



**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ
ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАКОЛЬ**

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.

СОДЕРЖАНИЕ

Наименование раздела

№ раздела	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 Караколь...	
8.3	Основные источники воздействия на окружающую среду при строительстве скважин	

АО «СНПС – Ай Дан Мунай»

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 ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ОТ НЕОБРАТИМЫХ

АО «СНПС – Ай Дан Мунай»

	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 Караколь 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 Приказом 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 расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант реализации развития месторождения.

В настоящем разделе описаны предполагаемые капитальные вложения по 3-м вариантам разработки месторождения Караколь.

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 наблюдательного фонда 9 скважин, ввода из бездействия эксплуатационного фонда 3 скважин и расконсервации скважины КК-24. Также предусматривается бурение 8 добывающих скважин. Также предусматривается внедрение системы ППД на I объекте, путем перевода под нагнетание скважин КК-20 и КК-100, после выработки удельных запасов. Рентабельный срок эксплуатации месторождения составляет 40 лет (2023-2062гг.).

Вариант 2. Данный вариант основан на 1 варианте и предусматривает дополнительно бурение 4 добывающих скважин. В целом по второму варианту предусмотрено бурение 12 добывающих скважин. Также предусмотрен дополнительный перевод под нагнетание. Остальные мероприятия аналогичны первому варианту разработки. Рентабельный срок разработки месторождения составит 35 лет (2023-2057гг.).

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 36 лет (2023-2058гг.).

По результатам сравнительного анализа экономических показателей данных таблицы, видно, что по 1 варианту разработки месторождения Караколь 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: 1 вариант предусматривает продолжение реализации концепции разработки ПР-2019г. Добывающий фонд будет формироваться за счет ранее пробуренных скважин, в том числе путем ввода из наблюдательного фонда 9 скважин, ввода из бездействия эксплуатационного фонда 3

АО «СНПС – Ай Дан Мунай»

скважин и расконсервации скважины КК-24. Также предусматривается бурение 8 добывающих скважин. Также предусматривается внедрение системы ППД на I объекте, путем перевода под нагнетание скважин КК-20 и КК-100, после выработки удельных запасов. Рентабельный срок эксплуатации месторождения составляет 40 лет (2023-2062гг.).

Место расположения проектируемого объекта – В административном отношении месторождение Караколь расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области, в тектоническом отношении приурочено к юго-восточной части Арыскупского прогиба.

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 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.

В 112 км к югу от месторождения находится областной центр г. Кызылорда. К западу от площади на расстоянии порядка 60км проходит автодорога Кызылорда-Кумколь. В 80 км к северо-западу находится месторождение Кумколь.

Дорожная сеть представлена трассой Кызылорда-Кумколь с асфальтовым покрытием, межпромысловыми гравийно-песчаными дорогами и грунтовыми дорогами, пригодными для проезда в сухое время года.

В непосредственной близости проходит нефтепровод Коньс-Кумколь, который соединяется с магистральным нефтепроводом Шымкент - Павлодар через действующую линию Кумколь – Каракоин.

В орографическом отношении район работ представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа 62-169м. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. К востоку от месторождения Арыское, на восточной половине контрактной территории находится впадина соленого озера Арысь. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л и колодцы.

Основанием для проектирования являются следующие документы:

- Договор от №22-16/2023 от 5 января 2023г. с ТОО «Timal Consulting Group»
- Техническое задание на составление дополнения к проекту разработки месторождения Караколь.

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.

АО «СНПС – Ай Дан Мунай»

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 23.05.2023 года № KZ90VWF00097866, 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),

АО «СНПС – Ай Дан Мунай»

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.

АО «СНПС – Ай Дан Мунай»

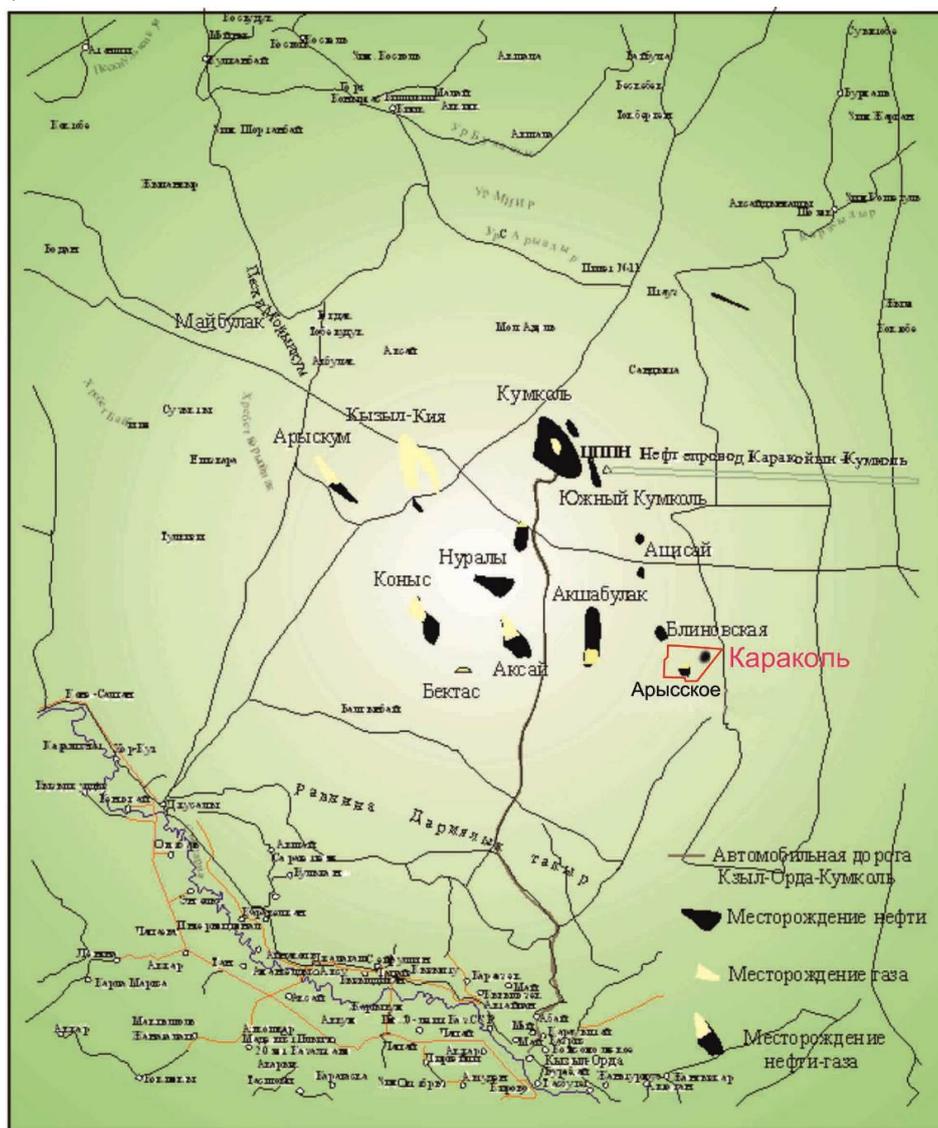
1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕГО КООРДИНАТЫ, ОПРЕДЕЛЕННЫЕ СОГЛАСНО ГЕОИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЕ, С ВЕКТОРНЫМИ ФАЙЛАМИ

Общие сведения

Нефтегазоконденсатное месторождение Караколь 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°	52'	06"	66°	06'	29"
2	46°	00'	00"	66°	05'	32"
3	46°	00'	00"	66°	07'	10"
4	45°	57'	18"	66°	12'	49"
5	45°	51'	17"	66°	12'	56.60"

Географически территория приурочена к южной части Торгайской низменности (рис.1.1).



Контур Контрактной территории

Рис. 1.1 – Обзорная карта района работ

АО «СНПС – Ай Дан Мунай»

В 112 км к югу от месторождения находится областной центр г. Кызылорда. К западу от площади на расстоянии порядка 60 км проходит автодорога Кызылорда-Кумколь. В 80 км к северо-западу находится месторождение Кумколь.

Дорожная сеть представлена трассой Кызылорда-Кумколь с асфальтовым покрытием, межпромысловыми гравийно-песчаными дорогами и грунтовыми дорогами, пригодными для проезда в сухое время года.

В непосредственной близости проходит нефтепровод Коныс-Кумколь, который соединяется с магистральным нефтепроводом Шымкент - Павлодар через действующую линию Кумколь – Каракоин.

В орографическом отношении район работ представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа 62-169 м. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. К востоку от месторождения Арыское, на восточной половине контрактной территории находится впадина соленого озера Арысь. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л и колодцы.

Климат района резко континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не менее 120 мм, основное их количество выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем -12°C (до -40°C), летом $+27^{\circ}\text{C}$ (до $+45^{\circ}\text{C}$). Район относится к пустынной и полупустынной зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветра: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Источники энергоснабжения отсутствуют. Энергоснабжение обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Связь поддерживается по спутниковой связи и радию. Дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами. Они труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов, также непроходимы в период весенней распутицы. Строительные материалы в районе работ отсутствуют.

В 2020 г 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 19.10.2020 г). Контракт заключен на срок, равный 8 лет и действует до 12 июня 2028 года.

Характеристика геологического строения

На дату составления настоящего «Дополнения к проекту разработки...» на месторождении, фонд пробуренных скважин составляет 27 единиц. После ПР-2019 г бурение скважин не проводилось, однако для уточнения геологического строения месторождения выполнены следующие мероприятия:

✓ Для подтверждения характера насыщения выделенных по ГИС газонасыщенных коллекторов в скважинах КК-103 и КК-104 были проведены работы по опробованию пластов. В скважине КК-103 были опробованы два объекта: в инт. 2164-2168 получены притоки газа 12,8 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, конденсата 2,9 $\text{м}^3/\text{сут}$; в инт. 2146-2148 за время опробования получены 35 м^3 тех. воды. В скважине КК-104 при опробовании инт. 2304-2308 м получены 9,9 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ газа, 1,2 $\text{м}^3/\text{сут}$ конденсата. Также в скважине КК-20 выполнен перестрел и испытание в инт. 2349-2352 м, 2355-2370 м, где были получены нефти $6\text{м}^3/\text{сут}$, воды $14\text{м}^3/\text{сут}$.

✓ Флюидальная модель дополнена дополнительными 6 поверхностными пробами нефти (скв. №№20, 2, 11, 12, 10) и 5 устьевыми пробами конденсата (скв. №№103, 104). Отобраны 2 пробы пластовой воды из скв. КК-2 и КК-20.

На месторождении по состоянию на 01.01.2023 г с отбором керна пробурено 10 скважин (КК-8, 9, 11, 12, 15, 20, 23, 24, 33, 101). После ПР-2019г бурение новых скважин с отбором керна не проводилось. Всего по скважинам с отбором керна пройдено 61,53 м, вынос керна по месторождению – 100%. Петрофизические исследования образцов керна проведены во всех скважинах, пробуренных с выносом керна. Общее число образцов, отобранных для лабораторного анализа – 133 единицы.

Краткая характеристика литолого-стратиграфического разреза

Пробуренными скважинами пройден осадочный комплекс пород до вскрытия протерозойско-палеозойских отложений. В строении принимают участие отложения протерозойской, палеозойской группы, юрской, меловой, палеогеновой, неоген-четвертичных систем.

Нерасчлененные протерозой-палеозойские отложения (PR-PZ) вскрытые в призабойной части скважин КК-15, КК-19, КК-20, КК-21 и КК-22 слагают домезозойский фундамент. К нерасчлененным протерозой-палеозойским образованиям отнесены метаморфические и терригенные породы, представленные кварц-хлоритовыми, кварц – биотитовыми, хлорит – серицитовыми сланцами и гнейсами, метаморфизованными интрузивными образованиями основного состава, а также конгломератами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Эти породы часто выветрелые и представлены корой выветривания. Вскрытая толщина от 21,1 до 197,8 м.

Возраст их устанавливается по сопоставлению с аналогичными образованиями хребтов Каратау и Улутау.

Мезозойская группа (MZ) представлена юрской, меловой, палеогеновой и неоген-четвертичной системами.

Юрская система (J) представлена всеми отделами и расчленена на сазымбайскую, айбалинскую, дощанскую, карагансайскую, кумкольскую и акшабулакскую свиты.

Сазымбайская свита (J_{1sz}) нижнего отдела (J₁). Отложения свиты вскрыты во всех скважинах и представлены аргиллитами, алевролитами, с прослоями песчаников, конгломератов, гравелитов, углей и углистых пород. Толщина свиты колеблется от 70 до 684,4 м. В толщину включены толщины автохтонной (частично) и аллохтонной нижней юры. В скважинах КК-15, КК-19, КК-20, КК-21 и КК-22 толщина свиты полная и равна от 275 до 464 м (256,8-466,3) В разрезе в них преобладают отложения аллохтонной нижней юры, отложения автохтонной юры, постепенно уменьшаясь, выклиниваются.

В скважинах КК-25, КК-33 и КК-45 также в основном представлены отложения аллохтонной нижней юры и частично вскрыты отложения автохтонной нижней юры. По сейсмологическим разрезам ниже забоя этих скважин присутствуют отложения нижней юры толщиной от 500 до 3000 м.

УЭС колеблется от 5-8 до 15-20 Ом, но имеются прослои от 10-50 см до 1,0-1,2 м с УЭС от 100 до 160 Ом, вероятнее всего, представленные горючими сланцами, углистыми породами – углями. В разрезе присутствуют 2-3 слоя, толщиной от 2-3 м до 10 м, представленные более грубообломочными породами – песчаниками с тонкими прослоями углей. Песчаники имеют УЭС от 5 до 7-8 Ом, гамма-активность (ГА)

колеблется от 3-4 до 6-8 мкр/час, что дает возможность предположить о кварцевом или карбонатно-кварцевом составе песчаников. Здесь выделен продуктивный горизонт Ю–VI.

Отложения **Айбалинская свита (J_{1ab})** вскрыты только скважинами КК-33 и КК-45. Разрез свиты представлен темно-серыми, черными аргиллитами, алевролитами с прослоями песчаников и углистых пород, и пластов углей. Во вскрытом разрезе толщины меняется от 511 до 611м.

В разрезе других скважин отложения айболинской свиты не выделяются, они выклиниваются, распространяясь только в центральной части Бозингенской грабен-синклинали. К прослоям песчаников приурочены пласты продуктивного горизонта Ю-V.

Дошанская свита (J_{1-2ds}) нижнего-среднего отделов (J₁₋₂) представлена темно-серыми, черными аргиллитами, алевролитами с прослоями углей, углистых пород, горючих сланцев, песчаников, гравелитов, маломощными конгломератами.

Отложения дошанской свиты вскрыты только в скважинах КК-23, КК-24, КК-33 и КК-45. В скважинах КК-23 и КК-24 они залегают с угловым и стратиграфическим несогласиями на отложениях сазымбайской свиты. В остальных скважинах отложения дошанской свиты отсутствуют, вследствие их выклинивания.

Вскрытая толщина дошанской свиты меняется от 56,9м до 220м. Отложения свиты распространены в центральной части впадины.

К свите приурочен продуктивный горизонт Ю-IV-II.

К **карагансайской свите (J_{2 kr}) среднего отдела (J₂)** отнесена толща темно-серых, черных аргиллитов, аргиллитоподобных глин, горючих сланцев, углистых пород с прослоями (от десятков сантиметров до 10-15м) песчаников, глинистых песчаников, алевролитов. В большинстве скважин свита с угловым и стратиграфическим несогласиями залегают на отложениях сазымбайской свиты нижней юры. В скважинах КК-23, КК-24, КК-33 и КК-45 залегают на отложениях дошанской свиты.

Толщина свиты колеблется от 3,7 до 314 м. На других месторождениях района мощность свиты обычно колеблется от 300-400 до 700-800 м.

К прослоям песчаников и глинистых песчаников приурочены пласты продуктивного горизонта Ю-IV-I.

Отложения **кумкольской свиты (J_{3km}) верхнего отдела (J₃)** на месторождении вскрыты во всех скважинах и представлены аргиллитами, алевролитами с прослоями песчаников, гравелитов.

Толщина свиты колеблется от 19,9 до 421,3 м.

К песчаникам нижней части, выделенной кумкольской свиты приурочен продуктивный горизонт Ю-III. В верхней части свиты выделен горизонт Ю-I, который на данном месторождении оказался водонасыщенным.

Отложения кумкольской свиты с угловым несогласием залегают на отложениях автохтонной нижней юры и палеозой-протерозоя.

Отложения **акшабулакской свиты (J_{3ak})** вскрыты всеми скважинами и сложены глинами с многочисленными прослоями и пачками (до 10-15 м) песчаников и гравелитов. Толщина свиты варьирует от 450 до 962 м. Средняя толщина 605м. К прослоям песчаников приурочены пласты горизонта Ю-0, которые на месторождении оказались водоносными.

Меловые отложения (К) в нижней части разреза расчленяются на три свиты по литологическому составу: даульскую, карачетаускую и кызылкиинскую. Верхняя часть

относится к нерасчлененному разрезу турон-сенона. Ниже приводится описание нижней части нижнего мела, с которым связана нефтегазоносность Арыскупского прогиба.

Неокомский надъярус (K_1 пс) нижнего отдела (K_1). В разрезе неокома выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнедаульская подсвита ($K_{1пс1}^1$) расчленена на два горизонта: нижний (арыскупский) и верхний.

Арыскупский горизонт ($K_{1пс1ar}$) является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа. В пределах месторождения Караколь горизонт представлен мощной толщей песчаников, гравелитов с тонкими единичными прослоями глин. Отложения горизонта вскрыты всеми скважинами. Толщина колеблется от 56 до 100 м.

Верхняя часть нижнедаульской подсвиты сложена коричневыми глинами с прослоями песчаников, алевролитов. Они являются региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыскупского горизонта. Толщина колеблется от 44 до 177 м.

Верхнедаульская подсвита ($K_{1пс2}$) по литературным данным других месторождений в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней - преимущественно глинами.

Возраст даульской свиты установлен на основании обнаруженных единичных пресноводных остракод, типичных для отложений готерив-баррема, в связи с чем устанавливается неокомским.

Отложения **карачетауской свиты (K_{1a-a_2}) апт-альбского ярусов (K_{1a-a_2})** залегают с размывом на даульской и представлены в нижней части серо-цветными слабосцементированными песчаниками с прослоями гравелитов и в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина свиты 253-350 метров. Возраст свиты по спорово-пыльцевому комплексу устанавливается апт-среднеальбским.

Кызылкиинская свита ($K_{1-2} kk$) альб – сеноманского яруса ($K_{1-2} a_3-s$) нерасчлененного нижнего и верхнего отделов меловой системы (K_{1-2}) согласно залегают на отложениях карачетауской свиты и сложены пестроцветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты 87–186 м.

По спорово-пыльцевому комплексу возраст устанавливается поздне-альб – сеноманский.

Балапанская свита (K_2bl) туронского яруса (K_2t) верхнего отдела (K_2) трансгрессивно залегают на кызылкиинской свите и сложена зеленовато-серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков растений и зерен глауконита. Толщина 82-150м. Возраст установлен по спорам и пыльце как раннетуронский.

Нерасчлененный верхний турон-нижний сенон ($K_2t_2-sn_1$). Отложения этой толщи залегают с размывом на породах балапанской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестроцветных песков и глин. Толщина 123-236м. Возраст толщи обоснован комплексами спор и пыльцы.

В пределах Арыскупского прогиба отложения **верхнесенонского надъяруса (K_2sn_2)** в большинстве случаев отсутствуют за счет размыва в предпалеогеновое время. Толща сложена серыми глинами в основании и белыми песками с прослоями известняков в верхней части разреза. Толщина достигает 43м.

Возраст толщи устанавливается на основании морской фауны, микрофауны и спорово-пыльцевых комплексов, как кампан-маастрихтский.

Кайнозойская группа (KZ) представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген-четвертичной систем.

Тектоника

Месторождение Караколь расположено на юго-восточной части Арыскупского прогиба, в пределах западного крыла Бозингенской грабен-синклинали. Месторождение находится на площади сочленения глубинных разломов (Сырыланского и Табакбулакского), в результате нижняя часть разреза юры и фундамент осложнены многочисленными разломами меридионального простирания, входящими в зону перечисленных разломов.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения двух структурных этажей: домезозойского складчатого и платформенного.

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют породы палеозоя и протерозоя, которые на месторождении вскрыты пятью скважинами. В данном разделе приводим краткую характеристику этого этажа по данным сейсморазведки и данным полученным на соседних месторождениях, так как стратиграфия и структурное строение домезозойского фундамента в Арыскупском прогибе не изучены.

В составе платформенного чехла четко выделяются два структурных подэтажа: рифтогенный и собственно платформенный.

Домезозойский структурный этаж. В Арыскупском прогибе главным структурным фактором нефтегазонакопления является тектоническое и геоморфологическое строение домезозойского структурного этажа. К сожалению, фундамент плохо откартирован сейсморазведкой ЗД, поэтому трудно дать характеристику тектонического строения и характера палеорельефа.

В целом, на площади выделяются одна крупная региональная структура – Бозингенская грабен-синклиналь. Несмотря на отсутствие сведений о строении фундамента, можно предположить, что структуры, наблюдаемые в платформенном чехле, повторяют унаследованный доюрский палеорельеф.

Платформенный структурный этаж

Рифтогенный структурный подэтаж. В строении подэтажа участвуют юрские отложения, нижняя и средняя части их на месторождении подвергались значительной деформации и разделены на многочисленные тектонические блоки.

В целом площадь месторождения занимает западное крыло Бозингенской грабен-синклинали (впадины), осложненное разломами субмеридионального простирания.

Рифтогенный подэтаж в Арыскупском прогибе представлен тремя крупными седиментационными циклами, соответствующими трем ритмотолщам: нижнеюрской, среднеюрской и верхнеюрской. В каждой ритмотолще выделяются две ритмосвиты (снизу-вверх): сазымбайская и айболинская в первой нижнеюрской ритмотолще; дощанская и карагансайская - в среднеюрской ритмотолще; кумкольская и акшабулакская - в верхнеюрской ритмотолще. В каждой ритмотолще цикл начинается с накопления относительно более грубообломочных пород (нижние ритмосвиты), соответствующих тектонической активизации площади, и заканчивается периодом тектонической стабилизации региона и отложением тонкообломочных пород (верхние ритмосвиты).

На месторождении Караколь и в целом центральной части Бозингенской грабен-синклинали строение рифтогенного подэтажа значительно отличается от остальной части Арыскупского прогиба. Здесь между вышеописанным рифтогенным подэтажом и протерозой-палеозойским структурным этажом картируется толща от 500 до 2000-3000м, представленная осадочными породами, аналогичными по составу нижней юре. Отложения ритмогенного подэтажа залегают на эти автохтонные нижнеюрские отложения с угловым несогласием, что позволяют предположить здесь наличие или неизвестных нам отложений триас-юры - или наличие пермских квазиplateформенных отложений. Эта толща скважинами полностью не пересечена и не изучена. Для пересечения полной мощности автохтонной нижнеюрской толщи потребуются бурения скважины глубиной 6-6,5 км.

К нижним ритмосвитам приурочены основные продуктивные горизонты. Отложения верхних ритмосвит, представленные преимущественно глинистыми породами, играют роль зональных покрышек – флюидоупоров.

Платформенный структурный подэтаж. На рифтогенном структурном подэтаже с несогласием залегают отложения платформенного подэтажа, сложенные терригенными образованиями меловой, палеогеновой, неоген – четвертичной систем. Отложения этого структурного подэтажа откартированы, практически, на всей площади Арыскупского прогиба и залегают со стратиграфическим несогласием на юрских, палеозой – протерозойских образованиях. Они менее дислоцированы, осложнены разломами сбросово-взбросового типа, в большей части территории повторяют выделенные тектонические структуры, описанные в предыдущем разделе. Толщина структурного подэтажа колеблется от 600 до 1200 метров.

На рубеже юрского и мелового периодов закончился рифтогенный этап развития, вся территория прогиба превратилась в область умеренного тектонического прогибания. Переходу территории в собственно платформенные условия развития предшествовал определенный перерыв в осадконакоплении, приведший к частичному размыву верхнеюрских отложений и формированию в низах мелового платформенного разреза песчано-гравелитового арыскупского горизонта, имеющего ярко выраженную базальную природу.

Разрез отложений пострифтогенного мел-кайнозойского чехла представлен переслаиванием различных типов терригенных осадков, среди которых преобладают морские (Тетисового моря) и озерные отложения.

По результатам проведенных на рассматриваемой территории сейсморазведочных работ 2Д и 3Д структура Караколь представляет собой раздробленный тектоническими нарушениями и зоной выклинивания многоблочный полусвод с локальными ловушками.

Нефтегазоносность

Месторождение Караколь расположено на западном крыле Бозингенской впадины-котловины, входящей в Бозингенскую грабен-синклинальную зону Арыскупского прогиба. В пределах Арыскупского прогиба открыты и разведаны месторождения Арысское, Аксай, Кызылкия, Кумколь, Ащисай, Акшабулак и т.д.

На всех перечисленных месторождениях Арыскупского прогиба нефтегазонакопление приурочено к песчаным коллекторам арыскупского горизонта нижнего неокома (М-I и М-II), а также к коллекторам верхней (Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III), средней (Ю-IV) и нижней юры (Ю-V, Ю-VI), в зависимости от структурного расположения отложений перечисленных горизонтов и свит.

АО «СНПС – Ай Дан Мунай»

Первооткрывательницей месторождения является скважина КК-15, где в интервалах 2391-2394, 2380-2383, 2372-2374 м. 14 мая 2009г. получен приток газа с конденсатом из отложений нижней-средней юры.

На месторождении пробурены 27 скважин, после ПР-2019г пробуренных скважин нет. Кроме этих скважин были использованы материалы по скважине К-45 которая не входит в пробуренный фонд месторождения Караколь, однако находится в пределах структуры.

По результатам бурения и опробования скважин, данных ГИС и сейсморазведки 3Д Караколь представляет собой многопластовое месторождение нефти, газа и конденсата, где установлены 5 продуктивных горизонтов: Ю-III, Ю-IV-I, Ю-IV-II, Ю-V, Ю-VI. Из них: горизонты Ю-IV-I, Ю-V разделены на 2 пласта, (при этом пласт Ю-V-2 водонасыщенный), горизонт Ю-VI разделен на 3 пласта. По насыщению залежи горизонтов и пластов представлены в следующем порядке: 2 нефтяные (Ю-III, Ю-IV-I-2), 2 газонефтяные (Ю-IV-I-1, Ю-IV-II), 1 газовый (Ю-V-1), 3 нефтегазовые (Ю-VI-1,2,3)

К вскрытым горизонтам приурочены тектонически, стратиграфически, литологически экранированные нефтегазовые залежи пластово-сводового типа. Водонефтяные, газонефтяные и газоводяные контакты приняты по результатам опробования и по промыслово-геофизическим данным.

Ниже приводится описание строения указанных продуктивных пластов и связанных с ними залежей нефти и газа, а также обоснование ГНК, ГВК и ВНК (граф. прил 3-5).

Горизонт Ю-III вскрыт по всех пробуренных скважинах. Продуктивная часть горизонта вскрыта в 8 скважинах и тектоническими нарушениями разбита на три участка: 1. Залежь в районе скважин КК-101, КК-2 и т.д; 2. Залежь в районе скважины КК-9; 3. Залежь в районе скважины КК-11. Вскрытые залежи - тектонически, стратиграфически, литологически экранированные нефтяные залежи пластово-сводового типа

Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 16 до 71м, а эффективные толщины варьирует от 1,6 м до 33,5м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-7 пропластков.

Основная залежь горизонта вскрыта в районе скважин КК-2, КК-15, КК-100, КК-8, КК-101, КК-20, где по данным ГИС выявлены нефтенасыщенные коллектора, которые изменяются от 3,9м до 19,7м.

Продуктивность залежи доказана опробованием всех скважин. В скв. КК-2 при опробовании интервала 2062-2064, получены 23,6 м³/сут нефти, при газосодержание 159,4 м³/тн.

В скважине КК-15 при опробовании в интервале 2160-2170 м (абс.отм. -2178,8-2888,8 м) наблюдался выход нефти и газа. После проведения ГРП дебит нефти составил 46,2м³/сут.

В скважине КК-20 из интервала 2242-2259 м (абс.отм. -2160,0 -2177,0 м) получен приток нефти с растворенным газом. Расчетный дебит нефти 1,94 м³, дебит воды - 3,02 м³. Газовый фактор - 78 м³/м³. При испытании второго объекта в скважине КК-20 из интервала 2226-2231 м (абс. отм. -2144,0-2149,0 м) получен приток нефти дебитом 2,9 м³/сут. Газовый фактор составил 72 м³/м³.

В скважине КК-8 было прострелено два интервала. Интервал 2152-2154м оказался «сухим». В интервале 2168-2170 при опробовании были получены притоки нефти с дебитом 2,9м³/сут.

АО «СНПС – Ай Дан Мунай»

В скважинах КК-100 и КК-101 после проведения ГРП дебит нефти составил 8,8 и 30 м³/сут. соответственно.

С учетом данных опробования и ГИС, ВНК принимается по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора по скважине КК-20, на отметке -2175,6м.

В районе скважины КК-9 выявлена нефтяная залежь, где по данным ГИС вскрыт 6,5м нефтенасыщенный коллектор. При опробовании скважины КК-9 получены 7,2 м³/сут нефти, 2,8 м³/сут воды.

ВНК для этой залежи принят по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора на отметке -1966м.

В районе скважины КК-11 вскрыта нефтяная залежь, где по ГИС выявлены 13,4м нефтенасыщенные коллектора. При опробовании скв. КК-11 в интервале 2103-2109м, получены притоки нефти 9,5м³/сут. При опробовании интервала 2137-2143м получены притоки жидкости, где дебит нефти составил 39,9 м³/сут.

ВНК для этой залежи принят по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора на отметке -2053,4м.

Горизонт Ю-IV-I пласт 1 в большей части месторождения выклинивается, и вскрыт в северо-восточной части в скважинах КК-22, КК-21, КК-8, КК-101, КК-20, КК-102.

Общая толщина пласта колеблется в пределах от 24,5 до 45м, а эффективные толщины варьирует от 7,2 м до 16,4м. Количество пропластков меняется от 2 до 8.

Продуктивность горизонта связана с данными ГИС и опробования скважин КК-8 и КК-20.

Нефтегазовая залежь, вскрытая в районе скв. КК-8 является стратиграфически и тектонически экранированной. По данным ГИС в скважине КК-8 выявлены 4,4м газонасыщенные и 2,9м нефтенасыщенные коллектора. При опробовании газовой части, в интервале 2239-2244м получены 86,7 тыс. м³/сут газа и 18,7м³/сут конденсата. Нефтяная часть доказана опробованием интервала 2250-2253м, где были получены 10,2 м³/сут нефти и 0,25 м³/сут воды.

ГНК принят по подошве опробованного газонасыщенного коллектора на отметке -2158,8. ВНК принят условно на отметке -2168,6м, по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора.

Залежь нефти, *вскрытая в районе скв. КК-20* является тектонически и литологически экранированной. Продуктивность выделенной залежи доказана по данным ГИС и опробования. При опробовании из интервалов 2349-2352, 2356-2380 м получен приток нефти дебитом нефти 20,32 м³/сут. После ПР-2019г, в скважине выполнен перестрел и испытание в инт. 2349-2352м, 2355-2370м, где были получены нефти 6м³/сут, воды 14м³/сут. ВНК по данным ГИС не вскрыт и принят в скв. КК-20 по подошве нижнего нефтенасыщенного пласта на абсол. отметке -2312,5 м.

Горизонт Ю-IV-I пласт 2 вскрыт в скв. КК-23, КК-33 и КК-45, в остальных скважинах горизонт выклинивается. Нефтяные коллектора выявлены в скважинах КК-23 и КК-33. Скв. КК-45 замещена непроницаемыми породами.

Нефтяная залежь, *вскрытая в районе скв. КК-23*, с запада и юго-запада экранирована стратиграфическим несогласием и севера зоной отсутствия коллекторов. По данным ГИС в скв. КК-23 вскрыт 3,8 м нефтенасыщенный коллекторов, где при опробовании методом ИПТ в обсаженном стволе из интервалов 2497-2505, 2507-2509, 2513-2515 м получен

приток газа, за общее время 630 мин. отобрана нефть в объеме в объеме $0,8 \text{ м}^3$ и газ. Расчетный дебит нефти – $1,829 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 21,98 МПа. После выполнения ГРП фонтанного притока не получено. В период с 15.08-01.09.2010 г откачено $141,85 \text{ м}^3$ жидкости – нефть с водой. На конечный момент содержание воды 0,48%. Конечный уровень жидкости на глубине 1790 м. Расчетный дебит нефти- $10 \text{ м}^3/\text{сут}$.

УВНК принят на абсолютной отметке -2433,1 м по подошве нефтенасыщенного по ГИС и опробованию пласта в скважине КК-23.

Залежь, вскрытая в районе скв. КК-33 с юга, запада и востока ограничена тектоническими нарушениями. По данным ГИС выделена 1,6 м нефтенасыщенного коллектора. При опробовании, после ГРП в инт. 2822-2824 получены $8,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти. УВНК принят по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта на отметке -2749,2м.

Горизонт Ю-IV-II вскрыта и продуктивна в скважинах КК-23 и КК-24. Выявленные залежи выклиниваются в западном направлении, и осложнены тектоническими нарушениями. Общая толщина горизонта, вскрытая в скв. КК-23 и КК-24 составляет 119 и 55м, общая эффективная толщина равна 29,6 и 15,6м, количество пропластков составляют 10 и 6 соответственно.

Газоконденсатная залежь, выявленная в районе скважины КК-23 с запада ограничена стратиграфическим несогласием и севера отделена от района скв. КК-24 тектоническим нарушением. В скв. КК-23 по данным ГИС выделены 21,3 газонасыщенных коллекторов. Продуктивность доказана опробованием, когда после освоении методом ИПТ в обсаженном стволе из интервала 2685-2697 м получен приток газоконденсата. Дебит газа на штуцере диаметром 5 мм составил 36,78 тыс. м^3 , дебит конденсата – $13,9 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

ГВК принят по кровле водонасыщенного коллектора, на отметке -2624,5м.

Нефтяная залежь с газовой шапкой, выявленная в районе скважины КК-24 с запада ограничена стратиграфическим несогласием и с юга экранирована тектоническим нарушением. По данным ГИС выделены 14,7 м нефтенасыщенные коллектора. При опробовании в 2011 году в инт. 2703-2714м наблюдался выход конденсата. При проведении ИПТ/МФЕ получен приток газа с водой и конденсатом в объеме $1,72 \text{ м}^3$. Расчетный дебит конденсата $0,867 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 19,5 МПа. В связи с этим при ОПЗ-2012г. данные интервалы считались как газонасыщенные. После, в 2013 году работы по опробованию горизонта продолжились, и с мая 2013 года до августа 2015 года были получены $67,7 \text{ м}^3$ нефти. На основании этого, в рамках данного отчета залежь в районе скважины КК-24 считается как нефтяная с газовой шапкой.

Уровень ГНК принят по кровле нефтенасыщенного коллектора на отметке -2632,1м. Уровень ВНК принят по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора на отметке -2662,1м. При этом, кровля водонасыщенного коллектора находится на уровне -2670м.

Продуктивный горизонт **Ю-V** выделен в скважине КК-33 в восточной части месторождения. Горизонт состоит из двух пластов, где пласт **Ю-V-1**-газовый, пласт **Ю-V-2** – водонасыщенный.

Горизонт Ю-V, пласт 1. Газоконденсатная пластовая залежь, выявленная в скважине КК-33, с двух сторон ограничена тектоническими нарушениями и юга-запада границей выклинивания. Продуктивность оценена по данным ГИС, где выделены $9,5 \text{ м}$ газонасыщенные коллектора.

АО «СНПС – Ай Дан Мунай»

Уровень ГВК принят на отметке -3191,7м что соответствует подошве газонасыщенного пласта в скв. КК-33.

Горизонт Ю-VI вскрыт во всех пробуренных скважинах, где по данным ГИС и опробования выделены продуктивные пласты 1, 2 и 3. К горизонту приурочены тектонически и литологически-экранированные нефтегазовые залежи пластово-сводового типа, разбитые нарушениями на блоки со своими газонефтяными, газоводяными и водонефтяными контактами.

Горизонт Ю-VI пласт 1. В пределах пласта Ю-VI-1 установлены 4 нефтяных, 2 нефтяных с газовой шапкой, 1 газовый залежи. Общая толщина пласта колеблется в пределах от 15 до 154м, а эффективные толщины варьирует от 1,5 м до 79,9м и состоят из 1-27 пропластков.

Нефтяная залежь в районе скв. КК-5 с запада экранирована тектоническим нарушением, а юга ограничена зоной отсутствия коллекторов. По данным ГИС в скважине выделен 2м нефтенасыщенный коллектор. Скважина опробована в интервале 2294-2297, где получены 13,3м³/сут нефти.

УВНК принимается по подошве нефтяного коллектора на отметке -2223,7м.

Нефтяная залежь, вскрытая в районе скв. КК-102 с двух сторон ограничена тектоническими нарушениями. По данным ГИС в скважине выделен 1,5м нефтенасыщенный коллектор. Скважина опробована в интервале 2420-2425м, где получены 18,9м³/сут нефти.

УВНК принимается на отметке -2342,1, что соответствует подошве опробованного коллектора.

Нефтяная залежь, вскрытая в районе скв. КК-2 с 3-х сторон экранирована тектоническими нарушениями. В скв. КК-2 по материалам ГИС выявлен нефтенасыщенный коллектор с толщиной 2,7м. Продуктивность выделенной залежи доказан опробованием в интервале 2096-2100м, где получены притоки нефти с дебитом 42,1 м³/сут.

ВНК принят на отметке -2009,9м, что соответствует подошве опробованного коллектора.

Нефтяная залежь, выделенная в районе скв. КК-9, со всех сторон ограничена тектоническими нарушениями, где по ГИС выделены 6,3м нефтенасыщенные коллектора. Скважина КК-9 опробована в 2-х объектах:

- при опробовании интервала 2138-2139, 2141-2143, 2149-2150, 2153-2155, 2157-2158 получены 17,8 м³/сут нефти;

- при опробовании интервала 2092-2094 и 2099-2102 получены 19,7м³/сут нефти.

ВНК принят по подошве опробованного коллектора на отметке -2065,8м.

В районе скв. КК-1 вскрыта газонефтяная залежь, где по данным ГИС выявлены 4,6 м газонасыщенного коллектора и 19,6м нефтенасыщенного коллектора. Газовая часть залежи доказана опробованием интервала 2213-2218м, где получены 12,6 тыс. м³/сут газа и 5,3 м³/сут конденсата. При этом, в этом интервале отобрана глубинная проба, которая была определена как нефтяная с газосодержанием 329 м³/м³. В связи с этим, для газовой части ГНК взять по подошве интервала перфорации на абсолютной отметке -2128,9м.

При опробовании интервалов 2247-2249, 2251-2258, 2260-2265м получены притоки жидкости, где дебиты нефти составили 93,98м³/сут (газосодержание равно 167,7м³/тн).

АО «СНПС – Ай Дан Мунай»

Для нефтяной части ВНК принят по подошве нефтяного коллектора на отметке - 2182,3м.

В районе скв. КК-15 вскрыта газонефтяная залежь, где по данным ГИС выявлены 6,9 м газонасыщенного коллектора и 1,2м нефтенасыщенного коллектора. При опробовании газовой шапки в интервале 2221-2228м получены 50,686 тыс. м³/сут газа и 3,5 м³/сут конденсата. ГНК принят по подошве газонасыщенного коллектора на отметке -2157,6м.

Для нефтяной части ВНК принят по аналогии с соседнего блока (КК-1) на отметке - 2182,3м. При этом, кровля водонасыщенного коллектора вскрыта на отметке -2208,7м в скв. КК-100.

Нефтяная залежь, вскрытая в районе скв. КК-12 ограничена с 3-х сторон тектоническими нарушениями. По данным ГИС выделены 1,1м нефтенасыщенного коллектора. При опробовании интервала 2152-2154м получены притоки нефти с дебитами 12,2м³/сут (газосодержание 13,1м³/тн). ВНК принят по подошве доказанного нефтяного коллектора на отметке -2062м.

Газовая залежь в районе скважины КК-33 пластовая, ограниченная с трех сторон тектоническими нарушениями. Продуктивность залежи доказана опробованием, когда при освоении в обсаженном стволе скважины методом ИПТ из интервалов 3644-3648, 3659-3661 м (абс. отм. -3569,7 -3573,7, -3584,7-3586,7 м) наблюдался выход газа – высота пламени до 1 м. Расчетный дебит газа составил 1000 м³/сут при депрессии 19,17 МПа. При подъеме НКТ с компоновки была отобрана жидкость в объеме 0,15 м³, из них 0,03 м³ конденсата, 0,12 м³ воды. Расчетный дебит конденсата составил 0,3 м³/сут.

УГВК принят на абсолютной отметке -3607 м по подошве нижнего продуктивного по ГИС и опробованного пласта в скважине КК-33.

Горизонт Ю-VI пласт 2. В пределах пласта Ю-VI-2 выявлены 4 нефтяных, 5 газовых залежей, с своими флюидальными контактами. Общая толщина пласта колеблется в пределах от 47 до 187м, а эффективные толщины варьирует от 2,1 м до 107,2м и состоят из 1-11 пропластков.

В районе скв. КК-22 вскрыта тектонически и стратиграфически экранированная нефтяная залежь, где по ГИС выделены 4,5м нефтенасыщенные коллектора. При опробовании (инт. 2228,5-2230, 2235-2236,5, 2239-2242, 2246-2248м) в 5мм штуцере получены притоки нефти с дебитом 23,8м³/сут. Уровень ВНК принят на отметке -2171,7м, что соответствует подошве доказанного нефтяного коллектора.

В районе скважины КК-24 вскрыта тектонически экранированная газоконденсатная залежь, где по выделены 11,4 м газонасыщенных коллекторов. Скв. КК-24 опробована в 3-х интервалах. Так, при опробовании интервалов 2830-2833м и 2908-2916м притока не получено. При опробовании инт. 2860-2866, при 9мм штуцере получены 22,121 тыс м³/сут газа и 1,6 м³/сут конденсата.

ГВК не вскрыт, подошва газонасыщенного коллектора в скважине КК-24 вскрыта на отметке -2842,6м.

Газоконденсатная залежь в районе скв. КК-2 ограничена с севера и запада тектоническими нарушениями. По данным ГИС в скв. КК-2 вскрыт 7,6м газонасыщенный коллектор, где при опробовании получены притоки газа. ГВК принят по подошве опробованного газового коллектора, на отметке -2137,3м.

По данным ГИС и опробования в районах скв. КК-15 и КК-101 установлена газоконденсатная залежь, с вскрытым газонасыщенными коллекторами 15,1м и 2,5м

соответственно. Продуктивность залежи доказана результатами опробования этих скважин. В скважине КК-15 опробованы 2 объекта, где при опробовании получены: в инт. 2372-2374, 2380-2383, 2391-2394м притоки газа -15,9 тыс м³/сут, конденсата -6,7 м³/сут, в инт. 2308-2318м притоки газа -56,5 тыс. м³/сут, конденсата -3,5 м³/сут. В скважине КК-101 при опробовании инт. 2462-2467м получены притоки газа.

ГВК принят на отметке -2377,2м. что соответствует подошве опробованного газового коллектора. При этом, кровля водонасыщенного пласта находится на глубине -2409м.

В районе скв. КК-10 по данным ГИС и бурения установлена тектонически и литологически экранированная нефтяная залежь. По данным ГИС выявлены 20,4м нефтенасыщенных коллекторов. В скважине КК-10 при опробовании инт. 2315-2317, 2320-2324, при 6мм штуцере получены притоки жидкости, где дебит нефти составил 5м³/сут.

ВНК не вскрыт, подошва самого нижнего нефтенасыщенного коллектора находится на глубине -2303,9м.

В районе скв. КК-19 и КК-103 выявлена тектонически и литологически экранированная газоконденсатная залежь, где по материалам ГИС выделены 7,2м и 15,9м нефтенасыщенного коллектора соответственно. Продуктивность выделенной залежи доказана опробованием обеих скважин. В скважине КК-19 из интервала 2627-2635 м (абс.отм. -2541,1-2549,1 м) получен приток газа. На штуцере диаметром 5 мм при устьевом давлении 7,3-9,8 МПа дебит газа составил 30,0 тыс. м³/сут. При этом, при опробовании верхних инт. 2545-2550 и 2584-2592м притоки не получены.

В скважине КК-103 всего опробованы 4 объекта. При опробовании интервала 2276-2283 притоки газа -83,7 тыс. м³/сут и конденсата - 25,7 м³/сут. При опробовании интервала 2222-2227, получены 26,1 тыс. м³/сут газа и 3,6м³/сут конденсата. После ПР_2019г.в скважине КК-103 дополнительно опробованы 2 интервала: при опробовании инт. 2164-2168 при 7мм штуцере получены 12,8 тыс. м³/сут газа и 2,9 м³/сут нефти. При опробовании инт. 2146-2148м получена 35 м³ тех. воды.

В зоне этой залежи ГВК не вскрыт, подошва самого нижнего газонасыщенного коллектора установлено в скв. КК-19 на глубине -2548,7м.

Нефтяная залежь *в районе скв. КК-12* установлено по данным ГИС и опробования. По ГИС выделены 16,7 м нефтенасыщенных коллекторов.

Скважина опробована в двух интервалах: при опроб-и инт. 2415-2425 получена 123 м³/сут нефти, при опроб-и инт. 2404-2413 компрессированием получены 44,1 м³/сут нефти с газосодержанием 77,6м³/сут.

Газоконденсатная залежь *в районе скв. КК-25 и КК-104* ограничена с запада и востока тектоническим нарушением, с юга зоной отсутствия коллекторов. По данным ГИС в скв. КК-25 и КК-104 выделены 18,5м и 9,3м газонасыщенных коллекторов. В скважине КК-25 опробованы 2 интервала (2519-2532 и 2473-2490м) где получены притоки газа с дебитами 500м³/сут и 1000 м³/сут, без признаков нефти. При опробовании скв. КК-104 в инт. 2336-2339,2345-2349м получены притоки конденсата 25,1 м³/сут с газосодержанием 1004,8м³/м³. После ПР-2019г в скважине опробован инт. 2304-2308м, где получены притоки газа 9,9 тыс.м³/сут и конденсата 1,2 м³/сут.

Нефтяная залежь, вскрытая *в районе скв. КК-13* ограничена тектоническими нарушениями с 3-х сторон. По данным ГИС вскрытая толщина нефтенасыщенных

коллекторов равна 2,1м. В скважине опробовании 2 интервала: при опробовании инт. 2415-2425 получены притоки нефти 123 м³/сут с газосодержанием 365,7 м³/тн. При опробовании второго инт. 2404-2413 также получены притоки нефти с дебитом 44,1 м³/сут, с газосодержанием 77,6 м³/тн.

Горизонт Ю-VI пласт 3. По сравнению с вышележащими пластами, горизонт является по большей части газоконденсатным. Так, пробуренными скважинами вскрыты 1 нефтяной и 5 газоконденсатных залежей. Общая толщина пласта колеблется в пределах от 2 до 197м, а эффективные толщины варьирует от 2,4 м до 24,7м и состоят из 2-9 пропластков.

По данным ГИС и опробования в *районе скв. КК-6* вскрыта газоконденсатная залежь, с газонасыщенными коллекторами с толщиной 1,3м. При опробовании инт. 2376-2379м получены притоки конденсата и газа. Объем конденсата составил 7,1м³, газ не был замерен. ГВК принят по подошве опробованного коллектора на отметке -2307м.

Нефтяная залежь в *районе скважины КК-21* с запада и юга ограничена тектоническим нарушением, и по опробованию и интерпретации ГИС. По данным в разрезе скважины выделены 2,8м нефтенасыщенные коллектора. После опробования методом ИПТ в обсаженном стволе скважины КК-21 из интервала 2265-2268 м (абс. отм. - 2186,4-2189,4 м) получен фонтанный приток жидкости - нефть с газом. Вода в продукции отсутствует. Дебит нефти на штуцере диаметром 9 мм составил 78,7 м³/сут, дебит газа – 40,8 тыс.м³/сут.

ВНК принят по подошве продуктивного по ГИС и опробованию пласта на абсолютной отметке -2189,8 м.

Газоконденсатная залежь *района скважины КК-20* (в виде узкой полосы) ограничена тектоническими нарушениями и зоной глинизации выделенных в районе скв. КК-101 и КК-15. Залежь выделена по интерпретации ГИС и опробованию.

При опробовании методом ИПТ в обсаженном стволе скважины КК-20 из интервалов 2616-2619 м (абс. отм. -2534,0-2537,0 м) получен фонтанный приток газа с конденсатом. На штуцере диаметром 8 мм дебит конденсата составил 0,70 м³/сут, дебит газа – 7200 м³/сут при депрессии 11,5 МПа. На штуцере диаметром 6 мм дебит конденсата составил 0,66 м³/сут, дебит газа – 7000 м³/сут при депрессии 10,3 МПа.

УГВК принят по подошве газонасыщенного коллектора на отметке -2573,6м.

В *районе скв. КК-24 и КК-102* также по данным ГИС и опробования установлена газоконденсатная залежь. По данным ГИС в скв. КК-24 и КК-102 вскрыты 21,6м и 25,9м газонасыщенных коллекторов. В скважине КК-24 было опробовано 3 интервала. При опроб-и инт. 2960-2973м при 7мм штуцере получен газ 8,8 тыс.м³/сут. При опроб-и интервала 3009-3015, при 7 мм штуцере получены 29,8 тыс. м³/сут газа и 27,3 м³/сут конденсата. При опроб-и инт. 3109-3114, 3129-3133, 3152-3154м получены притоки газа и конденсата. В скважине КК-102 опробовано 2 объекта. При опроб-и инт. 2701-2719м получены 15 тыс. м³/сут газа. При опробовании инт. 2650-2657 также было получено 15 тыс. м³/сут.

ГВК по залежи не вскрыт, отметка по подошве нижнего газонасыщенного коллектора находится на глубине -3081,7м.

Газовая залежь *района скважины КК-33* выделена по опробованию и интерпретации ГИС.

АО «СНПС – Ай Дан Мунай»

При опробовании методом ИПТ в обсаженном стволе скважины КК-33 из интервала 3736-3740 м (абс. отм. -3661,7-3665,7 м) получен газ дебитом 1,019 тыс.м³/сут при депрессии 26,3 МПа. Жидкость, полученная при обратной циркуляции – тех. Вода без признаков нефти.

По данным интерпретации ГИС в разрезе скважины выделено два продуктивных пласта в интервале абсолютных отметок -3640-3663,4 м. УГВК по залежи принят на абсолютной отметке -3663,4 м по подошве продуктивного по данным ГИС и опробованию пласта в скважине КК-33.

В районе скв. КК-104 по данным ГИС и опробования выделенная небольшая тектонически и литологически экранированная газоконденсатная залежь. По данным обработки ГИС в скв. КК-104 выделены 4,1м газонасыщенных коллекторов. При опроб-и инт. 2485-2486, 2490-2492м. при 7мм штуцере получены 29,5 тыс. м³/сут газа, 5,1 м³/сут конденсата. ГВК не вскрыт, подошва газового коллектора находится на глубине -2402,4м.

В районе скв. КК-4 по данным ГИС и опробования вскрыт 9,8м газонасыщенный коллектор. При опроб-и инт. 2398-2402м получены притоки газа, конденсата и воды. Замеренный газовый фактор составил 3547,3 м³/тн. При опроб-и инт. 2415-2422м получены притоки газа и воды. Замеренный газовый фактор составил 5604,7 м³/тн. ГВК не вскрыт, подошва газового коллектора находится на глубине -2332,2м.

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 – 6,5 м/с, юз – 5,7 м/с, в – 5,4 м/с; в июле св – 4,5 м/с, с – 2,6 м/с, сз – 4,6 м/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 снегопереноса:

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 снегопереноса		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.

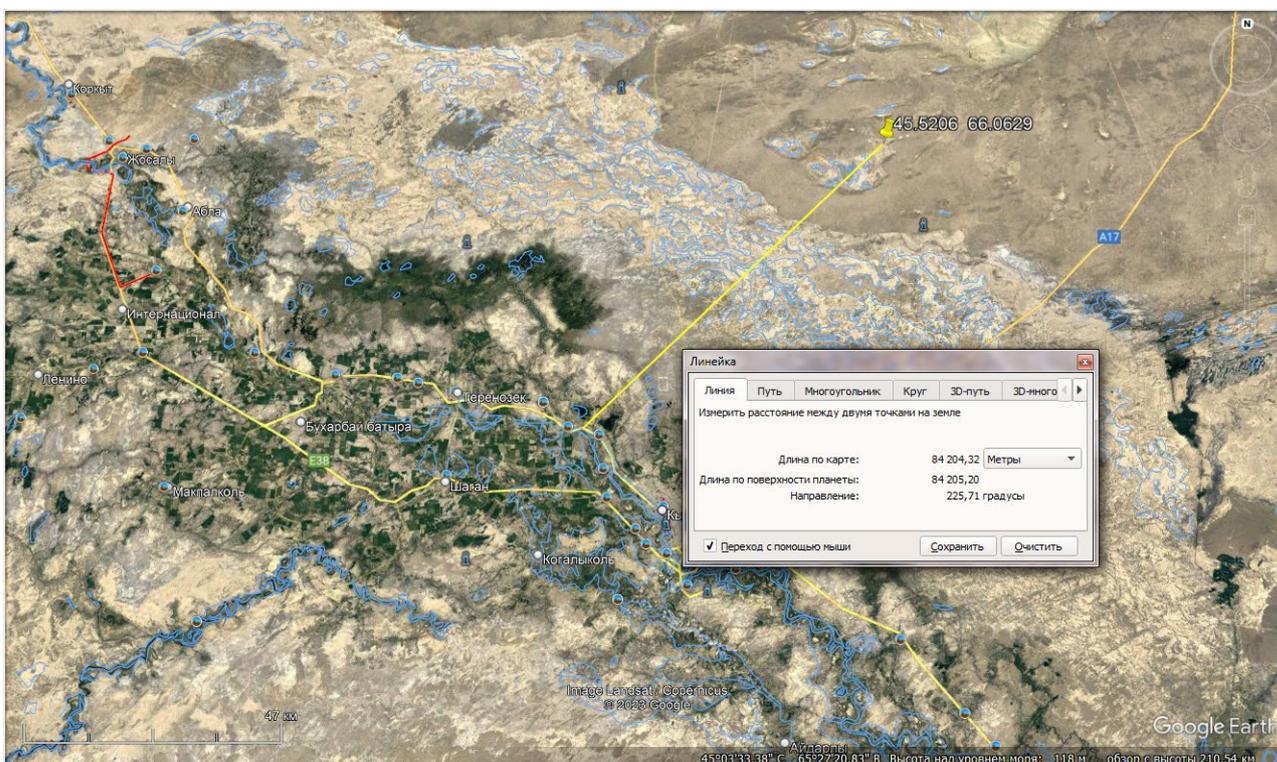
Основным загрязняющим веществом в водных объектах Кызылординской области являются сульфаты, минерализация, магний.

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 84 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+} , Na^+ + 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

Почвенный покров области довольно разнообразный: от темно-каштановых до светло-каштановых почв. В южных районах встречаются бурые почвы, солонцы и солонцовые почвы, есть массивы песков. Преобладает злаково-разнотравная, злаково-попынная, попынно-житняковая растительность.

Строения и свойства серо-бурых почв определяются особенностями почвообразования, протекающего в условиях сильно засушливого климата и ксерофитно-эфемерного 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.

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 слоеватый 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.

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 здесь представлен комплексами полынных и многолетне-солянковых кокпековых пустынь, таких как чернобоялычевые, биюргуновые, тасбиюргуновые. По временным водотокам произрастает кустарниковая растительность – караганы, курчавки, тамариски.

На останцовых возвышенностях и каменистом плато преобладают комплексы туранскополынно-чернобоялычевых (*Salsola arbusculaeformis* + *Artemisia turanica*), биюргуновых (*Anabasis salsa*) и тасбиюргуновых (*Nanophyton erinaceum*) сообществ гипсоносных хрящевато-щебнистых почв.

По шлейфам плато на участках супесчаных и легко суглинистых почв встречаются комплексами биюргуновых, белоземельнополынных (*Artemisia terrae-albae*), кокпековых (*Atriplex сапа*), белоземельнополынно-чернобоялычевых, итсегеково (*Anabasis арнылла*) – биюргуновых фитоценозов, при участии видов ферулы (*Ferula ferulaeoides*, *F soongarica*, *F canescens*).

На первом месте по распространенности находится полынная растительность в сочетании с солянковыми сообществами. Господствующими элементами, которой явились мезотермные и ксерофильные многолетние растения, представленные преимущественно полукустарничками.

Господствующие виды (эдификаторы, строители сообществ) полукустарничковых пустынь относятся к следующим родам: солянка (*Salsola*, исключительно многолетние виды), полынь (*Artemisia*), ежовник (*Anabasis*), саксаульник (*Arthrophytum*) и близкий к нему гамада (*Hammada*), лебеда (*Atriplex*), терескен (*Eurotia*), поташник (*Kalidium*), сарсазан (*Halocnemum*). Представители этих родов широко распространены в пределах пустынной области и создают сообщества, занимающие обширные пространства.

Лишайники распространены гораздо более широко и представлены значительным числом видов. Их можно найти в небольших количествах на поверхности почвы в большинстве сообществ полукустарничковых пустынь. Некоторые виды поселяются на отмерших стволах и ветвях кустарников. *Живущие на почве представлены двумя группами:* прикрепленные к субстрату (виды *Diploschistes*, *Acarospora*, *Psora*, *Collema* и др.) и неприкрепленные, «кочующие» виды (*Parmelia*, *Cetraria*, *Aspicilia* и др.).

Почти все растения данного района имеют более или менее ярко выраженную ксероморфную структуру – мелкие и жесткие листья, часто сведенные колючками, опушение и другие признаки ксерофитов.

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.

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 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 – *Eriaceus awitus*. Представители этого вида встречаются в разреженных зарослях гребенщика. Рукокрылые, семейство гладконосые рукокрылые, представлены видами: усатая ночница - (*Myotis mystacinus*) и серый ушан (*Pleotus 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 мышиные представлено видами домовая мышь (*Mus musculus*) и серая крыса (*Rattus norvegicus*), которые встречаются в районе поселка, в бытовых строениях, на территории хозпостроек и на прилегающих окультуренных участках.

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 tiffanus*, 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 jeltoniensis* и рогатый - *Eremophila alpestris*).

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 вьюрковых и овсянок.

Значительная часть центра промыслов подвержена значительному техногенному воздействию. Фауна или практически отсутствует, или видовое разнообразие снижено до 1-3 видов.

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 неперемное 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 Караколь 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».

Последнее продление выполнено в 2018 году Министерством энергетики РК к контракту (рег.№4156-УВС-н от 24.06.2015 г.) период разведки для оценки месторождений Караколь, Арысское, Юго-Западный Сарыбулак, Приозерное продлен до 12.12.2019 г.

В пределах контрактной территории поисково-разведочные работы начаты с февраля 2009 г. на основании проекта поисковых работ блока Караколь. По результатам бурения 9 поисково-разведочных скважин выявлены залежи нефти и газа в отложениях юры.

Первооткрывательницей месторождения является скважина КК-15, где в интервалах 2391-2394, 2380-2383, 2372-2374 м. 14 мая 2009г. получен приток газа с конденсатом из отложений дощанской свиты нижней-средней юры.

Положительные результаты бурения позволили в 2012 г. защитить «Оперативный подсчет запасов нефти, свободного газа, конденсата и растворенного газа в нефти по состоянию изученности на 01.03.2012г.». Подсчет запасов нефти и растворенного газа в нефти производился по 5 продуктивным горизонтам Ю-III, Ю-IV-I-1, Ю-IV-I-2, Ю-VI-2, Ю-VI-3; свободный газ и конденсат - по 7 продуктивным горизонтам Ю-IV-II-1, Ю-IV-II-2, Ю-V-1, Ю-V-2, Ю-VI-1, Ю-VI-2 и Ю-VI-3.

Протоколом ГКЗ РК №1206-12-П от 27.09.2012г. запасы учтены в Государственном балансе РК по категориям C_1 и C_2 в количестве геологические/извлекаемые:

нефти C_1 – 1042/208 тыс.т; C_2 – 1290/257 тыс.т;
растворенного газа C_1 – 103/21 млн.м³; C_2 – 123/25 млн.м³;
свободного газа C_1 – 1205/843 млн.м³; C_2 – 1962/1373 млн.м³;
конденсата C_1 – 224/112 тыс.т; C_2 – 383/191 тыс.т.

В том же году подготовлен Проект пробной эксплуатации, который согласован ЦКРР РК (протокол №28 от 15.11.2012 г) и утвержден в Комитете геологии и недропользования МИНТ РК (письмо №1704-906-и от 07.12.2012 г.).

В период 2013-2016гг.. были разработаны и утверждены следующие проектные документы:

- в 2013г. Проект оценочных работ, согласованный ЦКРР РК (протокол 40/18 от - 18.10.1013г.) и утвержденный МИНТ РК (№17-04/13306-КГН);
- в 2014г. «Дополнение №1 к проекту оценочных работ на месторождении Караколь», согласованный ЦКРР РК (протокол 52/30 от 17.10.2014г.) и утвержденный МИНТ РК (№27-5-1295-и от 12.11.2014г.);

- в 2016г. «Дополнение №2 к проекту оценочных работ с разделом пробной эксплуатации на месторождении Караколь», согласованный ЦКРР РК (протокол 68/15 от 19.02.2016г.) и утвержденный МИНТ РК (№27-5-517-и от 15.03.2016г.).

Дополнением №2 к проекту оценочных работ было предусмотрено бурение 5 оценочных скважин.

Согласно «Дополнению №2 к Проекту...» проведены следующие запланированные работы:

- пробурена независимая оценочная скважина КК-9 с фактической глубиной 2362м при проектной глубине 2400м.

- зависимая оценочная скважина КК-11 с проектной глубиной 2600м находится в бурении.

В 2017г была выполнена переинтерпретация сейсмических материалов на лицензионном участке АО «СНПС-Ай Дан Мунай» с рабочей площадью 828.66 км² (отчет «О результатах сейсморазведочных работ 3Д на контрактной территории АО «СНПС Ай Дан Мунай», протокол МД «Южказнедра» №783 от 24.08.2017г.).

Согласно переинтерпретации 2017г была рассмотрена вся, контрактная территория с целью уточнения геологического строения и выявления новых перспективных участков. По результатам данной работы было уточнено геологическое строение месторождения Караколь, результаты структурных построений представлены в настоящей работе.

В 2017г. составлено «Дополнение №3 к проекту оценочных работ с разделом пробной эксплуатации на месторождении Караколь», согласованное ЦКРР РК (протокол 93/18 от 08.12.2017г.) и утвержденное МИНТ РК (№27-5-113-и от 17.01.2018.).

Дополнением №3 к проекту оценочных работ было предусмотрено бурение 5 скважин:

➤ 3-х оценочных скважин:

1. бурение независимой оценочной скважины КК-12 в 2018г.;

2. бурение зависимой оценочной скважины КК-10 в 2018г.;

3. бурение зависимой оценочной скважины КК-13 в 2018г.

➤ 2-х опережающих добывающих скважин №№103, 104 с проектной глубиной 2500м

Согласно «Дополнению №3 к Проекту...» проведены следующие запланированные работы:

- пробурена независимая оценочная скважина КК-12 с фактической глубиной 2500м при проектной глубине 2400м.

- пробурена зависимая оценочная скважина КК-10 с фактической глубиной 2500м при проектной глубине 2400м.

- пробурена зависимая оценочная скважина КК-13 с фактической глубиной 2220м при проектной глубине 2600м.

При рассмотрении проекта было рекомендовано провести подсчет запасов углеводородов и представить к рассмотрению ЦКРР МЭ РК проектный документ на промышленную разработку.

В 2019г был выполнен «Подсчет запасов нефти, свободного газа, конденсата и растворенного в нефти газа месторождения Караколь по состоянию на 02.01.2019г» на

основании договора №22-354/2018 от 04.12.2018г между АО «СНПС – Ай Дан Мунай» и ТОО «Timal Consulting Group».

В том же году на основании утвержденных запасов был выполнен «Проект разработки месторождения Караколь» по состоянию на 02.01.2019г, который принят Комитетом геологии и недропользования МИР РК (протокол №13/15 от 12.09.2019г).

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;
- II объект – горизонт Ю-IV (пласты 1-1, 1-2);
- III объект – горизонт Ю-VI (пласты 1, 2 и 3).

Рекомендуемый к реализации вариант разработки предусматривал уплотнение сетки скважин и дополнительное бурение 8 добывающих скважин. Фонд скважин должен составить 26 добывающих и 2 водонагнетательные соответственно.

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 2021г подписано дополнение №1 (№4945-УВС от 09.07.2021г) к контракту на добычу углеводородов, согласно которому продолжительность подготовительного периода действует до 30 апреля 2021г.

В 2021г был составлен «Анализ разработки месторождения Караколь» (№18/4 от 14.10.2021г). Рекомендуемым вариантом предусмотрено бурение 8 добывающих скважин, переводы с объекта на объект. В связи с тем, что горизонты имеют один этаж нефтеносности, после выработки запасов нефти, по скважинам предусмотрен перевод на другие объекты. Также предусмотрено внедрение ППД на I объект. Показатели были утверждены на 2021-2023гг.

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, захламливание 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

Изучение свойств пластовой нефти месторождения начато в 2009 году.

В целом на дату отчета отобраны 16 глубинных проб нефти в 12 скважинах и 19 поверхностных проб в 13 скважинах. Из них после ПР_2019г исследованы по 6 новым поверхностным пробам нефти со скважин КК-2, КК-10, КК-11, КК-12 и КК-20.

Газоконденсатная часть месторождения изучена на основе 9 проб в 7 скважинах и 19 поверхностных проб в 5 скважинах. Из них, после «ПР-2019г» дополнительно отобраны 5 поверхностных проб (скв. КК-103, 104).

Состав и свойства растворенного в нефти газа исследовались по глубинным пробам после однократного разгазирования. Всего исследовано 16 проб в 12 скважинах.

Отобранные пробы исследовались в лаборатории ТОО «СНЕС» (г. Кызылорда, Казахстан). Лабораторные исследования устьевых проб нефти газа и конденсата проведены в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз», Везерфорд-КЭР - Актау и ТОО «СНЕС».

Месторождение разделено на горизонты со схожими стратиграфическими разбивками: свойства флюидов рассматривались на основе данной разбивки с учетом имеющихся разломов.

Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химическая характеристика пластовых нефти месторождения Караколь изучалась по глубинным пробам.

Отбор и лабораторные исследования проб осуществлялись ТОО «СНЕС». Глубинные пробы отбирались пробоотборниками MFE в два контейнера объемами по 300-400 см³. Исследования пластового флюида выполнялись на установках HD-IV Mercury-free PVT Analyzer. Каждый отбор глубинных проб сопровождался отбором дублирующих проб, с целью подтверждения качества отбора проб, согласно отраслевым стандартам. В основном, результаты исследований параллельных образцов отвечали требованиям качества, относительная погрешность составляла не более 2%, поэтому значения по параллельным пробам усреднялись, потом проводилось осреднение для пласта.

Объем лабораторных экспериментов по новым пробам, как и в ранее отобранных, проводился в сокращенном виде. Проводились эксперименты:

- при постоянной массе (PV-соотношение), только для пластовой температуры;
- однократное рзгазирование;
- плотность пластовой нефти на ступенях снижения давления выше и ниже давления насыщения;
- вязкость пластовой нефти при пластовом давлении и температуре;

Количество флюидов, характеризующих пластовую нефть, соответствует количеству исследований 16. Недропользователем было проведено моделирование и вычисление

состояния фазы флюида в рамках лабораторного анализа скважин в программном обеспечении PVTi of ECLipse с получением диаграмм фазы флюида.

В результате проведенных исследований были определены: газосодержание, объемный коэффициент, усадка, плотность пластовой и дегазированной нефти в стандартных условиях, давление насыщения, вязкость пластовой и дегазированной нефти, компонентный состав газа однократного разгазирования, коэффициенты растворимости и сжимаемости пластовой нефти.

Физико-химическая характеристика пластовых нефти месторождения Караколь изучалась по глубинным пробам скважин: КК-1, КК-2, КК-8, КК-9, КК-10, КК-11, КК-12, КК-13, КК-19, КК-20, КК-21, КК-22 которые характеризуют залежи Ю-III, Ю-IV-I-1, Ю-VI-1, Ю-VI-2, Ю-VI-3. Новых глубинных проб нефти после «ПР-2019г» отобрано не было (Табл. 2.3.1.2).

Залежи нефти выявлены в горизонтах Ю-III, Ю-IV- I, Ю-VI (пласты 1,2 и 3); залежи газоконденсата выявлены в горизонтах Ю-IV-II (пласты 1 и 2), в горизонте Ю-VI (пласты 1, 2 и 3); залежи свободного газа выявлены в горизонте Ю-VI (пласты 2 и 3). Четкой закономерности изменения свойств пластовой нефти с глубиной залегания или по площади месторождения по имеющимся данным не выявляется. По результатам исследований, залежи Ю-III, Ю-IV- I отличаются недонасыщенностью нефти газом, а нефть залежей Ю-VI-1, Ю-VI-2 практически предельно насыщены газом.

Горизонт Ю-III

По данному горизонту проведено четыре PVT исследования, из скважин КК-20 (2 пробы), КК-2 и КК-11. Достоверность подтверждается контрольными замерами по одной параллельной пробе.

Глубинная проба, отобранная из скважины КК-11 из интервала 2137-2143м, содержала нефть с высоким содержанием промежуточных углеводородов, соответственно замерены отличающиеся параметры нефти от данных скважин КК-20 и КК-2. Район данного участка был рассмотрен отдельно. Плотность нефти в пластовых условиях составляет $0,663 \text{ г/см}^3$. Давление насыщения $19,07 \text{ МПа}$, при $R_{пл.}=20,57 \text{ МПа}$ и $t_{пл.}=77,57^\circ\text{C}$. Величина газосодержания - $199,5 \text{ м}^3/\text{т}$ при объемном коэффициенте $1,4895$. Соответственно пересчетный коэффициент $0,671$. Усадка нефти составляет $32,87$. Величина динамической вязкости в пластовых условиях $0,576 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Пластовые свойства залежи Ю-III определены по трем пробам скважин КК-20 и КК-2. Плотность нефти в пластовых условиях варьирует в пределах от $0,714$ до $0,736 \text{ г/см}^3$, в среднем составляя $0,725 \text{ г/см}^3$. Давление насыщения изменяется в пределах от $11,92$ до $16,38 \text{ МПа}$, при среднем $R_{пл.}=23,11 \text{ МПа}$ и $t_{пл.}=78,17^\circ\text{C}$ в среднем составляя $14,62 \text{ МПа}$. Величина газосодержания изменяется в пределах от $82,6$ до 123 в среднем составляя $99 \text{ м}^3/\text{т}$, при объемном коэффициенте $1,232$. Соответственно пересчетный коэффициент $0,812$. Усадка нефти в среднем составляет $17,92$. Величина динамической вязкости в пластовых условиях изменяется от $1,211 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ до $1,248 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, в среднем по горизонту составляя $1,201 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Горизонт J-IV-I-1

По данному горизонту было проведено 3 PVT исследований с отбором двух проб скважины К-20 и одной пробы скважины КК-8. Стоит отметить, что по данной залежи

определены как нефтяные участки, так и газоконденсатные. Результаты анализа скважины КК-8 классифицируют флюид как летучую нефть. Пластовая нефть отличается высоким газосодержанием $255 \text{ м}^3/\text{т}$ высокой насыщенностью газом – давление насыщения составило $18,85 \text{ МПа}$ при пластовом давлении $20,44 \text{ МПа}$. значение объемного коэффициента – $1,259$ д.ед., пониженные значение плотности и вязкости пластовой нефти $-0,635 \text{ г/см}^3$ и $0,418 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Пересчетный коэффициент – $0,794$.

Результаты анализа проб скважины КК-20 классифицируют флюид как нефть. Плотность пластовой нефти составляет $0,756 \text{ г/см}^3$.

Плотность нефти принимается в дегазированном состоянии $0,841 \text{ г/см}^3$. Давление насыщения при $T_{пл.}=84,9^{\circ}\text{C}$ и $R_{пл.}=27,7 \text{ МПа}$ составляет $13,7 \text{ МПа}$. Газосодержание равно $94,9 \text{ м}^3/\text{т}$ при объемном коэффициенте $1,222$. Соответственно пересчетный коэффициент равен $0,818$. Параметры пластовой нефти по горизонту приняты согласно полученным результатам.

Горизонт J-VI-1

По данному горизонту было проведено 3 РВТ исследований с отбором двух проб скважины КК-9 и одного исследования скважины КК-1 Плотность пластовой нефти варьирует от $0,537$ до $0,742 \text{ г/см}^3$. Плотность сепарированной нефти в среднем $0,812 \text{ г/см}^3$. Давление насыщения при $T_{пл.}=78,3^{\circ}\text{C}$ и $R_{пл.}=14,4 \text{ МПа}$ составляет $13,3 \text{ МПа}$. Газосодержание равно $217 \text{ м}^3/\text{т}$ при объемном коэффициенте $1,566$. Соответственно пересчетный коэффициент равен $0,639$.

Горизонт Ю-VI-2

Свойства по данному горизонту изучены по скважинам КК-10, КК-12, КК-13, и КК-22. Анализ результатов показывает, что газосодержание по скважине КК-19 почти втрое меньше значений других скважин, как прежних замеров, так и новых. Является ли данный результат достоверным или нет, сказать затруднительно, в связи с чем данная проба отбракована. Пластовая нефть охарактеризована пробами КК-10, КК-12, КК-13 и КК-20 где значения параметров нефти имеют схожие значения и представляются более достоверными. Залежь с летучей нефтью. Пластовая нефть отличается высоким газосодержанием. Газосодержание варьируется по пробам от $206,9$ до $339,94 \text{ м}^3/\text{т}$ в среднем составляя $273,2 \text{ м}^3/\text{т}$, высокой насыщенностью газом – в среднем давление насыщения составило $14,72 \text{ МПа}$ при усредненном пластовом давлении $17,75 \text{ МПа}$. Значение объемного коэффициента – $1,727$ д.ед., пониженные значение при пластовом давлении плотности и вязкости пластовой нефти $-0,595 \text{ г/см}^3$ и $0,352 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Пересчетный коэффициент – $0,579$.

Горизонт J-VI-3

Свойства нефти изучены по одной пробе, отобранной из скважины КК-21 (2265-2268 м). Пластовая температура равна $81,82^{\circ}\text{C}$, при пластовом давлении – $22,0 \text{ МПа}$. Вязкость пластовой нефти составляет – $0,1514 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Объемный коэффициент пластовой нефти – $1,8871$, пересчетный коэффициент – $0,530$. Плотность нефти в пластовых условиях, составляет – $0,6035 \text{ г/см}^3$, в поверхностных условиях – $0,73487 \text{ г/см}^3$. Величина газосодержания – $264 \text{ м}^3/\text{м}^3$, ($359,247 \text{ м}^3/\text{т}$). Усадка нефти равна – $47,01 \%$.

Таблица 5.1 - Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях

№ №	Горизонт, залежь	Интервал перфорации,	Глубина отбора,	Дата отбора,	Пластовое давление Р _{пл} ,	Пластовая температура Т _{пл} ,	Тзаб	Давление насыщения Р _{нас} ,	Газосодержание		Объемный коэффициент,		Усадка нефти	Ср. молекулярный вес	Молек. вес пластовой нефти	Плотность нефти,		Вязкость пластовой нефти		Коэфф. растворимости,	Коэфф. сжимаемости,	Исполнитель
											Р _{пл}	Р _{нас}				при пластовом давлении	при стандартных условиях	динамич.	кинемат.			
ск в.		м	м	дд.мм.гггг.	МПа	°С	°С	МПа	м ³ /м ³	м ³ /т	д.е д.	д.ед.	%	г/моль	г/моль	г/см ³		мПа*с	мкМ ² /с	м ³ /м ³ /МПа	1*10-4/МПа	
Горизонт Ю-III (км)																						
2	Ю-III	2062-2064	1990,0	14.09.2017	20,95	75,76		11,92	102	123,13	1,3241	1,3467	22,48		246,74	0,714	0,82839	1,143	1,601	9,12	15,78	ТОО «СНЕС»
20	Ю-III	2242-2259	2220,6	31.01.2010	25,49	79,64	79,64	16,38	78	90,58	1,1905	1,207	16		319,81	0,7364	0,8611	1,211	1,793	4,76	16,69	
20	Ю-III	2226-2231	2200,5	06.02.2010	25,42	79,11	79,11	15,56	72	82,62	1,1804	1,2024	15,28		341,86	0,7232	0,8715	1,248	1,889	4,63	17,24	
Среднее значение по горизонту было					23,95	78,17		14,62	84,0	98,78	1,232	1,25203	17,92			0,725	0,854	1,201	1,761	6,17		
11	Ю-III	2137-2143	2100,0	18.12.2017	20,567	77,577		19,07	164	199,53	1,4895	1,4943	32,87		242,26	0,6629	0,822	0,576	0,868	8,57	21,35	
Горизонт Ю-IV-I-1 (кр)																						
8	Ю-IV-I-1	2250-2253	2050,0	25.01.2017	20,444	78,518		18,85	208	255,00	1,259	1,287	38,360	85,81	241,88	0,6346	0,81569	0,418	0,658	11,04	26,897	
20	Ю-IV-I-1	2391-2394	2364,2	16.01.2010	27,297	85,7	27,297	7,3	66	79,53	1,238	1,206	17,060		274,2	0,7511	0,82987	3,15	3,796	9,04	9,338	
20	Ю-IV-I-1	2349-2352	2322,9	24.01.2010	28,02	84,05	84,05	20	94	110,26	1,2060	1,254	19,19	139,99	303,4	0,7602	0,85255	2,872	3,778	4,71	14,366	-/-

	Ю-IV-I-1	2356-2380		24.01.2010																		
Среднее значение по горизонту было					27,7	84,9	55,7	13,7	80,0	94,9	1,22	1,230	18,1	140,0	288,8	0,756	0,8412	3,01	3,79	6,88	11,85	
Горизонт Ю-VI-I																						
1	Ю-VI-I	2213-2218	2100,0	04.07.2017	17,661	80,153		17,65	329	424,46	2,070	2,070	51,68		142,63	0,537	0,7751	0,088	0,1639	18,61		
9	Ю-VI-I	2138-2158	2050,0	14.09.2017	17,905	77,34		17,52	144	172,46	1,435	1,436	30,32		249,15	0,6821	0,83498	0,722	1,059	8,19	19,49	
9	Ю-VI-I	2092-2102	2050,0	26.10.2017	7,742	77,337		4,84	45	54,46	1,194	1,199	16,28		234,59	0,7422	0,82632	2,362	3,183	9,31	13,31	
Среднее значение по горизонту было					14,4	78,3		13,3	172,7	217,1	1,566	1,568	32,76		208,79	0,654	0,8121	1,057	1,469	12,04	16,4	
Горизонт Ю-VI-II (sz)																						
10	Ю-VI-II	2315-2324	2300,0	14.01.2019	14,852	82,28		13,69	257	322,94	1,944	1,9753	48,57	70,27		0,566	0,796					
12	Ю-VI-II	2404-2413	2380,0	28.01.2019	16,57	84,62		16,49	167	206,90	1,540	1,540	33,05	91,76	214,39	0,638	0,807	0,535	0,838	10,13	29,82	
13	Ю-VI-II	1920-1922	1890,0	14.01.2019	19,601	71,362		18,22	269	339,94	1,835	1,845	45,51		171,05	0,580	0,791	0,312	0,54	14,76	37,7	
19*	Ю-VI-II	2584-2592	2563,6	01.08.2009	29,427	92,2		9,52	83	102,90	1,291	1,356	22,57	110,23	184	0,685	0,807	1,57		8,72	27,22	ТОО «CNEC»
22	Ю-VI-II	2228,8-2248	2200,0	23.04.2011	19,97	85,5	85,05	10,48	168	223,11	1,589	1,639	37,09		128,14	0,598	0,753	0,209	0,35	15,99	26,08	—/—
Среднее значение по горизонту было					17,75	80,94	85,05	14,72	215,25	273,2	1,727	1,750	41,055	81,015	171,193	0,595	0,787	0,352	0,576	13,627	31,20	
Горизонт Ю-VI-III (sz)																						
21	Ю-VI-III	2265-2268	2235,5	15.02.2010	22	81,82	81,82	17,53	264	359,18	1,8871	1,9326	47,01		140,74	0,6035	0,735	0,205	0,34	15,06	51,67	—/—

5.1 Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

Изучение свойств поверхностной нефти месторождения начато в 2009 году.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 19 проб 13-ти скважин, из 5-ти продуктивных горизонтов: Ю-III, Ю-IV-I-1, Ю-IV-I-2, Ю-VI-2, Ю-VI-3. Из них после ПР_2019г исследованы по 6 новым пробам, скважин КК-2, КК-10, КК-11, КК-12 и КК-20. Результаты исследования по всем пробам представлены в таблице 2.3.2.1. В среднем, по значениям параметров, поверхностная нефть всех пластов является лёгкой, малосернистой, относится к первому классу, первому типу и первому виду. По содержанию парафинов –высокопарафинистой.

Нефть *продуктивного горизонта Ю-III* изучена по восьми пробам нефти, отобранных из скважины КК-8, КК-9, КК-15, КК-20, КК-101 (в рамках ПР_2019г) и новых проб скважин КК-2 и КК-11. Величина плотности в поверхностных условиях скважины КК-8 из интервала перфорации 2168-2170м, намного выше чем по всем другим пробам данного пласта составляет $0,894 \text{ г/см}^3$, признана некачественной. В среднем по участку плотность нефти составляет $0,840 \text{ г/см}^3$, кинематическая вязкость при 40°C от $8,4$ до $33,9 \text{ мм}^2/\text{с}$. По физико-химическим характеристикам исследованная нефть легкая, кинематическая вязкость при 40°C в среднем составляет – $18,3 \text{ мм}^2/\text{с}$. По компонентному составу нефть высокопарафинистая (содержание парафина – $8,7-22,6\%$, среднем – 16%); малосернистая (содержание серы – $0,119-0,422\%$, среднем – $0,278\%$). Содержания: асфальто-смолистых веществ – до $23,4 \%$, механических примесей – до $0,25\%$. Величина температуры начала кипения – $69,25^\circ\text{C}$, температуры застывания $+15,8^\circ\text{C}$. Выход фракций, выкипающих до 150°C , составляет $11,5 \%$, выход фракций, выкипающих до 300°C – $37,5\%$. Потенциальное содержание светлых фракций в нефти, выкипающих до 300°C , достигает до 52% . Нефть продуктивного горизонта Ю-III относится к классу малосернистых, подклассу смолистых, типу высокопарафинистых.

Необходимо отметить, проба, отобранная из скважины КК-11, горизонта Ю-III (интервал 2103-2109м) рассмотрена отдельно, т.к. это другой участок. Основные параметры приведены в табл. 2.3.2.1.

Новая отобранная проба по скважине КК-20 с интервалов 2226-2231м, 2242-2249м, 2349-2352м, 2355-2380м которые приурочены *горизонтам Ю-III и J-IV-I-1*. По физико-химическим характеристикам исследованная нефть плотностью – $0,870 \text{ г/см}^3$; намного выше чем по всем другим пробам, признана некачественной.

Нефть *продуктивного горизонта Ю-IV-I* изучена по одной двум пробам нефти скважин КК-20 (пласт 1) и КК-23 (пласт 2). Нефть продуктивного горизонта относится к классу малосернистых, подклассу смолистых, типу парафинистых.

Одна проба дегазированной нефти, из скважины КК-20 из интервалов перфорации 2349-2352; 2356-2380м, в отложениях карагансайской свиты. Величина плотности в поверхностных условиях составляет $0,8508 \text{ г/см}^3$, по плотности нефть легкая. Содержания: серы – $0,19\%$, асфальто-смолистых веществ – $15,4\%$, механических примесей – $0,0941\%$, парафина – $20,3\%$. Величина температуры начала кипения 73°C , температуры застывания $+30^\circ\text{C}$. Выход фракций, выкипающих до 150°C , составляет $8,0 \%$, выход фракций,

выкипающих до 300 °С – 28,5%. Кинематическая вязкость при 40°С равна 13,47 мкм²/с, при 50°С – 10,74 мкм²/с.

Одна проба дегазированной нефти, отобранной из скважины КК-23 из интервалов перфорации 2497-2505, 2507-2509 и 2513-2515м, в отложениях карагансайской свиты. Величина плотности в поверхностных условиях составляет 0,8459 г/см³, по плотности нефть легкая. Содержания: серы – 0,157%, асфальто-смолистых веществ – 11,8%, механических примесей – 0,12%, парафина – 15,6%. Величина температуры начала кипения 88°С, температуры застывания +27°С. Выход фракций, выкипающих до 150°С, составляет 5,0 %, выход фракций, выкипающих до 300 °С – 24%. Кинематическая вязкость при 40°С равна 25,75 мкм²/с, при 50°С – 11,37 мкм²/с.

Нефть продуктивного горизонта Ю-VI-1 охарактеризована исследованиями нефти скв. КК-12 (интервал 2152-2154м), отобранной после «ПР-2019г». Величина плотности в поверхностных условиях составляет 0,832 г/см³, по плотности нефть легкая. Содержания: серы – 0,071 %, асфальто-смолистых веществ – 16,18 %, парафина – 15,6 %. Величина температуры начала кипения - 58°С, температуры застывания +15°С. Выход фракций, выкипающих до 150°С, составляет 10,5 %, выход фракций, выкипающих до 300°С – 34 %. Кинематическая вязкость при 40°С равна 8,86 мкм²/с, при 50°С – 6,51 мкм²/с.

Нефть **продуктивного горизонта Ю-VI-2** изучена четырьмя пробам по одной пробе дегазированной нефти, из скважин КК-10, КК-12, КК-13 и КК-22 (в рамках ПР_2019г) и двум новым пробам отобранной после ПР_2019г. со скважин КК-10 и КК-12. Величина плотности в поверхностных условиях варьирует от 0,732 до 0,818 г/см³ и в среднем составляет 0,788 г/см³, по плотности нефть легкая. Содержания: серы – 0,02 %, асфальто-смолистых веществ – 3,6 %, парафина – 6,8 %. Величина температуры начала кипения - 53оС. Выход фракций, выкипающих до 300 оС – 66,9 %. Кинематическая вязкость при 40оС равна 2,7 мкм²/с, при 50оС – 2,2 мкм²/с. Нефть продуктивного горизонта относится к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Нефть **продуктивного горизонта Ю-VI-3** изучена по одной пробе дегазированной нефти, из скважины КК-21 из интервалов перфорации 2265-2268 м в отложениях сазымбайской свиты. Величина плотности в поверхностных условиях при температуре 20°С – 0,7153 г/см³.

Содержания: серы – 0,048 %, асфальто-смолистых веществ – 4,9 %, парафина – 2,4 %. Величина температуры начала кипения +29,5°С, температуры застывания минус 9оС. Выход фракций, выкипающих до 150°С, составляет 58 %, выход фракций, выкипающих до 300°С – 88 %. Кинематическая вязкость при 30°С равна 0,821 мкм²/с, при 50°С – 0,718мкм²/с. Вода в пробе отсутствует.

5.2 Компонентный состав и свойства растворенного газа

Состав и свойства растворенного в нефти газа исследовались по глубинным пробам после однократного разгазирования. Компонентный состав продуктивных горизонтов изучен по 16 пробам из 12 скважин: КК-1, КК-2, КК-8, КК-9, КК-10, КК-11, КК-12, КК-13, КК-19, КК-20, КК-21 и КК-22. По этим пробам охарактеризованы залежи Ю-III, Ю-IV-I, Ю-VI-1, Ю-VI-2, Ю-VI-3. Основными компонентами изученных образцов газа являются

метан, этан, пропан, бутан. Новых проб растворенного газа после «ПЗ-2019г» не исследовано.

Все пробы проанализированы в лаборатории ТОО «СНЕС». Компонентный состав газа однократного разгазирования определялся на хроматографе марки Agilent 7890А.

Растворенный газ *залежей Ю-III, Ю-IV-1* обладает «сухим» составом, среднее объемное содержание метана составило 71,57 – 71,74%, этана – 10,36 – 7,5%, содержания пропана – 8,11-10,59 % и 14,85-15,49 % соответственно. Относительная плотность газа по воздуху для залежей в среднем составляет 0,842 д.ед. 0,849 д. ед соответственно.

Состав газа *залежи Ю-VI-1* охарактеризован тремя пробами скважин КК-1 и КК-9. Состав газа, выделившийся при разгазировании нефти, в основном, метановый. Среднее содержание: метана составляет – 63,53 %, этана – 13,56 %, пропана – 10,73 %, бутанов – 1.45 %, азота – 1,47 %, углекислого газа – 0,65 %. Сероводород отсутствует. Плотность растворенного газа составляет – 1,107 кг/м³.

Состав газа *залежи Ю-VI-2* охарактеризован пятью пробами скважин КК-10, КК-12, КК-13, КК-22 и КК-19 (данные которой отбракованы аналогично глубинным пробам нефти). Состав газа, выделившийся при разгазировании нефти, в основном, метановый. Среднее содержание: метана составляет – 65,02 %, этана – 12,02 %, пропана – 10,44 %, бутанов – 3,3 %, азота – 0,86 %, углекислого газа – 0,53 %. Сероводород отсутствует. Плотность растворенного газа составляет – 1,091 кг/м³.

Состав газа *залежи Ю-VI-3* изучен по одной пробе, отобранной в скважине КК-21 (инт. 2265,6-2268 м). Состав газа, выделившегося при разгазировании метановый. Содержание: метана составляет – 71,96 %, этана – 8,82%, пропана – 6,87 %, бутанов – 4,08 %, пентанов – 1,78 %, азота – 0,85 %, углекислого газа – 0,50 %. Сероводород отсутствует. Плотность растворенного газа составляет – 1,0371 кг/м³.

Содержание неорганических газов по всем залежам невелико и в целом по месторождению не превышает следующих значений: азота – 1,95%, углекислого газа – 0,62%. Сероводород по данным анализов в газе отсутствует.

5.3 Характеристика фонда скважин

В 2019г был выполнен «Подсчет запасов нефти, свободного газа, конденсата и растворенного в нефти газа месторождения Караколь по состоянию на 02.01.2019г» и утвержден ГКЗ РК (протокол №2065-19-У от 04.07.2019г).

В 2019г на основе утвержденных запасов был выполнен «Проект разработки месторождения Караколь» и принят Комитетом геологии и недропользования МИР РК (письмо №13/15 от 12.09.2019г).

Согласно проекту, на месторождении выделено 3 объекта эксплуатации, которые выглядят следующим образом:

- I объект – горизонт Ю-III;
- II объект – горизонт Ю-IV (пласты 1-1, 1-2);
- III объект – горизонт Ю-VI (пласты 1, 2 и 3).

Согласно протокольному заключению ЦКРР РК Проект разработки месторождения Караколь 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

Проекту пробной эксплуатации. 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 2021г подписано дополнение №1 (№4945-УВС от 09.07.2021г) к контракту на добычу углеводородов, согласно которому продолжительность подготовительного периода действует до 30 апреля 2021г.

В 2021г был составлен «Анализ разработки месторождения Караколь» (протокол №18/4 от 14.10.2021г). Рекомендуемым вариантом предусмотрено бурение 8 добывающих скважин, переводы с объекта на объект. В связи с тем, что горизонты имеют один этаж нефтеносности, после выработки запасов нефти, по скважинам предусмотрен перевод на другие объекты. Также предусмотрено внедрение ППД на I объект. Показатели были утверждены на 2021-2023гг.

Фактически месторождение введено в промышленную разработку в июле 2021г.

По состоянию на 01.01.2023г весь пробуренный фонд составил 27 единиц, который распределяется следующим образом:

- ✓ Эксплуатационный фонд – 9скважин (6 действующие, 3 - в бездействии);
- ✓ Наблюдательный фонд – 12 ед.;
- ✓ В консервации – 4 скважины;
- ✓ Ликвидированные по геологическим причинам – 2 скважины;

С начала промышленной разработки бурение новых скважин не осуществлялось.

Ниже представлено распределение фонда скважин по объектам и в целом по месторождению.

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

Фонд скважин		Категория скважин	МЕСТОРОЖДЕНИЕ "КАРАКОЛЬ"											Всего		
			ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ГОРИЗОНТЫ													
			I		II			III								
		Ю-III		Ю-IV-I-1	Ю-IV-I-2		Ю-VI-1		Ю-VI-2		Ю-VI-3					
Эксплуатационный Фонд	Дающие продукцию на конец месяца	Фонтанные									КК-10	КК-12		2		
		ЭЦН												0		
		ВН												0		
		ШГН	КК-101	КК-2										4		
	Итого дающих продукцию:		2	0	0	0	0	0	2	0	0	0	6			
	В простое	Фонтанные												0		
		ЭЦН												0		
		ВН												0		
		ШГН	КК-15						КК-1					1		
	Итого в простое:		1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1			
	Итого действующие:		3	0	0	0	1	2	0	0	0	0	6			
	В бездействии	Фонтанные	КК-11											1		
		ЭЦН												0		
		ВН												0		
		ШГН		КК-20					КК-9					2		
Итого в бездействии:		1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	3				
В опробовании / освоении:													0			
Итого в опробовании/освоении:		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Итого эксплуатационных скважин:		4	1	0	0	2	0	0	0	0	0	9				
В консервации		КК-19	КК-24	КК-25	КК-4								4			
Итого в консервации													4			
Во временной консервации													0			
Итого во временной консервации:													0			
Наблюдательный фонд		КК-8	КК-100			КК-22	КК-23	КК-33	КК-5	КК-102	КК-13	КК-103	КК-104	КК-6	КК-21	12
Итого наблюдательных																12
Находящиеся в бурении	В бурении															0
	В простое после бурения															0
	В консервации															0
Итого в бурении:																0
Ликвидированные	По геологическим причинам	КК-3	КК-7													2
	По техническим причинам															0
Итого ликвидировано:																2
Итого фонд скважин:																27

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.

В настоящем разделе описаны предполагаемые капитальные вложения по 3-м вариантам разработки месторождения Караколь.

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 наблюдательного фонда 9 скважин, ввода из бездействия эксплуатационного фонда 3 скважин и расконсервации скважины КК-24. Также предусматривается бурение 8 добывающих скважин. Также предусматривается внедрение системы ППД на I объекте, путем перевода под нагнетание скважин КК-20 и КК-100, после выработки удельных запасов. Рентабельный срок эксплуатации месторождения составляет 40 лет (2023-2062гг.).

Вариант 2. Данный вариант основан на 1 варианте и предусматривает дополнительно бурение 4 добывающих скважин. В целом по второму варианту предусмотрено бурение 12 добывающих скважин. Также предусмотрен дополнительный перевод под нагнетание. Остальные мероприятия аналогичны первому варианту разработки. Рентабельный срок разработки месторождения составит 35 лет (2023-2057гг.).

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 36 лет (2023-2058гг.).

По результатам сравнительного анализа экономических показателей данных таблицы, видно, что по 1 варианту разработки месторождения Караколь 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 Караколь.

№ п/п	Наименование	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный
1	Период расчета, годы	2023-2062	2023-2075	2023-2057	2023-2075	2023-2058	2023-2075
2	Бурение нефтедобывающих скважин вертикальных, ед.	8	8	12	12	0	0
3	Бурение нефтедобывающих скважин наклонно-направленных, ед.	0	0	0	0	8	8
4	Бурение/перевод нагнетательных скважин, ед.	2	2	3	3	2	2
5	Фонд скважин с начала разработки, ед.	28	28	33	33	28	28
6	Добыча жидкости, тыс.т.	3 569.71	4 486.79	3 444.51	5 042.00	3 437.22	4 700.27
7	Накопленная добычи жидкости с начала разработки, тыс.т.	3 637.53	4 554.61	3 512.33	5 109.83	3 505.04	4 768.10
8	Добыча нефти, тыс.т.	812.00	858.24	837.65	918.40	824.40	891.25
9	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	852.23	898.48	877.89	958.63	864.63	931.48
10	Добыча растворенного газа, млн.м3	147.00	154.42	150.64	163.35	148.56	159.02
11	Накопленная добыча растворенного газа начала разработки, млн.м3	152.44	159.87	156.09	168.79	154.00	164.46
12	Закачка воды, тыс.м3	1 324.38	1 815.38	1 307.90	2 273.78	1 294.12	2 022.38
13	Накопленная закачка воды с начала разработки, тыс.м3	1 324.38	1 815.38	1 307.90	2 273.78	1 294.12	2 022.38
14	Накопленная компенсация отбора закачкой, %	27.8	32.4	27,8	36,7	27.7	34.6
15	Суммарная продажа нефти, тыс.т.	781,73	826.25	806,40	884,16	793,67	858,03
16	Суммарная чистая выручка от реализации товарной продукции, тыс.долл.	569 212	627 056	569 218	664 234	561 477	641 026
17	Эксплуатационные затраты, тыс. долл.	81 723	118 080	83 745	143 588	76 778	124 637
18	Средние общие затраты на 1 т нефти, долл.	395,08	456,59	383,55	478,77	376,13	455,66
19	Капитальные вложения, тыс. долл.	4 611	4 611	26 297	42 907	33 903	49 737
20	Удельные капитальные вложения, \$/т	5,68	5,37	31,39	46,72	41,12	55,81
21	Корпоративный подоходный налог, тыс. долл.	47 648	47 648	44 001	44 001	43 194	43 194
22	Налог на сверхприбыль, тыс. долл.	0	0	0	0	0	0
23	Налоги и платежи в бюджет, тыс.долл.	239 080	273 786	237 532	296 118	233 305	281 470
24	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, тыс. долл.	286 728	321 434	281 534	340 120	276 499	324 664
25	Поток денежной наличности подрядчика, тыс. долл.	196 150	182 931	177 643	137 619	174 297	141 989
26	Чистая приведенная стоимость подрядчика при ставке 10%, тыс. долл.	61 436	61 306	60 998	60 496	57 548	57 156
27	Коэффициент извлечения нефти, д. ед.	0.217	0.229	0.224	0.244	0.220	0.237

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод с консервации, ед.	Ввод с наблюдательного фонда, ед.	Перевод с других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	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, м ³ /сут
	Всего	Доб	Нагн					всего	в т.ч. нагн					нефти	жидкости	
2023	0	0	0	0	1	0	10	0	0	10	8	0	0	5,34	8,65	0,00
2024	0	0	0	0	1	0	11	0	0	11	10	0	0	4,69	8,33	0,00
2025	0	0	0	0	1	0	12	0	0	12	12	0	0	4,31	7,58	0,00
2026	2	2	0	1	1	0	16	0	0	16	16	0	0	4,86	8,75	0,00
2027	3	3	0	0	1	0	20	0	0	20	20	0	0	5,10	9,97	0,00
2028	3	3	0	0	2	0	25	0	0	25	25	0	0	5,27	11,14	0,00
2029	0	0	0	0	0	0	25	0	0	25	25	0	0	5,24	11,81	0,00
2030	0	0	0	0	1	0	26	0	0	25	25	1	1	5,25	12,80	54,39
2031	0	0	0	0	1	0	27	0	0	26	26	0	1	4,98	12,95	56,10
2032	0	0	0	0	0	0	27	0	0	26	26	0	1	4,60	12,86	56,55
2033	0	0	0	0	0	0	27	0	0	26	26	0	1	4,33	12,95	59,77
2034	0	0	0	0	0	0	27	0	0	26	26	0	1	4,01	12,76	59,65
2035	0	0	0	0	0	0	27	0	0	26	26	0	1	3,72	12,55	59,38
2036	0	0	0	0	0	0	27	0	0	26	26	0	1	3,45	12,33	58,98
2037	0	0	0	0	0	0	27	0	0	26	26	0	1	3,21	12,11	58,47
2038	0	0	0	0	0	0	27	0	0	26	26	0	1	2,98	11,88	57,87
2039	0	0	0	0	0	0	27	0	0	26	26	0	1	2,78	11,67	57,21
2040	0	0	0	0	0	2	27	1	0	25	25	0	1	2,84	12,61	66,04
2041	0	0	0	0	0	0	27	0	0	25	25	0	1	2,76	12,92	87,45
2042	0	0	0	0	0	0	27	0	0	24	24	1	2	2,63	13,04	83,43
2043	0	0	0	0	0	0	27	0	0	24	24	0	2	2,47	12,85	82,23
2044	0	0	0	0	0	0	27	0	0	24	24	0	2	2,32	12,67	81,02
2045	0	0	0	0	0	0	27	1	0	23	23	0	2	2,22	12,71	79,81
2046	0	0	0	0	0	0	27	0	0	23	23	0	2	2,09	12,57	78,60
2047	0	0	0	0	0	0	27	0	0	23	23	0	2	1,97	12,42	77,40
2048	0	0	0	0	0	1	27	0	0	23	23	0	2	1,96	13,08	85,74
2049	0	0	0	0	0	0	27	0	0	23	23	0	2	1,85	12,95	84,42
2050	0	0	0	0	0	0	27	0	0	23	23	0	2	1,74	12,83	83,13
2051	0	0	0	0	0	0	27	0	0	23	23	0	2	1,65	12,73	81,95
2052	0	0	0	0	0	0	27	0	0	23	23	0	2	1,49	12,18	80,81
2053	0	0	0	0	0	0	27	0	0	23	23	0	2	1,41	12,09	79,71
2054	0	0	0	0	0	0	27	0	0	23	23	0	2	1,33	12,02	78,74
2055	0	0	0	0	0	0	27	0	0	23	23	0	2	1,26	11,95	77,82
2056	0	0	0	0	0	0	27	1	0	22	22	0	2	1,21	12,10	76,94
2057	0	0	0	0	0	0	27	0	0	22	22	0	2	1,14	12,05	76,12
2058	0	0	0	0	0	0	27	0	0	22	22	0	2	1,08	11,99	75,23
2059	0	0	0	0	0	0	27	0	0	22	22	0	2	1,02	11,95	74,41
2060	0	0	0	0	0	0	27	0	0	22	22	0	2	0,96	11,92	73,65
2061	0	0	0	0	0	0	27	1	0	21	21	0	2	0,92	12,09	69,65
2062	0	0	0	0	0	0	27	0	0	21	21	0	2	0,87	12,07	69,07

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 5.5.1:

Шахтовая направление Ø 426,0 мм, спускается на глубину 10м, забутовывается.

Кондуктор Ø339,7мм спускается на глубину 350м, с целью перекрытия верхних неустойчивых горных пород, изоляции водоносных пластов, поглощения бурового раствора. Цементируется до устья.

Промежуточная колонна Ø245 мм спускается на глубину 1200м, с целью перекрытия неустойчивых горных пород, изоляции водоносных пластов, поглощения бурового раствора. Цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм спускается на проектную глубину 2500м с целью разобщения продуктивных горизонтов и обеспечения добычи нефти - цементируется до устья.

Таблица 5.5.1 - Рекомендуемая конструкция для скважин глубиной до 2500м

Наименование колон	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья
	долота	колонны		
Шахтовая направление	490,0	426,0	10	до устья
Кондуктор	393,7	339,7	350	до устья
Промежуточная колонна	295,3	244,5	1200	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	2500	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 2500м и быть с достаточно высокой транспортабельностью и монтажеспособной.

В соответствии с фактическими конструкциями на месторождении бурение скважин рекомендуется вести буровыми установками с грузоподъемностью не менее 1000 кН.

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.

Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 5.5.2. Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86 [16]. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам полная продолжительность цикла строительства скважин составила 66 сут.

Таблица 5.5.2 – Расчет продолжительности бурения 1-ой скважины глубиной 2500м

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	45
Испытание	15
Строительно-монтажные работы	4
Полная продолжительность цикла строительства скважины	66

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 будет 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 Караколь 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.

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 Арыское.

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).

8.3 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 строительстве скважин будут иметь место выбросы в количестве:

Вид работ	Период	г/сек	т/год
Бурение 2-х скважин	2026 год	5.091435256	20.617969822
Расконсервация 1-ой скважины			

Бурение 3-х скважины	2027 год	5.663285139	30.916318188
Бурение 3-х скважины	2028 год	5.663285139	30.916318188
Перевод скважин в нагнетательные скважины (Поддержание пластового давления)	2030 год	1.7470474	17.8201825
Перевод скважин в нагнетательные скважины (Поддержание пластового давления)	2042 год	1.7470474	17.8201825
Перевод скважин с других объектов (Восстановление скважин из наблюдательного и бездействующего фонда)	2023-2048 год	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 №№6240, 6241, 6243, 6244, 6246, 6247, 6249, 6250, 6252, 6253, 6255, 6256, 6258, 6259, 6261, 6262 предусмотрена 100% герметизация ЗРА и ФС. В результате проведенных мероприятий ежегодный экологический эффект составит 0,48 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 HSMG 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 Арыское.

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 деятельность определена как I категория.

ЭРА v3.0 ТОО "ОрдаПроектКонсалтинг"

8.5 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 2-х скважин, расконсервация 1-ой скважины

Кызылорда, АО "СНПС-АйДанМунай" 2 скважина - 2026г.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК максимальная разовая, мг/м ³	ПДК среднесуточная, мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	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	5.72553374	143.138344
0304	Азот (II) оксид		0.4	0.06		3	1.268843	5.5386204	92.31034
0328	Углерод		0.15	0.05		3	0.15891244	0.681366494	13.6273299
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	0.3162	1.35052	27.0104
0333	Сероводород		0.008			2	0.000414996	0.00017501	0.02187625
0337	Углерод оксид		5	3		4	0.9082144	4.239184934	1.41306164
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	0.162094	16.2094
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	0.03794	0.162094	16.2094
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.00001083	0.0002187	0.004374
2754	Алканы C12-19		1			4	0.380703	1.62254	1.62254
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0.3	0.1		3	0.016056	0.04634	0.4634
В С Е Г О :							5.091435256	20.617969822	312.728384

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 3-х скважин

Кызылорда, АО "СНПС-АйДанМунай" 3 скважина - 2027, 2028 г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности 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	0.00834	0.2085
0143	Марганец и его соединения		0.01	0.001		2	0.000606	0.000654	0.654
0301	Азота (IV) диоксид		0.2	0.04		2	1.27540799	8.58771061	214.692765
0304	Азот (II) оксид		0.4	0.06		3	1.286073	8.3074306	138.457177
0328	Углерод		0.15	0.05		3	0.15929866	1.022049741	20.4409948
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	0.3162	2.0267	40.534
0333	Сероводород		0.008			2	0.000620664	0.00026032	0.03254
0337	Углерод оксид		5	3		4	0.9633766	6.359277401	2.11975913
0342	Фтористые газообразные соединения		0.02	0.005		2	0.000517	0.000558	0.1116
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0.2	0.03		2	0.000556	0.0006	0.02
0410	Метан				50		0.154189665	1.197752436	0.02395505
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		0.745242	0.30885	0.006177
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0.275535	0.11427	0.003809
0602	Бензол		0.3	0.1		2	0.00359919	0.0014928	0.014928
0616	Диметилбензол		0.2			3	0.00113118	0.00046908	0.0023454
0621	Метилбензол		0.6			3	0.00226236	0.0009375	0.0015625
1301	Проп-2-ен-1-аль		0.03	0.01		2	0.03794	0.24322	24.322
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	0.03794	0.24322	24.322
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.00001083	0.0002187	0.004374
2754	Алканы C12-19		1			4	0.380703	2.433817	2.433817
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0.3	0.1		3	0.014356	0.05849	0.5849
В С Е Г О :							5.663285139	30.916318188	468.991204

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"

Таблица 3.1.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при поддержании пластового давления

Кызылорда, АО "СНПС-АйДанМунай" ППД - 2030,2042

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК максимальная разовая, мг/м ³	ПДК среднесуточная, мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	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 (в		0.01	0.001		2	0.000606	0.000545	0.545
0301	Азота (IV) диоксид (Азота		0.2	0.04		2	0.413392	4.2216	105.54
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.5287004	5.4723725	91.2062083
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (0.15	0.05		3	0.06815	0.7064	14.128
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0.5	0.05		3	0.1466	1.5206	30.412
0337	Углерод оксид (Окись углерода,		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 - (алюминия фторид,		0.2	0.03		2	0.000556	0.0005	0.01666667
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,		0.03	0.01		2	0.01623	0.1683	16.83
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.01623	0.1683	16.83
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/		1			4	0.1623	1.683	1.683
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (0.3	0.1		3	0.013756	0.0805	0.805
ВСЕГО:							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"

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при восстановлении скважин

Кызылорда, АО "СНПС-АйДанМунай" Перевод с других объектов, ввод с наблюд 2023-2048

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК максимальная разовая, мг/м ³	ПДК среднесуточная, мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	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 двуокись 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 A , 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 2500x2500 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 период СМР 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 средняя, суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопас. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с (М)	Средневзвешенная 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		1.286073	3.08	3.2152	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.15929866	3.06	1.062	Да
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		0.9633766	3.42	0.1927	Да
0410	Метан (727*)			50	0.154189665	5.01	0.0031	Нет
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	0.745242	2.99	0.0149	Нет
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	0.275535	2.99	0.0092	Нет
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.00359919	2.99	0.012	Нет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.00113118	2.99	0.0057	Нет
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.00226236	2.99	0.0038	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 цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		0.014356	2	0.0479	Нет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		1.27540799	3.51	6.377	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			0.000620664	2.99	0.0776	Нет
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
<p>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: $\frac{\sum(H_i * M_i)}{\sum M_i}$, где H_i - фактическая высота ИЗА, M_i - выброс ЗВ, г/с</p> <p>2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.</p>								

Таблица 8.7.2

План технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с целью достижения нормативов ПДВ при разработке м/р Караколь

Наименование мероприятий	Наименование вещества	N источника выброса на карте схеме	Значение выбросов				Сроки выполнен. кв.,год		Загрты на реализ.мероприятий, тыс.тенге	
			до реализации мероприятия		после реализации мероприятия		начало	оконч.	капиталовлож.	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*)	6240	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
		6241	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
		6243	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
		6244	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
		6246	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
		6247	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
		6249	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
		6250	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
		6252	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
		6253	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
		6255	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
		6256	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
		6258	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
		6259	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
		6261	0,00375	0,03	0	0	2026	2062		
6262	0,00375	0,03	0	0	2026	2062				
	В целом по предприятию в результате реализации всех мероприятий:		0,06	0,48	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 84 км.

Месторождение Караколь

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 м ³ /сут x 35 чел.= 0,42 м ³ /сут 0,42 м ³ /сут x 365 дней/год = 153,3 м ³ /год	0,42 м ³ /сут 153,3 м ³ /год

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

Баланс водопотребления и водоотведения на период СМР

№ п/п	Наименование потребителя	Водопотребление, м ³		Водоотведение, м ³			Сброс во временную емкость
		Хоз-бытовые нужды	Техническая вода	Безвозвратное потребление	Сброс в понижения рельефа местности	Сброс в существующую канализационную сеть	
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, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их 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 оборудований, 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 растений 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 Караколь 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 (m1, 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.

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

$$N_{3скв.} = 0,6 \times 0,015 = 0,009 \text{ т/год}$$

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

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

Итоговая таблица:

Отход	2 скв., т/год	3 скв., т/год	ППД, т/год	Перевод, т/год
Другие отходы и лом черных металлов	0,006	0,009	0,0075	0,0006

Отходы бурения

Список литературы:

Расчет объема образования отходов бурения произведен согласно Методике расчета объемов образования эмиссий от бурения скважин приказ и.о.Министра ООС РК от 3 мая 2012 года №129-п.

Исходные данные:

Интервал	Конструкция ствола скважины			
	Направление	Кондуктор	Тех колонна	Эксплуатационная колонна
Диаметр долота, мм	426	323,9	244,5	168,3
Длина интервал, м	10	50	750	2300
Коэффициент кавернозности	1,15	1,15	1,15	1,15

Объем скважины при строительстве скважин рассчитывается

по следующей формуле:

$$V = K * D^2 * L * \pi / 4$$

где: K – коэффициент кавернозности,

D – диаметр долота, м,

L - длина скважины, м.

Интервал	K	D, м	L, м	V скв, м3
0-10	1,15	0,426	10	1,64
10-50	1,15	0,3239	50	4,73
50-750	1,15	0,2445	750	40,5
750-2100	1,15	0,1683	2300	53,7
V скв, м3				100,57

1. Объем бурового шлама определяется по формуле

$$V_{ш} = V_{п} * 1,2 = 100,57 * 1,2 = 120,684 \text{ м}^3;$$

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

1.1. Масса бурового шлама рассчитывается по формуле:

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

где: ρ – объемный вес бурового шлама – 1,6 т/м³;

$$M_{ш} = 120,684 * 1,7 = 205,16 \text{ тонн.}$$

2. Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле

$$V_{обр} = 0,25 * V_{п} * K1 + 0,5 * V_{ц}, \text{ м}^3 = 0,25 * 100,57 * 1,052 + 0,5 * 120 = 86,45;$$

где, $K1$ – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с (1/РД 39-3-819-91 $K=1,052$);

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

2.1. Масса бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = V_{обр} * \rho,$$

$$M_{обр} = 86,45 * 1,45 = 125,35 \text{ тонн.}$$

3. Объем образования буровых сточных вод рассчитывается по формуле:

$$V_{бсв} = V_{обр} \cdot 0,25;$$

$$V_{бсв} = 100,57 \cdot 0,25 = 25,1425 \text{ м}^3;$$

3.1. Масса образованных буровых сточных вод

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

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

$$M_{бсв} = 25,1425 \cdot 1,1 = 27,657 \text{ тонн.}$$

Отходы бурения

НАИМЕНОВАНИЕ ОТХОДА	ВСЕГО, т/год
2 скважины	
Буровой шлам	410,32
Отработанный буровой раствор	250,7
Буровые сточные воды	55,314
3 скважины	
Буровой шлам	615,48
Отработанный буровой раствор	376,05
Буровые сточные воды	82,971

**Лимиты отходов производства и потребления
на период бурения и испытания 2-х скважин (2026 г.)**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	719,365
в том числе отходов производства	-	716,74
отходов потребления	-	2,625
Опасные		
буровой шлам	-	410,32
отработанный буровой раствор	-	250,7
буровые сточные воды	-	55,314
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 3-х скважин (2027,2028 гг.)**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	1077,535
в том числе отходов производства	-	1074,91
отходов потребления	-	2,625
Опасные		
буровой шлам	-	615,48
отработанный буровой раствор	-	376,05
буровые сточные воды	-	82,971
Не опасные отходы		
ТБО	-	2,625
Лом черных металлов	-	0,4
Огарки сварочных электродов	-	0,009
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 рН 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 $1,45 \text{ т/м}^3$.

Для сбора ОБР на площадке предусматривается использование 2-х металлических емкостей по 10 м^3 , общим объемом $20,0 \text{ м}^3$. 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 10 м^3 . 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 № КР 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 $S=20\text{м}^2$ 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; обмазка (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 $S=20\text{м}^2$) 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 Евроазиатского 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 биоразнообразии (посредством проведения исследований);
- 2) предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразии, 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 биоразнообразии, 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 Караколь в административном отношении расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области. Географически территория приурочена к южной части Торгайской низменности

В 112 км к югу от месторождения находится областной центр г. Кызылорда. К западу от площади на расстоянии порядка 60км проходит автодорога Кызылорда-Кумколь. В 80 км к северо-западу находится месторождение Кумколь.

Дорожная сеть представлена трассой Кызылорда-Кумколь с асфальтовым покрытием, межпромысловыми гравийно-песчаными дорогами и грунтовыми дорогами, пригодными для проезда в сухое время года.

В непосредственной близости проходит нефтепровод Коныс-Кумколь, который соединяется с магистральным нефтепроводом Шымкент - Павлодар через действующую линию Кумколь – Каракоин.

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 расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант реализации развития месторождения.

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 наблюдательного фонда 9 скважин, ввода из бездействия эксплуатационного фонда 3 скважин и расконсервации скважины КК-24. Также предусматривается бурение 8 добывающих скважин. Также предусматривается внедрение системы ППД на I объекте, путем перевода под нагнетание скважин КК-20 и КК-100, после выработки удельных запасов. Рентабельный срок эксплуатации месторождения составляет 40 лет (2023-2062гг.).

Вариант 2. Данный вариант основан на 1 варианте и предусматривает дополнительно бурение 4 добывающих скважин. В целом по второму варианту предусмотрено бурение 12 добывающих скважин. Также предусмотрен дополнительный перевод под нагнетание. Остальные мероприятия аналогичны первому варианту разработки. Рентабельный срок разработки месторождения составит 35 лет (2023-2057гг.).

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 36 лет (2023-2058гг.).

По результатам сравнительного анализа экономических показателей данных таблицы, видно, что по 1 варианту разработки месторождения Караколь 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).

Период бурения и испытания

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

Расчетом выявлено, что при строительстве скважин будут иметь место выбросы в количестве:

Вид работ	Период	г/сек	т/год
Бурение 2-х скважин Расконсервация 1-ой скважины	2026 год	5.091435256	20.617969822
Бурение 3-х скважины	2027 год	5.663285139	30.916318188
Бурение 3-х скважины	2028 год	5.663285139	30.916318188
Перевод скважин в нагнетательные скважины (Поддержание пластового давления)	2030 год	1.7470474	17.8201825
Перевод скважин в нагнетательные скважины (Поддержание пластового давления)	2042 год	1.7470474	17.8201825
Перевод скважин с других объектов (Восстановление скважин из наблюдательного и бездействующего фонда)	2023-2048 год	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 №№6240, 6241, 6243, 6244, 6246, 6247, 6249, 6250, 6252, 6253, 6255, 6256, 6258, 6259, 6261, 6262 предусмотрена 100% герметизация ЗРА и ФС. В результате проведенных мероприятий ежегодный экологический эффект составит 0,48 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 водоемким объектам, 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 будут отводиться во временную герметичную, водонепроницаемую емкость, далее откачиваются и вывозятся на собственные существующие очистные сооружения предприятия расположенные на м/р Арысское.

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 Караколь случаи возникновения аварий не отмечались.

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 умело 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, исключаящие 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 отчётности 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-хскважин

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, $G_{FGGO} = 25.2$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 30 / 10^3 = 0.756$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.03024$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 39 / 10^3 = 0.983$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 10 / 10^3 = 0.252$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 25 / 10^3 = 0.63$

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), $E_{\text{э}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 12 / 10^3 = 0.3024$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.03024$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 5 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 5 / 10^3 = 0.126$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	0.756
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	0.983
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.126
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	0.252
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	0.63
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.03024
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.03024
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	0.3024

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, $G_{\text{FJMAX}} = 27.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{\text{FGGO}} = 33.24$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 27.7 \cdot 30 / 3600 = 0.231$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 33.24 \cdot 30 / 10^3 = 0.997$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 33.24 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0399$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 27.7 \cdot 39 / 3600 = 0.3$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 33.24 \cdot 39 / 10^3 = 1.296$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 27.7 \cdot 10 / 3600 = 0.077$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 33.24 \cdot 10 / 10^3 = 0.3324$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 27.7 \cdot 25 / 3600 = 0.1924$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 33.24 \cdot 25 / 10^3 = 0.831$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 27.7 \cdot 12 / 3600 = 0.0923$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 33.24 \cdot 12 / 10^3 = 0.399$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 33.24 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0399$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 27.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0385$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 33.24 \cdot 5 / 10^3 = 0.1662$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.231	0.997
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3	1.296
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0385	0.1662
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.077	0.3324
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1924	0.831
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00923	0.0399
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00923	0.0399
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0923	0.399

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, $G_{FGGO} = 25.2$

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, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 30 / 10^3 = 0.756$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.03024$

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, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 39 / 10^3 = 0.983$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 10 / 10^3 = 0.252$

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, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 25 / 10^3 = 0.63$

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), $E_{\text{э}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 12 / 10^3 = 0.3024$

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, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.03024$

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, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 25.2 \cdot 5 / 10^3 = 0.126$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	0.756

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	0.983
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.126
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	0.252
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	0.63
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.03024
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.03024
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	0.3024

Источник загрязнения: 0204, Выхлопная труба

Источник выделения: 0204 01, Подъемник марки HSMG 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, $G_{FGGO} = 1.512$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 30 / 3600 = 0.021$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.512 \cdot 30 / 10^3 = 0.0454$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00084$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.512 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001814$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 39 / 3600 = 0.0273$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.512 \cdot 39 / 10^3 = 0.059$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 10 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.512 \cdot 10 / 10^3 = 0.01512$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 25 / 3600 = 0.0175$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 1.512 \cdot 25 / 10^3 = 0.0378$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 2.52 \cdot 12 / 3600 = 0.0084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 1.512 \cdot 12 / 10^3 = 0.01814$

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, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 2.52 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 1.512 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001814$

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, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 2.52 \cdot 5 / 3600 = 0.0035$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 1.512 \cdot 5 / 10^3 = 0.00756$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.021	0.0454
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0273	0.059
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0035	0.00756
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.007	0.01512
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0175	0.0378
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00084	0.001814
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00084	0.001814
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0084	0.01814

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, $G_{\text{FGGO}} = 49.92$

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, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 30 / 3600 = 0.347$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.92 \cdot 30 / 10^3 = 1.498$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } \underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.92 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0599$$

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

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

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } \underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 39 / 3600 = 0.451$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } \underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.92 \cdot 39 / 10^3 = 1.947$$

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

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

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } \underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 10 / 3600 = 0.1156$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } \underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.92 \cdot 10 / 10^3 = 0.499$$

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

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

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } \underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 25 / 3600 = 0.289$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } \underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.92 \cdot 25 / 10^3 = 1.248$$

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), $E_{\text{Э}} = 12$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } \underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 12 / 3600 = 0.1387$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } \underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.92 \cdot 12 / 10^3 = 0.599$$

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

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

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } \underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } \underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.92 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0599$$

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

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

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } \underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0578$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } \underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.92 \cdot 5 / 10^3 = 0.2496$$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.347	1.498
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.451	1.947
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0578	0.2496
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1156	0.499
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.289	1.248
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01387	0.0599
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01387	0.0599
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1387	0.599

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 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 = 67.536**

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 = 67.536**

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), **GHR = 0.27**

GHR = GHR + GHR1 · 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 · 67.536 + 3.15 · 67.536) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.001566 = 0.001603**

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 · 0.001603 / 100 = 0.0016**

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 · 0.001603 / 100 = 0.00000449**

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	0.00000449
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001303	0.0016

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, $NP = \text{Масла}$

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 K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} 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), $G_{HRI} = 0.27$

$G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 3 = 0.0002187$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 0.6$

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $G_{HR} = 0.0002187$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1 / 3600 = 0.00001083$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (0.25 \cdot 0.2 + 0.25 \cdot 0.2) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0002187 = 0.0002187$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0002187 / 100 = 0.0002187$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001083 / 100 = 0.00001083$

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, $T = 1200$

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 бункерного типа и амбарные

Операция: Складское хранение

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 1.2$

Операция: Погрузка

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 0.5$

Операция: Разгрузка

Убыль материала, %(табл.3.1), $P = 0.6$

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), $MC0 = B \cdot PS \cdot Q \cdot K1W \cdot K2X \cdot 10^{-2} = 0.12 \cdot 2.3 \cdot 400 \cdot 0.9 \cdot 0.01 \cdot 10^{-2} = 0.00994$

Макс. разовый выброс (все операции), г/с, $G = MC0 \cdot 10^6 / (3600 \cdot T) = 0.00994 \cdot 10^6 / (3600 \cdot 1200) = 0.0023$

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)	0.0023	0.00994

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 легкой 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

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 \cdot 760 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0,018 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от бульдозера без учета пылеподавления:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси	0.0066	0.018

	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 легкой 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

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 * 760 * 3600 * 10^{-6} = 0,018 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от погрузчика без учета пылеподавления:

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
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, $B = 400$

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), $G_{\text{IS}} = 13.9$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = G_{\text{IS}} \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 400 / 10^6 = 0.00556$

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), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.09 \cdot 2 / 3600 = 0.000606$

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, $B = 1272$

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	0.00556
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	0.016124
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001083	0.0026204
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: 0235, 0238 Неорганизованный источник

Источник выделения: 0235, 0238 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 $[CH_2]_o$ - 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 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):

$$T_2 = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1687.2 + (8838.97 * (1-0.2) * 0.9984) / (10.81927505 * 0.4) = 3318.515889$$

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

Уточнённая теплоемкость газовой 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 газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_2) / 273 = 0.000157 * 10.81927505 * (273 + 3318.515889) / 273 = 0.022346677$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.49 = 7.35$$

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

$$H = L_{фн} + h_в = 7.35 + 4.5 = 11.85$$

где $h_в$ - 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: 0236, 0239 Дыхательный клапан

Источник выделения: 0236, 0239 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 Kpm (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, $VSMAX = 20$

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), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB +$
 $KTMIN) \cdot KPSPR \cdot KOV \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 139 \cdot 83.4 \cdot (0.9 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 750 / (10^7 \cdot$
 $0.87) = 0.1205$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (4.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot$
 $KTMAX \cdot KPMAH \cdot KB \cdot VCSMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 139 \cdot 83.4 \cdot 0.9 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.34$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0873$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.34 / 100 = 0.2464$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0323$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.34 / 100 = 0.0911$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1205 / 100 = 0.000422$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.34 / 100 = 0.00119$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1205 / 100 = 0.000265$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.34 / 100 = 0.000748$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0001326$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.34 / 100 = 0.000374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0000723$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.34 / 100 = 0.000204$

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: 0237, 0240 Дымовая труба

Источник выделения: 0237, 0240 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, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1845 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0.3985$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1845 / 3.6 = 0.0513$

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, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1845 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0.3985$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1845 / 3.6 = 0.0513$

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 $V_{\text{сг}}/V_{\text{г}}$ 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, $M_{\text{вал}} = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 1.03 = 0.824$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.1325 = 0.106$

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

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 1.03 = 0.134$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.1325 = 0.01723$

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: 6239, 6242 Неорганизованный источник

Источник выделения: 6239, 6242 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 6240, 6243 Неорганизованный источник

Источник выделения N 6240, 6243 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 6241, 6244 Неорганизованный источник

Источник выделения N 6241, 6244 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 3-Х СКВАЖИН (2027Г.)

Бурение 3-х скважин

Источник загрязнения N 0201, Выхлопная труба

Источник выделения N 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, $G_{FGGO} = 37.8$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 30 / 10^3 = 1.134$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0454$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 39 / 10^3 = 1.474$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 10 / 10^3 = 0.378$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 25 / 10^3 = 0.945$

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), $E_{\text{Э}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 12 / 10^3 = 0.454$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 37.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0454$

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, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 37.8 \cdot 5 / 10^3 = 0.189$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	1.134
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	1.474
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.189
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	0.378
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	0.945
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.0454
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.0454
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	0.454

Источник загрязнения N 0202, Выхлопная труба

Источник выделения N 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, $G_{FGGO} = 49.86$

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, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 49.86 \cdot 30 / 10^3 = 1.496$

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, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 49.86 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0598$

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, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 49.86 \cdot 39 / 10^3 = 1.945$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 10 / 3600 = 0.077$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.86 \cdot 10 / 10^3 = 0.499$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 25 / 3600 = 0.1924$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.86 \cdot 25 / 10^3 = 1.247$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 12 / 3600 = 0.0923$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.86 \cdot 12 / 10^3 = 0.598$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.86 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0598$

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, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0385$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.86 \cdot 5 / 10^3 = 0.2493$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.231	1.496
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3	1.945
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0385	0.2493
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.077	0.499
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1924	1.247
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00923	0.0598
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00923	0.0598
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0923	0.598

Источник загрязнения N 0203, Выхлопная труба

Источник выделения N 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, $G_{FJMAX} = 21$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 37.8$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 30 / 10^3 = 1.134$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0454$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 39 / 10^3 = 1.474$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 10 / 10^3 = 0.378$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 25 / 10^3 = 0.945$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 12 / 10^3 = 0.454$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0454$

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, $G_{\text{э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 5 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 5 / 10^3 = 0.189$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	1.134
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	1.474
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.189

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	0.378
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	0.945
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.0454
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.0454
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	0.454

Источник загрязнения N 0204, Выхлопная труба

Источник выделения N 0204 01, Подъемник марки HSMG 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, $G_{FGGO} = 2.268$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 30 / 3600 = 0.021$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 30 / 10^3 = 0.068$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00084$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00272$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 39 / 3600 = 0.0273$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 39 / 10^3 = 0.0885$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 10 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 10 / 10^3 = 0.0227$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 25 / 3600 = 0.0175$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 25 / 10^3 = 0.0567$

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, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 12 / 10^3 = 0.0272$

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, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00272$

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, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 5 / 10^3 = 0.01134$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.021	0.068
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0273	0.0885
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0035	0.01134
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.007	0.0227
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0175	0.0567
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00084	0.00272
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00084	0.00272
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0084	0.0272

Источник загрязнения N 0205, Выхлопная труба

Источник выделения N 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, $G_{FGGO} = 74.88$

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, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 30 / 10^3 = 2.246$

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, $M_{\text{э}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0899$

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, $G_{\text{Э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 39 / 3600 = 0.451$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 39 / 10^3 = 2.92$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{Э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 10 / 3600 = 0.1156$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 10 / 10^3 = 0.749$

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, $G_{\text{Э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 25 / 3600 = 0.289$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 25 / 10^3 = 1.872$

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, $G_{\text{Э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 12 / 3600 = 0.1387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 12 / 10^3 = 0.899$

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, $G_{\text{Э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0899$

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, $G_{\text{Э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0578$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 5 / 10^3 = 0.3744$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.347	2.246
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.451	2.92
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0578	0.3744
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1156	0.749
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.289	1.872
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01387	0.0899
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01387	0.0899
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1387	0.899

Источник загрязнения N 0206, Дыхательный клапан

Источник выделения N 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 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 = 101.304**

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 = 101.304**

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 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), **GHR = 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 · 101.304 + 3.15 · 101.304) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.001566 = 0.001622**

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 · 0.001622 / 100 = 0.001617**

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 · 0.001622 / 100 = 0.00000454**

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	0.00000454
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001303	0.001617

Источник загрязнения N 0207, Дыхательный клапан

Источник выделения N 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, $NP = \text{Масла}$

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, $BOZ = 0.3$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 0.3$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его качки, 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 K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} 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), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 3 = 0.0002187$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 0.6$

Сумма $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.0002187$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1 / 3600 = 0.00001083$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 0.3 + 0.25 \cdot 0.3) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0002187 = 0.0002187$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0002187 / 100 = 0.0002187$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001083 / 100 = 0.00001083$

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 N 6208, Неорганизованный источник

Источник выделения N 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, $T = 1800$

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, $Q = 600$

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), $MC0 = B \cdot PS \cdot Q \cdot K1W \cdot K2X \cdot 10^{-2} = 0.12 \cdot 0.6 \cdot 600 \cdot 0.9 \cdot 0.01 \cdot 10^{-2} = 0.00389$

Макс. разовый выброс (все операции), г/с, $G = MC0 \cdot 10^6 / (3600 \cdot T) = 0.00389 \cdot 10^6 / (3600 \cdot 1800) = 0.0006$

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)	0.0006	0.00389

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:

$M = M_{\text{м.р.}} \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-6}$ т/год, где

T – время работы, час/год

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 \cdot 1140 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0,027 \text{ т/год.}$$

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	0.027

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

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 * 1140 * 3600 * 10^{-6} = 0,027 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от погрузчика без учета пылеподавления:

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.0066	0.027

Источник загрязнения N 6211, Неорганизованный источник

Источник выделения N 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, **$KNO_2 = 0.8$**

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, **$B = 600$**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **$B_{MAX} = 2$**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **$GIS = 16.99$**

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железоз/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **$GIS = 13.9$**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 600 / 10^6 = 0.00834$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 13.9 \cdot 2 / 3600 = 0.00772$**

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **$GIS = 1.09$**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 600 / 10^6 = 0.000654$**

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 600 / 10^6 = 0.0006$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 600 / 10^6 = 0.0006$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.93 \cdot 600 / 10^6 = 0.000558$

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), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 600 / 10^6 = 0.001296$

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), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 600 / 10^6 = 0.0002106$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 600 / 10^6 = 0.00798$

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, $B = 1908$

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), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 15 \cdot 1908 / 10^6 = 0.0229$
 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), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 15 \cdot 1908 / 10^6 = 0.00372$
 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 (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00772	0.00834
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000606	0.000654
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00667	0.024196
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001083	0.0039306
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00739	0.00798
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000517	0.000558
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000556	0.0006
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	0.0006

Испытание 3-х скважин (2027 год)

Источник загрязнения: 0241, 0244, 0247 Неорганизованный источник

Источник выделения: 0241, 0244, 0247 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):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.000157 / (3.141592654 * 0.49^2) = 0.000832564$$

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):

$$T_2 = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1687.2 + (8838.97 * (1-0.2) * 0.9984) / (10.81927505 * 0.4) = 3318.515889$$

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):

$$T_2 = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1687.2 + (8838.97 * (1-0.2) * 0.9984) / (10.81927505 * 0.4) = 3318.515889$$

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 $L_{фн}$, 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_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: 0242, 0245, 0248 Дыхательный клапан

Источник выделения: 0242, 0245, 0248 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, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME_ =$ **А, Б, В**

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pm} (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), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VSMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 139 \cdot 83.4 \cdot 0.9 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.34$

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), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0873$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.34 / 100 = 0.2464$

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), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0323$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.34 / 100 = 0.0911$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1205 / 100 = 0.000422$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.34 / 100 = 0.00119$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1205 / 100 = 0.000265$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.34 / 100 = 0.000748$

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), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0001326$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.34 / 100 = 0.000374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0000723$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.34 / 100 = 0.000204$

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: 0243, 0246,0249 Дымовая труба

Источник выделения: 0243, 0246,0249 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 топков, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топков, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T_{\text{ж}} = 2160$

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, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T_{\text{год}} \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1845 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0.3985$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1845 / 3.6 = 0.0513$

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, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T_{\text{год}} \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1845 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0.3985$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1845 / 3.6 = 0.0513$

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 $V_{\text{сг}}/V_{\text{г}}$ 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, $MI = N \cdot M \cdot T_{\text{год}} \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.477 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 1.03$

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, $M_{\text{вал}} = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 1.03 = 0.824$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.1325 = 0.106$

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

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 1.03 = 0.134$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.1325 = 0.01723$

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: 6245, 6248, 6251 Неорганизованный источник

Источник выделения: 6245, 6248, 6251 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 6246, 6249,6252 Неорганизованный источник**Источник выделения N 6246, 6249,6252 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 6247, 6250,6253 Неорганизованный источник**Источник выделения N 6247, 6250,6253 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 3-Х СКВАЖИН (2028 Г.)

Бурение 3-х скважин

Источник загрязнения N 0201, Выхлопная труба

Источник выделения N 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, $G_{FGGO} = 37.8$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{Э} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{Э} / 10^3 = 37.8 \cdot 30 / 10^3 = 1.134$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{Э} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{Э} / 10^3 = 37.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0454$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{Э} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{Э} / 10^3 = 37.8 \cdot 39 / 10^3 = 1.474$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{Э} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{Э} / 10^3 = 37.8 \cdot 10 / 10^3 = 0.378$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{Э} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{Э} / 10^3 = 37.8 \cdot 25 / 10^3 = 0.945$

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), $E_{Э} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{Э} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{Э} / 10^3 = 37.8 \cdot 12 / 10^3 = 0.454$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{Э} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 37.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0454$

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, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 37.8 \cdot 5 / 10^3 = 0.189$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	1.134
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	1.474
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.189
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	0.378
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	0.945
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.0454
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.0454
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	0.454

Источник загрязнения N 0202, Выхлопная труба

Источник выделения N 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, $G_{FGGO} = 49.86$

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, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 49.86 \cdot 30 / 10^3 = 1.496$

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, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 49.86 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0598$

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, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 49.86 \cdot 39 / 10^3 = 1.945$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 10 / 3600 = 0.077$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.86 \cdot 10 / 10^3 = 0.499$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 25 / 3600 = 0.1924$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.86 \cdot 25 / 10^3 = 1.247$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 12 / 3600 = 0.0923$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.86 \cdot 12 / 10^3 = 0.598$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.86 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0598$

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, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0385$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 49.86 \cdot 5 / 10^3 = 0.2493$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.231	1.496
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3	1.945
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0385	0.2493
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.077	0.499
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1924	1.247
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00923	0.0598
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00923	0.0598
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0923	0.598

Источник загрязнения N 0203, Выхлопная труба

Источник выделения N 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, $G_{FJMAX} = 21$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 37.8$

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, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 30 / 10^3 = 1.134$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0454$

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, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 39 / 10^3 = 1.474$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 10 / 10^3 = 0.378$

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, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 25 / 10^3 = 0.945$

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, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 12 / 10^3 = 0.454$

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, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0454$

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, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 21 \cdot 5 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 37.8 \cdot 5 / 10^3 = 0.189$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.175	1.134
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	1.474
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02917	0.189

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0583	0.378
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1458	0.945
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.007	0.0454
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.007	0.0454
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.07	0.454

Источник загрязнения N 0204, Выхлопная труба

Источник выделения N 0204 01, Подъемник марки HSMG 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, $G_{FGGO} = 2.268$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 30 / 3600 = 0.021$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 30 / 10^3 = 0.068$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00084$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00272$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 39 / 3600 = 0.0273$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 39 / 10^3 = 0.0885$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 10 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 10 / 10^3 = 0.0227$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.52 \cdot 25 / 3600 = 0.0175$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 25 / 10^3 = 0.0567$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 2.52 \cdot 12 / 3600 = 0.0084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FJ}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 12 / 10^3 = 0.0272$

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, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 2.52 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00084$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FJ}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00272$

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, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 2.52 \cdot 5 / 3600 = 0.0035$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FJ}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 2.268 \cdot 5 / 10^3 = 0.01134$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.021	0.068
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0273	0.0885
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0035	0.01134
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.007	0.0227
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0175	0.0567
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00084	0.00272
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00084	0.00272
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0084	0.0272

Источник загрязнения N 0205, Выхлопная труба

Источник выделения N 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, $G_{\text{FGGO}} = 74.88$

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, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 30 / 3600 = 0.347$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FJ}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 30 / 10^3 = 2.246$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{FJMAX}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{FJ}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0899$

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, $G_{\text{Э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 39 / 3600 = 0.451$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 39 / 10^3 = 2.92$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{Э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 10 / 3600 = 0.1156$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 10 / 10^3 = 0.749$

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, $G_{\text{Э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 25 / 3600 = 0.289$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 25 / 10^3 = 1.872$

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, $G_{\text{Э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 12 / 3600 = 0.1387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 12 / 10^3 = 0.899$

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, $G_{\text{Э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0899$

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, $G_{\text{Э}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 41.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0578$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{Э}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 74.88 \cdot 5 / 10^3 = 0.3744$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.347	2.246
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.451	2.92
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0578	0.3744
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1156	0.749
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.289	1.872
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01387	0.0899
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01387	0.0899
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1387	0.899

Источник загрязнения N 0206, Дыхательный клапан

Источник выделения N 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 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 = 101.304**

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 = 101.304**

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), **GHR = 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 · 101.304 + 3.15 · 101.304) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.001566 = 0.001622**

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 · 0.001622 / 100 = 0.001617**

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 · 0.001622 / 100 = 0.00000454**

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	0.00000454
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001303	0.001617

Источник загрязнения N 0207, Дыхательный клапан

Источник выделения N 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, $NP = \text{Масла}$

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, $BOZ = 0.3$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 0.3$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его качки, 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 K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} 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), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 3 = 0.0002187$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 0.6$

Сумма $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.0002187$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1 / 3600 = 0.00001083$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 0.3 + 0.25 \cdot 0.3) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0002187 = 0.0002187$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0002187 / 100 = 0.0002187$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001083 / 100 = 0.00001083$

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 N 6208, Неорганизованный источник

Источник выделения N 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, $T = 1800$

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, $Q = 600$

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), $MC0 = B \cdot PS \cdot Q \cdot K1W \cdot K2X \cdot 10^{-2} = 0.12 \cdot 0.6 \cdot 600 \cdot 0.9 \cdot 0.01 \cdot 10^{-2} = 0.00389$

Макс. разовый выброс (все операции), г/с, $G = MC0 \cdot 10^6 / (3600 \cdot T) = 0.00389 \cdot 10^6 / (3600 \cdot 1800) = 0.0006$

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)	0.0006	0.00389

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

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 \cdot 1140 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0,027 \text{ т/год.}$$

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	0.027

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

$$M_{\text{грунт}} = 0.0066 * 1140 * 3600 * 10^{-6} = 0,027 \text{ т/год.}$$

ИТОГО выбросы ЗВ от погрузчика без учета пылеподавления:

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.0066	0.027

Источник загрязнения N 6211, Неорганизованный источник

Источник выделения N 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, $K_{NO2} = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, $K_{NO} = 0.13$

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, $B = 600$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 2$

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.99$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железоз/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.9$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 600 / 10^6 = 0.00834$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 13.9 \cdot 2 / 3600 = 0.00772$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.09$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 600 / 10^6 = 0.000654$

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), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 600 / 10^6 = 0.0006$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 2 / 3600 = 0.000556$

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), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 600 / 10^6 = 0.0006$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 2 / 3600 = 0.000556$

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), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.93 \cdot 600 / 10^6 = 0.000558$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.93 \cdot 2 / 3600 = 0.000517$

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), $\underline{M} = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 600 / 10^6 = 0.001296$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 2 / 3600 = 0.0012$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 600 / 10^6 = 0.0002106$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 2 / 3600 = 0.000195$

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), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 600 / 10^6 = 0.00798$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 2 / 3600 = 0.00739$

Вид сварки: Газовая сварка стали с использованием пропан-бутановой смеси

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 1908$

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), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 15 \cdot 1908 / 10^6 = 0.0229$
 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), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 15 \cdot 1908 / 10^6 = 0.00372$
 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 (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00772	0.00834
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000606	0.000654
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00667	0.024196
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001083	0.0039306
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00739	0.00798
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000517	0.000558
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000556	0.0006
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	0.0006

Испытание 3-х скважин (2028 год)

Источник загрязнения: 0250, 0253, 0256 Неорганизованный источник

Источник выделения: 0250, 0253, 0256 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(CH4)	91.16	83.8771768	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	5.52	9.519769	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	0.38	0.96105124	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	0.2	0.66671372	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.19	0.78623045	72.151	3.2210268
Азот(N2)	2.45	3.93664377	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	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):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.000157 / (3.141592654 * 0.49^2) = 0.000832564$$

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):

$$T_2 = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1687.2 + (8838.97 * (1-0.2) * 0.9984) / (10.81927505 * 0.4) = 3318.515889$$

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):

$$T_2 = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1687.2 + (8838.97 * (1-0.2) * 0.9984) / (10.81927505 * 0.4) = 3318.515889$$

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 $L_{фн}$, 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_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: 0251, 0254, 0257 Дыхательный клапан

Источник выделения: 0251, 0254, 0257 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, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME_ =$ **А, Б, В**

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pm} (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, $VSMAX = 20$

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), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VSMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 139 \cdot 83.4 \cdot 0.9 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.34$

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), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0873$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.34 / 100 = 0.2464$

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), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0323$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.34 / 100 = 0.0911$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1205 / 100 = 0.000422$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.34 / 100 = 0.00119$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1205 / 100 = 0.000265$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.34 / 100 = 0.000748$

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), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0001326$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.34 / 100 = 0.000374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1205 / 100 = 0.0000723$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.34 / 100 = 0.000204$

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: 0252, 0255, 0258 Дымовая труба

Источник выделения: 0252, 0255, 0258 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, $T_{\text{ж}} = 2160$

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, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T_{\text{год}} \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1845 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0.3985$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1845 / 3.6 = 0.0513$

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, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T_{\text{год}} \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1845 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0.3985$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1845 / 3.6 = 0.0513$

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 $V_{\text{сг}}/V_{\text{г}}$ 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, $MI = N \cdot M \cdot T_{\text{год}} \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.477 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 1.03$

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, $M_{\text{вал}} = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 1.03 = 0.824$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.1325 = 0.106$

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

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 1.03 = 0.134$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.1325 = 0.01723$

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: 6254, 6257, 6260 Неорганизованный источник

Источник выделения: 6254, 6257, 6260 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 6255, 6258,6261 Неорганизованный источник**Источник выделения N 6255, 6258,6261 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 6256, 6259,6262 Неорганизованный источник**Источник выделения N 6256, 6259,6262 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

ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (2030, 2042 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), $E_{\text{э}} = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 30 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 60.48 \cdot 30 / 10^3 = 1.814$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 60.48 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0726$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 39 / 3600 = 0.2275$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 60.48 \cdot 39 / 10^3 = 2.36$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 10 / 3600 = 0.0583$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 60.48 \cdot 10 / 10^3 = 0.605$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 25 / 3600 = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 60.48 \cdot 25 / 10^3 = 1.512$

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), $E_{\text{э}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 12 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 60.48 \cdot 12 / 10^3 = 0.726$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 21 \cdot 1.2 / 3600 = 0.007$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 60.48 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0726$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 21 \cdot 5 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 60.48 \cdot 5 / 10^3 = 0.3024$

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 (Окись 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, $G_{FJMAX} = 27.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 79.776$

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, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 79.776 \cdot 30 / 10^3 = 2.393$

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, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 79.776 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0957$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\Sigma} = G_{FJMAX} \cdot E_{\Sigma} / 3600 = 27.7 \cdot 39 / 3600 = 0.3$

Валовый выброс, т/год, $M_{\Sigma} = G_{FGGO} \cdot E_{\Sigma} / 10^3 = 79.776 \cdot 39 / 10^3 = 3.11$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 10 / 3600 = 0.077$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 79.776 \cdot 10 / 10^3 = 0.798$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 25 / 3600 = 0.1924$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 79.776 \cdot 25 / 10^3 = 1.994$

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), $E_{\text{Э}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 12 / 3600 = 0.0923$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 79.776 \cdot 12 / 10^3 = 0.957$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00923$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 79.776 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0957$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_{\text{Э}} / 3600 = 27.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0385$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_{\text{Э}} / 10^3 = 79.776 \cdot 5 / 10^3 = 0.399$

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, **КЗ = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **ВТ = 20**

Расход топлива, г/с, **ВГ = 1.92**

Марка топлива, **М = 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:

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
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:

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
------------	----------------	-------------------	---------------------

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), $E_{\text{э}} = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.6 \cdot 30 / 3600 = 0.347$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.416 \cdot 30 / 10^3 = 0.01248$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.416 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.000499$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.6 \cdot 39 / 3600 = 0.451$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.416 \cdot 39 / 10^3 = 0.01622$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.6 \cdot 10 / 3600 = 0.1156$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.416 \cdot 10 / 10^3 = 0.00416$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.6 \cdot 25 / 3600 = 0.289$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.416 \cdot 25 / 10^3 = 0.0104$

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), $E_{\text{э}} = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.6 \cdot 12 / 3600 = 0.1387$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.416 \cdot 12 / 10^3 = 0.00499$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01387$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.416 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.000499$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{в}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 41.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0578$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{FGGO}} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.416 \cdot 5 / 10^3 = 0.00208$

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 и газов.

Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

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), $YU = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 0.208$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YU = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 0.208$

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, $NR = 1$

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 $K_{\text{ртах}}$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение $K_{\text{рстг}}$ 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), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 40$

Сумма $G_{\text{hri}} \cdot K_{\text{np}} \cdot N_{\text{r}}$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), $G = C \cdot K_{PMA} \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 12 / 3600 = 0.001307$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot K_{PMA} \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 0.208 + 3.15 \cdot 0.208) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000783$

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:

$M = M_{\text{м.р.}} \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-6}$ 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 $P_6 = 1$

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:

$$M = M_{\text{м.р.}} * T * 3600 * 10^{-6} \text{ т/год}, \text{ где}$$

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:

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
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), $G_{\text{IS}} = 13.9$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = G_{\text{IS}} \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 40 / 10^6 = 0.000556$

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), $M = G_{\text{IS}} \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 40 / 10^6 = 0.0000436$

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), $G_{\text{IS}} = 1$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = G_{\text{IS}} \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 40 / 10^6 = 0.00004$

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), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 15 \cdot 120 / 10^6 = 0.000234$

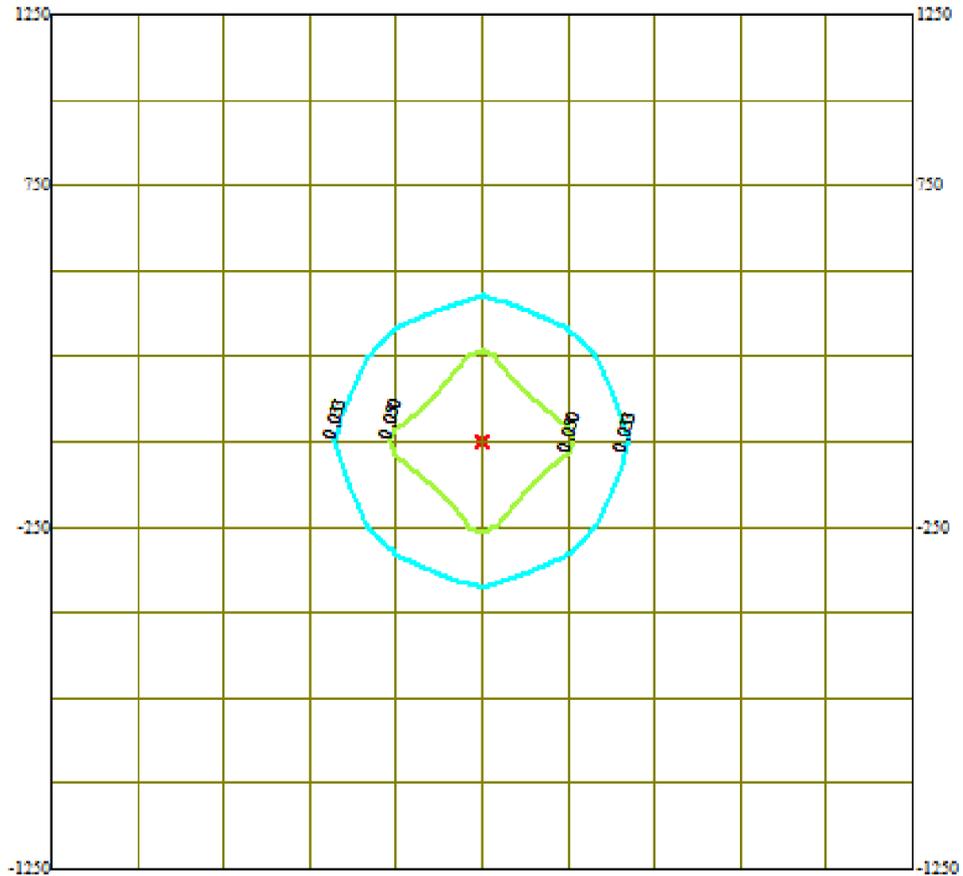
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 15 \cdot 2 / 3600 = 0.001083$

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

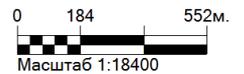
Расчет рассеивания загрязняющих веществ с картосхемами изолиний

Город : 003 Кызылорда
Объект : 0110 АО "СНПС-АйДанМунай" Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)



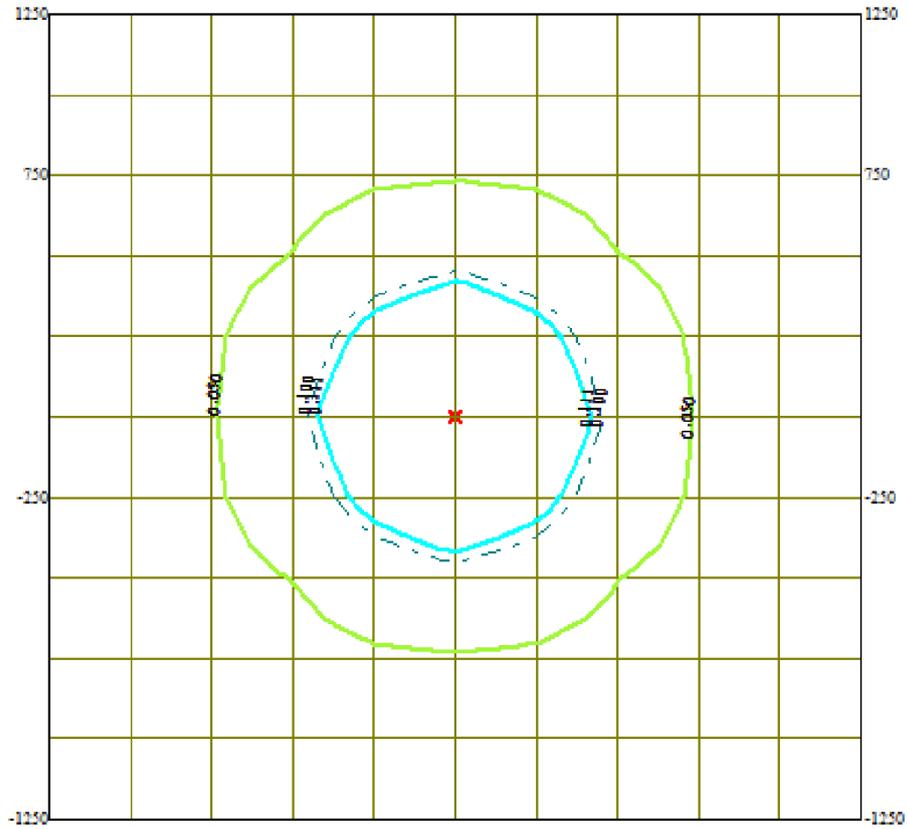
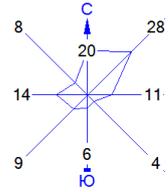
Условные обозначения:
— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
— 0.033 ПДК
— 0.050 ПДК



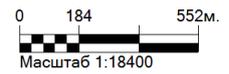
Макс концентрация 0.0609015 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
При опасном направлении 8° и опасной скорости ветра 12 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11*11
Расчёт на существующее положение.

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)



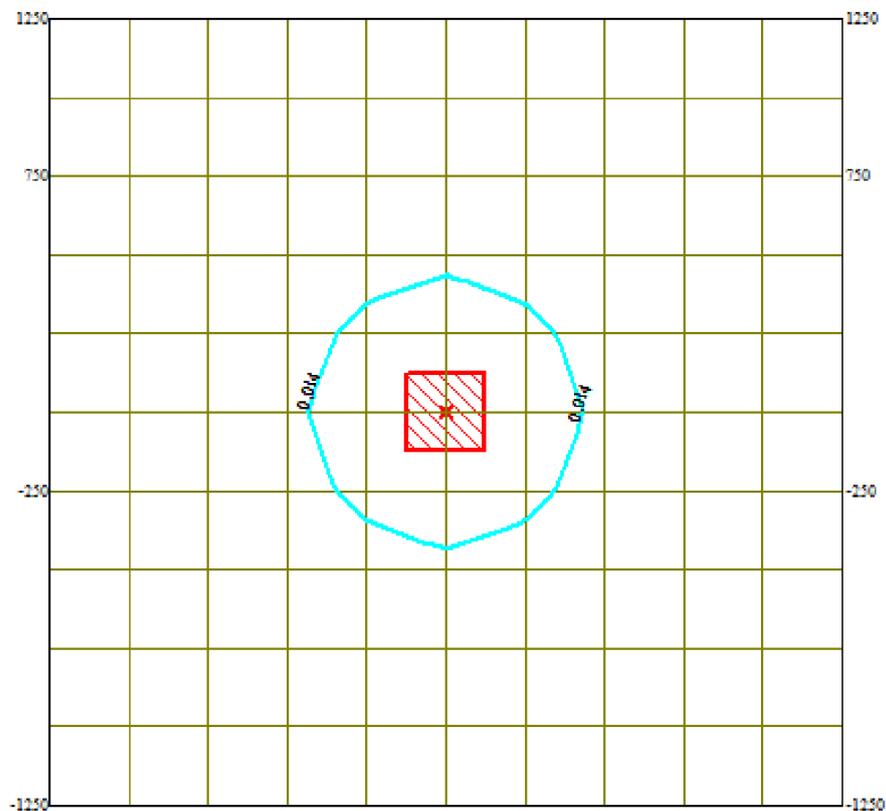
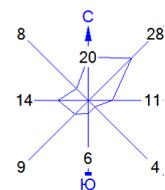
Условные обозначения:
— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
— 0.050 ПДК
- - - 0.100 ПДК
— 0.111 ПДК



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
Расчёт 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)



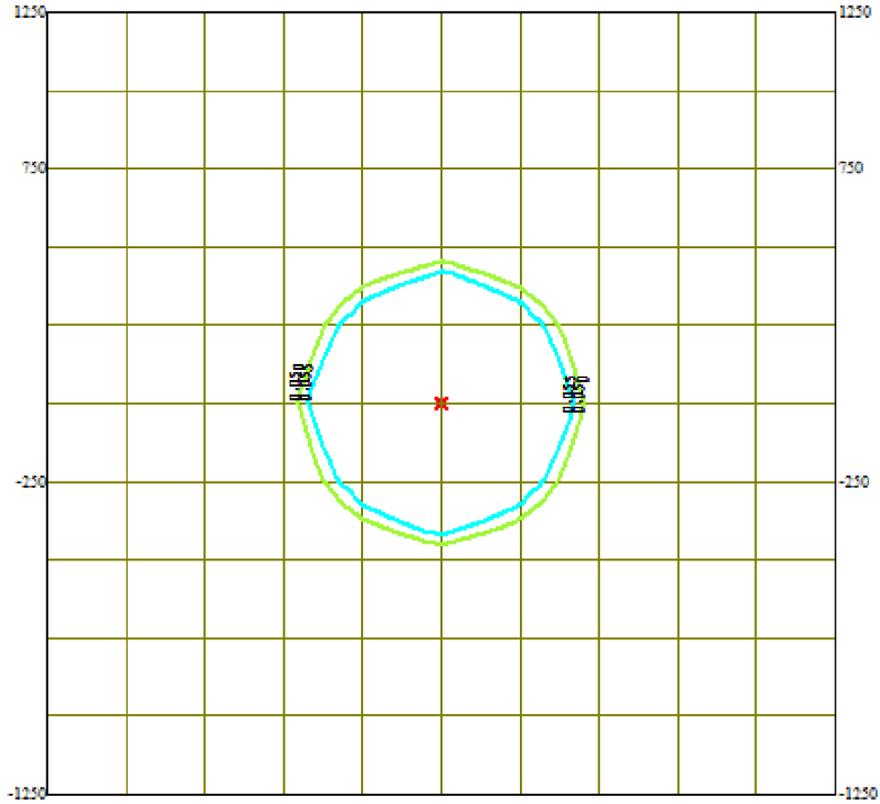
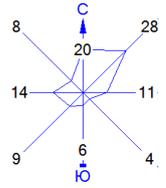
Условные обозначения:
— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
— 0.014 ПДК



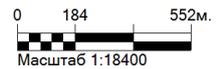
Макс концентрация 0.025122 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
При опасном направлении 135° и опасной скорости ветра 12 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11*11
Расчёт на существующее положение.

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)



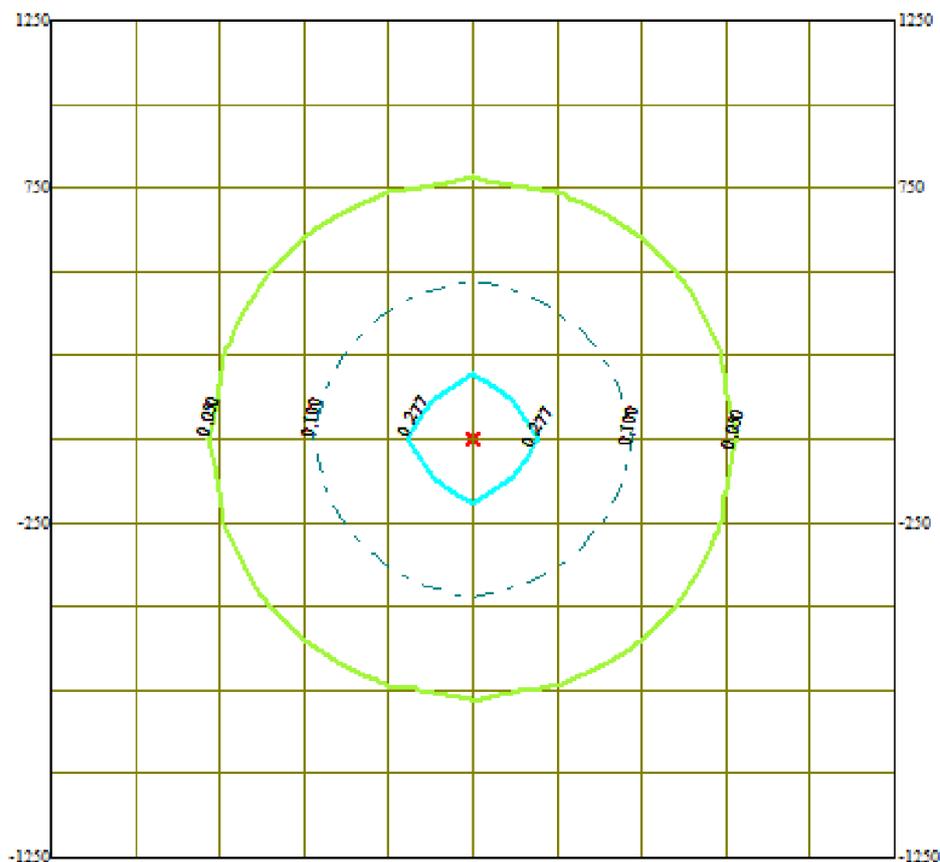
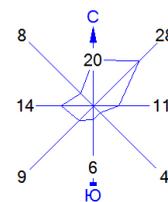
Условные обозначения:
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.055 ПДК



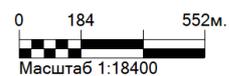
Макс концентрация 0.0997706 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 8° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчёт на существующее положение.

Город : 003 Кызылорда
 Объект : 0110 АО "СНПС-АйданМунай" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



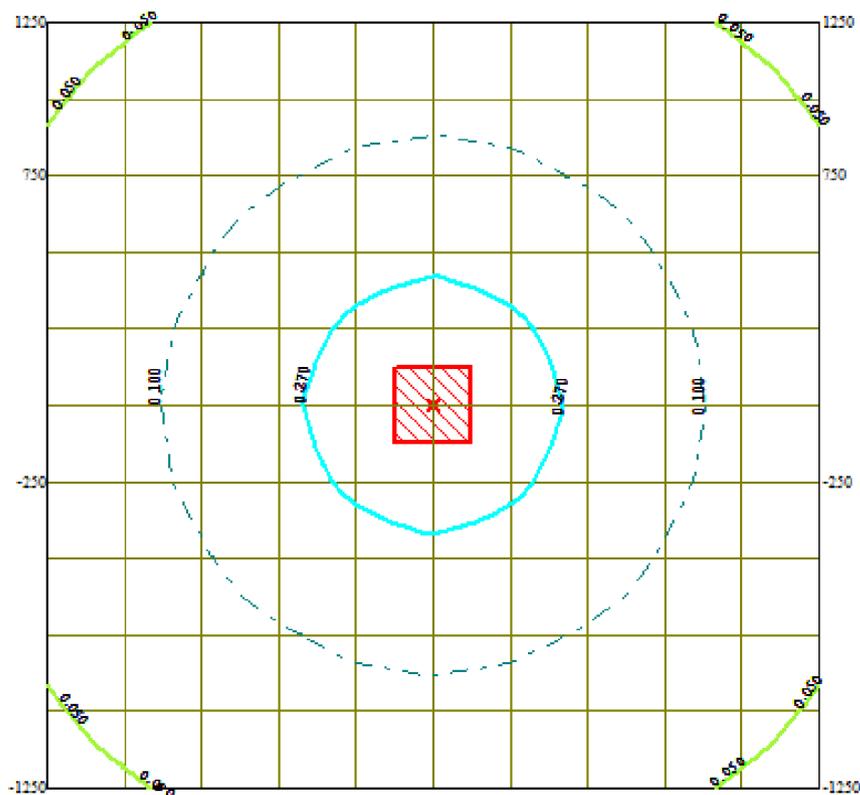
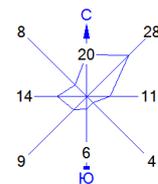
Условные обозначения:
 — Рач. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 - - - 0.100 ПДК
 — 0.277 ПДК



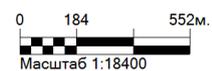
Макс концентрация 0.4991707 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 8° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11×11
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Кызылорда
 Объект : 0110 АО "СНПС-АйданМунай" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



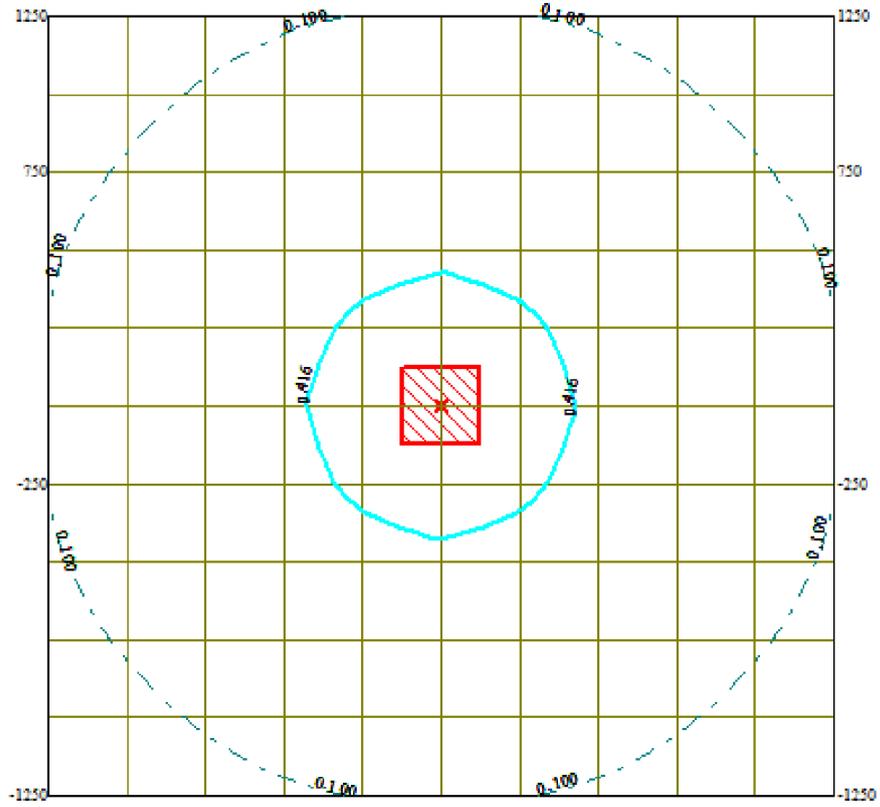
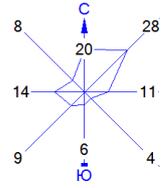
Условные обозначения:
 ———— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 ———— 0.050 ПДК
 - - - - - 0.100 ПДК
 ———— 0.270 ПДК



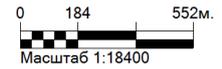
Макс концентрация 0.4869536 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 135° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Кызылорда
 Объект : 0110 АО "СНПС-АйДанМунай" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



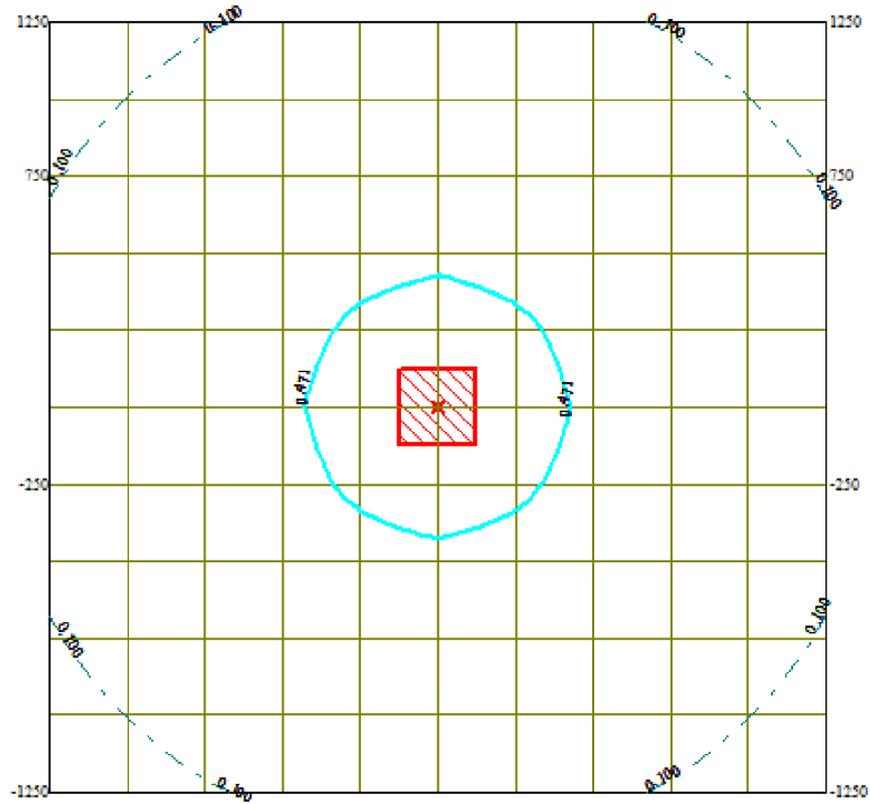
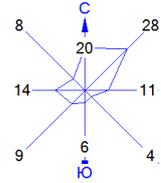
Условные обозначения:
 ———— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 - - - - - 0.100 ПДК
 ————— 0.416 ПДК



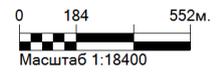
Макс концентрация 0.7525457 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 135° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11×11
 Расчёт на существующее положение.

Город : 003 Кызылорда
 Объект : 0110 АО "СНПС-АйДанМунай" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6007 0301+0330



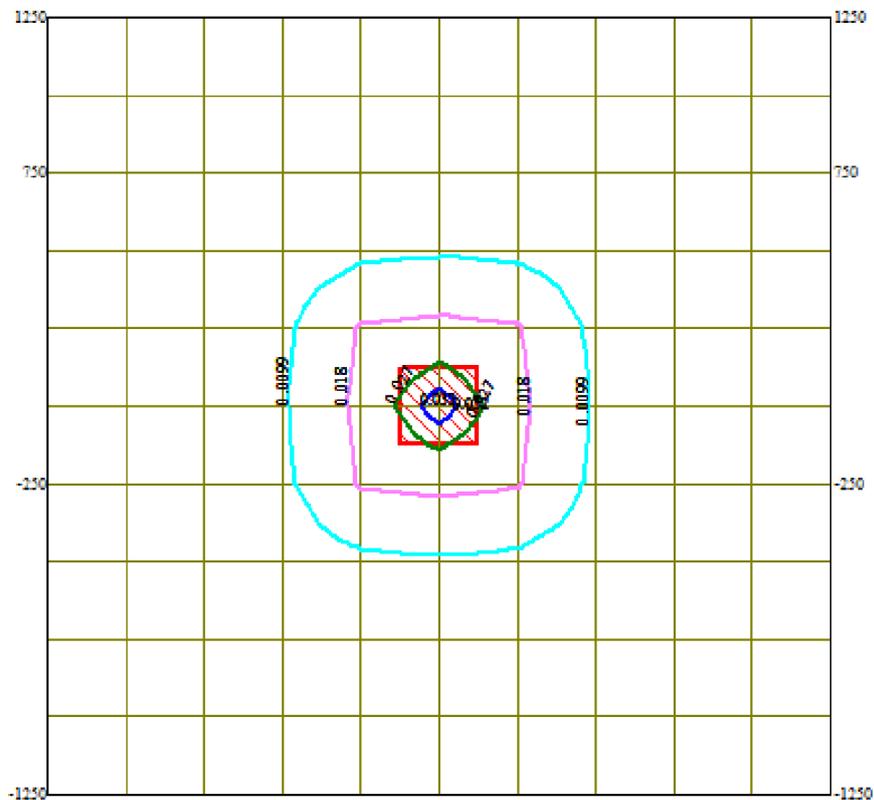
Условные обозначения:
 ———— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 - - - - - 0.100 ПДК
 ————— 0.471 ПДК



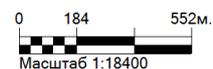
Макс концентрация 0.8523163 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 135° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11×11
 Расчет на существующее положение.

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)



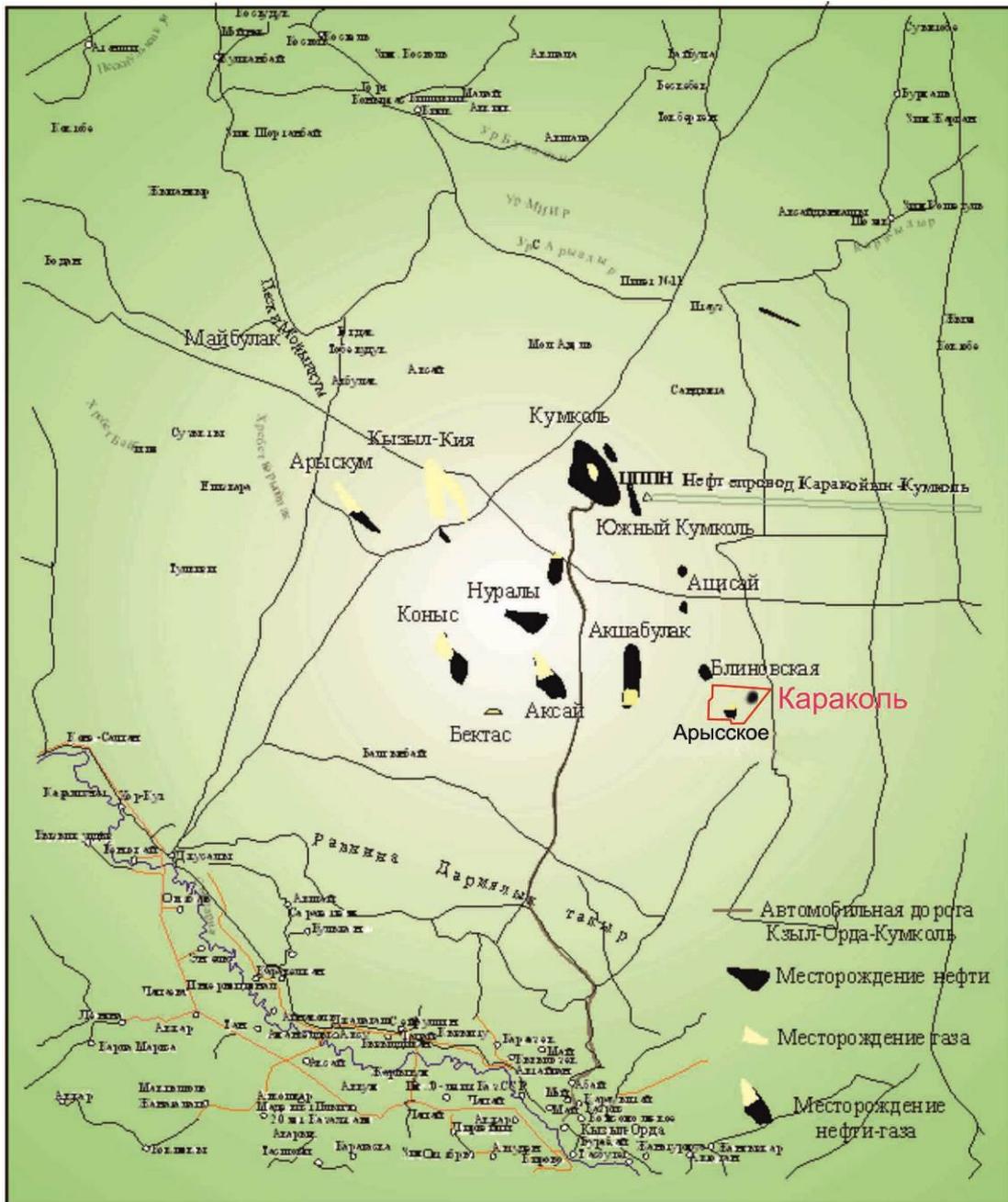
Условные обозначения:
 ———— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 ———— 0.0099 ПДК
 ———— 0.018 ПДК
 ———— 0.027 ПДК
 ———— 0.032 ПДК



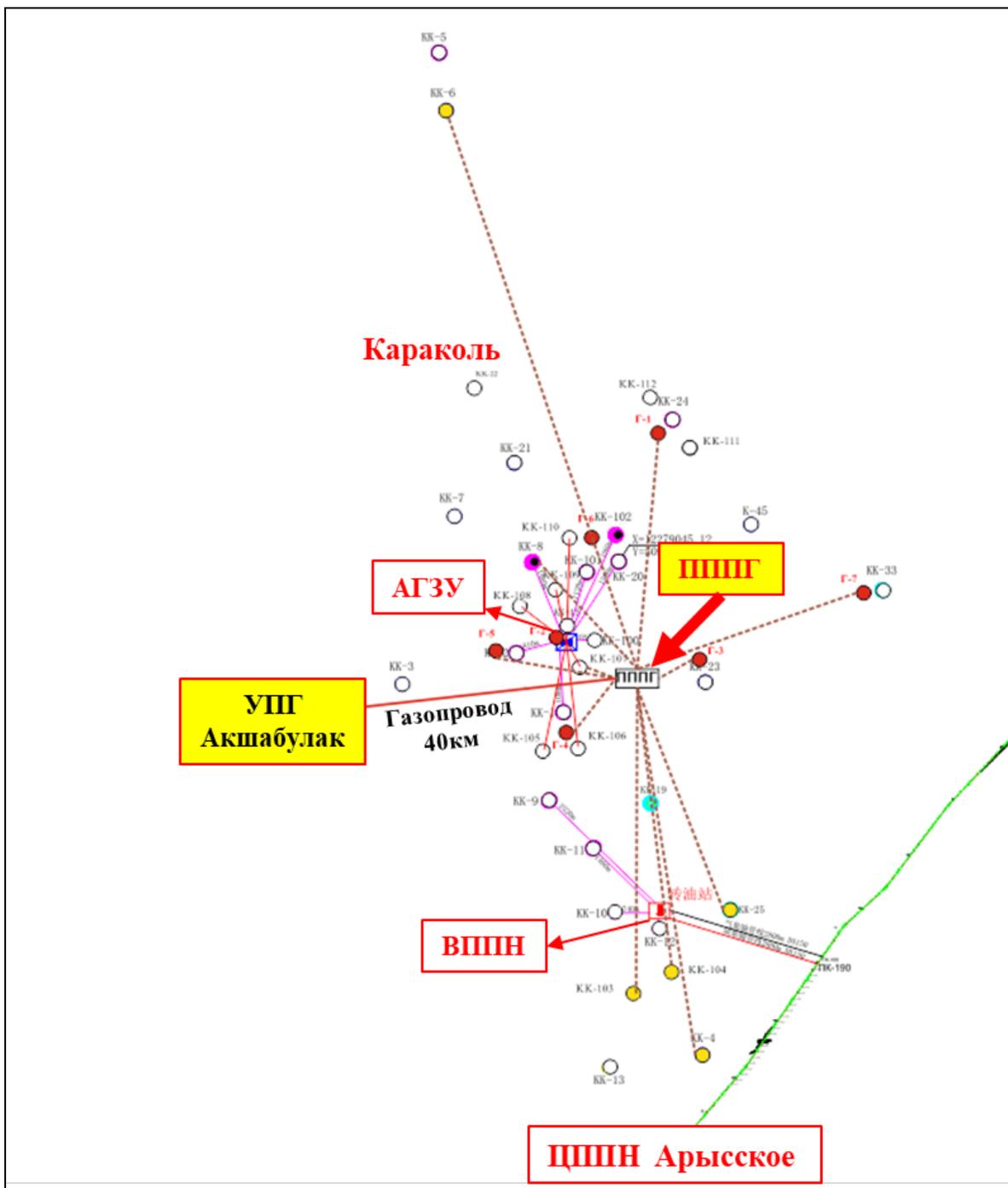
Макс концентрация 0.0352789 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 124° и опасной скорости ветра 0.52 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2500 м, высота 2500 м,
 шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 11×11
 Расчёт на существующее положение.

Обзорная карта района работ

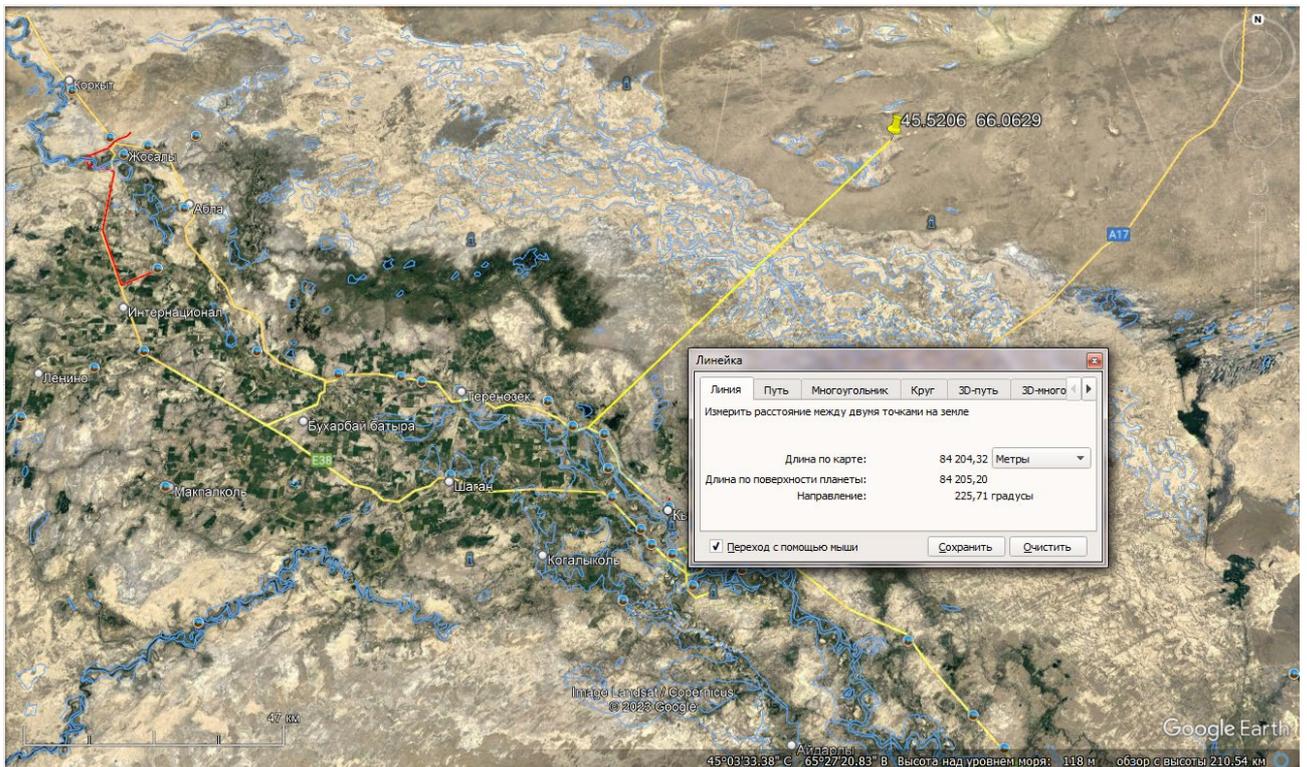


 Контур Контрактной территории

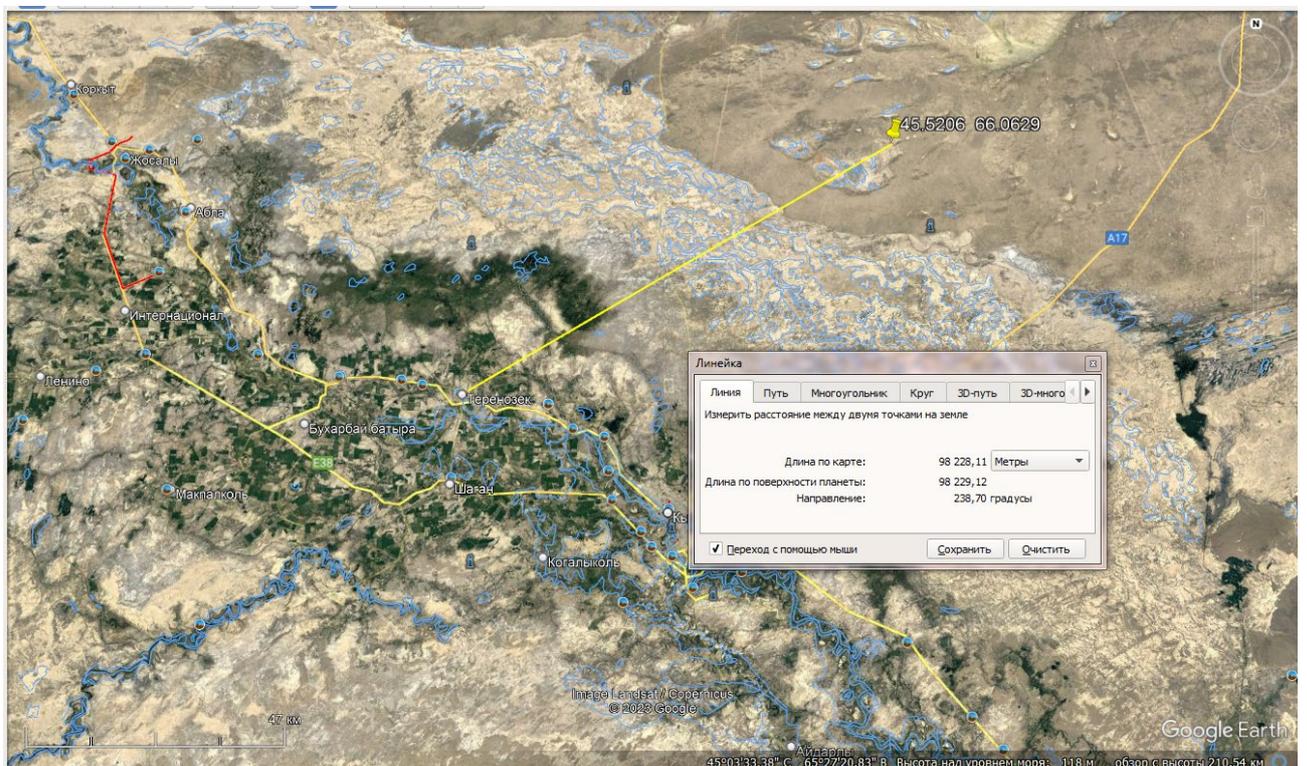
Ситуационная карта месторождения Караколь



Ситуационная карта-схема расположения реки Сырдарья



Ситуационная карта-схема расположения до кента Теренозек



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

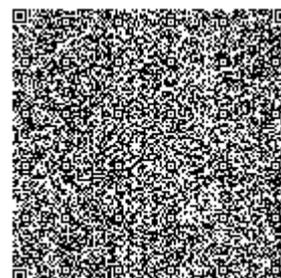
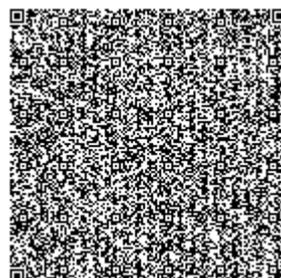
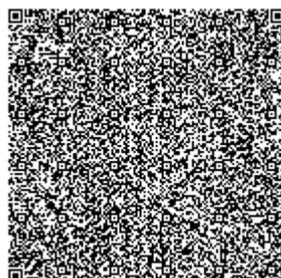
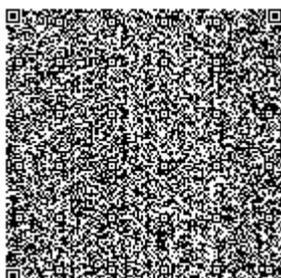
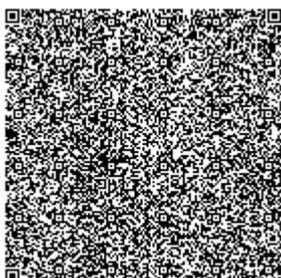
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

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.Нур-Султан

