра в зоне работы бульдозера, $P_3 = 1$

P_4 – коэффициент, учитывающий влажность материала, $P_4 = 0.01$

P_5 – коэффициент, учитывающий крупность материала, $P_5 = 0.5$

P_6 – коэффициент, учитывающий местные условия $P_6 = 1$

B_1 – коэффициент, учитывающий высоту пересыпки $B_1 = 0.4$

q – количество перерабатываемого материала, 12 т/час

$$Q_{2 \text{ грунт}} = 0.05 \cdot 0.02 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.5 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 12 \cdot 10^6 / 3600 = 0.0066 \text{ г/с,}$$

Валовый выброс пыли:

$M = M_{\text{м.р.}} \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-6} \text{ т/год, где}$

T – время работы, час/год

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 \cdot 851 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0,02 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от бульдозера без учета пылеподавления:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.0066	0.02

Источник загрязнения N 6210, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6210 01, Погрузчик

Список литературы:

Приложение № 1 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

При работе погрузчика пыль (2908) выделяется главным образом при выемочно-погрузочных работах. Объем пылевыведения определяется по формуле:

$$Q^2 = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B_1 * q * 10^6 / 3600, \text{ г/с; где}$$

P_1 – доля пылевой фракции в породе (0-200 мкм), $P_{1 \text{ грунт}} = 0.05$

P_2 – доля переходящей в аэрозоль летучей пыли, $P_{2 \text{ грунт}} = 0.02$

P_3 – коэффициент, учитывающий скорость ветра в зоне работы погрузчика, $P_3 = 1$

P_4 – коэффициент, учитывающий влажность материала, $P_4 = 0.01$

P_5 – коэффициент, учитывающий крупность материала, $P_5 = 0.5$

P_6 – коэффициент, учитывающий местные условия $P_6 = 1$

B_1 – коэффициент, учитывающий высоту пересыпки $B_1 = 0.4$

q – количество перерабатываемого материала, т/час

$$Q_{2 \text{ грунт}} = 0.05 * 0.02 * 1 * 0.01 * 0.5 * 1 * 0.4 * 12 * 10^6 / 3600 = 0.0066 \text{ г/с,}$$

Валовый выброс пыли:

$$M = M_{\text{м.р.}} * T * 3600 * 10^{-6} \text{ т/год, где}$$

T – время работы, час/год

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 * 851 * 3600 * 10^{-6} = 0,02 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от погрузчика без учета пылеподавления:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.0066	0.02

Источник загрязнения: 6211, Неорганизованный источник

Источник выделения: 6211 01, Электро-газосварка

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO_2 , **$K_{\text{NO}_2} = 0.8$**

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO , **$K_{\text{NO}} = 0.13$**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/55

Расход сварочных материалов, кг/год, **$B = 200$**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **$B_{\text{MAX}} = 2$**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **$G_{\text{IS}} = 16.99$**

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **$G_{\text{IS}} = 13.9$**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = G_{\text{IS}} \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 200 / 10^6 = 0.00278$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$G = G_{\text{IS}} \cdot B_{\text{MAX}} / 3600 = 13.9 \cdot 2 / 3600 = 0.00772$**

Примесь: 0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **$G_{\text{IS}} = 1.09$**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = G_{\text{IS}} \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 200 / 10^6 = 0.000218$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$G = G_{\text{IS}} \cdot B_{\text{MAX}} / 3600 = 1.09 \cdot 2 / 3600 = 0.000606$**

Примесь: 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)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 200 / 10^6 = 0.0002$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 2 / 3600 = 0.000556$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 200 / 10^6 = 0.0002$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 2 / 3600 = 0.000556$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.93$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.93 \cdot 200 / 10^6 = 0.000186$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.93 \cdot 2 / 3600 = 0.000517$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 2.7$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 200 / 10^6 = 0.000432$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 2 / 3600 = 0.0012$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 200 / 10^6 = 0.0000702$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 2 / 3600 = 0.000195$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 200 / 10^6 = 0.00266$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 2 / 3600 = 0.00739$

Вид сварки: Газовая сварка стали с использованием пропан-бутановой смеси

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 1272$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX = 2$

Газы:

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 15$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 15 \cdot 1272 / 10^6 = 0.01526$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 15 \cdot 2 / 3600 = 0.00667$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 15 \cdot 1272 / 10^6 = 0.00248$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 15 \cdot 2 / 3600 = 0.001083$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00772	0.00278
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.000606	0.000218
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00667	0.015692
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001083	0.0025502
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00739	0.00266
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000517	0.000186
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000556	0.0002
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.000556	0.0002

Испытание

Источник загрязнения: 0214 Неорганизованный источник

Источник выделения: 0214 Факел

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)	91.16	83.8771768	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.52	9.519769	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	0.38	0.96105124	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	0.2	0.66671372	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.19	0.78623045	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.45	3.93664377	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.1	0.25241498	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **17.4359693**

Плотность сжигаемой смеси R_0 , кг/м³: **1.23**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [il]_o) = 1.269534$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

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

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

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.269534 * (1687.2 + 273) / 17.4359693)^{0.5} = 1093.12646$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.000157**

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

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.000157 / (3.141592654 * 0.49^2) = 0.000832564$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.000157 * 1.23 = 0.19311$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000000762 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

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

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [il]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [il]_o) / ((100 - 0) * 17.4359693) = 72.3951722$$

где x_i - число атомов углерода;

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

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

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 г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.0038622
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.00057933
0410	Метан (727*)	0.0005	0.000096555
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00038622

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

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 0.1931100 * (3.67 * 0.9984000 * 72.3951722 + 0.2524150) - 0.0038622 - 0.0000966 - 0.0003862 = 0.508396048$$

где $[CO2]_M$ - 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_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{H2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 91.16 + 152 * 5.52 + 218 * 0.38 + 283 * 0.2 + 349 * 0.19 + 56 * 0 = 8838.97$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.4359693)^{0.5} = 0.2$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 0.072709095$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.072709095) = 9.81927505$$

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):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 9.81927505 = 10.81927505$$

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

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

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1687.2 + (8838.97 * (1-0.2) * 0.9984) / (10.81927505 * 0.4) = 3318.515889$$

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):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1687.2 + (8838.97 * (1-0.2) * 0.9984) / (10.81927505 * 0.4) = 3318.515889$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

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

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.000157 * 10.81927505 * (273 + 3318.515889) / 273 = 0.022346677$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.49 = 7.35$$

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

$$H = L_{fn} + h_e = 7.35 + 4.5 = 11.85$$

где h_e - 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):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 7.35 + 0.49 * 0.49 = 1.2691$$

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

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 0.022346677 / 1.2691^2 = 0.017620774$$

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: **2160**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.0038622	0.030032467
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00057933	0.00450487
0410	Метан (727*)	0.000096555	0.000750812
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00038622	0.003003247

Источник загрязнения: 0215 Дыхательный клапан

Источник выделения: 0215 Резервуар для нефти 50 м3

Список литературы:

Список литературы:

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

Расчет по п. 4

Вид выброса, VV = **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME$ = **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN$ = **30**

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = **0.74**

$KTMIN$ = **0.74**

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX$ = **39**

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = **0.9**

$KTMAX$ = **0.9**

Таблица: R11 отсутствует в исходных данных

Режим эксплуатации, $NAME$ = **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME$ = **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $V1$ = **50**

Количество резервуаров данного типа, NR = **1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, KNR = **1**

Категория веществ, $NAME$ = **А, Б, В**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR$ = **0.1**

Значение $Kpmax$ (Прил.8), KPM = **0.1**

Коэффициент, $KPSR$ = **0.1**

Коэффициент, $KPMAX$ = **0.1**

Общий объем резервуаров, м3, V = **50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, B = **750**

Плотность смеси, т/м3, RO = **0.87**

Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), $NN = B / (RO \cdot V) = 750 / (0.87 \cdot 50) = 17.24$

Коэффициент (Прил. 10), KOB = **2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX$ = **20**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., PS = **139**

, P = **139**

Коэффициент, KB = **1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP$ = **64**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 64 + 45 = 83.4$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (4.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 139 \cdot 83.4 \cdot (0.9 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 750 / (10^7 \cdot 0.87) = 0.1205$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (4.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 139 \cdot 83.4 \cdot 0.9 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.34$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0873$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.34 / 100 = 0.2464$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0323$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.34 / 100 = 0.0911$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1205 / 100 = 0.000422$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.34 / 100 = 0.00119$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1205 / 100 = 0.000265$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.34 / 100 = 0.000748$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0001326$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.34 / 100 = 0.000374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0000723$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.34 / 100 = 0.000204$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000204	0.0000723
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2464	0.0873
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0911	0.0323
0602	Бензол (64)	0.00119	0.000422
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000374	0.0001326
0621	Метилбензол (349)	0.000748	0.000265

Источник загрязнения: 0216 Дымовая труба

Источник выделения: 0216 Печь подогрева нефти

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 2160$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 123$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

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

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 123 \cdot 10^{-3} = 0.1845$

Валовый выброс, т/год, $_M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1845 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0.3985$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1845 / 3.6 = 0.0513$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 123 \cdot 10^{-3} = 0.1845$

Валовый выброс, т/год, $_M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1845 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0.3985$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1845 / 3.6 = 0.0513$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 0.63$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$

где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 123 / 1 = 5424.3$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение $V_{сг}/V_{г}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.83$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 5424.3 / 2637.7 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.83 \cdot 10^{-6} = 0.0003297$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 123 \cdot 1.5 = 1446.5$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $_VO = VR / 3600 = 1446.5 / 3600 = 0.402$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1446.5 \cdot 0.0003297 = 0.477$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.477 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 1.03$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.477 / 3.6 = 0.1325$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

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

Валовый выброс, т/год, $_M = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 1.03 = 0.824$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.1325 = 0.106$

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

Валовый выброс, т/год, $_M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 1.03 = 0.134$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.1325 = 0.01723$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.106	0.824
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01723	0.134
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0513	0.3985
0410	Метан (727*)	0.0513	0.3985

Источник загрязнения: 6218 Неорганизованный источник

Источник выделения: 6218 Насос для нефти

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих

хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов.

Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя торцевыми уплотнениями или бессальниковый типа ЦНГ

Удельный выброс, кг/час(табл. 6.1), $Q = 0.01$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T_г = 2160$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.01 \cdot 1 / 3.6 = 0.00278$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T_г) / 1000 = (0.01 \cdot 1 \cdot 2160) / 1000 = 0.0216$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0216 / 100 = 0.01565$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00278 / 100 = 0.002014$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0216 / 100 = 0.00579$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000745$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0216 / 100 = 0.0000756$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000973$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0216 / 100 = 0.0000475$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000612$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0216 / 100 = 0.00002376$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000306$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0216 / 100 = 0.00001296$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000001668$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.00001296
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014	0.01565
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745	0.00579
0602	Бензол (64)	0.00000973	0.0000756
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.00002376
0621	Метилбензол (349)	0.00000612	0.0000475

Источник загрязнения N 6219 Неорганизованный источник**Источник выделения N 6219 Сепаратор**

Утечки углеводородов через неподвижные и подвижные соединения (запорно-регулирующая арматура, предохранительные клапана и фланцевые соединения) определяются по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где g_i – величина утечки потока i -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры кг/час;

n_i – число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.;

χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

C_i – массовая концентрация вредного компонента i -го вида в потоке в долях единицы

Наименование	g_i - величина утечки потока i -го вида через одно уплотнение, кг/час	n_i -число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.	χ_i –доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы	C_i - массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
Смесь углеводородов C_1 - C_5						
ЗРА	0,013	3	0,365	0,94	0,00375	0,03
Фланцы	0,00038	6	0,05	0,94		
После герметизации на 100%:					0	0

Источник загрязнения N 6220 Неорганизованный источник**Источник выделения N 6220 Скважины**

Утечки углеводородов через неподвижные и подвижные соединения (запорно-регулирующая арматура, предохранительные клапана и фланцевые соединения) определяются по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где g_i – величина утечки потока i -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры кг/час;

n_i – число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.;

χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

C_i – массовая концентрация вредного компонента i -го вида в потоке в долях единицы

Наименование	g_i - величина утечки потока i -го вида через одно уплотнение, кг/час	n_i -число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.	χ_i –доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы	C_i - массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
Смесь углеводородов C_1 - C_5						
ЗРА	0,013	3	0,365	0,94	0,00375	0,03
Фланцы	0,00038	6	0,05	0,94		
После герметизации на 100%:					0	0

ПЕРИОД БУРЕНИЯ И ИСПЫТАНИЯ 2-Х СКВАЖИН (2028 Г.)

Бурение 2-х скважин (2028 г.)

Источник загрязнения: 0201, Выхлопная труба

Источник выделения: 0201 01, ДЭС Volvo

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, $G_{FJMAX} = 21$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 56.44$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 30 / 10^3 = 1.693$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0677$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 39 / 10^3 = 2.2$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 10 / 10^3 = 0.564$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 25 / 10^3 = 1.41$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 12 / 10^3 = 0.677$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 56.44 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0677$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 21 \cdot 5 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 56.44 \cdot 5 / 10^3 = 0.282$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	1.693
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	2.2
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.282
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	0.564
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	1.41
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.0677
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.0677
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	0.677

Источник загрязнения: 0202, Выхлопная труба

Источник выделения: 0202 01, ДЭС САТ

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, $G_{FJMAX} = 27.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 74.45$

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, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 27.7 \cdot 30 / 3600 = 0.231$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 74.45 \cdot 30 / 10^3 = 2.234$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 74.45 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0893$

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, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 27.7 \cdot 39 / 3600 = 0.3$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 74.45 \cdot 39 / 10^3 = 2.904$

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, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 10 / 3600 = 0.077$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 74.45 \cdot 10 / 10^3 = 0.745$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 25 / 3600 = 0.1924$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 74.45 \cdot 25 / 10^3 = 1.86$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 12 / 3600 = 0.0923$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 74.45 \cdot 12 / 10^3 = 0.893$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 74.45 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0893$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0385$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 74.45 \cdot 5 / 10^3 = 0.372$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.231	2.234
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3	2.904
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0385	0.372
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.077	0.745
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1924	1.86
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00923	0.0893
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00923	0.0893
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0923	0.893

Источник загрязнения: 0203, Выхлопная труба

Источник выделения: 0203 01, ДЭС Volvo

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, $G_{\text{FJMAX}} = 21$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{\text{FGGO}} = 56.44$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 30 / 10^3 = 1.693$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0677$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 39 / 10^3 = 2.2$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 10 / 10^3 = 0.564$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 25 / 10^3 = 1.41$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 12 / 10^3 = 0.677$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0677$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 5 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 56.44 \cdot 5 / 10^3 = 0.282$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	1.693
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	2.2
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.282

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	0.564
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	1.41
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.0677
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.0677
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	0.677

Источник загрязнения: 0204, Выхлопная труба

Источник выделения: 0204 01, Подъемник марки HCMG 25-1

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, $G_{FJMAX} = 2.52$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 6.77$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 30 / 3600 = 0.021$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 30 / 10^3 = 0.203$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00812$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 39 / 3600 = 0.0273$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 39 / 10^3 = 0.264$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 10 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 10 / 10^3 = 0.0677$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 25 / 3600 = 0.0175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 25 / 10^3 = 0.1693$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 12 / 3600 = 0.0084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 12 / 10^3 = 0.0812$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00812$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 5 / 3600 = 0.0035$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 6.77 \cdot 5 / 10^3 = 0.03385$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.021	0.203
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0273	0.264
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0035	0.03385
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.007	0.0677
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0175	0.1693
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00084	0.00812
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00084	0.00812
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0084	0.0812

Источник загрязнения: 0205, Выхлопная труба

Источник выделения: 0205 01, Буровой станок ZJ-30

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, $G_{\text{FJMAX}} = 41.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{\text{FGGO}} = 111.82$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 30 / 3600 = 0.347$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 111.82 \cdot 30 / 10^3 = 3.355$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 111.82 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1342$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 39 / 3600 = 0.451$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 111.82 \cdot 39 / 10^3 = 4.36$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 10 / 3600 = 0.1156$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 111.82 \cdot 10 / 10^3 = 1.118$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 25 / 3600 = 0.289$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 111.82 \cdot 25 / 10^3 = 2.796$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 12 / 3600 = 0.1387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 111.82 \cdot 12 / 10^3 = 1.342$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 111.82 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1342$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0578$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 111.82 \cdot 5 / 10^3 = 0.559$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.347	3.355
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.451	4.36
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0578	0.559
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1156	1.118
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.289	2.796
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01387	0.1342
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01387	0.1342
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1387	1.342

Источник загрязнения: 0206, Дыхательный клапан

Источник выделения: 0206 01, Резервуар для дизтоплива 40м3

Список литературы:

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

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 152.96**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 152.96**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 12**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 40**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 2 = 0.001566

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 80**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.001566**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 12 / 3600 = 0.001307**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 152.96 + 3.15 · 152.96) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.001566 = 0.00165**

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **M = CI · M / 100 = 99.72 · 0.00165 / 100 = 0.001645**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.001307 / 100 = 0.001303**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **M = CI · M / 100 = 0.28 · 0.00165 / 100 = 0.00000462**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.001307 / 100 = 0.00000366**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000366	0.00000462
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001303	0.001645

Источник загрязнения: 0207, Дыхательный клапан

Источник выделения: 0207 01, Резервуар для тех.масла 0,2м³

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих

хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов.

Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196

Нефтепродукт, **NP = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 0.39**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 0.2**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 0.2**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 1**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 0.2**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 3**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 3 = 0.0002187

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 0.6**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.0002187**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 1 / 3600 = 0.00001083**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (0.25 · 0.2 + 0.25 · 0.2) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.0002187 = 0.0002187**

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 100**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **M = CI · M / 100 = 100 · 0.0002187 / 100 = 0.0002187**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **G = CI · G / 100 = 100 · 0.00001083 / 100 = 0.00001083**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001083	0.0002187

Источник загрязнения: 6208, Неорганизованный источник

Источник выделения: 6208 01, СМН-20 (емкость силосного типа)

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов вредных веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли, в т.ч. АБЗ. Приложение №12 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

2. "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.6. Методика расчета выбросов вредных веществ при работе асфальтобетонных заводов

Тип источника выделения: Место разгрузки и складирования минерального материала

Время работы оборудования, ч/год, **T = 2688**

Материал: Цемент

Примесь: 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)

Вид хранения: Закрытые склады силосного типа

Операция: Складское хранение

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 0.1$

Операция: Погрузка

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 0.25$

Операция: Разгрузка

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 0.25$

Масса материала, т/год, $Q = 400$

Местные условия: Загрузочный рукав

Коэффициент, зависящий от местных условий (табл. 3.3), $K2X = 0.01$

Коэффициент, учитывающий убыль материалов в виде пыли, долях единицы, $B = 0.12$

Влажность материала, %, $VL = 0.5$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл. 3.2), $K1W = 0.9$

Валовый выброс пыли от всех операций, т/г (ф-ла 3.5), $MC0 = B \cdot PS \cdot Q \cdot K1W \cdot K2X \cdot 10^{-2} = 0.12 \cdot 0.6 \cdot 400 \cdot 0.9 \cdot 0.01 \cdot 10^{-2} = 0.00259$

Макс. разовый выброс (все операции), г/с, $G = MC0 \cdot 10^6 / (3600 \cdot T) = 0.00259 \cdot 10^6 / (3600 \cdot 2688) = 0.0002677$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0002677	0.00259

Источник загрязнения N 6209, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6209 01, Бульдозер

Список литературы:

Приложение № 1 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

При работе бульдозера пыль (2908) выделяется главным образом при выемочно-погрузочных работах. Объем пылевыведения определяется по формуле:

$$Q^2 = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 \cdot B_1 \cdot q \cdot 10^6 / 3600, \text{ г/с; где}$$

P_1 – доля пылевой фракции в породе (0-200 мкм), $P_1 \text{ грунт} = 0.05$

P_2 – доля переходящей в аэрозоль летучей пыли, $P_2 \text{ грунт} = 0.02$

P_3 – коэффициент, учитывающий скорость ветра в зоне работы бульдозера, $P_3 = 1$

P_4 – коэффициент, учитывающий влажность материала, $P_4 = 0.01$

P_5 – коэффициент, учитывающий крупность материала, $P_5 = 0.5$

P_6 – коэффициент, учитывающий местные условия $P_6 = 1$

B_1 – коэффициент, учитывающий высоту пересыпки $B_1 = 0.4$

q – количество перерабатываемого материала, т/час

$$Q_2 \text{ грунт} = 0.05 \cdot 0.02 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.5 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 12 \cdot 10^6 / 3600 = 0.0066 \text{ г/с,}$$

Валовый выброс пыли:

$$M = M_{\text{м.р.}} \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-6} \text{ т/год, где}$$

T – время работы, час/год

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 \cdot 1702 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0.04 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от бульдозера без учета пылеподавления:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.0066	0.04

Источник загрязнения N 6210, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6210 01, Погрузчик

Список литературы:

Приложение № 1 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

При работе погрузчика пыль (2908) выделяется главным образом при выемочно-погрузочных работах. Объем пылевыведения определяется по формуле:

$$Q^2 = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B_1 * q * 10^6 / 3600, \text{ г/с; где}$$

P_1 – доля пылевой фракции в породе (0-200 мкм), $P_{1 \text{ грунт}} = 0.05$

P_2 – доля переходящей в аэрозоль летучей пыли, $P_{2 \text{ грунт}} = 0.02$

P_3 – коэффициент, учитывающий скорость ветра в зоне работы погрузчика, $P_3 = 1$

P_4 – коэффициент, учитывающий влажность материала, $P_4 = 0.01$

P_5 – коэффициент, учитывающий крупность материала, $P_5 = 0.5$

P_6 – коэффициент, учитывающий местные условия $P_6 = 1$

B_1 – коэффициент, учитывающий высоту пересыпки $B_1 = 0.4$

q – количество перерабатываемого материала, 12 т/час

$$Q_{2 \text{ грунт}} = 0.05 * 0.02 * 1 * 0.01 * 0.5 * 1 * 0.4 * 12 * 10^6 / 3600 = 0.0066 \text{ г/с,}$$

Валовый выброс пыли:

$$M = M_{\text{м.р.}} * T * 3600 * 10^{-6} \text{ т/год, где}$$

T – время работы, час/год

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 * 1140 * 3600 * 10^{-6} = 0,04 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от погрузчика без учета пылеподавления:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.0066	0.04

Источник загрязнения: 6211, Неорганизованный источник

Источник выделения: 6211 01, Электро-газосварка

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO_2 , $K_{\text{NO}_2} = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO , $K_{\text{NO}} = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/55

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 400$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{\text{MAX}} = 2$

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{\text{IS}} = 16.99$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{\text{IS}} = 13.9$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.1), } \underline{M} = G_{\text{IS}} \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 400 / 10^6 = 0.00556$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), } \underline{G} = G_{\text{IS}} \cdot B_{\text{MAX}} / 3600 = 13.9 \cdot 2 / 3600 = 0.00772$$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{\text{IS}} = 1.09$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.1), } \underline{M} = G_{\text{IS}} \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 400 / 10^6 = 0.000436$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), } \underline{G} = G_{\text{IS}} \cdot B_{\text{MAX}} / 3600 = 1.09 \cdot 2 / 3600 = 0.000606$$

Примесь: 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)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 400 / 10^6 = 0.0004$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 2 / 3600 = 0.000556$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 400 / 10^6 = 0.0004$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 2 / 3600 = 0.000556$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.93$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.93 \cdot 400 / 10^6 = 0.000372$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.93 \cdot 2 / 3600 = 0.000517$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 2.7$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 400 / 10^6 = 0.000864$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 2 / 3600 = 0.0012$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 400 / 10^6 = 0.0001404$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 2 / 3600 = 0.000195$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 400 / 10^6 = 0.00532$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 2 / 3600 = 0.00739$

Вид сварки: Газовая сварка стали с использованием пропан-бутановой смеси

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 2544$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX = 2$

Газы:

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 15$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 15 \cdot 2544 / 10^6 = 0.0305$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 15 \cdot 2 / 3600 = 0.00667$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 15 \cdot 2544 / 10^6 = 0.00496$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 15 \cdot 2 / 3600 = 0.001083$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00772	0.00556
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.000606	0.000436
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00667	0.031364
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001083	0.0051004
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00739	0.00532
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000517	0.000372
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000556	0.0004
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.000556	0.0004

Испытание 2-х скважин (2028 год)

Источник загрязнения: 0217, 0220 Неорганизованный источник

Источник выделения: 0217, 0220 Факел

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)	91.16	83.8771768	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.52	9.519769	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	0.38	0.96105124	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	0.2	0.66671372	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.19	0.78623045	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.45	3.93664377	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.1	0.25241498	44.011	1.9648

Молярная масса смеси ***M***, кг/моль (прил.3,(5)): **17.4359693**

Плотность сжигаемой смеси ***R₀***, кг/м³ : **1.23**

Показатель адиабаты ***K*** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.269534$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

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

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

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.269534 * (1687.2 + 273) / 17.4359693)^{0.5} = 1093.12646$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.000157**

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

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.000157 / (3.141592654 * 0.49^2) = 0.000832564$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.000157 * 1.23 = 0.19311$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000000762 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

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

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.4359693) = 72.3951722$$

где x_i - число атомов углерода;

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

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

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 г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.0038622
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.00057933
0410	Метан (727*)	0.0005	0.000096555
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00038622

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

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 0.1931100 * (3.67 * 0.9984000 * 72.3951722 + 0.2524150) - 0.0038622 - 0.0000966 - 0.0003862 = 0.508396048$$

где $[CO2]_M$ - 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_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{H2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 91.16 + 152 * 5.52 + 218 * 0.38 + 283 * 0.2 + 349 * 0.19 + 56 * 0 = 8838.97$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.4359693)^{0.5} = 0.2$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 0.072709095$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.072709095) = 9.81927505$$

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):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 9.81927505 = 10.81927505$$

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

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

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1687.2 + (8838.97 * (1-0.2) * 0.9984) / (10.81927505 * 0.4) = 3318.515889$$

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):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1687.2 + (8838.97 * (1-0.2) * 0.9984) / (10.81927505 * 0.4) = 3318.515889$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

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

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.000157 * 10.81927505 * (273 + 3318.515889) / 273 = 0.022346677$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.49 = 7.35$$

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

$$H = L_{fn} + h_e = 7.35 + 4.5 = 11.85$$

где h_e - 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):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 7.35 + 0.49 * 0.49 = 1.2691$$

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

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 0.022346677 / 1.2691^2 = 0.017620774$$

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: **2160**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.0038622	0.030032467
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00057933	0.00450487
0410	Метан (727*)	0.000096555	0.000750812
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00038622	0.003003247

Источник загрязнения: 0218, 0221 Дыхательный клапан

Источник выделения: 0218, 0221 Резервуар для нефти 50 м3

Список литературы:

Список литературы:

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

Расчет по п. 4

Вид выброса, VV = **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME$ = **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN$ = **30**

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = **0.74**

$KTMIN$ = **0.74**

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX$ = **39**

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = **0.9**

$KTMAX$ = **0.9**

Таблица: R11 отсутствует в исходных данных

Режим эксплуатации, $NAME$ = **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME$ = **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $V1$ = **50**

Количество резервуаров данного типа, NR = **1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, KNR = **1**

Категория веществ, $NAME$ = **А, Б, В**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR$ = **0.1**

Значение $Kpmax$ (Прил.8), KPM = **0.1**

Коэффициент, $KPSR$ = **0.1**

Коэффициент, $KPMAX$ = **0.1**

Общий объем резервуаров, м3, V = **50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, B = **750**

Плотность смеси, т/м3, RO = **0.87**

Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), $NN = B / (RO \cdot V) = 750 / (0.87 \cdot 50) = 17.24$

Коэффициент (Прил. 10), KOB = **2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, $VCMAX$ = **20**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., PS = **139**

, P = **139**

Коэффициент, KB = **1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP$ = **64**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 64 + 45 = 83.4$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (4.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 139 \cdot 83.4 \cdot (0.9 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 750 / (10^7 \cdot 0.87) = 0.1205$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (4.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 139 \cdot 83.4 \cdot 0.9 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.34$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0873$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.34 / 100 = 0.2464$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0323$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.34 / 100 = 0.0911$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1205 / 100 = 0.000422$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.34 / 100 = 0.00119$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1205 / 100 = 0.000265$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.34 / 100 = 0.000748$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0001326$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.34 / 100 = 0.000374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0000723$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.34 / 100 = 0.000204$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000204	0.0000723
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2464	0.0873
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0911	0.0323
0602	Бензол (64)	0.00119	0.000422
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000374	0.0001326
0621	Метилбензол (349)	0.000748	0.000265

Источник загрязнения: 0219, 0222 Дымовая труба

Источник выделения: 0219, 0222 Печь подогрева нефти

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 2160$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 123$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

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

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 123 \cdot 10^{-3} = 0.1845$

Валовый выброс, т/год, $_M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1845 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0.3985$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1845 / 3.6 = 0.0513$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 123 \cdot 10^{-3} = 0.1845$

Валовый выброс, т/год, $_M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1845 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0.3985$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1845 / 3.6 = 0.0513$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 0.63$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$

где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 123 / 1 = 5424.3$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение $V_{сг}/V_{г}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.83$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 5424.3 / 2637.7 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.83 \cdot 10^{-6} = 0.0003297$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 123 \cdot 1.5 = 1446.5$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $_VO = VR / 3600 = 1446.5 / 3600 = 0.402$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1446.5 \cdot 0.0003297 = 0.477$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.477 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 1.03$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.477 / 3.6 = 0.1325$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

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

Валовый выброс, т/год, $_M = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 1.03 = 0.824$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.1325 = 0.106$

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

Валовый выброс, т/год, $_M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 1.03 = 0.134$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.1325 = 0.01723$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.106	0.824
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01723	0.134
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0513	0.3985
0410	Метан (727*)	0.0513	0.3985

Источник загрязнения: 6221, 6224 Неорганизованный источник

Источник выделения: 6221, 6224 Насос для нефти

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих

хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов.

Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя торцевыми уплотнениями или бессальниковый типа ЦНГ

Удельный выброс, кг/час(табл. 6.1), $Q = 0.01$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 2160$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.01 \cdot 1 / 3.6 = 0.00278$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.01 \cdot 1 \cdot 2160) / 1000 = 0.0216$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0216 / 100 = 0.01565$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00278 / 100 = 0.002014$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0216 / 100 = 0.00579$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000745$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0216 / 100 = 0.0000756$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000973$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0216 / 100 = 0.0000475$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000612$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0216 / 100 = 0.00002376$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000306$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0216 / 100 = 0.00001296$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000001668$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.00001296
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014	0.01565
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745	0.00579
0602	Бензол (64)	0.00000973	0.0000756
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.00002376
0621	Метилбензол (349)	0.00000612	0.0000475

Источник загрязнения N 6222, 6225 Неорганизованный источник**Источник выделения N 6222, 6225 Сепаратор**

Утечки углеводородов через неподвижные и подвижные соединения (запорно-регулирующая арматура, предохранительные клапана и фланцевые соединения) определяются по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где g_i – величина утечки потока i -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры кг/час;

n_i – число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.;

χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

C_i – массовая концентрация вредного компонента i -го вида в потоке в долях единицы

Наименование	g_i - величина утечки потока i -го вида через одно уплотнение, кг/час	n_i -число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.	χ_i –доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы	C_i - массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
Смесь углеводородов C_1 - C_5						
ЗРА	0,013	3	0,365	0,94	0,00375	0,03
Фланцы	0,00038	6	0,05	0,94		
После герметизации на 100%:					0	0

Источник загрязнения N 6223, 6226 Неорганизованный источник**Источник выделения N6223, 6226 Скважины**

Утечки углеводородов через неподвижные и подвижные соединения (запорно-регулирующая арматура, предохранительные клапана и фланцевые соединения) определяются по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где g_i – величина утечки потока i -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры кг/час;

n_i – число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.;

χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

C_i – массовая концентрация вредного компонента i -го вида в потоке в долях единицы

Наименование	g_i - величина утечки потока i -го вида через одно уплотнение, кг/час	n_i -число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.	χ_i –доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы	C_i - массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
Смесь углеводородов C_1 - C_5						
ЗРА	0,013	3	0,365	0,94	0,00375	0,03
Фланцы	0,00038	6	0,05	0,94		
После герметизации на 100%:					0	0

ПЕРИОД БУРЕНИЯ 4-Х СКВАЖИН (2029 Г.)

Бурение 4-х скважин (2029 г.)

Источник загрязнения: 0201, Выхлопная труба

Источник выделения: 0201 01, ДЭС Volvo

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, $G_{FJMAX} = 21$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 112.89$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 112.89 \cdot 30 / 10^3 = 3.39$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 112.89 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1355$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 112.89 \cdot 39 / 10^3 = 4.4$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 112.89 \cdot 10 / 10^3 = 1.13$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 112.89 \cdot 25 / 10^3 = 2.82$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 112.89 \cdot 12 / 10^3 = 1.355$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 112.89 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1355$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 21 \cdot 5 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 112.89 \cdot 5 / 10^3 = 0.564$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	3.39
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	4.4
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.564
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	1.13
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	2.82
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.1355
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.1355
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	1.355

Источник загрязнения: 0202, Выхлопная труба

Источник выделения: 0202 01, ДЭС САТ

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, $G_{FJMAX} = 27.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 148.91$

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, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 27.7 \cdot 30 / 3600 = 0.231$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 148.91 \cdot 30 / 10^3 = 4.47$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 148.91 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1787$

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, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 27.7 \cdot 39 / 3600 = 0.3$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 148.91 \cdot 39 / 10^3 = 5.81$

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, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 10 / 3600 = 0.077$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 148.91 \cdot 10 / 10^3 = 1.49$

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, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 25 / 3600 = 0.1924$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 148.91 \cdot 25 / 10^3 = 3.72$

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, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 12 / 3600 = 0.0923$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 148.91 \cdot 12 / 10^3 = 1.787$

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, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 148.91 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1787$

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, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0385$

Валовый выброс, т/год, $G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 148.91 \cdot 5 / 10^3 = 0.745$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.231	4.47
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3	5.81
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0385	0.745
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.077	1.49
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1924	3.72
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00923	0.1787
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00923	0.1787
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0923	1.787

Источник загрязнения: 0203, Выхлопная труба

Источник выделения: 0203 01, ДЭС Volvo

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, $G_{\text{FJMAX}} = 21$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{\text{FGGO}} = 112.89$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 112.89 \cdot 30 / 10^3 = 3.39$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 112.89 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1355$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 112.89 \cdot 39 / 10^3 = 4.4$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 112.89 \cdot 10 / 10^3 = 1.13$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 112.89 \cdot 25 / 10^3 = 2.82$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 112.89 \cdot 12 / 10^3 = 1.355$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 112.89 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1355$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 5 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 112.89 \cdot 5 / 10^3 = 0.564$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	3.39
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	4.4
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.564

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	1.13
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	2.82
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.1355
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.1355
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	1.355

Источник загрязнения: 0204, Выхлопная труба

Источник выделения: 0204 01, Подъемник марки HCMG 25-1

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, $G_{FJMAX} = 2.52$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 13.54$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 30 / 3600 = 0.021$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 13.54 \cdot 30 / 10^3 = 0.406$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 13.54 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01625$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 39 / 3600 = 0.0273$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 13.54 \cdot 39 / 10^3 = 0.528$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 10 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 13.54 \cdot 10 / 10^3 = 0.1354$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 2.52 \cdot 25 / 3600 = 0.0175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 13.54 \cdot 25 / 10^3 = 0.3385$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 12 / 3600 = 0.0084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 13.54 \cdot 12 / 10^3 = 0.1625$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 13.54 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01625$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 5 / 3600 = 0.0035$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 13.54 \cdot 5 / 10^3 = 0.0677$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.021	0.406
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0273	0.528
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0035	0.0677
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.007	0.1354
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0175	0.3385
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00084	0.01625
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00084	0.01625
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0084	0.1625

Источник загрязнения: 0205, Выхлопная труба

Источник выделения: 0205 01, Буровой станок ZJ-30

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, $G_{\text{FJMAX}} = 41.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{\text{FGGO}} = 223.64$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.6 \cdot 30 / 3600 = 0.347$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 223.64 \cdot 30 / 10^3 = 6.71$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 223.64 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.2684$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 39 / 3600 = 0.451$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 223.64 \cdot 39 / 10^3 = 8.72$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 10 / 3600 = 0.1156$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 223.64 \cdot 10 / 10^3 = 2.236$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 25 / 3600 = 0.289$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 223.64 \cdot 25 / 10^3 = 5.59$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 12 / 3600 = 0.1387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 223.64 \cdot 12 / 10^3 = 2.684$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 223.64 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.2684$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0578$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 223.64 \cdot 5 / 10^3 = 1.118$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.347	6.71
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.451	8.72
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0578	1.118
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1156	2.236
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.289	5.59
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01387	0.2684
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01387	0.2684
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1387	2.684

Источник загрязнения: 0206, Дыхательный клапан

Источник выделения: 0206 01, Резервуар для дизтоплива 40м3

Список литературы:

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

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 305.93**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 305.93**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 12**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 40**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 2 = 0.001566

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 80**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.001566**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 12 / 3600 = 0.001307**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 305.93 + 3.15 · 305.93) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.001566 = 0.001735**

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 99.72 · 0.001735 / 100 = 0.00173**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 99.72 · 0.001307 / 100 = 0.001303**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.28 · 0.001735 / 100 = 0.00000486**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.28 · 0.001307 / 100 = 0.00000366**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000366	0.00000486
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001303	0.00173

Источник загрязнения: 0207, Дыхательный клапан

Источник выделения: 0207 01, Резервуар для тех.масла 0,2м³

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих

хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов.

Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196

Нефтепродукт, **NP = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 0.39**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 0.4**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 0.4**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 0.2**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 3**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpmх для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsг для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHRI + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 3 = 0.0002187

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 0.6**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.0002187**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 1 / 3600 = 0.00001083**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (0.25 · 0.4 + 0.25 · 0.4) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.0002187 = 0.0002187**

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 100**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **M = CI · M / 100 = 100 · 0.0002187 / 100 = 0.0002187**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **G = CI · G / 100 = 100 · 0.00001083 / 100 = 0.00001083**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001083	0.0002187

Источник загрязнения: 6208, Неорганизованный источник

Источник выделения: 6208 01, СМН-20 (емкость силосного типа)

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов вредных веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли, в т.ч. АБЗ. Приложение №12 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

2. "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.6. Методика расчета выбросов вредных веществ при работе асфальтобетонных заводов

Тип источника выделения: Место разгрузки и складирования минерального материала

Время работы оборудования, ч/год, **T = 5376**

Материал: Цемент

Примесь: 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)

Вид хранения: Закрытые склады силосного типа

Операция: Складское хранение

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 0.1$

Операция: Погрузка

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 0.25$

Операция: Разгрузка

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 0.25$

Масса материала, т/год, $Q = 800$

Местные условия: Загрузочный рукав

Коэффициент, зависящий от местных условий (табл. 3.3), $K2X = 0.01$

Коэффициент, учитывающий убыль материалов в виде пыли, долях единицы, $B = 0.12$

Влажность материала, %, $VL = 0.5$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл. 3.2), $K1W = 0.9$

Валовый выброс пыли от всех операций, т/г (ф-ла 3.5), $MC0 = B \cdot PS \cdot Q \cdot K1W \cdot K2X \cdot 10^{-2} = 0.12 \cdot 0.6 \cdot 800 \cdot 0.9 \cdot 0.01 \cdot 10^{-2} = 0.00518$

Макс. разовый выброс (все операции), г/с, $G = MC0 \cdot 10^6 / (3600 \cdot T) = 0.00518 \cdot 10^6 / (3600 \cdot 5376) = 0.0002677$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0002677	0.00518

Источник загрязнения N 6209, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6209 01, Бульдозер

Список литературы:

Приложение № 1 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

При работе бульдозера пыль (2908) выделяется главным образом при выемочно-погрузочных работах. Объем пылевыведения определяется по формуле:

$$Q^2 = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 \cdot B_1 \cdot q \cdot 10^6 / 3600, \text{ г/с; где}$$

P_1 – доля пылевой фракции в породе (0-200 мкм), $P_1 \text{ грунт} = 0.05$

P_2 – доля переходящей в аэрозоль летучей пыли, $P_2 \text{ грунт} = 0.02$

P_3 – коэффициент, учитывающий скорость ветра в зоне работы бульдозера, $P_3 = 1$

P_4 – коэффициент, учитывающий влажность материала, $P_4 = 0.01$

P_5 – коэффициент, учитывающий крупность материала, $P_5 = 0.5$

P_6 – коэффициент, учитывающий местные условия $P_6 = 1$

B_1 – коэффициент, учитывающий высоту пересыпки $B_1 = 0.4$

q – количество перерабатываемого материала, т/час

$$Q_2 \text{ грунт} = 0.05 \cdot 0.02 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.5 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 12 \cdot 10^6 / 3600 = 0.0066 \text{ г/с,}$$

Валовый выброс пыли:

$$M = M_{\text{м.р.}} \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-6} \text{ т/год, где}$$

T – время работы, час/год

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 \cdot 3405 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0,08 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от бульдозера без учета пылеподавления:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.0066	0.08

Источник загрязнения N 6210, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6210 01, Погрузчик

Список литературы:

Приложение № 1 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

При работе погрузчика пыль (2908) выделяется главным образом при выемочно-погрузочных работах. Объем пылевыведения определяется по формуле:

$$Q^2 = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B_1 * q * 10^6 / 3600, \text{ г/с; где}$$

P_1 – доля пылевой фракции в породе (0-200 мкм), $P_{1 \text{ грунт}} = 0.05$

P_2 – доля переходящей в аэрозоль летучей пыли, $P_{2 \text{ грунт}} = 0.02$

P_3 – коэффициент, учитывающий скорость ветра в зоне работы погрузчика, $P_3 = 1$

P_4 – коэффициент, учитывающий влажность материала, $P_4 = 0.01$

P_5 – коэффициент, учитывающий крупность материала, $P_5 = 0.5$

P_6 – коэффициент, учитывающий местные условия $P_6 = 1$

B_1 – коэффициент, учитывающий высоту пересыпки $B_1 = 0.4$

q – количество перерабатываемого материала, 12 т/час

$$Q_{2 \text{ грунт}} = 0.05 * 0.02 * 1 * 0.01 * 0.5 * 1 * 0.4 * 12 * 10^6 / 3600 = 0.0066 \text{ г/с,}$$

Валовый выброс пыли:

$$M = M_{\text{м.р.}} * T * 3600 * 10^{-6} \text{ т/год, где}$$

T – время работы, час/год

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 * 3405 * 3600 * 10^{-6} = 0,08 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от погрузчика без учета пылеподавления:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.0066	0.08

Источник загрязнения: 6211, Неорганизованный источник

Источник выделения: 6211 01, Электро-газосварка

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO_2 , $K_{\text{NO}_2} = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO , $K_{\text{NO}} = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/55

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 800$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{\text{MAX}} = 2$

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{\text{IS}} = 16.99$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{\text{IS}} = 13.9$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.1), } \underline{M} = G_{\text{IS}} \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 800 / 10^6 = 0.01112$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), } \underline{G} = G_{\text{IS}} \cdot B_{\text{MAX}} / 3600 = 13.9 \cdot 2 / 3600 = 0.00772$$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{\text{IS}} = 1.09$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.1), } \underline{M} = G_{\text{IS}} \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 800 / 10^6 = 0.000872$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), } \underline{G} = G_{\text{IS}} \cdot B_{\text{MAX}} / 3600 = 1.09 \cdot 2 / 3600 = 0.000606$$

Примесь: 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)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 800 / 10^6 = 0.0008$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 2 / 3600 = 0.000556$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 800 / 10^6 = 0.0008$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 2 / 3600 = 0.000556$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.93$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.93 \cdot 800 / 10^6 = 0.000744$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.93 \cdot 2 / 3600 = 0.000517$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 2.7$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 800 / 10^6 = 0.001728$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 2 / 3600 = 0.0012$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 800 / 10^6 = 0.000281$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 2 / 3600 = 0.000195$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 800 / 10^6 = 0.01064$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 2 / 3600 = 0.00739$

Вид сварки: Газовая сварка стали с использованием пропан-бутановой смеси

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 5088$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX = 2$

Газы:

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 15$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 15 \cdot 5088 / 10^6 = 0.061$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 15 \cdot 2 / 3600 = 0.00667$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 15 \cdot 5088 / 10^6 = 0.00992$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 15 \cdot 2 / 3600 = 0.001083$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00772	0.01112
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.000606	0.000872
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00667	0.062728
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001083	0.010201
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00739	0.01064
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000517	0.000744
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000556	0.0008
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.000556	0.0008

Испытание 4-х скважин (2028 г.)

Источник загрязнения: 0223, 0226, 0229, 0232 Неорганизованный источник

Источник выделения: 0223, 0226, 0229, 0232 Факел

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)	91.16	83.8771768	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.52	9.519769	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	0.38	0.96105124	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	0.2	0.66671372	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.19	0.78623045	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.45	3.93664377	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.1	0.25241498	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **17.4359693**

Плотность сжигаемой смеси R_0 , кг/м³: **1.23**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.269534$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

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

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

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.269534 * (1687.2 + 273) / 17.4359693)^{0.5} = 1093.12646$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.000157**

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

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.000157 / (3.141592654 * 0.49^2) = 0.000832564$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.000157 * 1.23 = 0.19311$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000000762 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

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

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.4359693) = 72.3951722$$

где x_i - число атомов углерода;

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

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

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 г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.0038622
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.00057933
0410	Метан (727*)	0.0005	0.000096555
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00038622

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

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 0.1931100 * (3.67 * 0.9984000 * 72.3951722 + 0.2524150) - 0.0038622 - 0.0000966 - 0.0003862 = 0.508396048$$

где $[CO2]_M$ - 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_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{H2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 91.16 + 152 * 5.52 + 218 * 0.38 + 283 * 0.2 + 349 * 0.19 + 56 * 0 = 8838.97$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.4359693)^{0.5} = 0.2$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 0.072709095$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.072709095) = 9.81927505$$

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):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 9.81927505 = 10.81927505$$

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

Ориентировочное значение температуры горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1687.2 + (8838.97 * (1-0.2) * 0.9984) / (10.81927505 * 0.4) = 3318.515889$$

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

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

Температура горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1687.2 + (8838.97 * (1-0.2) * 0.9984) / (10.81927505 * 0.4) = 3318.515889$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

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

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_2) / 273 = 0.000157 * 10.81927505 * (273 + 3318.515889) / 273 = 0.022346677$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.49 = 7.35$$

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

$$H = L_{fn} + h_e = 7.35 + 4.5 = 11.85$$

где h_e - 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):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 7.35 + 0.49 * 0.49 = 1.2691$$

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

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 0.022346677 / 1.2691^2 = 0.017620774$$

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: **2160**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.0038622	0.030032467
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00057933	0.00450487
0410	Метан (727*)	0.000096555	0.000750812
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00038622	0.003003247

Источник загрязнения: 0224, 0227, 0230, 0233 Дыхательный клапан

Источник выделения: 0224, 0227, 0230, 0233 Резервуар для нефти 50 м3

Список литературы:

Список литературы:

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

Расчет по п. 4

Вид выброса, VV = **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME$ = **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN$ = **30**

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = **0.74**

$KTMIN$ = **0.74**

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX$ = **39**

Коэффициент Kt (Прил.7), KT = **0.9**

$KTMAX$ = **0.9**

Таблица: R11 отсутствует в исходных данных

Режим эксплуатации, $NAME$ = **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME$ = **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $V1$ = **50**

Количество резервуаров данного типа, NR = **1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, KNR = **1**

Категория веществ, $NAME$ = **А, Б, В**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR$ = **0.1**

Значение $Kpmx$ (Прил.8), KPM = **0.1**

Коэффициент, $KPSR$ = **0.1**

Коэффициент, $KPMAX$ = **0.1**

Общий объем резервуаров, м3, V = **50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, B = **750**

Плотность смеси, т/м3, RO = **0.87**

Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), $NN = B / (RO \cdot V) = 750 / (0.87 \cdot 50) = 17.24$

Коэффициент (Прил. 10), KOB = **2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его заправки, м3/час, $VCMAX$ = **20**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., PS = **139**

, P = **139**

Коэффициент, KB = **1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP$ = **64**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 64 + 45 = 83.4$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (4.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 139 \cdot 83.4 \cdot (0.9 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 750 / (10^7 \cdot 0.87) = 0.1205$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (4.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 139 \cdot 83.4 \cdot 0.9 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.34$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0873$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.34 / 100 = 0.2464$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0323$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.34 / 100 = 0.0911$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1205 / 100 = 0.000422$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.34 / 100 = 0.00119$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1205 / 100 = 0.000265$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.34 / 100 = 0.000748$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0001326$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.34 / 100 = 0.000374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0000723$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.34 / 100 = 0.000204$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000204	0.0000723
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2464	0.0873
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0911	0.0323
0602	Бензол (64)	0.00119	0.000422
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000374	0.0001326
0621	Метилбензол (349)	0.000748	0.000265

Источник загрязнения: 0225, 0228, 0231, 0234 Дымовая труба

Источник выделения: 0225, 0228, 0231, 0234 Печь подогрева нефти

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 2160$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 123$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

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

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 123 \cdot 10^{-3} = 0.1845$

Валовый выброс, т/год, $_M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1845 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0.3985$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1845 / 3.6 = 0.0513$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 123 \cdot 10^{-3} = 0.1845$

Валовый выброс, т/год, $_M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1845 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0.3985$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1845 / 3.6 = 0.0513$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 0.63$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$

где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 123 / 1 = 5424.3$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение $V_{сг}/V_{г}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.83$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 5424.3 / 2637.7 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.83 \cdot 10^{-6} = 0.0003297$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 123 \cdot 1.5 = 1446.5$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $_VO = VR / 3600 = 1446.5 / 3600 = 0.402$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1446.5 \cdot 0.0003297 = 0.477$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.477 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 1.03$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.477 / 3.6 = 0.1325$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

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

Валовый выброс, т/год, $_M = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 1.03 = 0.824$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.1325 = 0.106$

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

Валовый выброс, т/год, $_M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 1.03 = 0.134$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.1325 = 0.01723$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.106	0.824
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01723	0.134
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0513	0.3985
0410	Метан (727*)	0.0513	0.3985

Источник загрязнения: 6227, 6230, 6233, 6236 Неорганизованный источник

Источник выделения: 6227, 6230, 6233, 6236 Насос для нефти

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих

хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов.

Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя торцевыми уплотнениями или бессальниковый типа ЦНГ

Удельный выброс, кг/час(табл. 6.1), $Q = 0.01$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T_г = 2160$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.01 \cdot 1 / 3.6 = 0.00278$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T_г) / 1000 = (0.01 \cdot 1 \cdot 2160) / 1000 = 0.0216$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0216 / 100 = 0.01565$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00278 / 100 = 0.002014$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0216 / 100 = 0.00579$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000745$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0216 / 100 = 0.0000756$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000973$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0216 / 100 = 0.0000475$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000612$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0216 / 100 = 0.00002376$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000306$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0216 / 100 = 0.00001296$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000001668$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.00001296
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014	0.01565
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745	0.00579
0602	Бензол (64)	0.00000973	0.0000756
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.00002376
0621	Метилбензол (349)	0.00000612	0.0000475

Источник загрязнения N 6228, 6231, 6234, 6237 Неорганизованный источник**Источник выделения N 6228, 6231, 6234, 6237 Сепаратор**

Утечки углеводородов через неподвижные и подвижные соединения (запорно-регулирующая арматура, предохранительные клапана и фланцевые соединения) определяются по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где g_i – величина утечки потока i -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры кг/час;

n_i – число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.;

χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

C_i – массовая концентрация вредного компонента i -го вида в потоке в долях единицы

Наименование	g_i - величина утечки потока i -го вида через одно уплотнение, кг/час	n_i -число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.	χ_i –доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы	C_i - массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
Смесь углеводородов C_1 - C_5						
ЗРА	0,013	3	0,365	0,94	0,00375	0,03
Фланцы	0,00038	6	0,05	0,94		
После герметизации на 100%:					0	0

Источник загрязнения N 6229, 6232, 6235, 6238 Неорганизованный источник**Источник выделения N6229, 6232, 6235, 6238 Скважины**

Утечки углеводородов через неподвижные и подвижные соединения (запорно-регулирующая арматура, предохранительные клапана и фланцевые соединения) определяются по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где g_i – величина утечки потока i -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры кг/час;

n_i – число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.;

χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

C_i – массовая концентрация вредного компонента i -го вида в потоке в долях единицы

Наименование	g_i - величина утечки потока i -го вида через одно уплотнение, кг/час	n_i -число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.	χ_i –доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы	C_i - массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
Смесь углеводородов C_1 - C_5						
ЗРА	0,013	3	0,365	0,94	0,00375	0,03
Фланцы	0,00038	6	0,05	0,94		
После герметизации на 100%:					0	0

ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (2032, 2044, 2049 гг.)

Источник загрязнения: 0201, Выхлопная труба

Источник выделения: 0201 01, ДЭС Volvo

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, $G_{FJMAX} = 21$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 60.48$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 60.48 \cdot 30 / 10^3 = 1.814$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 60.48 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0726$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 60.48 \cdot 39 / 10^3 = 2.36$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 60.48 \cdot 10 / 10^3 = 0.605$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 60.48 \cdot 25 / 10^3 = 1.512$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 60.48 \cdot 12 / 10^3 = 0.726$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 60.48 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0726$$

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

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

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 21 \cdot 5 / 3600 = 0.02917$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 60.48 \cdot 5 / 10^3 = 0.3024$$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	1.814
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	2.36
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.3024
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	0.605
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	1.512
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.0726
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.0726
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	0.726

Источник загрязнения: 0202, Выхлопная труба

Источник выделения: 0202 01, Компрессор

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, $G_{\text{FJMAX}} = 27.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{\text{FGGO}} = 79.776$

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

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

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 30 / 3600 = 0.231$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 79.776 \cdot 30 / 10^3 = 2.393$$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 79.776 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0957$$

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

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

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 39 / 3600 = 0.3$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 79.776 \cdot 39 / 10^3 = 3.11$$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 10 / 3600 = 0.077$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 79.776 \cdot 10 / 10^3 = 0.798$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 25 / 3600 = 0.1924$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 79.776 \cdot 25 / 10^3 = 1.994$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 12 / 3600 = 0.0923$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 79.776 \cdot 12 / 10^3 = 0.957$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 79.776 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0957$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 27.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0385$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 79.776 \cdot 5 / 10^3 = 0.399$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.231	2.393
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3	3.11
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0385	0.399
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.077	0.798
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1924	1.994
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00923	0.0957
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00923	0.0957
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0923	0.957

Источник загрязнения: 0203, Выхлопная труба

Источник выделения: 0203 01, Котел битумный

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, $K3 = \text{Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)}$

Расход топлива, т/год, $BT = 20$

Расход топлива, г/с, $BG = 1.92$

Марка топлива, $M = \text{Дизельное топливо}$

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), $QR = 10210$
 Пересчет в МДж, $QR = QR \cdot 0.004187 = 10210 \cdot 0.004187 = 42.75$
 Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), $AR = 0.025$
 Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), $AIR = 0.025$
 Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), $SR = 0.3$
 Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), $SIR = 0.3$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

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

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, $QN = 1$

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, $QF = 1$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), $KNO = 0.011$

Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, $B = 0$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.011 \cdot (1 / 1)^{0.25} = 0.011$

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 20 \cdot 42.75 \cdot 0.011 \cdot (1-0) = 0.0094$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 1.92 \cdot 42.75 \cdot 0.011 \cdot (1-0) = 0.000903$

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $M_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.0094 = 0.00752$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $G_ = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.000903 = 0.000722$

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

Выброс азота оксида (0304), т/год, $M_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.0094 = 0.001222$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $G_ = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.000903 = 0.0001174$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

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

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), $NSO2 = 0.02$

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), $H2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $M_ = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 20 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 20 = 0.1176$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G_ = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 1.92 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 1.92 = 0.0113$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

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

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q4 = 0$

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q3 = 0.5$

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, $R = 0.65$

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 20 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.278$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 1.92 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.0267$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

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

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M_ = BT \cdot AR \cdot F = 20 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.005$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G_ = BG \cdot AIR \cdot F = 1.92 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00048$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000722	0.00752

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0001174	0.001222
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00048	0.005
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0113	0.1176
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0267	0.278

Источник загрязнения N 6209, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6209 01, Бульдозер

Список литературы:

Приложение № 1 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

При работе бульдозера пыль (2908) выделяется главным образом при выемочно-погрузочных работах. Объем пылевыведения определяется по формуле:

$$Q^2 = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * V_1 * q * 10^6 / 3600, \text{ г/с; где}$$

P_1 – доля пылевой фракции в породе (0-200 мкм), $P_{1 \text{ грунт}} = 0.05$

P_2 – доля переходящей в аэрозоль летучей пыли, $P_{2 \text{ грунт}} = 0.02$

P_3 – коэффициент, учитывающий скорость ветра в зоне работы бульдозера, $P_3 = 1$

P_4 – коэффициент, учитывающий влажность материала, $P_4 = 0.01$

P_5 – коэффициент, учитывающий крупность материала, $P_5 = 0.5$

P_6 – коэффициент, учитывающий местные условия $P_6 = 1$

V_1 – коэффициент, учитывающий высоту пересыпки $V_1 = 0.4$

q – количество перерабатываемого материала, 12 т/час

$$Q_{2 \text{ грунт}} = 0.05 * 0.02 * 1 * 0.01 * 0.5 * 1 * 0.4 * 12 * 10^6 / 3600 = 0.0066 \text{ г/с,}$$

Валовый выброс пыли:

$$M = M_{\text{м.р.}} * T * 3600 * 10^{-6} \text{ т/год, где}$$

T – время работы, час/год

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 * 1824 * 3600 * 10^{-6} = 0,04 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от бульдозера без учета пылеподавления:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.0066	0.04

Источник загрязнения N 6210, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6210 01, Погрузчик

Список литературы:

Приложение № 1 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

При работе погрузчика пыль (2908) выделяется главным образом при выемочно-погрузочных работах. Объем пылевыведения определяется по формуле:

$$Q^2 = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * V_1 * q * 10^6 / 3600, \text{ г/с; где}$$

P_1 – доля пылевой фракции в породе (0-200 мкм), $P_{1 \text{ грунт}} = 0.05$

P_2 – доля переходящей в аэрозоль летучей пыли, $P_{2 \text{ грунт}} = 0.02$

P_3 – коэффициент, учитывающий скорость ветра в зоне работы погрузчика, $P_3 = 1$

P_4 – коэффициент, учитывающий влажность материала, $P_4 = 0.01$

P_5 – коэффициент, учитывающий крупность материала, $P_5 = 0.5$

P_6 – коэффициент, учитывающий местные условия $P_6 = 1$

V_1 – коэффициент, учитывающий высоту пересыпки $V_1 = 0.4$

q – количество перерабатываемого материала, 12 т/час

$$Q_{2 \text{ грунт}} = 0.05 * 0.02 * 1 * 0.01 * 0.5 * 1 * 0.4 * 12 * 10^6 / 3600 = 0.0066 \text{ г/с,}$$

Валовый выброс пыли:

$$M = M_{\text{м.р.}} * T * 3600 * 10^{-6} \text{ т/год, где}$$

T – время работы, час/год

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 * 1824 * 3600 * 10^{-6} = 0,04 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от погрузчика без учета пылеподавления:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
-----	---------	------------	--------------

2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.0066	0.04
------	--	--------	------

Источник загрязнения: 6211, Неорганизованный источник

Источник выделения: 6211 01, Электро-газосварка

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, ***KNO₂ = 0.8***

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, ***KNO = 0.13***

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/55

Расход сварочных материалов, кг/год, ***B = 500***

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, ***BMAX = 2***

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS = 16.99***

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS = 13.9***

Валовый выброс, т/год (5.1), ***M = GIS · B / 10⁶ = 13.9 · 500 / 10⁶ = 0.00695***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***G = GIS · BMAX / 3600 = 13.9 · 2 / 3600 = 0.00772***

Примесь: 0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS = 1.09***

Валовый выброс, т/год (5.1), ***M = GIS · B / 10⁶ = 1.09 · 500 / 10⁶ = 0.000545***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***G = GIS · BMAX / 3600 = 1.09 · 2 / 3600 = 0.000606***

Примесь: 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)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS = 1***

Валовый выброс, т/год (5.1), ***M = GIS · B / 10⁶ = 1 · 500 / 10⁶ = 0.0005***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***G = GIS · BMAX / 3600 = 1 · 2 / 3600 = 0.000556***

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS = 1***

Валовый выброс, т/год (5.1), ***M = GIS · B / 10⁶ = 1 · 500 / 10⁶ = 0.0005***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***G = GIS · BMAX / 3600 = 1 · 2 / 3600 = 0.000556***

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS = 0.93***

Валовый выброс, т/год (5.1), ***M = GIS · B / 10⁶ = 0.93 · 500 / 10⁶ = 0.000465***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.93 \cdot 2 / 3600 = 0.000517$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 2.7$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 500 / 10^6 = 0.00108$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 2 / 3600 = 0.0012$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 500 / 10^6 = 0.0001755$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 2 / 3600 = 0.000195$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00665$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 2 / 3600 = 0.00739$

Вид сварки: Газовая сварка стали с использованием пропан-бутановой смеси

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 500$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX = 2$

Газы:

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 15$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 15 \cdot 500 / 10^6 = 0.006$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 15 \cdot 2 / 3600 = 0.00667$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 15 \cdot 500 / 10^6 = 0.000975$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 15 \cdot 2 / 3600 = 0.001083$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00772	0.00695
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.000606	0.000545
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00667	0.00708
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001083	0.0011505
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00739	0.00665
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000517	0.000465
0344	Фториды неорганические плохо растворимые -	0.000556	0.0005

	(алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.000556	0.0005

ПЕРЕВОД С ДРУГИХ ОБЪЕКТОВ

Источник загрязнения: 0201, Выхлопная труба

Источник выделения: 0201 01, ДЭС

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, $G_{FJMAX} = 41.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 0.416$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 30 / 3600 = 0.347$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 0.416 \cdot 30 / 10^3 = 0.01248$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 0.416 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.000499$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 39 / 3600 = 0.451$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 0.416 \cdot 39 / 10^3 = 0.01622$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 10 / 3600 = 0.1156$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 0.416 \cdot 10 / 10^3 = 0.00416$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 25 / 3600 = 0.289$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 0.416 \cdot 25 / 10^3 = 0.0104$

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), $E_{\text{ж}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 12 / 3600 = 0.1387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ж}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{ж}} / 10^3 = 0.416 \cdot 12 / 10^3 = 0.00499$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{ж}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{ж}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{в}} / 10^3 = 0.416 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.000499$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{в}} / 3600 = 41.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0578$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{в}} / 10^3 = 0.416 \cdot 5 / 10^3 = 0.00208$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.347	0.01248
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.451	0.01622
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0578	0.00208
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1156	0.00416
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.289	0.0104
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01387	0.000499
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01387	0.000499
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1387	0.00499

Источник загрязнения: 0206, Дыхательный клапан

Источник выделения: 0206 01, Резервуар для дизтоплива 40м3

Список литературы:

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

Нефтепродукт, NP = Дизельное топливо

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $Y_{\text{в}} = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 0.208$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $Y_{\text{в}} = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 0.208$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м3/ч, $VC = 12$

Коэффициент(Прил. 12), $K_{NP} = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $V = 40$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $K_{NR} = 1$

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{PM} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $K_{PM} = 0.1$

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $K_{PSR} = 0.1$

Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $K_{PSR} = 0.1$

Коэффициент, $K_{PMAX} = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 40$

Сумма $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR$, $G_{HR} = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 12 / 3600 = 0.001307$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 0.208 + 3.15 \cdot 0.208) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000783$

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000783 / 100 = 0.000781$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001307 / 100 = 0.001303$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000783 / 100 = 0.000002192$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001307 / 100 = 0.00000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000366	0.000002192
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001303	0.000781

Источник загрязнения N 6209, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6209 01, Бульдозер

Список литературы:

Приложение № 1 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

При работе бульдозера пыль (2908) выделяется главным образом при выемочно-погрузочных работах. Объем пылевыведения определяется по формуле:

$$Q^2 = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 \cdot V_1 \cdot q \cdot 10^6 / 3600, \text{ г/с; где}$$

P_1 – доля пылевой фракции в породе (0-200 мкм), $P_{1 \text{ грунт}} = 0.05$

P_2 – доля переходящей в аэрозоль летучей пыли, $P_{2 \text{ грунт}} = 0.02$

P_3 – коэффициент, учитывающий скорость ветра в зоне работы бульдозера, $P_3 = 1$

P_4 – коэффициент, учитывающий влажность материала, $P_4 = 0.01$

P_5 – коэффициент, учитывающий крупность материала, $P_5 = 0.5$

P_6 – коэффициент, учитывающий местные условия $P_6 = 1$

V_1 – коэффициент, учитывающий высоту пересыпки $V_1 = 0.4$

q – количество перерабатываемого материала, 12 т/час

$$Q_{2 \text{ грунт}} = 0.05 \cdot 0.02 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 0.5 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 12 \cdot 10^6 / 3600 = 0.0066 \text{ г/с,}$$

Валовый выброс пыли:

$$M = M_{\text{м.р.}} \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-6} \text{ т/год, где}$$

T – время работы, час/год

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 \cdot 40 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0.001 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от бульдозера без учета пылеподавления:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.0066	0.001

Источник загрязнения N 6210, Неорганизованный источник

Источник выделения N 6210 01, Погрузчик

Список литературы:

Приложение № 1 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

При работе погрузчика пыль (2908) выделяется главным образом при выемочно-погрузочных работах. Объем пылевыведения определяется по формуле:

$$Q^2 = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 \cdot P_6 \cdot V_1 \cdot q \cdot 10^6 / 3600, \text{ г/с; где}$$

P_1 – доля пылевой фракции в породе (0-200 мкм), $P_{1 \text{ грунт}} = 0.05$

P_2 – доля переходящей в аэрозоль летучей пыли, $P_{2 \text{ грунт}} = 0.02$

P_3 – коэффициент, учитывающий скорость ветра в зоне работы погрузчика, $P_3 = 1$

P_4 – коэффициент, учитывающий влажность материала, $P_4 = 0.01$

P_5 – коэффициент, учитывающий крупность материала, $P_5 = 0.5$

P_6 – коэффициент, учитывающий местные условия $P_6 = 1$

B_1 – коэффициент, учитывающий высоту пересыпки $B_1 = 0.4$

q – количество перерабатываемого материала, 12 т/час

$$Q_{2 \text{ грунт}} = 0.05 * 0.02 * 1 * 0.01 * 0.5 * 1 * 0.4 * 12 * 10^6 / 3600 = 0.0066 \text{ г/с},$$

Валовый выброс пыли:

$$M = M_{\text{м.р.}} * T * 3600 * 10^{-6} \text{ т/год, где}$$

T – время работы, час/год

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 * 760 * 3600 * 10^{-6} = 0.018 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от погрузчика без учета пылеподавления:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.0066	0.018

Источник загрязнения: 6211, Неорганизованный источник

Источник выделения: 6211 01, Электро-газосварка

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

при сварочных работах (по величинам удельных

выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO_2 , $K_{\text{NO}_2} = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO , $K_{\text{NO}} = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/55

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 40$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{\text{MAX}} = 2$

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{\text{IS}} = 16.99$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{\text{IS}} = 13.9$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.1), } M = G_{\text{IS}} \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 40 / 10^6 = 0.000556$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), } G = G_{\text{IS}} \cdot B_{\text{MAX}} / 3600 = 13.9 \cdot 2 / 3600 = 0.00772$$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{\text{IS}} = 1.09$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.1), } M = G_{\text{IS}} \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 40 / 10^6 = 0.0000436$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), } G = G_{\text{IS}} \cdot B_{\text{MAX}} / 3600 = 1.09 \cdot 2 / 3600 = 0.000606$$

Примесь: 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)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{\text{IS}} = 1$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.1), } M = G_{\text{IS}} \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 40 / 10^6 = 0.00004$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), } G = G_{\text{IS}} \cdot B_{\text{MAX}} / 3600 = 1 \cdot 2 / 3600 = 0.000556$$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 40 / 10^6 = 0.00004$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 2 / 3600 = 0.000556$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.93$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.93 \cdot 40 / 10^6 = 0.0000372$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.93 \cdot 2 / 3600 = 0.000517$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 2.7$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 40 / 10^6 = 0.0000864$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 2 / 3600 = 0.0012$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 40 / 10^6 = 0.00001404$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 2 / 3600 = 0.000195$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 40 / 10^6 = 0.000532$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 2 / 3600 = 0.00739$

Вид сварки: Газовая сварка стали с использованием пропан-бутановой смеси

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 120$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,
с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX = 2$

Газы:

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 15$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 15 \cdot 120 / 10^6 = 0.00144$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 15 \cdot 2 / 3600 = 0.00667$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 15 \cdot 120 / 10^6 = 0.000234$

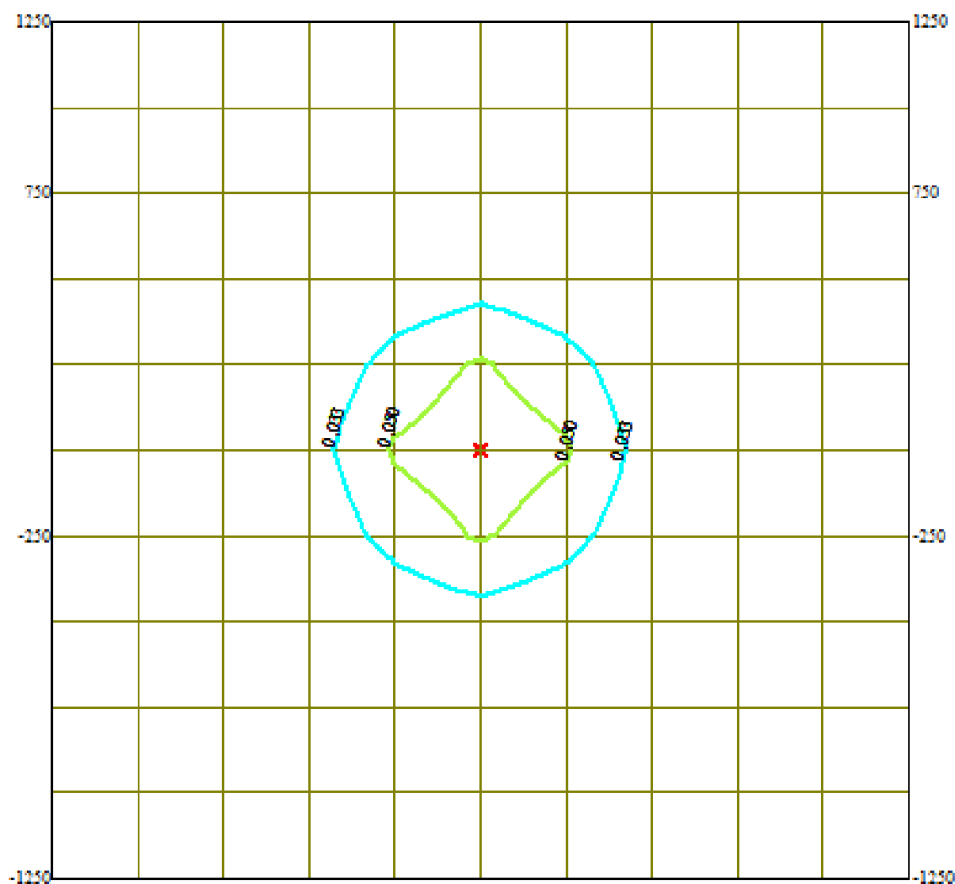
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 15 \cdot 2 / 3600 = 0.001083$

ИТОГО:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00772	0.000556
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.000606	0.0000436
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00667	0.0015264
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001083	0.00024804
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00739	0.000532
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000517	0.0000372
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000556	0.00004
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.000556	0.00004

Расчет рассеивания загрязняющих веществ с картосхемами изолиний

Город : 003 Кызылорда
 Объект : 0110 АО "СНПС-АйДанМунай" 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)



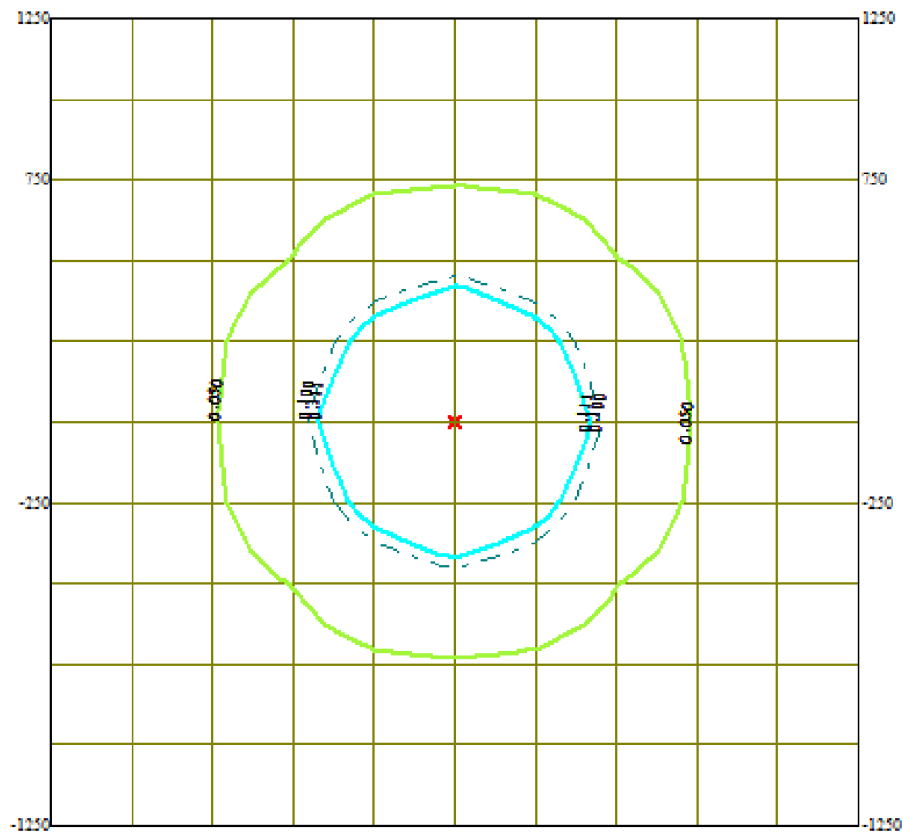
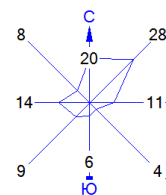
Условные обозначения:
 ———— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 ———— 0.033 ПДК
 ———— 0.050 ПДК

0 184 552м.
 Масштаб 1:18400

Макс концентрация 0.0609015 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 8° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Кызылорда
 Объект : 0110 АО "СНПС-АйДанМунай" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)



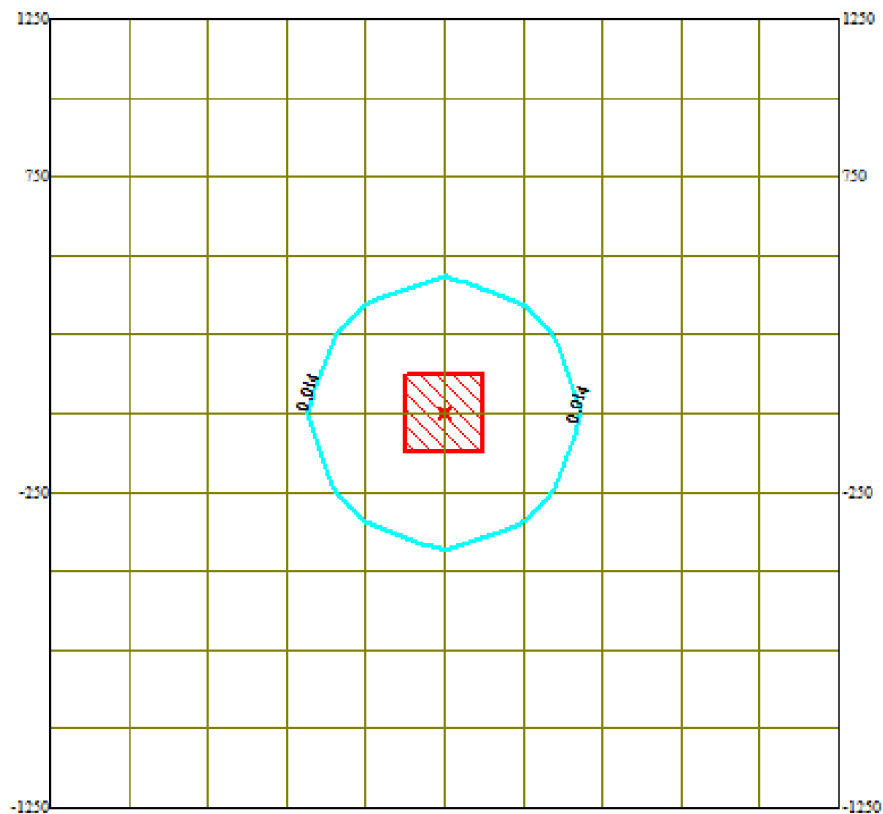
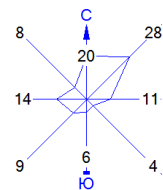
Условные обозначения:
 ———— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 ———— 0.050 ПДК
 - - - - - 0.100 ПДК
 ———— 0.111 ПДК

0 184 552м.
 Масштаб 1:18400

Макс концентрация 0.1996471 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 8° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11×11
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Кызылорда
 Объект : 0110 АО "СНПС-АйДанМунай" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



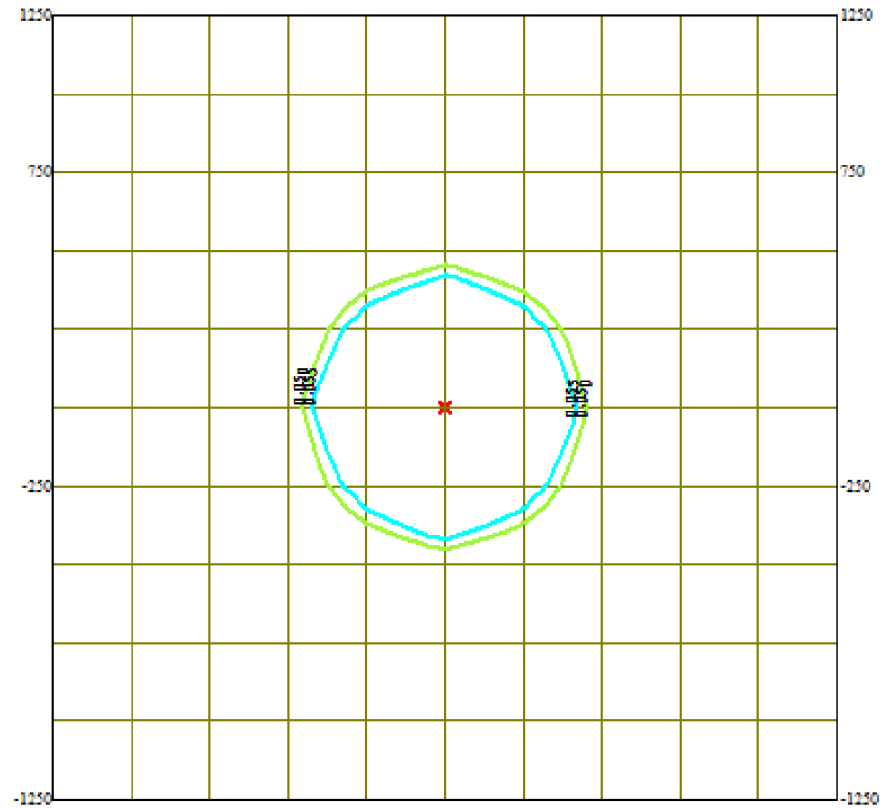
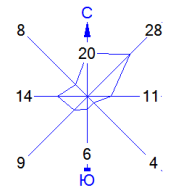
Условные обозначения:
 ——— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 ————— 0.014 ПДК

0 184 552м.
 Масштаб 1:18400

Макс концентрация 0.025122 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 135° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Кызылорда
 Объект : 0110 АО "СНПС-АйДанМунай" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



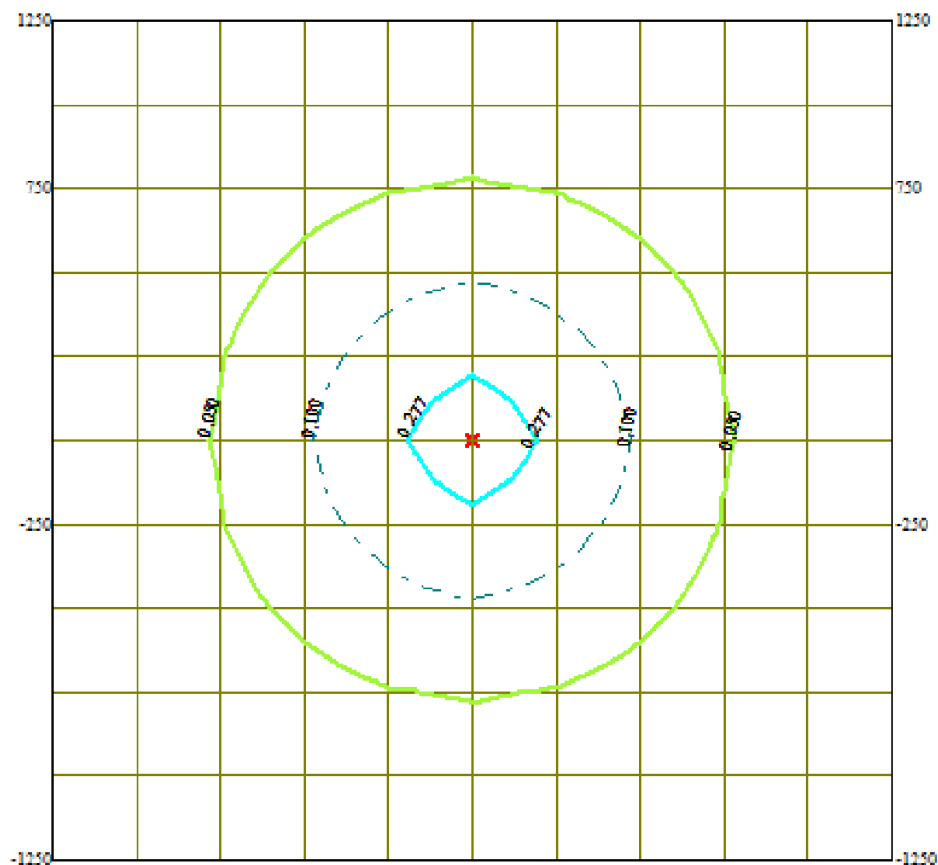
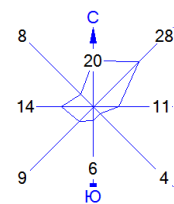
Условные обозначения:
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.055 ПДК

0 184 552м.
 Масштаб 1:18400

Макс концентрация 0.0997706 ПДК достигается в точке $x = 0$ $y = 0$
 При опасном направлении 8° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчёт на существующее положение.

Город : 003 Кызылорда
 Объект : 0110 АО "СНПС-АйДанМунай" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



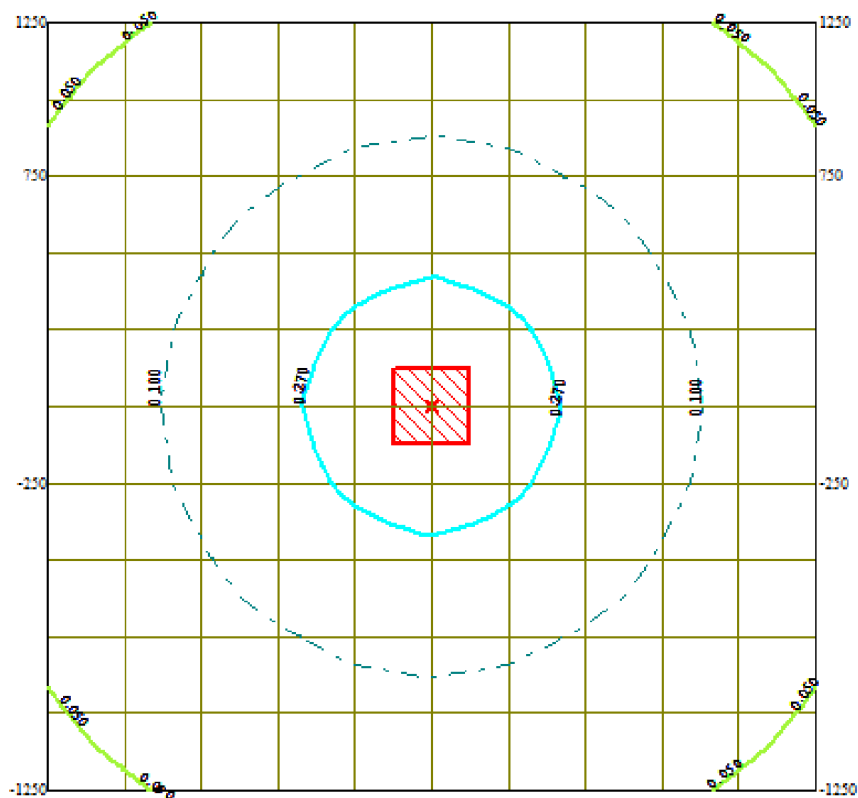
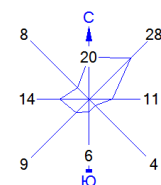
Условные обозначения:
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 - - - 0.100 ПДК
 — 0.277 ПДК

0 184 552м.
 Масштаб 1:18400

Макс концентрация 0.4991707 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 8° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Кызылорда
 Объект : 0110 АО "СНПС-АйДанМунай" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



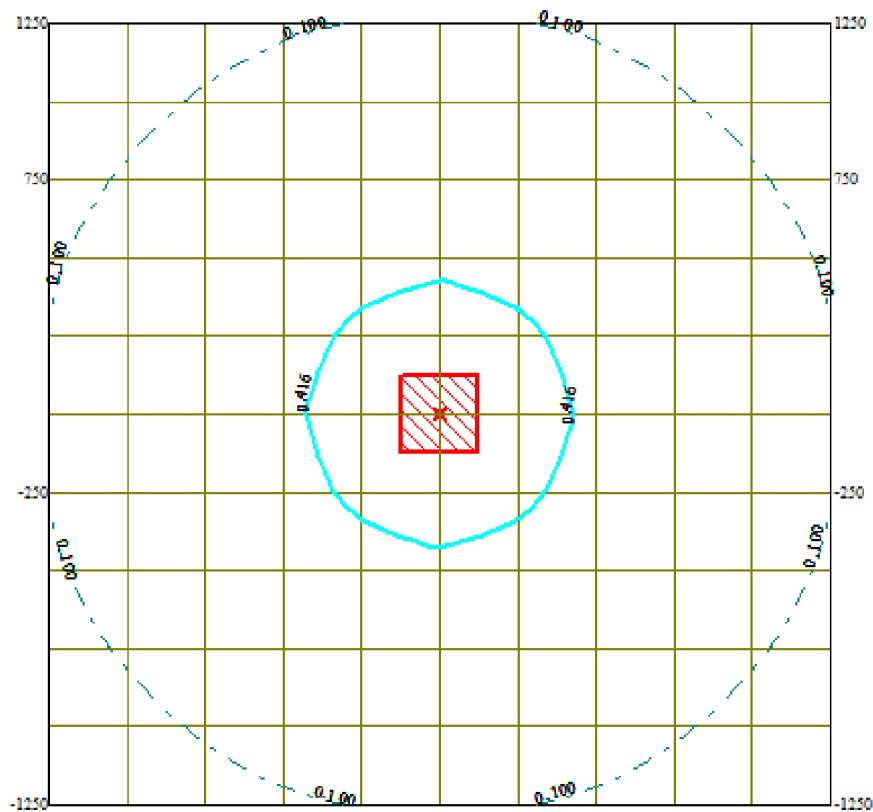
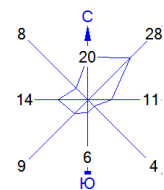
Условные обозначения:
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 - - - 0.100 ПДК
 — 0.270 ПДК

0 184 552м.
 Масштаб 1:18400

Макс концентрация 0.4869536 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 135° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Кызылорда
 Объект : 0110 АО "СНПС-АйДанМунай" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



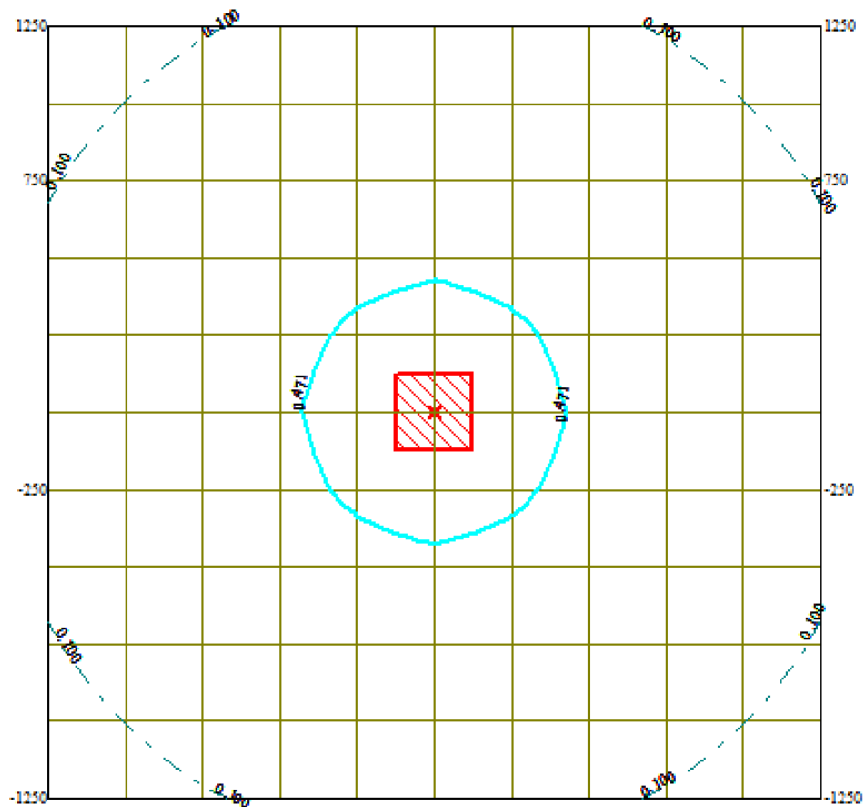
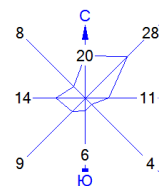
Условные обозначения:
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 - - - 0.100 ПДК
 — 0.416 ПДК

0 184 552м.
 Масштаб 1:18400

Макс концентрация 0.7525457 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 135° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчёт на существующее положение.

Город : 003 Кызылорда
 Объект : 0110 АО "СНПС-АйДанМунай" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6007 0301+0330



Условные обозначения:
 ———— Расч. прямоугольник N 01

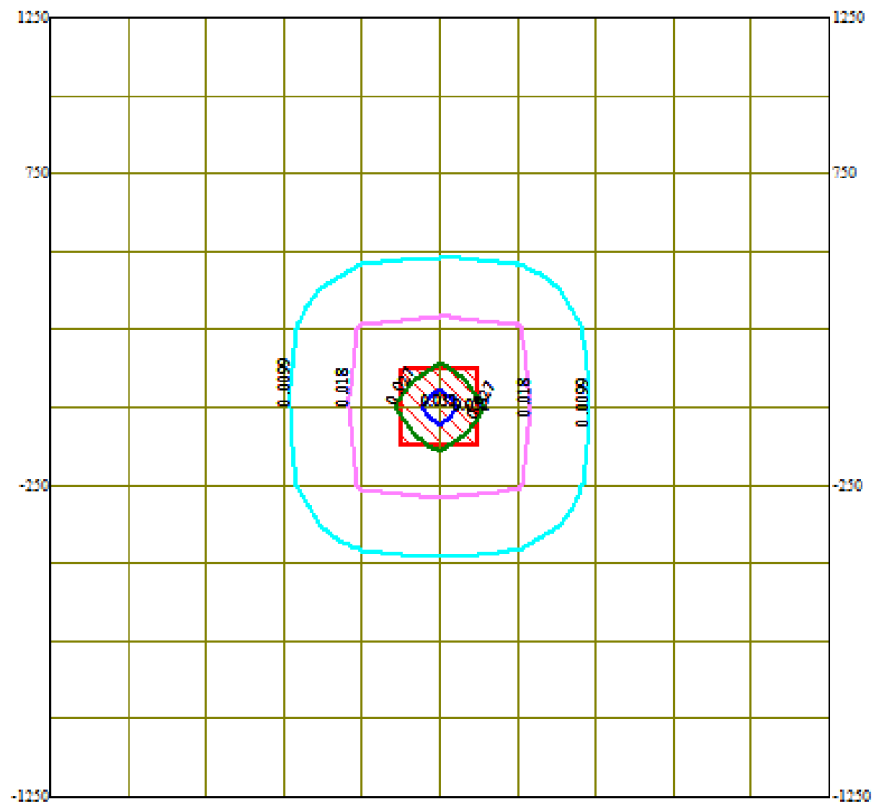
Изолинии в долях ПДК
 - - - - - 0.100 ПДК
 ————— 0.471 ПДК

0 184 552м.
 Масштаб 1:18400

Макс концентрация 0.8523163 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 135° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Кызылорда
 Объект : 0110 АО "СНПС-АйДанМунай" 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)



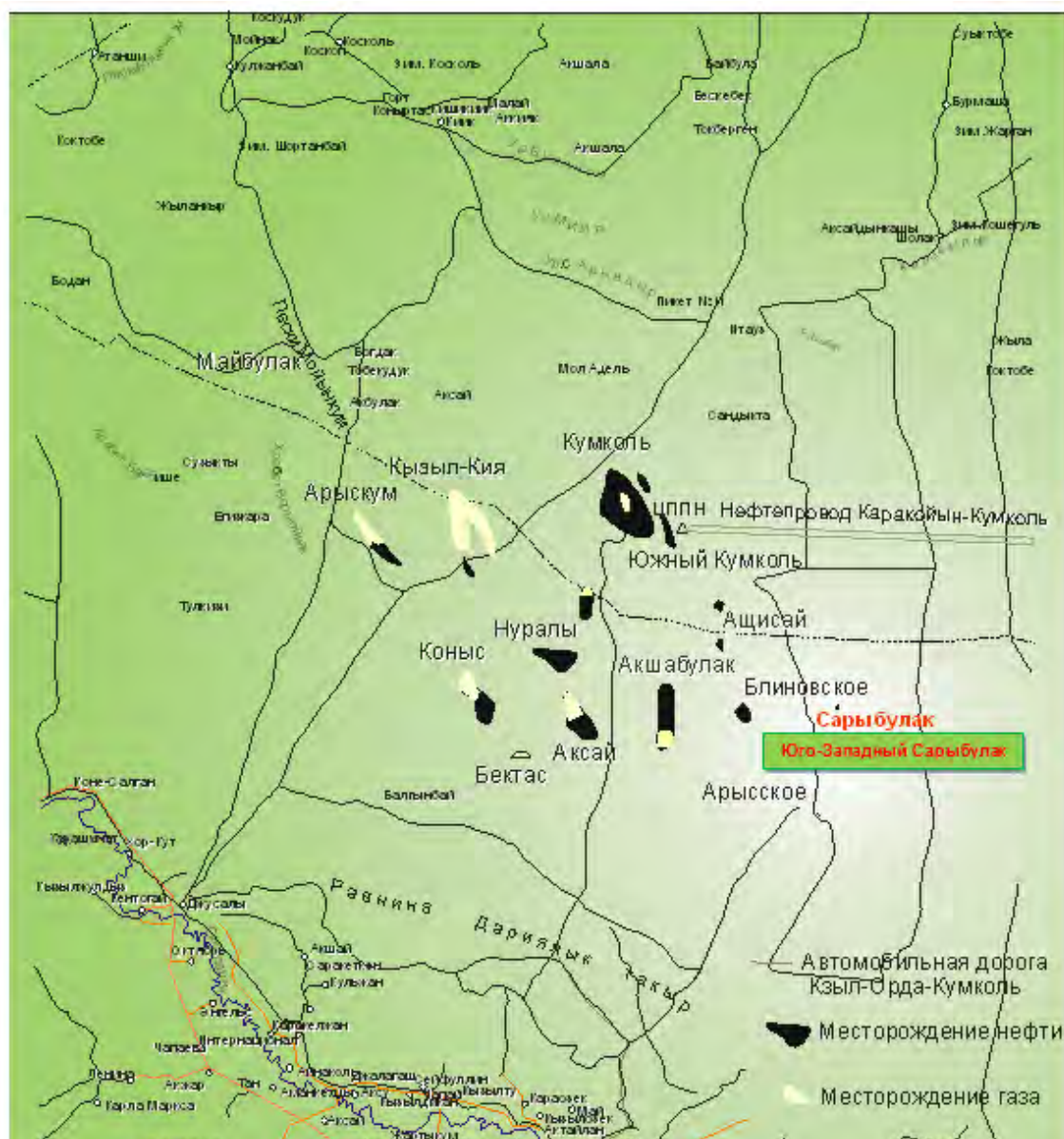
Условные обозначения:
 ———— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.0099 ПДК
 0.018 ПДК
 0.027 ПДК
 0.032 ПДК

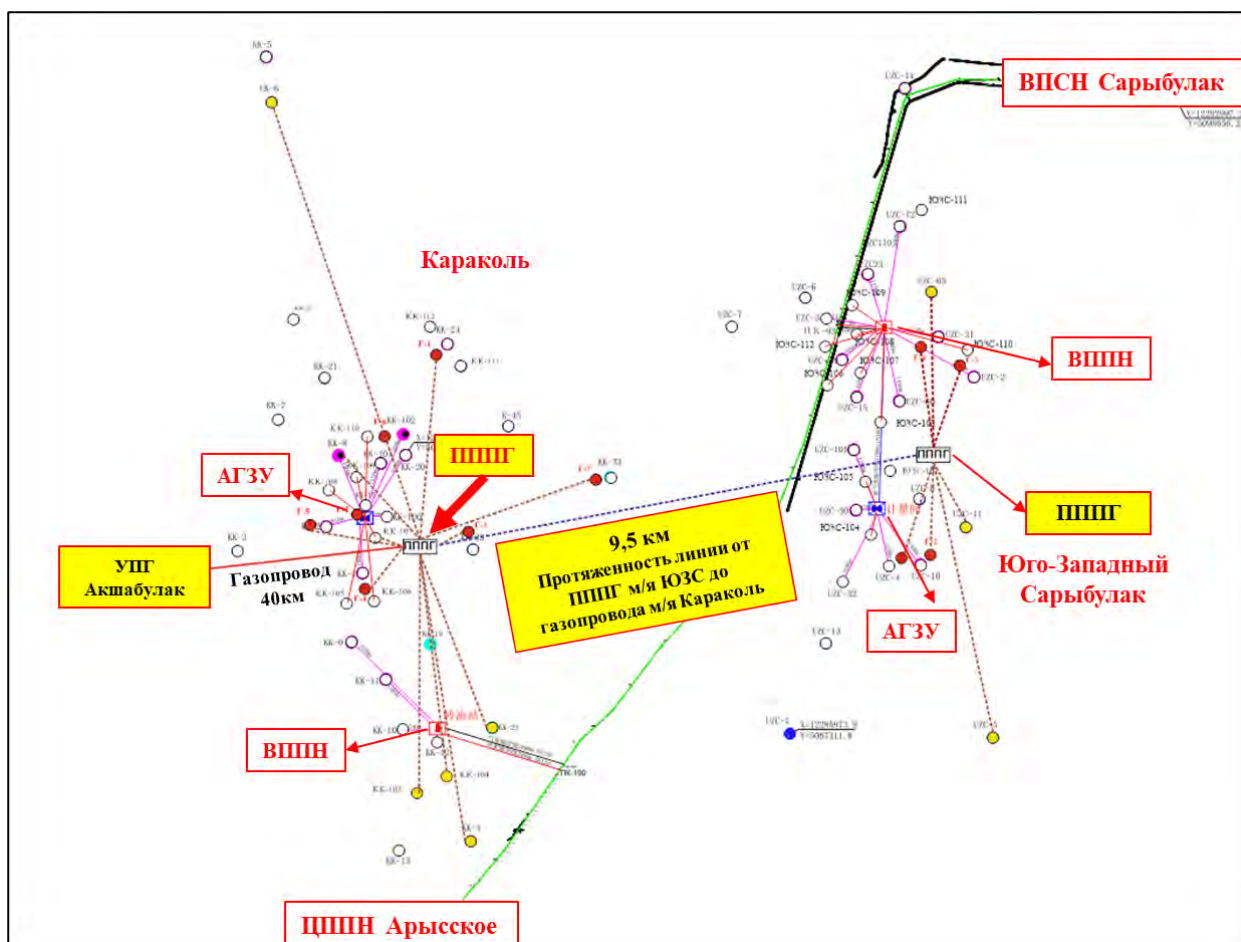
0 184 552м.
 Масштаб 1:18400

Макс концентрация 0.0352789 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 124° и опасной скорости ветра 0.52 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11×11
 Расчёт на существующее положение.

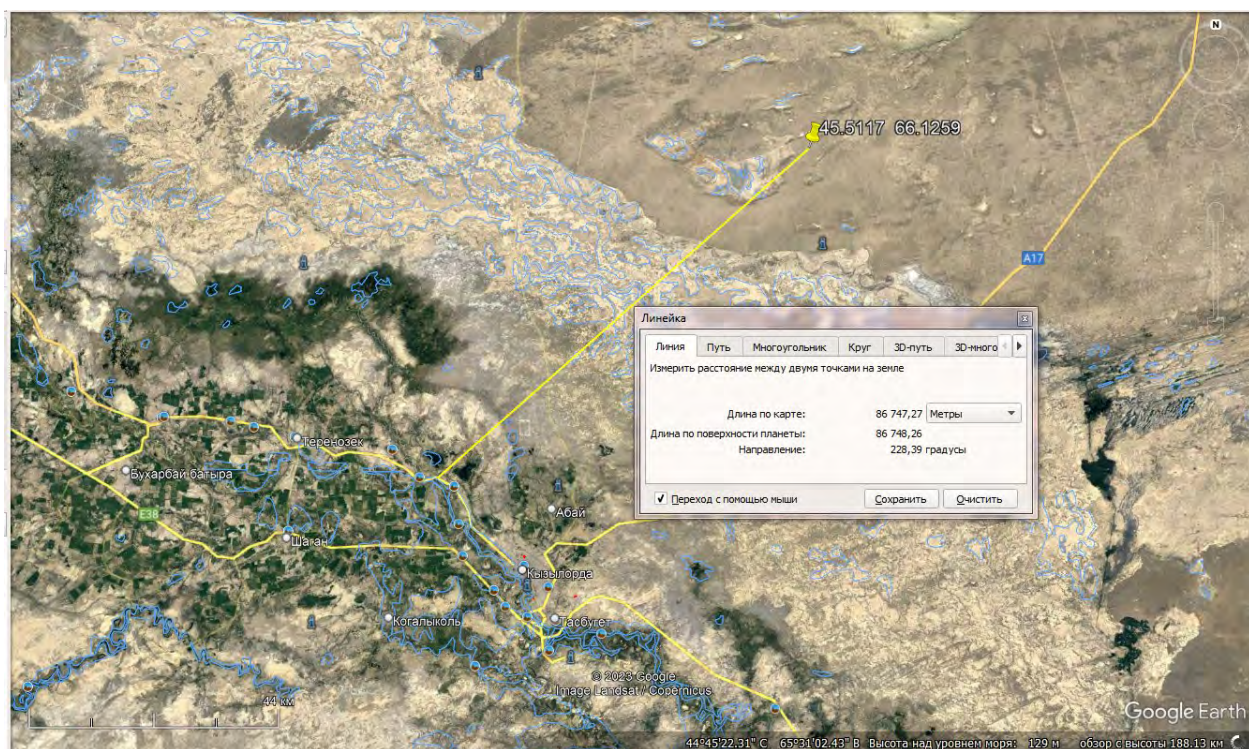
Обзорная карта района работ



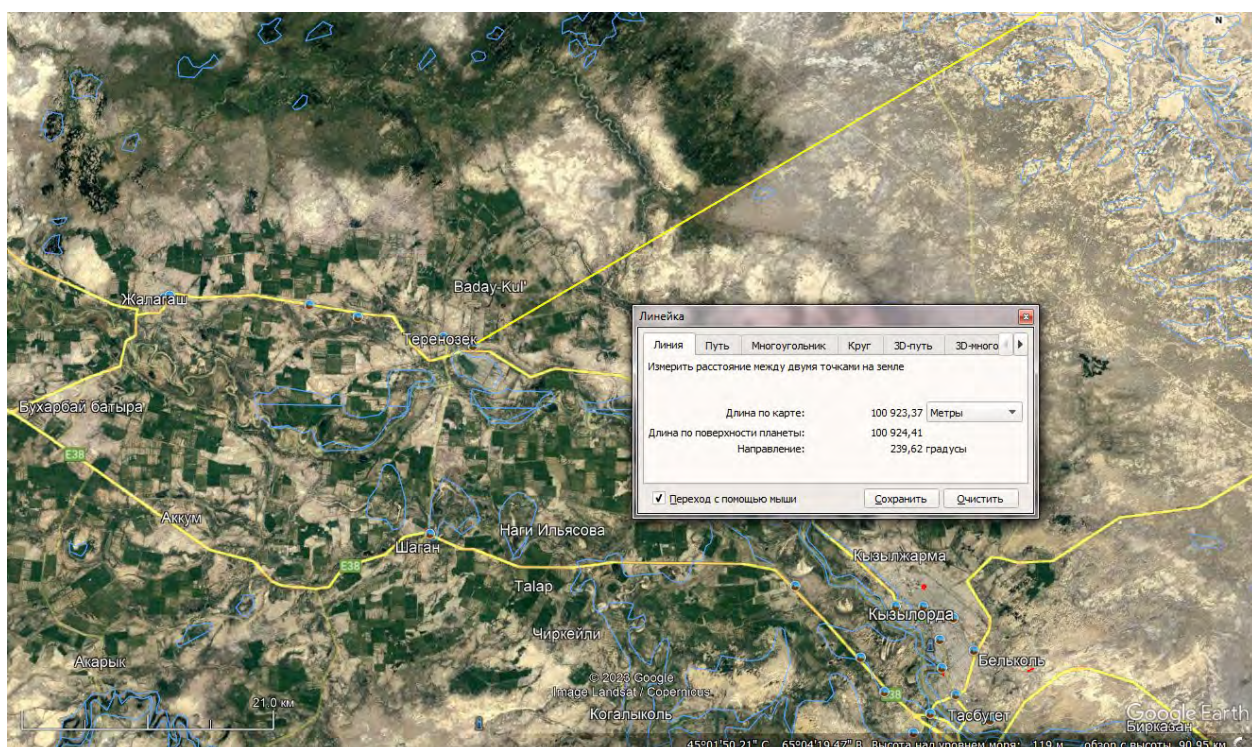
Ситуационная карта месторождения Юго-Западный Сарыбулак



Ситуационная карта-схема расположения реки Сырдарья



Ситуационная карта-схема расположения кента Терензек



11.04.2023

1. Город -
2. Адрес - **Кызылординская область, Сырдарьинский район, Пески**
4. Организация, запрашивающая фон - **АО "СНПС-Ай Дан Мунай"**
5. Объект, для которого устанавливается фон - **ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАКОЛЬ**
6. Разрабатываемый проект - **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**
Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Азота диоксид,**
7. **Взвеш.в-ва, Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Сероводород,
Взвешанные частицы PM2.5, Взвешанные частицы PM10**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Кызылординская область, Сырдарьинский район, Пески выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.



ЛИЦЕНЗИЯ

28.10.2019 года

02138P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Орда Проект Консалтинг"

120000, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А.,
г.Кызылорда, улица ТАЙМАНОВА, дом № 163,, 24,
БИН: 111240003333

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

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

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

Особые условия

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

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Умаров Ермек Касымгалиевич

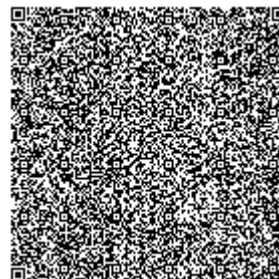
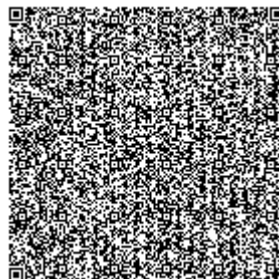
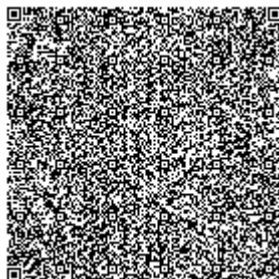
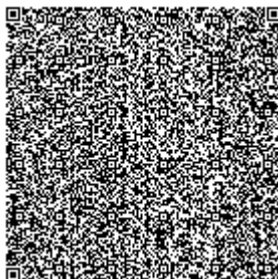
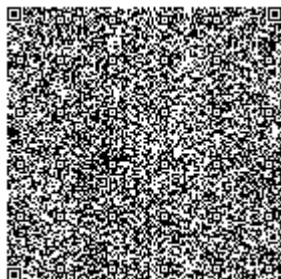
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02138Р

Дата выдачи лицензии 28.10.2019 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 "Орда Проект Консалтинг"

120000, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А., г. Кызылорда, улица ТАЙМАНОВА, дом № 163,, 24, БИН: 111240003333

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

Производственная база

ул.Жахаева, 66/3

(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)

Умаров Ермек Касымгалиевич

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

Номер приложения

001

Срок действия

Дата выдачи
приложения

28.10.2019

Место выдачи

г.Нұр-Сұлтан

