

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «BRP OIL»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«GEOSCIENCE CONSULTING»
ИНДИВИДУАЛЬНОЕ ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВО "ЭКО-ОРДА"



Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду

к проекту «Проект разработки месторождения Жамансу»
(по состоянию на 01.01.2026 г.)

Директор
ТОО «Geoscience Consulting»



Ебрашева А.Е.

Директор
ИП «ЭКО-ОРДА»



Әбдиев С.Б.

РК, г. Кызылорда, 2026 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Исполнитель:	Должность:
Әбдиев С. Б.	Директор
Адрес предприятия:	
Местонахождение - г. Кызылорда, мкр-н Сырдарья, 20/39	
Контакты:	
Тел.: +77777851346	
Государственная лицензия:	
Государственная лицензия 02468Р выдана МЭ РК от 08.04.2019 года на выполнениеработ и услуги в области охраны окружающей среды, приложение к лицензии №19008099 на природоохранное нормирование и проектирование для 1 категориихозяйственной и иной деятельности.	

Содержание

№ раздела	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ		
1	ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	6
1.1.	Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты	8
1.2.	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)	12
1.2.1.	Климатические условия региона	12
1.2.2.	Характеристика современного состояния воздушной среды	16
1.2.3.	Рельеф района	17
1.2.4.	Гидрографическая сеть	17
1.2.5.	Растительный и животный мир	18
1.2.6.	Характеристика геологического строения	19
1.2.6.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения	19
1.2.6.2.	Тектоника	21
1.2.6.3.	Нефтегазоносность	23
1.3.	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям	26
1.3.1.	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	26
1.3.2.	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	27
1.4.	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	27
1.5.	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	28
1.5.1.	Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	35
1.6.	Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий - для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодексом	38
1.7.	Описание работ по поустутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности	38
1.8.	Информация 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	38
1.8.1.	Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу	38
1.8.2.	Оценка воздействия на окружающую среду	41
1.9.	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 поустутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования	63
1.9.1.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов	63
1.9.2.	Расчет количества образующихся отходов	66
1.9.3.	Процедура управления отходами	73
1.9.4.	Программа управления отходами	73
1.9.5.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	76
2.	ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ	77
2.1.	Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения	80
2.2.	Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения	81
2.3.	Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых	81
2.4.	Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных	81

	ситуациях)	
2.5.	Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности.....	82
2.6.	Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности.....	82
3.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	83
4.	К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	84
4.1.	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ)	93
4.2.	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	93
4.3.	Различная последовательность работ.....	93
4.4.	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.....	93
4.5.	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	93
4.6.	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	93
4.7.	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)	93
4.8.	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.	94
5.	ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ.....	95
5.1.	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.....	95
5.2.	Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.....	95
5.3.	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности.....	95
5.4.	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	95
5.5.	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	96
6.	ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	97
6.1.	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	97
6.2.	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы).....	98
6.3.	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....	98
6.4.	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	99
6.5.	Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)	100
6.6.	Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.....	101
6.7.	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты.....	102
7.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ.....	103
7.1.	Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	103
7.2.	Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов).....	104
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ.....	105

	ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.....	
9	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	106
10.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	107
11	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.....	108
11.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности...	108
11.2.	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	108
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	109
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления.....	109
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий.....	110
11.6.	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности.....	111
11.7.	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека.....	112
11.8.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями	113
12.	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, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)	114
13.	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА	123
13.1.	Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации, а также по мониторингу проведения этих мероприятий и их эффективности.....	124
13.2.	Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие.....	125
14.	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ.....	127
15.	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	129
16.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	131
17.	ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	132
18.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	135
19.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ	136
	КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	137
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	141
ПРИЛОЖЕНИЯ		
1.	РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	
2.	Государственная лицензия на природоохранное проектирование	
3.	Письмо о фоновых концентрациях	

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду» разработан к проекту «Проект разработки месторождения Жамансу» (по состоянию на 01.01.2026 г.) представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

Основная цель настоящего Отчета о возможных воздействиях – определение экологических и иных последствий принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработка рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращение уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI, "Инструкцией по организации и проведению экологической оценки", утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 и другими действующими в республике нормативными и методическими документами.

В проекте определены предварительные нормативы допустимых эмиссий; проведена предварительная период проведения работ; произведена предварительная оценка воздействия на поверхностные и подземные воды, на почвы, растительный и животный мир; описаны социальные аспекты воздействия при проведении работ.

Ранее на «Проект разработки месторождения Жамансу» было выдано заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду №KZ05VVX00326422 от 25.09.2024 г.

Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы предоставленные Заказчиком проекта.

Недропользователем месторождения Жамансу является ТОО «BRP OIL», имеющее Контракт № 5321-УВС от 14.02.2024 г., на проведение добычи углеводородов на месторождении Жамансу (срок действия контракта 25 лет с момента вступления в силу, то есть до 14.02.2049 г).

В административном отношении месторождение Жамансу находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Намечаемая деятельность подлежит обязательному проведению процесса скрининга и/или определения сферы охвата в соответствии с Разделом 2 Приложения 1 к Экологическому кодексу РК от 02.01.2021 г.

Согласно Приложению 1 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК. относится к виду деятельности Раздела 2. «Перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательным» пункт 2. «Недропользование» подпункт 2.1. «Разведка и добыча углеводородов».

Основанием для разработки проекта «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду» является:

- техническое задание ТОО «BRP OIL» на разработку проекта «Проект разработки месторождения Жамансу» (по состоянию на 01.01.2026 г.) на территории Сырдарьинского района Кызылординской области;

- Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду № KZ62VWF00497428 от 16.01.2026 г.

Разработчик проекта «Проект разработки месторождения Жамансу» по состоянию на 01.01.2026 г. выполнен ТОО «Geoscience Consulting» на основании договора №304/2024 от 26.08.2024 г. с ТОО «BRP OIL».

Разработчиком «Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду к проекту «Проект разработки месторождения Жамансу» (по состоянию на 01.01.2026 г.) Сырдарьинского района Кызылординской области является ИП «ЭКО-ОРДА», имеющий государственную лицензию № 02468P от 08.04.2019г.

В соответствии с пп.1.3. п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу РК, намечаемая деятельность ТОО «BRP OIL» относится к I-ой категории.

Согласно п.50 санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» от 11 января 2022 года № ҚРДСМ-2 для объектов IV и V классов опасности максимальное озеленение предусматривает – не менее 60 процентов (далее-%) площади, СЗЗ для объектов II и III классов опасности – не менее 50 % площади, СЗЗ для объектов I класса опасности – не менее 40 % площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки.

ТОО «BRP OIL» на период эксплуатации, как объект I категории, рассматривает озеленение не менее 40 % площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений на территории вахтового городка или административного здания.

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду содержит описание намечаемой деятельности, включая: информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных негативных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра; информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности; описание возможного воздействия на окружающую среду; 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.

Экологическая оценка – процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого документа на окружающую среду. Видами экологической оценки являются стратегическая экологическая оценка, оценка воздействия на окружающую среду, оценка трансграничных воздействий и экологическая оценка по упрощенному порядку. Оценка воздействия на окружающую среду – процесс выявления, изучения, описания и оценки на основе соответствующих исследований возможных существенных воздействий на окружающую среду при реализации намечаемой деятельности, включающий в себя стадии, предусмотренные статьей 67 Экологического Кодекса Республики Казахстан.

Оценка воздействия на окружающую среду включает в себя следующие стадии:

- 1) рассмотрение заявления о намечаемой деятельности в целях определения его соответствия требованиям ЭК, а также в случаях, предусмотренных ЭК, проведения скрининга воздействий намечаемой деятельности;
- 2) определение сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду;
- 3) подготовку отчета о возможных воздействиях;
- 4) оценку качества отчета о возможных воздействиях;
- 5) вынесение заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду и его учет;
- 6) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности, если необходимость его проведения определена в соответствии с ЭК.

Для организации оценки возможных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду:

- 1) инициатор намечаемой деятельности представляет проект отчета о возможных воздействиях в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в соответствии с пунктами 6 – 8 статьи 72 ЭК;
- 2) инициатор намечаемой деятельности распространяет объявление о проведении общественных слушаний в соответствии с пунктом 4 статьи 73 ЭК;
- 3) уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в случае, предусмотренном пунктом 19 статьи 73 ЭК, создает экспертную комиссию;
- 4) уполномоченный орган в области охраны окружающей среды выносит заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду в соответствии со статьей 76 ЭК;
- 5) инициатор намечаемой деятельности организует проведение послепроектного анализа в соответствии со статьей 78 ЭК.

На этапе оценки воздействия на окружающую среду приведена обобщенная характеристика природной среды в районе намечаемой деятельности, рассмотрены основные направления хозяйственного использования территории и определены принципиальные позиции по оценке воздействия на окружающую среду. Также даны рекомендации по минимизации воздействия на компоненты природной среды. Предложены мероприятия по снижению экологического риска.

Реквизиты Компаний:

<p>Заказчик: ТОО «BRP OIL» 050018, Республика Казахстан, г. Алматы, проспект Суюнбая, здание № 157Г, БИН 231140029615</p>	<p>Генеральный подрядчик ТОО «Geoscience Consulting» (Геосайнс Консалтинг) 010000, Республика Казахстан, г. Астана пр-т Кабанбай батыра, д.17, блок "Е", 3 этаж, оф.310 Тел./факс: 8 (778) 1025960 e-mail: geosciences@gmail.com</p> <p>Разработчик проекта ОВОС: ИП «ЭКО-ОРДА» 120014, Республика Казахстан, г. Кызылорда, мкр-н. Сырдарья, 20/39 Тел. +7 777 7851346</p>
--	--

1.1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Общие сведения о месторождении

Недропользователем месторождения Жамансу является ТОО “BRP OIL”, имеющее Контракт № 5321-УВС от 14.02.2024 г., на проведение добычи углеводородов на месторождении Жамансу (срок действия контракта 25 лет с момента вступления в силу, то есть до 14.02.2049 г).

Географические координаты горного отвода по угловым точкам: с.ш. 45° 38' 44" в.д. 66° 00' 00"; с.ш. 45° 40' 00" в.д. 66° 00' 00"; с.ш. 45° 40' 00" в.д. 66° 33' 18"; с.ш. 45° 23' 29" в.д. 66° 33' 18"; с.ш. 45° 23' 29" в.д. 66° 24' 17".

В административном отношении месторождение Жамансу находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

В географическом отношении контрактная территория занимает южную часть Южно-Торгайской впадины.

Площадь горного отвода составляет 880,39 км². Глубина отвода – абсолютная отметка минус 2330,5 м.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к юго-западу 120 км), ст. Жосалы (к западу 200 км), промысел Кумколь (к северо-западу 95 км).

В орографическом отношении район представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 80 до 230 м.

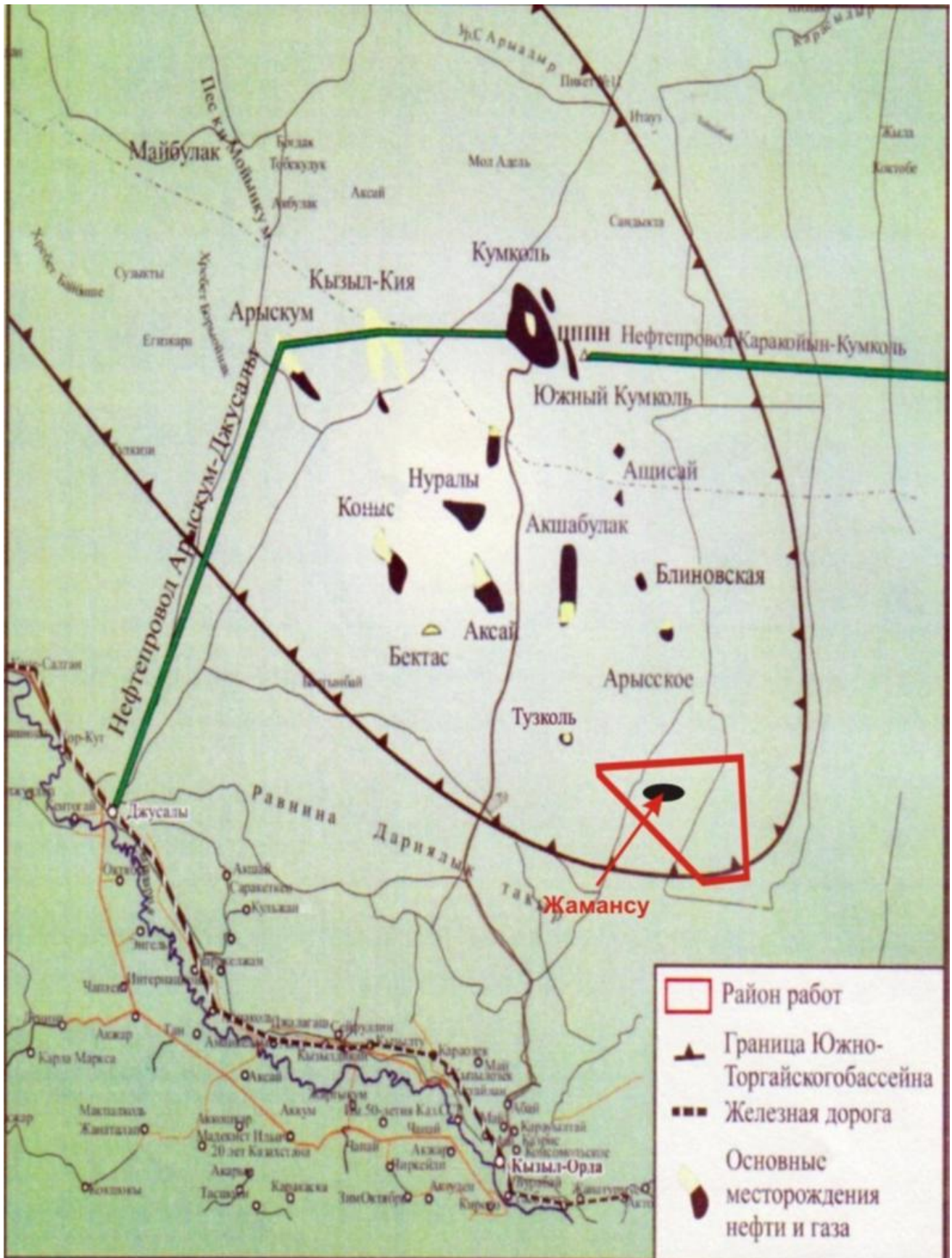
Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские воды верхнего мела, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 3 г/л.

Климат района резко-континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не менее 150 мм, основное их количество выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем – 12 0С (до -40 0С), летом + 27 0С (до + 45 0С).

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, скорость 3-4 м/сек.

На расстоянии 95 км к северу от проектируемого района работ находится нефтепровод Кумколь-Каракоин, связанный с ниткой нефтепровода Павлодар-Шымкент.

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.



Основные параметры участка недр (горный отвод) с указанием координат представлены на рисунке 2.



Приложение № _____
к Контракту № _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)
от 26.12. 2023 года
рег.№ 629-Д - УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА
ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР
(ГОРНЫЙ ОТВОД)**

Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «BRP OIL» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Жамансу на основании протокола №295031 о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам от 14 декабря 2023 года.

Участок недр расположен в Кызылординской области.


Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по №5.

Координаты угловых точек		
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 38' 44"	66° 00' 00"
2	45° 40' 00"	66° 00' 00"
3	45° 40' 00"	66° 33' 18"
4	45° 23' 29"	66° 33' 18"
5	45° 23' 29"	66° 24' 17"

Площадь участка недр составляет – **880,39** (восемьсот восемьдесят целых тридцать девять сотых) кв. км.

Глубина отвода – абсолютная отметка минус 2330,5 м.

Заместитель председателя





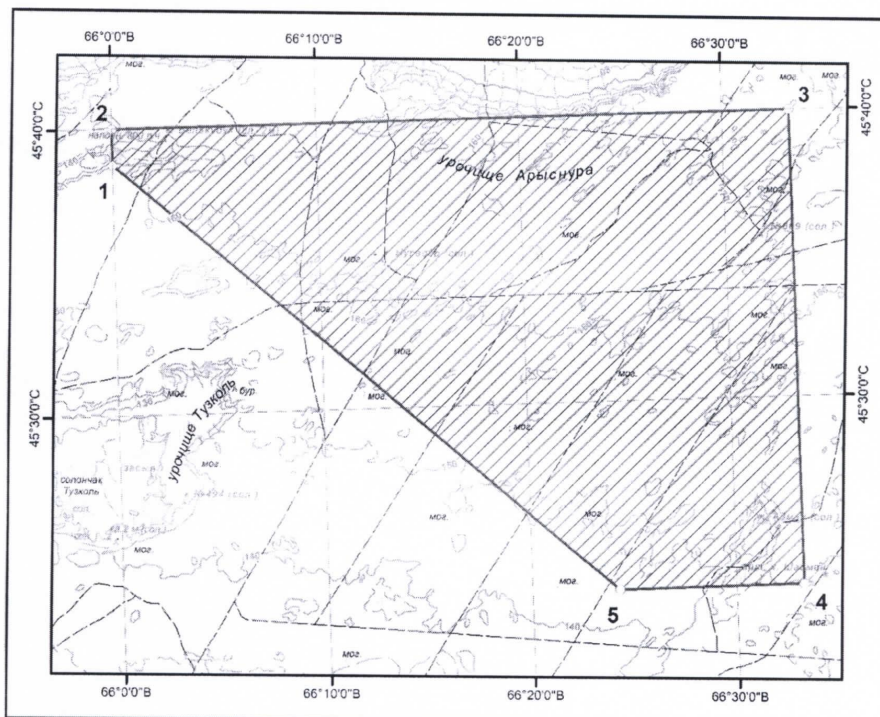
К. Туткышбаев

г. Астана,
декабрь, 2023 г.










Приложение № _____
 по Контракту № _____ от _____ г.
 на право недропользования
углеводороды
 (вид полезного ископаемого)
добыча
 (вид недропользования)

от «26» декабря 2023 г. Рег. № 629-Д-УВ

Картограмма расположения участка недр месторождения Жамансу
 масштаб 1: 340 000

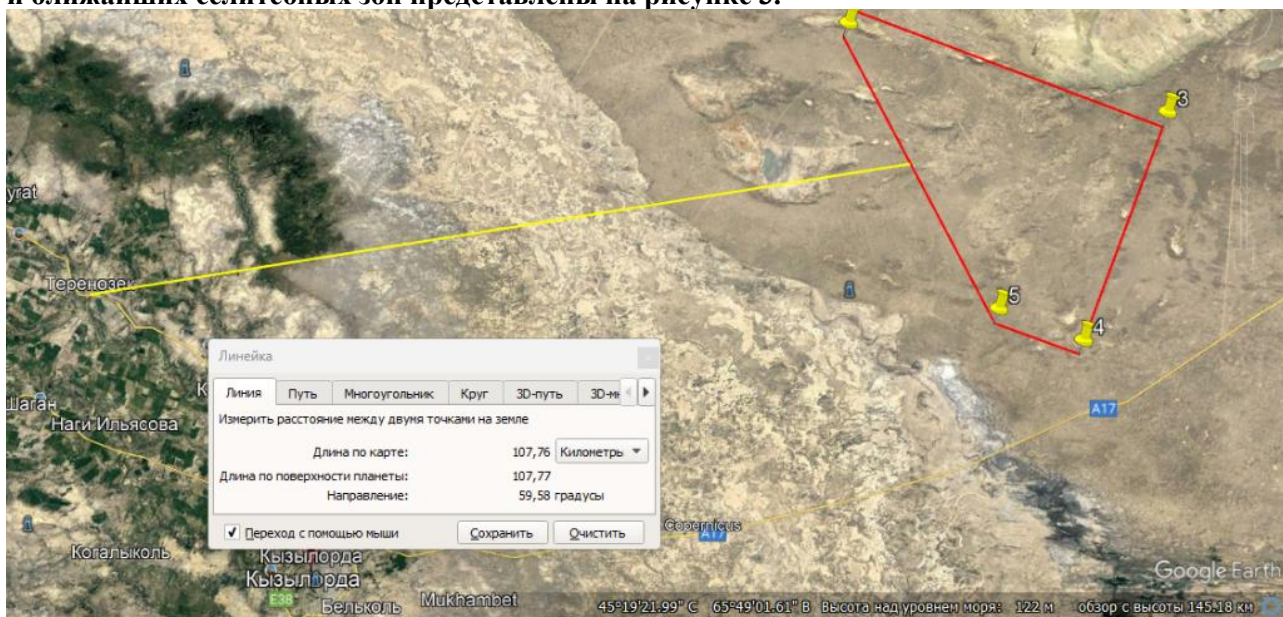


Условные обозначения

-  контур участка недр месторождения Жамансу
-  колодцы
-  кладбище
-  грунтовые проселочные дороги
-  полевые дороги
-  сухие русла рек
-  горизонтали основные
-  горизонтали дополнительные
-  солончаки проходимые

г. Астана
 декабрь, 2023 г.

Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон представлены на рисунке 3.



1.1. Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)

1.1.1. Климатические условия региона

В климатическом отношении территория месторождения относится к степной и полупустынной зонам. Климат района резко-континентальный засушливый и жаркий с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха. Максимальная температура воздуха $+40-45^{\circ}\text{C}$, суточные колебания температуры достигают 23°C , относительная влажность воздуха 20-40%. Зимой температура воздуха достигает $-15-45^{\circ}\text{C}$. Снежный покров незначительный, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Характерны сильные ветра, летом западные, юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные.

Для климатической характеристики изучаемого района использовались многолетние данные метеорологических станций Кызылординской области: Жосалы и Злиха. Температурный режим воздуха формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от $26,8$ до $27,6^{\circ}\text{C}$, а средние из абсолютных максимальных температур достигают $40-42^{\circ}\text{C}$. Суточные колебания температуры воздуха достигают $14-16^{\circ}\text{C}$. Средняя месячная и годовая температура воздуха представлена в таблице 1.2-1.

Средняя температура воздуха в июле приведена на рисунке 1.2-1. Зимой температуры имеют отрицательные значения, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от минус $10,8$ до минус $13,8^{\circ}\text{C}$, а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января от минус 27 до минус 29°C . Средняя абсолютная амплитуда составляет $72-76^{\circ}\text{C}$, а средняя годовая температура воздуха изменяется от $7,0$ до $8,6^{\circ}\text{C}$.

Средние из абсолютных минимумов и максимумов температуры воздуха представлены в таблицах 1.2-2 и 1.2-3.

Период со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов наблюдается с 17-25 марта до 6-12 ноября, что составляет 226-239 дней в году. Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы, представлены в таблице 1.2-4.

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах.

Относительная влажность 30% и более 80% считается дискомфортной. Так, в изучаемом районе среднемесячная относительная влажность летом достигает 28-34%, а зимой - 72- 86% и составляет 153 дня с влажностью менее 30% и 60,3 дня с влажностью более 80%.

Следовательно, 213,3 дней в году данный район дискомфорта для проживания человека.

Таблица 1.2-1-Средняя месячная и годовая температура воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-13,8	-12,8	-4,5	9,1	18,4	24,2	26,8	24,5	17,2	7,5	-2,2	-9,8	7,0
Жосалы	-11,5	-9,7	-1,1	10,5	19,1	24,8	27,3	24,9	17,8	8,2	-1,2	-8,2	8,4
Злиха	-10,7	-9,6	-0,7	10,5	18,9	24,8	27,6	25,0	17,7	8,3	-0,8	-8,2	8,6

Таблица 1.2-2-Средний из абсолютных максимумов температуры воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0	2	12	27	34	38	40	38	32	24	13	2	40
Жосалы	3	6	18	29	35	39	41	38	34	27	15	5	42
Злиха	3	6	18	30	35	39	41	40	35	28	16	6	42

Таблица 1.2-3-Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-29	-29	-23	-5	3	9	13	11	2	-7	-18	-25	-32
Жосалы	-28	-27	-19	-4	2	9	13	10	2	-6	-17	-23	-30
Злиха	-27	-26	-20	-4	3	8	12	9	1	-7	-17	-25	-32

Таблица 1.2-4 - Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы

Наименование станции	Температура				
	-10	-5	0	5	10
Саксаульская	1/III	16/III	25/III	5-IV	17/IV
	15/XII	25/XI	7/XI	23/X	8/X
	288	253	226	200	173
Жосалы	14/II	6/III	19/III	30/III	13/IV
	24/XII	29/XI	10/XI	25/X	10/X
	312	267	235	206	179
Злиха	14/II	4/III	17/III	31/III	12/IV
	29/XII	28/XI	12/XI	27/X	10/X
	317	268	239	209	180

Таблица 1.2-5-Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха(%)

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	82	80	78	54	40	34	34	35	41	57	74	80	57
Жосалы	83	80	74	52	40	34	33	34	40	56	72	80	56
Злиха	86	83	76	51	38	31	28	30	34	52	72	81	55

Наибольшие скорости ветра отмечаются на метеостанциях Жосалы, Злиха, расположенных в центральной части Кызылординской области. Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек (табл. 1.2-7).

В теплый период сильные ветры вызывают пыльные бури (табл.1.2-8), а в холодный-метели (табл.1.2-9).

Как видно из таблицы 2.10, очень сильные ветры (более 15 м/сек) наблюдаются на станциях Злиха 49 дней, Жосалы-45 и Саксаульская-6 дней в году.

Таблица 1.2-6-Средняя годовая повторяемость направлений ветра и штилей(%)

Наименование станций	Направление ветра								
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Саксаульская	25	11	15	6	6	13	12	12	16
Жосалы	11	32	15	5	5	10	11	11	6
Злиха	10	22	31	6	4	8	11	8	15

Таблица 1.2-7-Средняя месячная и годовая скорость ветра(м/сек)

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	3,3	3,8	3,9	3,8	3,6	3,7	3,6	3,3	3,1	3,4	3,2	3,3	3,5
Жосалы	5,7	6,5	6,1	5,6	5,5	5,4	5,0	4,7	4,7	4,6	5,1	5,6	5,5
Злиха	5,9	5,9	5,9	5,3	4,2	4,3	3,8	3,7	3,9	3,9	4,5	5,3	4,7

Таблица 1.2-8-Число дней с пыльной бурей

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0,1	0,2	0,2	0,3	0,9	1,3	2,1	1,7	1,1	0,7	0,3	0,1	9,0
Жосалы	0,6	0,8	1,9	4,7	4,7	3,6	3,3	2,6	2,6	2,6	1,8	0,7	28,3
Злиха	0,3	0,1	0,8	1,5	1,2	1,8	1,5	3,0	3,8	2,7	0,7	0,4	17,8

Таблица 1.2-9-Среднее число дней с метелью

Наименование станции	Месяцы,год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	8	3	3	2	0,1	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	10
Жосалы	9	2	2	0,9	0,07	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	6
Злиха	10	5	3	1	0,1	-	-	-	-	-	0,3	2	11

Таблица 1.2-10-Среднее число дней с сильным ветром (>15м/сек)

Наименование станции	Месяцы,год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0,5	0,4	1,0	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5	0,3	0,4	0,3	0,3	6
Жосалы	3,6	3,8	4,9	6,2	4,7	3,6	3,6	3,2	2,9	3,0	2,9	2,3	45
Злиха	4,8	5,4	5,4	4,9	4,1	2,9	3,9	2,8	3,6	3,4	2,8	4,9	49

Атмосферные осадки. Засушливость-одна из отличительных черт климата района. Осадков выпадает очень мало и они распределяются по сезонам года крайне неравномерно: 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. Осадки летнего периода не имеют существенного значения, как для увлажнения почвы, так и для развития культурных растений.

Снежный покров незначителен и неустойчив; образуется он во второй - третьей декаде декабря. Средняя высота его 10-25 см. Устойчиво снег лежит 2,5 месяца. Средние запасы воды в снеге составляют 30-60 мм.

Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм (табл. 2.11). Объясняется это тем, что район расположен почти в центре Евразии, мало

доступен непосредственному воздействию влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником увлажнения. Количество осадков убывает с севера на юги составляет на севере 137мм, на юге - 130 мм.

Таблица1.2-11-Среднее многолетнее количество осадков

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	10	10	15	13	10	13	12	10	8	12	12	12	137
Жосалы	14	16	18	15	11	8	6	5	6	9	10	18	136
Злиха	17	19	18	18	14	7	5	4	5	19	12	17	130

Характер годового распределения месячных сумм осадков также неоднороден: летом 4-6 мм, зимой 15-17 мм. Осадки ливневого характера с грозами и градом наблюдаются в теплое время года (табл. 2.12, 2.13). Зимой ливневые осадки наблюдаются значительно реже.

Таблица1.2-12-Среднее число дней с грозой

Наименование станции	Месяцы,год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-	-	0,07	0,2	1	2	3	1	0,4	0,07	-	-	8
Жосалы	-	-	0,1	0,6	1	2	2	1	0,5	0,1	-	-	7
Злиха	-	-	0,3	0,5	2	3	3	1	0,1	0,07	-	-	10

Таблица2.13-Среднее число дней с градом

Наименование станции	Месяцы,год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-	-	0,05	0,08	0,05	0,08	0,06	0,06	0,03	0,05	-	-	0,5
Жосалы	0,02	-	0,1	0,05	0,03	0,05	0,02	-	0,02	-	-	-	0,3
Злиха	-	-	-	0,1	0,05	0,03	0,05	0,02	0,02	-	-	-	0,5

Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание примесей в атмосферу оказывает режим ветра и температуры. На формирование уровня загрязнения воздуха оказывают также влияние туманы, осадки и радиационный режим.

Капли тумана поглощают примесь, причем не только вблизи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей сильно возрастает в слое тумана и уменьшается над ним. При этом растворение сернистого газа в капле тумана приводит к образованию более токсичной серной кислоты. Так как в тумане возрастает весовая концентрация сернистого газа, то при его окислении и может образоваться серной кислоты в 1,5 раза больше.

На ст. Саксаульская среднее число дней с туманом составляет 5,2%, ст.Жосалы-7,4%, ст.Злиха-4,9%.

Ветры оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание примесей в атмосфере, особенно слабые. Однако в это время значительно увеличивается подъем перегретых выбросов в слои атмосферы, где они рассеиваются, если при этих условиях наблюдаются инверсии, то может образоваться "потолок", который будет препятствовать подъему выбросов, и концентрация примесей у земли резко возрастает.

На ст. Саксаульская повторяемость штилей составляет 16%, наст.Жосалы- 6%, на ст.Злиха - 15%.

Осадки очищают воздух от примесей. После длительных и интенсивных осадков высокие концентрации примесей наблюдаются очень редко. Засушливость климата в изучаемом районе не способствует очищению атмосферы.

Солнечная радиация обуславливает фото химические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем вещества, поступающие от источников выбросов.

Инверсия затрудняет вертикальный воздухообмен. Если слой приподнятой инверсии располагается непосредственно на дисточником выбросов (трубой), то в приземном слое атмосферы создаются опасные условия загрязнения, так как инверсионный слой ограничивает подъем выбросов и способствует их накоплению в приземном слое. Если слой приподнятой инверсии расположен на достаточно большой высоте от труб промышленных предприятий, то концентрация примесей будет существенно меньше. Слой инверсии, расположенный ниже уровня выбросов, препятствует переносу их к земной поверхности. Как видно из таблицы 2.16, в изучаемом районе повторяемость приземных инверсий в годовом ходе составляет 39% и незначительно меняется от месяца к месяцу: от 36% (февраль) до 42% (сентябрь).

Таблица 1.2-16-Годовой ход повторяемости инверсии в изучаемом районе,%

Месяцы, год												
I	I I	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
38	36	37	37	37	38	38	40	42	42	40	39	39

Совокупность климатических условий; режим ветра, застой воздуха, туман, инверсии и т.д., определяет способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приведены в таблице 1.2-17.

Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °С	34,3
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, °С	-9,2
Многолетняя роза ветров, %	
С	16
СВ	31
В	14
ЮВ	4
Ю	6
ЮЗ	8
З	12
СЗ	9
Штиль	13
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость которой составляет 5%, м/с	9

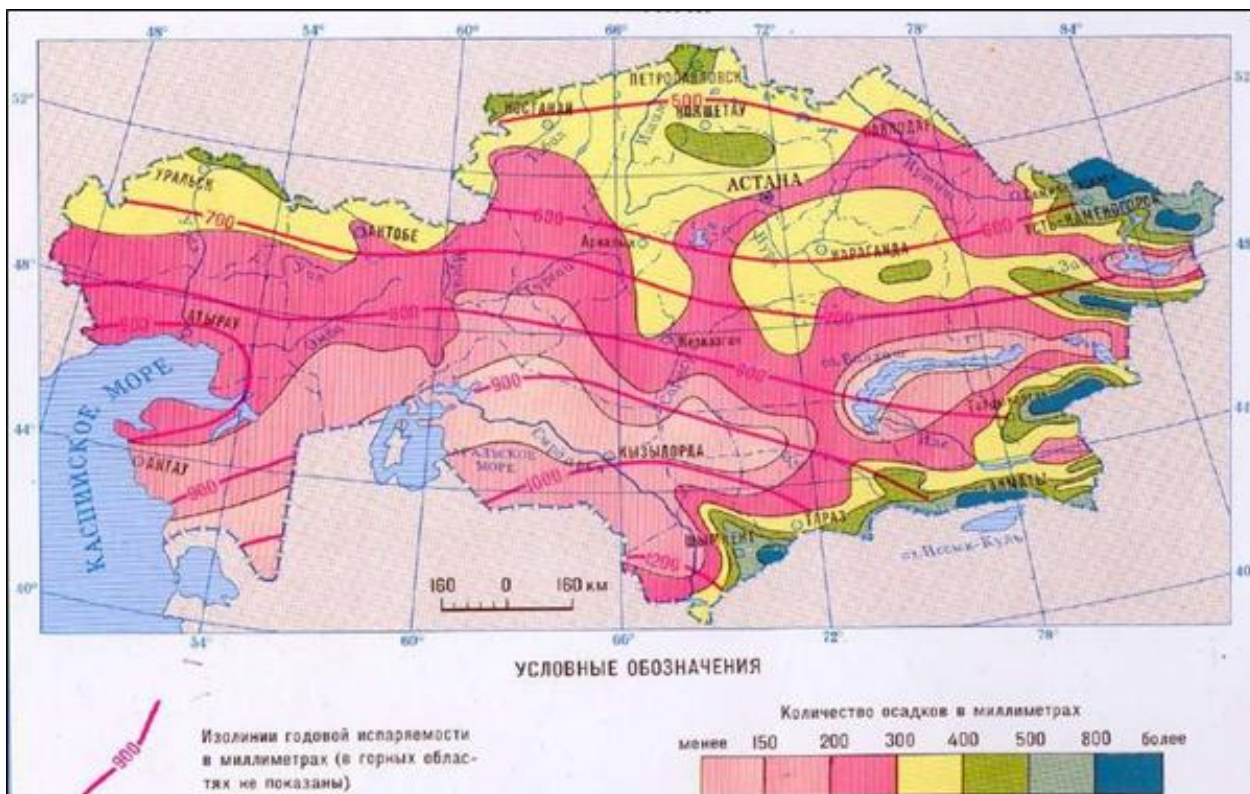


Рисунок 4 - Климатическая карта

1.1.2. Характеристика современного состояния воздушной среды

В районе намечаемой деятельности контроль состояния атмосферного воздуха не ведется.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, при проектируемых работах на месторождении Жамансу будет являться технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора продукции скважин.

В соответствии с п. 5 статьи 28 Экологического Кодекса РК принимается, что при установлении нормативов эмиссий учитываются существующие загрязнения окружающей среды. Данные по фоновым концентрациям параметров качества окружающей среды представляются гидрометеорологической службой Республики Казахстан.

Контроль уровня загрязнения атмосферного воздуха в населенных пунктах Республики Казахстан ведется РГП «Казгидромет». Государственная система наблюдений является комплексной измерительно-информационной системой, предназначенной для проведения систематических наблюдений и контроля изменений состояния природной среды, а также для обеспечения государственных органов, хозяйственного комплекса и населения республики информацией о текущем и прогнозируемом состоянии природной среды. Основу наземной подсистемы получения данных о состоянии природной среды и климата составляют сетевые организации РГП «Казгидромет», в том числе метеорологические станции. Сеть пунктов приземных метеорологических наблюдений предназначена для определения состояния и развития физических процессов в атмосфере при взаимодействии ее с подстилающей поверхностью.

Стационарные посты за наблюдением загрязнения атмосферного воздуха в Сырдарьинском районе Кызылординской области отсутствуют (по данным РГП «Казгидромет» на сайте <http://www.meteo.kz>).

Информационный бюллетень подготовлен по результатам работ, выполняемых специалистами комплексной лаборатории мониторинга за состоянием окружающей среды филиала РГП «Казгидромет» по Кызылординской области.

Бюллетень предназначен для информирования государственных органов, общественности и населения о состоянии окружающей среды на территории Кызылординской области и необходим для дальнейшей оценки эффективности мероприятий в области охраны окружающей среды РК с учетом тенденции происходящих изменений уровня загрязнения.

1.1.3. Рельеф района

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л.

На территории месторождения Жамансу не осуществляется эксплуатация подземных вод. В этом направлении мониторинг не предусматривается.

Хозяйственно-бытовые и производственные сточные воды отводятся в септики, и далее по мере заполнения вывозятся специальным автотранспортом на ближайшие очистные сооружения по договору.

1.1.4. Гидрографическая сеть

Площади проектируемых работ приурочены к Южно-Торгайскому артезианскому бассейну.

Грунтовые и пластовые воды неоген-четвертичных, палеогеновых и верхнемеловых отложений изучены в ходе гидрогеологических съемок. Пластовые воды нижнемеловых, юрских отложений изучены в глубоких параметрических, поисковых и разведочных скважинах пробуренных на нефть и газ.

Повсеместная закрытость структур бассейна, значительная удаленность от областей питания наряду с сухим климатом и отсутствием полноценных рек определяют особенности накопления и водообмена в водоносных горизонтах.

В разрезе Южно – Торгайской впадины выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя. Водоносные горизонты разделены глинистыми флюидоупорами, развитыми по всей площади месторождения.

Верхняя зона включает верхнемеловой водоносный комплекс, водоносные горизонты палеогена и грунтовые воды неоген – четвертичных отложений. Пластовые воды этой зоны пресные сульфатно – гидрокарбонатно – хлоридные. Зона характеризуется активным инфильтрационным гидрохимическим режимом поверхностных вод и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей углеводородов.

Средняя гидрохимическая зона в составе карачетауской свиты апт – альба характеризуется изменчивым составом и минерализацией от пресных и слабосоленоватых вод и бортах Арыкумского бассейна, аналогичных по солевому составу верхней зоне, до высоко минерализационных хлоридно–натриево–кальциевого состава во внутренней части бассейна.

Питание горизонтов осуществляется, в основном, за счет инфильтраций атмосферных осадков на участках выходов их на поверхность и частично за счет фильтрации паводковых вод.

Средняя зона также характеризуется свободным водообменном и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей УВ.

Нижняя зона в составе водоносных комплексов неокома и юры содержит пластовые воды хлоридно-натриево-кальциевого состава, величина минерализации которых увеличивается, с глубиной залегания, до 92 г/л. Эти пластовые воды относятся в основном к седиментогенным водам элизионного гидродинамического режима, что является благоприятным условием для формирования и сохранения залежей УВ.

Воды, извлекаемые попутно с нефтью, можно использовать в качестве заводнения продуктивных пластов для поддержания пластового давления.

Воды верхних водоносных горизонтов (альб-сеноманские и турон-сеноманские) могут быть использованы для организации орошаемого земледелия, водоснабжения и обводнения пастбищных территорий, а также для технических целей и бытовых нужд. Они не пригодны в качестве питьевой воды и для заводнения.

Для питьевого водоснабжения рекомендуется использовать воды неоген-четвертичных и турон-сеноманских водоносных комплексов.

1.1.5. Растительный и животный мир

Хозяйственная деятельность в степных районах способна глубоко изменять природную обстановку и может привести к вторичному, уже самопроизвольному, расширению среды активно идущих изменений окружающей среды.

Флористически северная подзона относительно бедна. Это может быть объяснено двояко: во-первых, тем, что в северных пустынях слабо развиты эфемеры, эфемероиды гелиофиты, во-вторых, северные пустыни имеют равнинный рельеф и в геологическом отношении более молоды, а поэтому здесь отсутствуют реликтовые элементы.

Зональная растительность представлена ксерофильными и галофильными полукустарниками (полынями и солянками). Из других жизненных форм распространены саммофильные кустарники,

коротковегетирующие многолетние и однолетние травы, длительно вегетирующие многолетники и ксерофильные кустарники.

Доминирующей жизненной ландшафтной формой, участвующей в сложении наиболее широко распространенных сообществ, является ксерофильный и галофильный полу кустарник, как наиболее устойчивая форма в этих экстремальных условиях. На первом месте стоят боялыч (*Salsolaarbusculaeformis*) и полыни (виды рода *Artemisia*) в сочетании с биюргуном. А также солянка восточная (*S. orientale*), солянка Паульсена (*S. paulseni*), биюргун (*Anabasisalsala*), кустарники: саксаул черный (*Haloxylonaphyllum*), жузгун (*Calligonumaphyllum*), эфемеры: осока вздутая (*Carexphysodes*), мортук восточный (*Eremophytonorientale*), мятлик луковичный (*Poaabulbosa*), разнотравье: жантак (*Alhagikirgizorum*), которые в различных сочетаниях образуют следующие сообщества: боялычевопопынные, белоземельнопопынно-кейреуковые, черносаксаулово-белоземельнопопынные, биюргуновые – по равнинам; кустарниково-попынные по песчаным массивам. Боялыч (*Salsolaarbusculaeformis*) – очень соле- и засухоустойчивый. Занимает огромные пространства на серо-бурых почвах различной степени засоления (практически большая часть исследуемой территории) (выдел II, контур 1, 2, 3). Чаше встречаются боялычевопопынные, боялычевые и боялычево-белоземельнопопынные сообщества в комплексе с белоземельнопопынно-кейреуковыми и биюргуновыми. Видовой состав боялычевой формации скуден.

Проективное покрытие почвы боялычевыми растительными группировками от 10 % (на нарушенных участках) до 80 % (в коренных сообществах). Субэдикаторами боялычевой формации являются следующие растения: ежовник солончаковый (*Anabasisalsala*), (*Artemisiaterrae-albae*), (*A. turanica*), (*A. maicara*). Наличие перечисленных субэдикаторов позволяет выделить боялычево-попынные и боялычево-белоземельнопопынные ассоциации.

По своим кормовым качествам боялыч относится к кормам среднего достоинства.

Широкое распространение полыни белоземельной и разнообразие сообществ, в которых она доминирует, объясняется большой экологической приспособляемостью и нетребовательностью к почвам. Полезна белоземельная – хорошее кормовое растение пустынь, питательная ценность которого особенно высока в осенне-зимне-весенний период. На данной территории субдоминантами полыни являются эфемеры – бурачок пустынный, мортук восточный, эфемероид мятлик луковичный; единично встречаются ревень татарский, липучка полуголая, однолетние солянки – климакоптерасупротивнолистная, гиргенсония супротивноцветковая, клоповник пронзеннолистный.

Формации биюргуна также являются типичным представителем галофитного варианта растительности. Эта формация широко распространена по сопредельной территории на щебнистых, солонцеватых почвах, солонцах и такырах. В большинстве случаев биюргунники бывают чистыми, располагаются пятнами среди боялычевых и белоземельнопопынных сообществ.

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 пустынной казахстанской фауне.

Пресмыкающиеся играют заметную роль в биогеоценозах региона и характеризуются высокой степенью зависимости от окружающей среды. Некоторые виды могут служить индикаторами состояния среды и использоваться для мониторинга при освоении нефтегазового месторождения.

Земноводные. На территории Приаралья распространен лишь один вид амфибий - зеленая жаба. Она имеет очень широкий диапазон приспособляемости, что позволяет ей переносить высокую сухость воздуха, а также использовать для икрометания временные водоемы, расположенные на значительном удалении от постоянных источников воды. При дефиците воды использует лужи, образованные от таяния снега или прошедших дождей.

Ведет преимущественно сумеречный и ночной образ жизни. Она активна 7 месяцев в году. В дневное время в качестве пастбищ использует покинутые норы грызунов или зарывается в мягкий грунт. Повсеместно является одним из полезнейших животных. Птицы. Орнитофауна рассматриваемого района и сопредельных территорий насчитывает более 160 видов. Из них гнездящихся 47 видов, зимующих 18 видов и встречающихся на пролете 97 видов. Основная масса птиц встречается на пролете. Средних имеются редкие и исчезающие птицы, внесенные в Красную книгу Казахстана.

Фоновыми видами птиц в данном районе являются малые жаворонки, пустынные славка и каменка, зеленые и золотистые шурки, в целом составляющие более половины населения птиц.

Млекопитающие. Современный состав териофауны района включает в себя 35 вида животных. Из них 3 вида относятся к отряду насекомоядных, 4 - к рукокрылым, 7 - к хищным, 1 - к парнокопытным, 19 - к грызунам, 1 - к зайцеобразным.

Наиболее характерной чертой фауны млекопитающих рассматриваемого района является присутствие в ней большого количества типичных пустынных и полупустынных видов, обитающих как на песчаных территориях, так и на участках глинистой пустыни.

Из млекопитающих наиболее заметную роль в исследуемом районе играют ценные промысловые звери (сайгак, лисица, заяц, корсак и волк), а также животные являющиеся переносчиками инфекционных болезней (песчанки и другие виды тушканчиков).

Фауна представлена типичными представителями полупустынь.

Места произростания редких видов растений, места обитания редких видов животных, занесенных в Красную книгу РК отсутствуют.

1.1.6. Характеристика геологического строения

1.2.5.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

Бурением поисковых и структурных скважин, а также по данным сейсморазведки установлено, что в разрезе площадей Арыкумского прогиба участвуют отложения палеозойской, юрской, меловой, палеогеновой и неоген-четвертичных систем.

Палеозойские отложения (PZ)

Скважинами месторождения Жамансу палеозойские отложения не вскрыты. Эти отложения вскрыты пробуренными скважинами соседних участков и представлены метаморфическими породами: кварц-хлоритовыми, кварц-биотитовыми, хлорит-серицитовыми сланцами и трещиноватыми гнейсами, а также менее метаморфизованными и дислоцированными карбонатными образованиями: известняками и доломитами, песчаниками и аргиллитами.

Мезозойская группа (MZ)

Юрская система (J)

Разрез юрской системы в Арыкумском прогибе представлен всеми 3 отделами и расчленяется снизу вверх на 6 свит: сазымбайскую и айбалинскую нижнего отдела, дощанскую нижнего-среднего отдела и карагансайскую среднего отдела, кумкольскую и акшабулакскую верхнего отдела.

Нижний отдел (J1)

Синемюрский–плинсбахский ярусы (J1s-p)

Айбалинская свита (J1s-p(ab)) – представлена черными аргиллитами с прослоями алевролита. В зонах стратиграфического и тектонического экранирования установлено замещение алевролитов и аргиллитов горизонтами песчаных коллекторов. Толщина свиты к бортовой части сокращается. Песчаники айбалинской свиты нефтенасыщены. Вскрытая толщина изменяется от 61 м (скв. 10) до 750 м (скв. 7).

К этой свите приурочен продуктивный горизонт Ю-V-1.

Нижний-средний отдел (J1-2)

Тоарский-батский ярусы (J1-2t-bt)

Дощанская свита (J1-2t-bt(ds)) – сложена частым переслаиванием темно-серых (до черных) аргиллитов, глинистых алевролитов, и тонкозернистых серых глинистых песчаников. В западной бортовой части она представлена песчаниками, внизу переслаивающимися с алевролитами и аргиллитами.

Продуктивный горизонт дощанской свиты сложен темно-серыми аргиллитами и серыми песчаниками, состоит из 4-х пропластков. Вскрытая толщина изменяется от 640 м (скв. 10) до 766 м (скв. 7).

К этой свите приурочены продуктивные горизонты Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-4, Ю-IV-2-5, Ю-IV-2-6, Ю-IV-2-7.

Средний отдел (J2)

Батский ярус (J2bt)

Карагансайская свита (J2bt(kr)) – сложена черными аргиллитами с прослоями алевролитов. В западной бортовой части площади среди аргиллитов и алевролитов появляются горизонты песчаных коллекторов. Толщина изменяется от 284 м (скв. 11) до 639 м (скв. 6).

Верхний отдел (J3)

Келловей-оксфордский ярусы (J3k-o)

Кумкольская свита (J3k-o(km)) – представлена толщей темно-серых глин с несколькими пачками песчаных пород. Толщина от 182 м (скв. 5) до 220 м (скв. 9).

Меловая система (K)

Меловые отложения, в нижней части разреза по литологическому составу расчленяются на три свиты: даульскую, карачетаускую и кызылкийинскую. Верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турон-сенона.

Нижний отдел (K₁)

Неокомский надъярус (K_{1nc})

Нижний неоком (K_{1nc1}). В разрезе нижнего неокома выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнедаульская подсвита (K_{1nc1}(dl₁)) расчленена на два горизонта: нижний и верхний.

Нижняя пачка на месторождении вскрыта всеми скважинами и представлена песчаниками, мелко-, среднезернистыми слабосцементированными с прослоями аргиллитов. Цемент глинистый, местами глинисто-карбонатный.

Средняя пачка сложена глинами и глинистыми алевролитами.

Верхняя пачка представлена маломощным слоем песчаников с прослоями алевролитов.

Верхняя часть нижнедаульской подсвиты сложена коричневыми глинами с тонкими прослоями песчаников, алевролитов. Они являются региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыкумского горизонта. Вскрытая толщина изменяется от 13 м (скв. 6) до 22 м (скв. 5).

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc2}(dl₂)) в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней - преимущественно глинами.

Возраст даульской свиты установлен данными региональной параметрической скважины П-2 Акшабулак в конце 1980 гг. на основании обнаруженных единичных пресноводных остракод, типичных для отложений готерив-баррема, в связи с чем, устанавливается неокомским. Даульская свита хорошо развита в регионе и присутствует по всей площади платформенного типа. Вскрытая толщина изменяется от 128 м (скв. 11) до 396 м (скв. 7).

Апт – альбский ярусы (K_{1a-al})

Карачетауская свита (K_{1a-al1-2}(kr))

Отложения карачетауской свиты 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. Вскрытая толщина изменяется от 115 м (скв. 7) до 202 м (скв. 11).

Нерасчлененный нижний и верхний отделы меловой системы (K₁₋₂)

Альб – сеноманский ярусы (K_{1-2al3-s})

Кызылкийинская свита (K_{1-2al3-s}(kk))

Отложения кызылкийинской свиты повсеместно распространены хорошо развиты и мощность сохраняется данными бурения, залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестроцветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. По спорово-пыльцевому комплексу возраст устанавливается позднеальб – сеноманским. Вскрытая толщина изменяется от 117 м (скв. 7) до 235 м (скв. 10).

Верхний отдел (K₂)

Нерасчлененный верхний туронский ярус–сенононский надъярус (K_{2t2-sn})

Отложения этой толщи залегают с размывом на породах балапанской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестроцветных песков и глин. Возраст толщи обоснован комплексами спор и пыльцы. Вскрытая толщина изменяется от 150 м (скв. 5, 8) до 175 м (скв. 10, 11).

Кайнозойская группа (KZ)

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеоген-неоген-четвертичной систем.

Нерасчлененные палеогеновые-неоген-четвертичныеотложения (P-N-Q)

К палеоген-неоген-четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыкумского прогиба. Толщина их от 20 м (скв. 7) до 85 м (скв. 5).

1.2.5.2. Тектоника

Контрактная территория освещает строение самой крайней южной части Акшабулакской грабен-синклинали. По кровле палеозоя и отложениям рифтового комплекса в данной части грабен- синклинали устанавливается высококонтрастное строение. По бортам грабена кровля домезойского поднятия залегает на отметках: восточный борт - 400-800 м, западный борт - 600-900 м, в осевой части погружается до 4000 м и более. Погружение блоков палеозоя происходит ступенчатообразно по высокоамплитудным (до 1000-1500 м) разломам. Суммарная мощность ниже- верхнеюрских отложений,

заполняющих грабен, до 3500-4000 м. Отложения рифтового комплекса в значительной степени деформированы и разбиты тектоническими нарушениями. В кровле комплекса устанавливается резкое несогласие, по которому фиксируется глубокий эрозионный срез отложений J_1 - J_3 , особенно в западной части грабена. В раннемеловое время от осевой части грабена к западному борту срезаны отложения поздней, затем средней, и ранней юры.

По кровле палеозоя PZ структура представляет собой синклиналь со сложным строением. С запада, северо-запада к северо-востоку происходит резкое ступенчатое высокоамплитудное погружение: от ступени-блока на - 400-600 м, до -2000-3200 м, далее -3600-4600 м с переходом, через разлом, в мульду в интервале глубин -5200-6700 м. Территория месторождения Жамансу сильно деформирована - разрушена тектоническими нарушениями.

О региональном сдвиге в раннем мезозое свидетельствует граница сдвиговой зоны: отметки глубин с юго-запада на восток переходят с -900 м до -4600 м; с -3500 м до -5200 м.

По палеозою сдвиг находится на осевой части структуры и делит территорию на две части: на востоке вырисовывается глубокая мульда, на западе – высокоамплитудные разломы. Вдоль сдвиговой зоны с юга на северо-запад теряется отражение горизонта палеозой.

Структура Жамансу расположена вдоль западного борта грабен- синклинали. В пределах месторождения структура разбита на десять блоков (I-X).

По кровле отложений айбалинской свиты J_1 -p(ab) выделяется асимметричная, узкая, линейно-вытянутая к северо-западу структура между разломами F_2 и F_3 вдоль скважин 9, 11, 8, 7, 5 на блоках III, IV, V, VII.

Восточнокрыловрайонескважинынаотметке -2193мнаблокеVIII более погружено, чем западное. В центральной части, на блоке IV скважина 11 находится на самой высокой абсолютной отметке -1815 м по сравнению с другими скважинами, северо-западная периклиналь структуры расположен в районе скважины 9 (абсолютная отметка -1912 м) на блоке III, а юго- западная периклиналь - в районе скважины 5 (абсолютная отметка -1960 м)на блоке VII.

По дощанской свите структурный план повторяет строение поверхности и образование залежей нижней айболинской свиты.

На площади Жамансу главные структуро образующие разломы F_1, F_2, F_3 простираются в северо-западном направлении с юга.

Сбросовый разлом F_1 амплитудой 100 м. Между нарушениями F_1 и F_2 вырисовывается узкий грабен - блок II.

Взбросовый разлом F_2 амплитудой 150 м. Блоки III, IV, V между разломами F_2, F_3 образуют неширокий горст.

F_3 сбросовый разлом амплитудой более 100-150 м. Разрывное сбросовое нарушение F_4 амплитудой 300 м протягивается от запада к востоку и прилегает к нарушению f_5 . В свою очередь, f_5 , простираясь с севера, изгибается, заворачивает на юго-восток и упирается в нарушение f_6 .

К северу и к востоку от f_4 присутствует ряд параллельных разломов, и резкие уступы.

Нарушение f_7 , обособленное и наиболее протяженное с севера на юго- восток, расположено близко к глубокой мульде и резко амплитудному грабену.

Дугообразное нарушение f_9 начинается от разлома f_6 и протягивается прямо на юг.

Начиная с f_3 в районе скважины 8 и до f_7 отложения залегают моноклинально вдоль нарушений с постепенным погружением уступами к востоку к осевой части грабена.

По кровле дощанской свиты J_1 -2ds структура Жамансу расположена в пределах разрывных нарушений F_1, F_2, F_3, F_4, f_8 , которые способствовали образованию нефтяных залежей на блоках I, II, IV, V, VI, VII, VIII. Она начинается с зоны выклинивания среднеюрских отложений на западе, на северо-западе ограничена нарушением f_4 , на юго-восточном окончании структура Жамансу расширена и осложнена заливами, на востоке - нарушением f_8 . В районе скважины 4 разломы f_4, f_5, f_8 смыкаются.

Разрывные нарушения F_1, F_2, F_3 простираются параллельно друг другу на небольшом расстоянии между собой, к юго-востоку они равномерно затухают по протяженности. Между тектоническими нарушениями F_2 и F_3 в районе скважин 7, 11, 9 находится узкий горст - поднятые блоки III, IV, V. Поверхность структуры Жамансу по средней юре дощанской свиты изрезана и содержит много элементов нарушений: взбросы, сбросы, опрокинутые складки и надвиги. Структура вырисовывается в виде «клавиш» в районе скважин 7, 8, 9, 11. В районе скважины 9 восточное крыло опрокинуто к востоку. В районе скважины 5 узкими заливами очерчивается «структурный нос».

От района скважины 5 в сторону скважины 6 расположено резко падающее крыло структуры. К югу от скважины 5 вырисовываются пологое залегание отложений и заливы. Ниже от района скважины 7 между нарушениями F_1 и F_2 расположена глубокая мульда.

По кровле карагансайской свиты J_2kr малонарушенная структура моноклиналинопогружается с запада на восток по отметкам глубин от -800 м до -1020 м. Структура содержит два основных разлома F_4 и f_8 , а также два поперечных нарушения F_1 и f_7 . В районе скважин 5, 6 в результате образования поперечного разлома f_7 , залегание и простираение горизонта резко меняет направление. Малонарушенность структуры в целом объясняется спадом тектонической активности в конце средней юры.

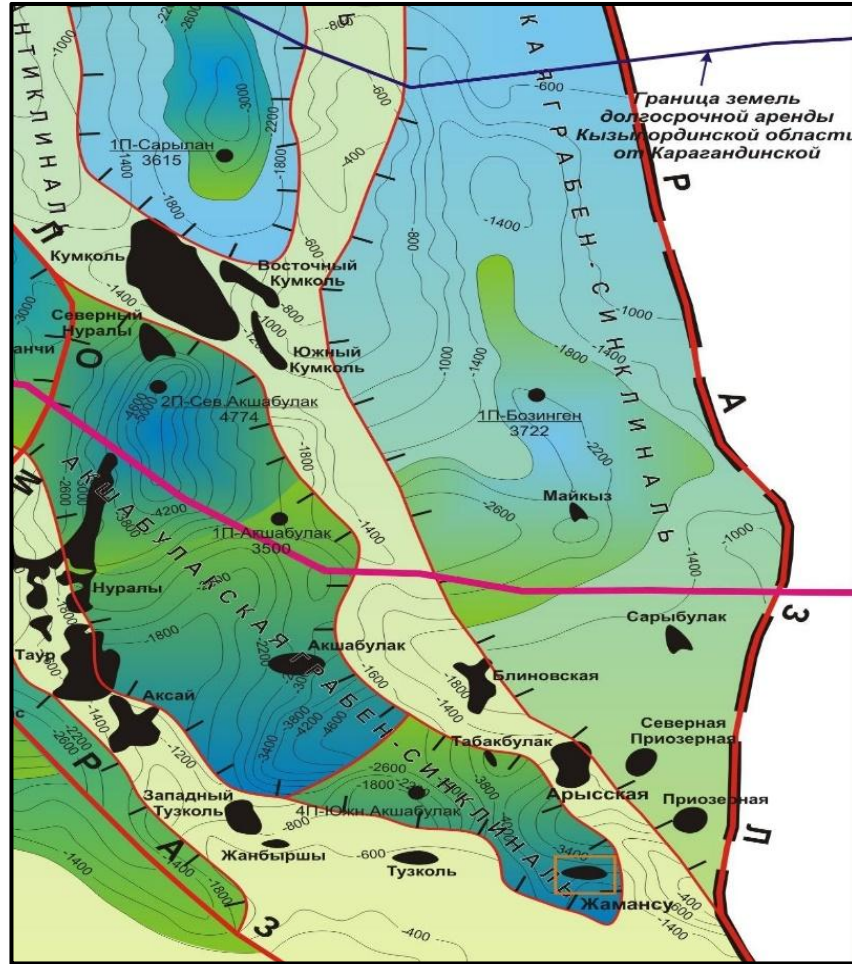


Рисунок 4. Тектоническая схема

1.2.5.3. Нефтегазоносность

Месторождение Жамансу расположено в самой крайней южной части Арыкумского прогиба Южно-Торгайского бассейна, входящего в Арало- Торгайскую нефтегазоносную провинцию.

В регионе нефтеносность установлена практически во всех стратиграфических подразделениях до юрской, юрской системы и нижнего, верхнего мела.

Промышленные скопления нефти и газа в Южно-Торгайской нефтегазоносной области в настоящее время доказаны во всех образованиях палеозойской и мезозойской групп.

В Южно-Торгайской впадине к настоящему времени выявлено более 35 месторождений нефти и газа. Среди них - Кумколь, Майбулак, Кумколь Южный, Коныс, Арыкум, Кызылкия, Кенлык, Нуралы, Карабулак, Западный Тузколь, Тузколь и др.

Ближайшим к Жамансу является месторождение Тузколь со схожими тектоническими условиями образования структур, формированием нефтяных залежей, разбросанных по площади и по глубине залегания.

В центральной части Арыкумского прогиба сосредоточены крупные месторождения с большими запасами УВ. К крайнему югу прогиб сужается в виде «клина», и с этим связано сложное блоковое строение месторождений и их классификация как мелких по запасам УВ. На месторождении Жамансу геологические запасы нефти меньше, чем на месторождении Тузколь.

Месторождение открыто в 2013 году. Первооткрывательницей месторождения является скважина аб, в которой при испытании среднеюрских отложений после проведения ГРП получен фонтанный приток нефти 17,26 м³.

Месторождение Жамансу разрывными нарушениями разбито на 10 блоков (блоки I, II, III, IV, Va, V, VI, VII, VIII, IX), во всех из которых, кроме двух (блоки VIII, IX), выделены залежи нефти. Продуктивность установлена пробуренными разведочными и оценочными скважинами в 7 продуктивных горизонтах (горизонты Ю-IV-2-1, 2, 4, 5, 6, 7) ниже-среднеюрских отложений дощанской свиты и в одном продуктивном горизонте нижнеюрских отложений айбалинской свиты (горизонт Ю-V-1).

Жамансу относится к категории сложнопостроенных, многопластовых месторождений, обусловленных блоковым строением в результате многочисленных разрывных нарушений. Выделение пластов-коллекторов в разрезе каждой скважины осуществлялось по материалам промыслово-геофизических исследований. Проведенная детальная корреляция подтвердила линзовидное залегание нефтяных залежей.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1

Свойства пластовой нефти изучены по двум пробам из скважины 5. Давление насыщения в среднем 8,52 МПа. Газосодержание в среднем составляет 148,88 м³/т. Среднее значение плотности пластовой нефти 0,676 г/см³ при пластовой температуре 8,55⁰С. Объемный коэффициент 1,394, соответственно пересчетный коэффициент равен – 0,717. Динамическая вязкость нефти в среднем составляет 0,552 мПа·с.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-5

Физико-химические свойства пластовой нефти изучены по трем пробами скважин 7, 9, 10. Среднее значение плотности пластовой нефти 0,644 г/м³ при пластовой температуре 16,2⁰С. Давление насыщения в среднем равно 14,79 МПа. Газосодержание изменяется от 111,11 до 294,86 м³/т, в среднем составляет 210,52 м³/т. Динамическая вязкость в среднем составляет 1,032 мПа·с. Объемный коэффициент 1,523, соответственно пересчетный коэффициент равен – 0,657 д.ед.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-6. Свойства пластовой нефти изучены по одной пробе из скважины 5. В результате проведенного анализа в пластовых условиях плотность нефти составляет 0,639 г/см³ при пластовой температуре 14,63⁰С. Давление насыщения равно 14,45 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании составляет 205,22 м³/т. Динамическая вязкость составляет 0,452 мПа·с. Объемный коэффициент 1,536, соответственно пересчетный коэффициент равен – 0,651 д.ед.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-7. Физические свойства пластовой нефти изучены по двум пробам из скважин 8 и 11. Давление насыщения в среднем 15,46 МПа. Газосодержание в среднем составляет 202,89 м³/т. Среднее значение плотности пластовой нефти 0,644 г/см³ при пластовой температуре 16,22⁰С. Объемный коэффициент 1,528, соответственно пересчетный коэффициент равен – 0,654 д.ед. Динамическая вязкость нефти в среднем составляет 0,845 мПа·с.

Продуктивный горизонт Ю-V-1. Физико-химические свойства пластовой нефти изучены по одной пробе из скважины 11. Плотность пластовой нефти составляет 0,569 г/см³ при пластовой температуре 20,51⁰С. Давление насыщения равна 20,09 МПа. Газосодержание составляет 356,23 м³/т. Динамическая вязкость составляет 0,314 мПа·с.

Объемный коэффициент 1,887, соответственно пересчетный коэффициент равен – 0,530 д.ед.

1.3. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям

1.3.1. 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 воздействия 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;
- биоразнообразии;

- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

В местах планируемых установочных работ естественных водотоков и водоемов нет.

На расстоянии 1000 м от участка поверхностные водные объекты отсутствуют, сам участок находится за пределами водоохраных зон и полос.

При соблюдении проектных решений в части водопотребления и водоотведения, а также при строгом производственном экологическом контроле в процессе эксплуатации объекта негативное воздействие на поверхностные и подземные воды будет исключено.

Учитывая удаленное место расположения от открытых водных объектов загрязнение поверхностных вод исключается. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

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

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.

В случае отказа от начала намечаемой деятельности изменения окружающей среды не произойдут, состояние окружающей среды останется на существующем уровне.

1.3.2. 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 1.8 и 1.9.

1.4. Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

Недропользователем месторождения Жамансу является ТОО «BRPOIL», имеющее Контракт № 5321-УВС от 14.02.2024 г., на проведение добычи углеводородов на месторождении Жамансу (срок действия контракта 25 лет с момента вступления в силу, то есть до 14.02.2049 г.). Участок недр расположен в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Площадь участка недр составляет 880,39 кв.км. Глубина отвода – абсолютная отметка минус 2330,5м.

Структурный план лицензионной территории Жамансу был изучен выполненной в 1988-1989 гг. и дополнительной профильной сейсморазведкой МОГТ, проведенной в 2003 г. с построением структурных карт по ОГ-Паг (кровля арыкумского горизонта), ОГ-Cs (кровля сазымбайской свиты) в масштабе 1:100000 с сечением изогипс 10 м.

В 2003-2004гг. проведена сейсмическая интерпретация и переинтерпретация данных 2D в объеме 905 пог.км.

В 2004 г. на площади Жамансу была пробурена поисковая скважина Жамансу-1.

В 2008 году согласно «Рабочей программе на период продления оценки коммерческого обнаружения до 08.12.2009 г.» были продолжены поисково-разведочные работы на структуре Жамансу, проведена сейсморазведка 3D в объеме 235 км² и пробурены 3 разведочные скважины Жамансу-2, Жамансу-3 и Восточный Жамансу-1.

В 2011 году согласно «Рабочей программе на период продления Контракта для оценки коммерческого обнаружения на 2 года до 08.12.2011 г.» на площади Жамансу пробурена разведочная скважина Жамансу-4.

В декабре 2013 года в пределах бортовой части Арыкумской грабен-синклинали, в своде ловушки стратиграфического типа была пробурена разведочная скважина Жамансу-6, в которой при испытании среднеюрских отложений после проведения ГРП получен фонтанный приток нефти.

В 2014-2015 гг. согласно «Рабочей программе на период продления срока разведки Контракта для оценки коммерческого обнаружения до 08.12.2015 г.» пробурены разведочные скважины Жамансу-7,8,9.

В 2016-2017 гг. согласно «Проекта оценочных работ месторождения Жамансу на период 2016-2018 гг.», пробурены оценочные скважины Жамансу-5,10,11.

В 2018 году на участке Жамансу, компанией ТОО «BGP» проведена детальная сейсморазведка 3D в объеме 100 км².

В 2019 году пробурена оценочная скважина Жамансу-12 согласно утвержденного «Проекта оценочных работ месторождения Жамансу на Контрактной территории №240» на период 2019-2020 гг. (письмо КГиНМИИР РК №27-5-1100-И от 09.07.2018 г., Протокол заседания ЦКРР месторождений углеводородов РК №8 от 25 июня 2018 г.).

Дополнением №15 (рег. №4761-УВС-МЭ от 09.10.2019 г.) к Контракту продлен период разведки для оценки на 3 года до 09.10.2022 г.

«Проект разведочных работ по оценке месторождений (залежей) углеводородов согласно контракта №240 от 18.09.1998г» составлен с целью обоснования объемов геологоразведочных работ на период продления до 09.10.2022г, а также переноса и корректировки невыполненных объемов разведочных работ, предусмотренных в предыдущих проектных документах, на новый проект.

Оценочная скважина Жамансу 14 пробурена согласно утвержденного проектного документа "Проекта оценочных работ месторождения Жамансу на период 2019-2021гг.

В 2022 году был составлен «Авторский надзор за реализацией проектных решений по Проекту разведочных работ по оценке месторождений (залежей) углеводородов согласно Контракта № 240 от 18.09.1998г.», (по состоянию на 01.07.2022год).

Всего на месторождении пробурено 8 скважин. Первая продуктивная разведочная скважина 6 пробурена в декабре 2013 года. По результатам испытания данной скважины, Компании объявили об открытии месторождения Жамансу. Месторождение Жамансу сложное по строению, но очень мелкое по запасам нефти и газа. Каждой скважиной вскрыта отдельная залежь на разных глубинах. Месторождение разбито многочисленными разломами на 10 блоков, в 8 из которых установлена нефтеносность, единый продуктивный горизонт отсутствует. На месторождении установлено 7 продуктивных горизонтов, 10 нефтяных залежей. Всего при испытании и опробовании в разные годы добыто нефти - 1,2 тыс.т, жидкости – 3,4 тыс.т, воды – 2,1 тыс.т, газа – 1,2 млн.м3.

Пробная эксплуатация месторождения не проводилась. Компаниям было сложно получить объективное представление о добыче нефти и составить прогноз стабильной добычи. Дебиты нефти при кратковременном испытании от 2 до 20 т/сут.

Керн отобран из 2-х скважин (8, 11) выносом 29,12 м или 100% от проходки и был проанализирован в лаборатории ТОО «Везерфорд-КЭР» г. Актау.

С целью перехода на этап добычи, а также оставить территорию месторождения Жамансу на балансе Компаний в результате завершения периода разведки, и продолжить изучение месторождения бурением эксплуатационных скважин (доразведка месторождения в рамках проекта разработки) был составлен Отчет по подсчету запасов УВ месторождения Жамансу. «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Жамансу по состоянию на 02.01.2021 г.» на основании данных бурения 7 разведочных и оценочных скважин (скважины 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11) (Протокол ГКЗ № 2380-21-У от 29.11.2021г). Построены структурные карты по кровле J1-2 ds, J1ab.

В настоящее время месторождение находится в консервации.

Проект разработки месторождения Жамансу является первым проектным документом для недропользователя.

Целью настоящего отчета является: обоснование рациональной системы разработки месторождения Жамансу на основе результатов исследований месторождения за предшествующий период. На основе имеющихся данных обосновано выделение эксплуатационных объектов разработки на месторождении. В рамках отчета, на основе анализа текущего состояния сделаны основные выводы и представлены рекомендации на дальнейшую разработку месторождения Жамансу.

1.5. 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

На месторождении Жамансу опробование коллекторов проводилось в ниже-среднеюрских отложениях дощанской свиты.

Испытания продуктивных горизонтов проводились в 7 скважинах 27-ью объектами.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1 испытан тремя объектами в скважине Жамансу-5.

При испытании в интервалах 1470-1475 м (VII об.) и 1426-1430 м (IX об.) получены притоки нефти расчетными дебитами 3,18 и 1,21 м³/сут, соответственно. Объекты низкопроницаемые.

При опробовании интервала 1434-1439 м (VIII об.), получено 62,47 м³ нефти. Расчетный дебит нефти 36,3 м³/сут на 7 мм штуцере. Объект нефтеносный.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2 опробован одним объектом.

В скважине Жамансу-7 при опробовании интервала 1458-1462 м (IV об.), получен приток нефти 10,59 м³/сут и воды 49,81 м³/сут (расчетным путем). Объект нефтеводоносный.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-3 испытан одним объектом в скважине Жамансу-9 в интервале 1570-1572,5 м (VI об.) получена нефть объемом 0,42 м³. Объект низкопроницаемый.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-4. Опробовано 3 объекта (скв. Жамансу-9 и 11). В двух объектах получена нефть объемом 2,44 и 0,38 м³. Объекты низкопроницаемые. Один объект «сухой».

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-5 протестирован пятью объектами в скважинах Жамансу:-5, 7, 9, 10.

В скважине Жамансу-5 в интервалах 1731-1735 м (V об.) получена пластовая воды в объеме 3,23 м³. Объект слабоводоносный.

В скважине Жамансу-7 в интервале 1646-1654 м совместно с интервалами 1988-1993, 2493-2501 м, получен приток нефти расчетным дебитом 37,82 м³/сут. Объект нефтеносный.

В скважине Жамансу-9 в интервалах 1729,5-1733,5, 1734-1741 м совместно с 1928-1929 м (I и III об) и 1721-1723,5 м (IV об.) получена нефть расчетными дебитами 28,65 и 18,69 м³/сут, соответственно. Объекты нефтеносные.

В скважине Жамансу-10 в интервалах 1864-1869, 1874,8-1880,5 м (I об.) получена нефть расчетным дебитом 2,6 м³/сут. Объект низкопроницаемый.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-6 испытан одним объектом в скважине Жамансу-5 в интервале 1828-1833 м (IV об.) получена нефть расчетным дебитом 2,06 м³/сут. Объект низкопроницаемый.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-7. Испытано 3 объекта в скважинах Жамансу:- 6, 8, 11.

В скважине Жамансу-6 при испытании интервала 2335-2340 м (II об.), получена нефть 4,24 м³/сут расчетным путем.

В последующие дни (с 7 по 8 февраля) сепаратором «Luckystar» произведены замеры дебита нефти и газа. Дебит нефти и газа 16,72 м³/сут 90,434 тыс.м³/сут на 10 мм штуцере. Объект нефтегазоносный.

В скважинах Жамансу-8 и 11 при опробовании интервалов 2020-2025 м (II об.) и 1908-1915 м (II об.), получены притоки нефти, расчетными дебитами 24,32 и 4,7 м³/сут, соответственно. Объекты нефтеносные.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-8 протестирован пятью объектами в скважинах Жамансу:- 6, 8, 11.

В скважине Жамансу-6 при опробовании интервала 2485-2491,5 м (I об.), получено 17,26 м³ нефти. Дебит нефти 11,04 м³/сут (расчетным путем).

В последующие дни (с 2 по 4 февраля) сепаратором «Luckystar» произведены замеры дебита нефти и газа. Дебиты нефти и газа изменяются от 10,6 м³/сут 18,997 тыс.м³/сут на 7 мм штуцере до 27,84 м³/сут 54,850 тыс.м³/сут на 8 мм штуцере. Объект нефтегазоносный.

В скважинах Жамансу-8 и 11 при испытании интервалов 2415-2422 м (I об.) и 2131-2135,5 м (I об.), получена нефть расчетными дебитами 1,44 и 8,5 м³/сут, соответственно. Объекты нефтеносные.

Гидродинамические исследования скважин на стационарном (МУО) и нестационарном (регистрация КВД) режиме фильтрации входят в обязательный комплекс промысловых исследований. С целью оценки энергетического состояния месторождения Жамансу и определения ФЕС пластов-коллекторов за анализируемый период было проведено 3 гидродинамических исследований МУО/КВД в 3х скважинах Жамансу:- 6, 7, 11.

Исследования скважин методами МУО/КВД проводились с изменением условий режимов, в зависимости от продуктивной возможности скважин. Изменения режима работы добывались путем смены штуцеров различных диаметров, диапазон которых менялся от 4 до 10мм. Регистрация забойных давлений при исследованиях МУО и КВД производилась глубинным электронным манометром «Микон-107». Замеры дебита нефти производились в 50 и 73 м³ замеры накопительные емкости диаметрами 2,7м и 3,2м с делениями путем замера уровня нефти в отрезках определенного времени, замеры дебита газа – через диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ) или трубкой Пито на конце отвода после сепаратора. По результатам исследований на стационарных режимах строилась индикаторная кривая зависимости Qн от ΔР. Продолжительность работы скважины на режимах - до 7 суток. Количество смен режимов при исследовании скважин МУО, в основном, проходило не менее чем на трех режимах прямым ходом.

Обработка результатов КВД проводилась в координатах ΔР (t) от lg (t/(T+t)) – методом Хорнера.

По результатам исследований МУО и КВД получены параметры, характеризующие фильтрационные свойства пластов-коллекторов горизонта J₂: проницаемость, гидропроводность, а также

скин-фактор. Во всех скважинах проведены режимные исследования, при которых по стабильному режиму определялся коэффициент продуктивности. Коэффициенты продуктивности изменяются, как по разрезу, так и по площади залежи. Состояние призабойной зоны скважины оценивается значением скин-фактора, который выражает потерю полезной депрессии вследствие дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне. При загрязнении призабойной зоны величина скин-фактора положительная, а при очищении – отрицательная.

По продуктивному горизонту J_2 диапазон изменения коэффициента продуктивности составил от 0,0116 до 1,198 м³/сут/МПа. Проницаемость варьирует в пределах от 1,8 до 10,8 мД; гидропроводность – от 25,4 до 370,4 мД.м/мПа.с; скин-фактор в скважин Жамансу: -6, 7 и 11 положительный 0,339, 7,7÷9,4, 13, соответственно, что свидетельствует об ухудшенном состоянии призабойной зоны пласта, вследствие влияния различных факторов (отложений АСПО и др.).

По результатам проведенных гидродинамических исследований получены зависимости изменения начальных термобарических свойств от глубины, по которым определены: градиент давления – 0,0091 МПа/м и геотермическая ступень – 0,033 °С / 100 м.

Таблица 1.5-1. – Результаты опробования скважин

№ скв № об.	Дата (начало и конец испытания)	Интервал опробования и испытания, м	Горизонт	Искусст- венный забой, м	Способ вскрытия горизонта	Спосо б вызов а прито ка	Диаметр штуцера, мм	Фактическое время работы, в час	Давление, МПа					Дебит			Среднединам. уровень, м	Газовый фактор, м³/м³	Примечание
									пластовое	забойное	затрубное	трубное	депрессия	газ а, ты с.м³/ сут	неф ти, м³/су т	вод ы, м³/су т			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Жамансу-5 I	18.02.2018г 19.02.2018г	2256 – 2260 -2086,31- 2090,31	выше Ю-IV-2-8	2339,3	SDP44RDX- 38-1 16 отв/п.м.	сваби- ровани е							Притоков не получено					Объект «сухой»	
I - II	21.02.2018г 22.02.2018г	2244-2248 -2074,31- 2078,31 2256 – 2260 -2086,31- 2090,31	выше Ю-IV-2-8	2339,3	SDP44RDX- 38-1 16 отв/п.м.	сваби- ровани е							Притоков не получено					Объект «сухой»	
III	25.02.2018г 26.02.2018г	2106-2112 -1936,31- 1942,31 2117-2119 -1947,31- 1949,31	Ю-IV-2-7	2241	SDP44RDX- 38-1 16 отв/п.м.	сваби- ровани е							Притоков не получено					Объект «сухой»	
IV	28.02.2018г 02.03.2018г	1828-1833 -1658,31- 1663,31	Ю-IV-2-6	1860	SDP44RDX- 38-1 16 отв/п.м.	сваби- ровани е		21,55					Всего получено 1,85 м³ нефти			155 0		Объект нефтеносный	
V	30.05.2018г 01.06.2018г	1731-1735 -1561,31- 1565,31	Ю-IV-2-5		SDP44RDX- 38-1 16 отв/п.м.	сваби- ровани е							Всего получено 3,23 м³ пластовой воды			145 0		Объект слабоводо- носный	
VI	02.06.2018г 05.06.2018г	1720-1725 -1550,31- 1555,31	выше Ю-IV-2-5		SDP44RDX- 38-1 16 отв/п.м.	сваби- ровани е							Притоков не получено					Объект «сухой»	
VII	06.06.2018г 23.06.2018г	1470-1475 -1300,31- 1305,31	Ю-IV-2-1		SDP44RDX- 38-1 16 отв/п.м.	сваби- ровани е		100,25			1,5		Всего получено 13,28 м³ нефти			124 0		Объект нефтеносный	
VIII	28.06.2018г 01.07.2018г	1434-1439 -1264,31- 1269,31	Ю-IV-2-1		SDP44RDX- 38-1 16 отв/п.м.	сваби- ровани е фон-ие	7	41,33				2,5	Всего получено 62,47 м³ нефти					Объект нефтеносный	
IX	28.08.2018г 02.09.2018г	1426-1430 -1256,31- 1260,31	Ю-IV-2-1		SDP44RDX- 38-1 16 отв/п.м.	сваби- ровани е		48,25					Всего получено 2,43 м³ нефти					Объект нефтеносный	
Жамансу-6 I	17.12.2013г 04.02.2014г	2485-2491,5 -2314,77-2321,27	Ю-IV-2-8	2540,27	SDP44RDX- 38-1 16 отв/п.м.	до ГРП после	7	37,5			10,1	4,7	Притока не получено Всего получено 17,26 м³					Объект нефтегазо- носный	

						ГРП						нефти					
												18,997	10,6		1791,1		
					Сепаратор «Lucky Star»		7	24			8,71	4,58					
							8	24			7,70	4,21		54,850	27,84		5924,2
II	03.05.2014г 04.05.2014г	2335-2340 -2164,77- 2169,77	Ю-IV-2-7	2470	SDP44RDX-38-1 16 отв./п.м.	фонтан- ние	10	7,25				9,0	Всего получено 1,98 м ³ нефти и 1,22 м ³ воды				Объект нефтегазо-носный
					Сепаратор «Lucky Star»		10	36			0,50	13		90,434	16,72		5962,61
Жамансу-7 I	26.01.2015г 31.01.2015г	2493 – 2501 -2323,5 -2331,5	ниже Ю-IV-2-8	2743,60	SDP44RDX-3 13 отв./п.м.	сваб. и закачка азота							Притока не получено				Объект «сухой»
I - II	03.02.2015г 05.02.2015г	1988 – 1993 -1818,5-1823,5	выше Ю-IV-2-7	2743,60	SDP44RDX-3 16 отв./п.м.	сваб. и закачка азота							Притока не получено				Объект «сухой»
I-II-III	08.02.2015г 09.02.2015г	1646-1654 -1476,5-1484,5 1988 – 1993 -1818,5-1823,5 2493 – 2501 -2323,5 -2331,5	Ю-IV-2-5	2743,60	SDP44RDX-38 16 отв./п.м.	сваби- рование и фонтан		11,17				0,9	Всего получено 17,49м ³ нефти				Объект нефтеносный
IV	09.05.2015г 27.05.2015г	1458-1462 -1288,5-1292,5	Ю-IV-2-2	1633	SDP44RDX-38-1 16.4 отв./п.м.	до ГРП после ГРП		42,83			Всего получено 7,68 м ³ нефти и 3,73 м ³ воды		1100			Объект нефтеводо-носный	
								109,83			Получено 48,45 м ³ нефти и 227,97 м ³ воды		600				
Жамансу-8 I	08.09.2015г 15.09.2015г	2415-2422 -2244,27- 2251,27	Ю-IV-2-8	2499,22	DP44RDX-3 16отв/п.м	сваби- рование		71,20					Всего получено 4,26м ³ нефти и 0,52 м ³ воды		1630		Объект с низким содержанием УВС
II	17.09.2015г 19.09.2015г	2020-2025 -1849,27- 1854,27	Ю-IV-2-7	2405	SDP44RDX-38 16 отв./п.м	сваб. и фонтан		25,42		4,2	-		Всего получено 25,76м ³ нефти		650		Объект нефтеносный
Жамансу-9 I	25.10.2015г 26.10.2015г	1928-1929 -1760,01- 1761,01	ниже Ю-IV-2-6	2058,75	SDP44RDX-38-1 16 отв./п.м.	сваби- рование							Притока не получено				Объект «сухой»
I и III	27.10.2015г 30.10.2015г	1729,5-1733,5 -1561,51- 1565,51 1734-1741 -1566,01- 1573,01 1928-1929 -1760,01- 1761,01	Ю-IV-2-5	2058,75	SDP44RDX-38-1 16 отв./п.м.	сваб. и фонтан		29,30					Всего получено 35,22 м ³ нефти		460		Объект нефтеносный
IV	04.11.2015г	1721-1723,5	Ю-IV-2-5	1727	SDP44RDX-	сваб. и		47,67					Всего получено 37,13 м ³		120		Объект

	09.11.2015г	-1553,01-15555,1			38-1 16 отв/п.м.	фонтан					нефти	0		нефтеносный
V	<u>11.11.2015г</u> 13.11.2015г	<u>1623-1627</u> -1455,01-1459,01	Ю-IV-2-4	1714	SDP44RDX-38-1 16 отв/п.м.	свабиrowание		22,25			Всего получено 2,44м³ нефти и 0,34 воды	1460		Объект с низким содержанием УВС
VI	<u>14.11.2015г</u> 17.11.2015г	<u>1570-1572,5</u> -1402,01-1404,51	Ю-IV-2-3	1620	SDP44RDX-38-1 16 отв/п.м.	свабиrowание		28,45			Всего получено 0,42м³ нефти	1400		Объект с низким содержанием УВС
Жамансу-10 I	<u>26.01.2017г</u> 29.01.2017г	<u>1864-1869</u> -1696,73-1701,73 <u>1874,8-1880,5</u> -1707,53-1713,23	Ю-IV-2-5	2174,19	SDP44RDX-38-1 16 отв/п.м.	свабиrowание		25,45			Всего получено 2,8м³ нефти	1550		Объект с низким содержанием УВС
Жамансу-11 I	<u>29.11.2017г</u> 30.11.2017г	<u>2131 - 2135,5</u> -1960,6-1965,1	Ю-IV-2-8	2440,5	SDP44RDX-38-1 16 отв/п.м.	свабиrowание и фонтан		24,15			Всего получено 8,57м³ нефти			Объект нефтеносный
II	<u>09.03.2018г</u> 12.03.2018г	<u>1908-1915</u> -1737,6-1744,6	Ю-IV-2-7	2119	SDP44RDX-38-1 16 отв/п.м.	свабиrowание и фонтан		23,40			Всего получено 4,62м³ нефти			Объект нефтеносный
III	<u>05.07.2018г</u> 08.07.2018г	<u>1519-1525</u> -1348,6-1354,6	Ю-IV-2-4	1903	SDP44RDX-38-1 16 отв/п.м.	свабиrowание					Притока не получено			Объект «сухой»
IV	<u>09.07.2018г</u> 11.07.2018г	<u>1503-1507,5</u> -1332,6-1337,1	Ю-IV-2-4	1516	SDP44RDX-38-1 16 отв/п.м.	свабиrowание		14,5			Всего получено 0,38 м³ нефти			Объект нефтеносный

Таблица 1.5-2. Результаты гидродинамических исследований

№ скв.	Объект (горизонт)	Вид исследований	Дата исследования	Интервал исследования, м	Глубина спуска манометра, м	Пластовая температура, °С	Ø штуцера, мм	Пластовое давление, МПа	Дебит нефти, м³/сут	Дебит газа, тыс.м³/сут	Забойное давление, МПа	Проницаемость, мД	Гидропроводность, мД.м/МПа.с	К прод., м³/сут/МПа	Скин-фактор
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ж-6	J _{1-2ds}	МУО КВД	07.05.2014-13.05.2014	2335-2340	2320	76,06	10	21,819	11,52	79,879	9,00	14,1	370,4	1,198	0,339
							9		11,1	77,396	8,61				
							8		11,1	67,298	9,34				
							КВД		-	-	-				
Ж-7	J _{1ab}	МУО КВД	11.04.2015-21.04.2015	1646-1654	1631	55	10	12,599	13,2		3,75	9,2-10,8	254,3	0,0116	7,4-9,4
							8		10,6		4,25				
							6		7,8		6,0				
							КВД		-	-	-				
Ж-11	J _{1ab}	МУО КВД	11.02.2018-25.02.2018	2131-2135,5	2116	70,2	5	20,5	10,1	3362,5	8,1	1,8	25,48	0,63	13
							6		8,2	2895,0	7,2				
							7		7,6	3873,8	5,7				
							КВД		-	-	-				

1.5.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

По состоянию на 01.01.2026 года выявленная залежь нефти юрских горизонтов на месторождении Жамансу изучена 7-ю скважинами.

Во всех расчетных вариантах разработки дебиты нефти с учетом испытаний скважин и средний дебит нефти по новым скважинам принят на уровне (средние значения):

- I объект – 11,8 (от 10,5 до 12,7) т/сут;
- II объект – 8,0 (от 2,3 до 16,3) т/сут;
- III объект – 9,3 (от 8,7 до 9,7) т/сут;
- I Возвратный объект – 3,3 т/сут;

Обоснование забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин произведено с учетом геолого-физических особенностей месторождения и опыта разработки месторождений аналогов.

Чем больше разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, тем выше дебит на проектную скважину. Поэтому забойное давление нагнетательных и добывающих скважин должно быть настолько это технически возможно высоким: в нагнетательных скважинах – близким к давлению гидроразрыва:

$$P_{заб}=0,9*P_{грп}.$$

в добывающих скважинах – снижение уровня $P_{нас}$ на 25%:

$$P_{заб}=0,75*P_{нас}.$$

Учитывая изменчивость коллекторских свойств продуктивного горизонта Ю-IV-2- 1,5,7 и Ю-V-1, проектные скважины рекомендуются бурить от центральной части к периферии, т.е. с бурением опережающих отдельных скважин по редкой сетке на малоизученных участках (периферийная часть), на основе которых принимается либо решение о последующем уплотнении сетки скважин до проектной, либо об отмене бурения или изменении проектного местоположения забоев скважин.

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения.

Рассмотренные 3 варианта разработки нефтяных горизонтов месторождения различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

За проектируемый период планируется:

В отчете исходя из геологических запасов, согласно проектным решениям Проекта разработки месторождения, для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения рассматриваются 3 варианта разработки месторождения Жамансу:

- **Вариант 1 (базовый)** предусматривает разработку месторождения на естественном режиме истощения. Запланирована расконсервация 7-и ранее пробуренных скважин (в 2026 г- Ж-5, -6, -7, -8, -9, в в 2027г Ж-10, -11), в целях увеличения производительности скважин предусмотрено проведение ГРП в 4-х скважинах. (Ж-5, -6, -8, -10). Также предусматривает ввод в разработку возвратного объекта путем перевода скважины Ж-5 из I-го объекта после отработки в 2029 году. Проектный добывающий фонд равен 7 ед.

- **Вариант 2 (рекомендуемый)** дополнительно к базовому варианту, в рамках которого предусмотрено бурение 9 добывающих скважин (Ж-15, -16, -17, -18, -19, -20, -21, -22, -23) с проведением ГРП в в 6-ти скважинах (Ж-15, -17, -18, -21, -22, -23).

Также дополнительно предусматривается перевод скважины Ж-7 из I-го объекта во II -ой в 2028 году с проведением в ней ГРП. Согласно графика (прилагается) бурение 2-х оценочных скважин: в 2028 г - 1ед., в 2030г - 1 ед.

Итого проектный добывающий фонд по данному варианту составит 18 ед. Рассмотренные 3 варианта разработки нефтяных горизонтов месторождения различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

- **Вариант 3 (альтернативный)** составлен на основе второго варианта и дополнительно предусматривает внедрение системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки рабочего реагента (воды) после отработки на нефть в количестве 3-х ед. (Ж-10, -11, -18).

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения, различающиеся разными плотностями сеток скважин, режимами эксплуатации залежей и количеством ввода скважин из бурения.

1 вариант (базовый) предусматривает ввод в эксплуатацию ранее пробуренных скважин из консервации в количестве 7 ед., из которых в 4-х скважинах предусмотрено проведение гидроразрыва пласта (ГРП).

2 вариант (рекомендуемый) основан на первом варианте и дополнительно предусматривает ввод из бурения 9-ти скважин, из которых в 6-ти скважинах предусмотрено проведение ГРП, также предусмотрен перевод скважин между объектами в количестве 2 ед.

3 вариант (альтернативный) составлен на основе второго варианта и дополнительно предусматривает внедрение системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки рабочего реагента (воды) после отработки на нефть в количестве 3-х ед. (Ж-10, -11, -18).

Согласно рекомендуемого 2 варианта, на период 2027–2031 гг. планируется бурение 9 добывающих скважин (в 2027 г- 1ед., в 2028-2031гг- по 2 ед.).

В 2026 г. планируется ввести в эксплуатацию 5 ед., в 2027 году - 2 ед. скважин существующих скважин из консервации.

Согласно графика (прилагается) предусматривается дополнительно бурение 2-х оценочных скважин: в 2028 г - 1ед., в 2030г - 1 ед.

Итого проектный добывающий фонд по данному варианту составит 18 ед.

По рекомендуемому варианту максимальный уровень годовой добычи нефти – 26,0 тыс.т, жидкости – 67,6 тыс.т, нефтяного газа – 4,780 млн.м³.

1.6. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий - для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодексом

В соответствии пункту 1.3, раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

Применение наилучших доступных технологий не требуется.

1.7. 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.

1.8. Информация 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

1.8.1. Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МОС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки.

В таблице 1.8-1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырех категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия.

Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 1.8-2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка.

В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия.

На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 1.8-1-Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный(1)</i>	Площадь воздействия до 1км ² , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный(2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Территориальный(3)</i>	Площадь воздействия от 10 до 100 км ² , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта
<i>Региональный(4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный(1)</i>	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности(2)</i>	Воздействие отмечается в период от 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный(3)</i>	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет
<i>Многолетний(постоянный)(4)</i>	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более
Интенсивность воздействия(обратимость изменения)	
<i>Незначительный(1)</i>	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабый(2)</i>	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренный(3)</i>	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов Природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению

Сильный(4)	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Низкая(1-8)	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или безсмягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность
Средняя(9-27)	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего у законный предел.
Высокая(28-64)	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки компонента природной среды или отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных /чувствительных ресурсов

Таблица 1.8-2-Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категории воздействия, балл			Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальное</u> 1	<u>Кратковременное</u> 1	<u>Незначительное</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченное</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабое</u> 2		
<u>Местное</u> 3	<u>Продолжительное</u> 3	<u>Умеренное</u> 3	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Региональное</u> 4	<u>Многолетнее</u> 4	<u>Сильное</u> 4		
			28-64	Воздействие высокой значимости

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально-экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины.

Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально-экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 1.8-3.

Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 1.8-3 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Нулевое(0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное(1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное(2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное(3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное(4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное(5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое(0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное(1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности(2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3-х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное(3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное(4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное(5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое(0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное(1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабое(2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное(3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднего уровня
<i>Значительное(4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднего областного уровня
<i>Сильное(5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднего республиканского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл по средством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 1.8-4.

Таблица 1.8-4 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
От плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
От плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
От плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
От минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
От минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
От минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

1.8.2. Оценка воздействия на окружающую среду

Воздействие на атмосферный воздух

Современный общественный менталитет сформировал представления о том, что одним из важнейших моментов воздействия на окружающую среду хозяйственной деятельности является его минимальность, не ведущая к значимому ухудшению существующего положения ни для одного элемента экосистемы, и сохранение существующего биоразнообразия.

В связи с этим, при характеристике воздействия на окружающую среду основное внимание уделяется негативным последствиям, для оценки которых разработан ряд количественных характеристик, отражающих эти изменения.

С целью выбора рационального варианта разработки, рекомендуемого к реализации, были рассмотрены различные варианты разработки данного месторождения, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

Адресная программа по проведению ГТМ по вариантам разработки представлены в таблицах 1.8.2, 1.8.3, 1.8.4, 1.8.5.

Таблица 1.8.2 – Адресная программа ГТМ по I-му варианту.

№№ п/п	ГТМ	№ скважины	Год проведения
I объект			
1	Ввод из консервации с ГРП	Ж-5	2026
2	Ввод из консервации	Ж-7	2026
II объект			
3	Ввод из консервации	Ж-9	2026
4	Ввод из консервации с ГРП	Ж-10	2027
III объект			
5	Ввод из консервации с ГРП	Ж-6	2026
6	Ввод из консервации с ГРП	Ж-8	2026
7	Ввод из консервации	Ж-11	2027
I Возвратный объект			
8	Ввод переводом из I объекта	Ж-5	2029

Таблица 1.8.3 – Адресная программа ГТМ по II-му варианту.

№№ п/п	ГТМ	№ скважины	Год проведения
I объект			
1	Ввод из консервации с ГРП	Ж-5	2026
3	Ввод из консервации	Ж-7	2026
4	Ввод из бурения с ГРП	Ж-15	2027
5	Ввод из бурения с ГРП	Ж-18	2029
6	Ввод из бурения с ГРП	Ж-22	2031
II объект			
7	Ввод из консервации	Ж-9	2026
8	Ввод из консервации с ГРП	Ж-10	2027
9	Ввод переводом из I объекта с ГРП	Ж-7	2028
10	Ввод из бурения	Ж-16	2028
11	Ввод из бурения	Ж-19	2029
12	Ввод из бурения	Ж-20	2030

III объект			
13	Ввод из консервации с ГРП	Ж-6	2026
14	Ввод из консервации с ГРП	Ж-8	2026
15	Ввод из консервации	Ж-11	2027
16	Ввод из бурения с ГРП	Ж-17	2028
17	Ввод из бурения с ГРП	Ж-21	2030
18	Ввод из бурения с ГРП	Ж-23	2031
I Возвратный объект			
19	Ввод переводом из I объекта	Ж-5	2029

Таблица 1.8.4 – Адресная программа ГТМ по III-му варианту.

№№ п/п	ГТМ	№ скважины	Год проведения
I объект			
1	Ввод из консервации с ГРП	Ж-5	2026
3	Ввод из консервации	Ж-7	2026
4	Ввод из бурения с ГРП	Ж-15	2027
5	Ввод из бурения с ГРП	Ж-18	2029
6	Ввод из бурения с ГРП	Ж-22	2031
7	Перевод под нагнетание	Ж-18	2031
II объект			
8	Ввод из консервации с ГРП	Ж-9	2026
9	Ввод из консервации	Ж-10	2027
10	Ввод переводом из I объекта с ГРП	Ж-7	2028
11	Ввод из бурения	Ж-16	2028
12	Ввод из бурения	Ж-19	2029
13	Ввод из бурения	Ж-20	2030
14	Перевод под нагнетание	Ж-10	2028
III объект			
15	Ввод из консервации с ГРП	Ж-6	2026
16	Ввод из консервации с ГРП	Ж-8	2026
17	Ввод из консервации	Ж-11	2027
18	Ввод из бурения с ГРП	Ж-17	2028
19	Ввод из бурения с ГРП	Ж-21	2030
20	Ввод из бурения с ГРП	Ж-23	2031
21	Перевод под нагнетание	Ж-11	2028
I Возвратный объект			
22	Ввод переводом из I объекта	Ж-5	2029

Таблица 1.8.5 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение Жамансу. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод эксплуатационных скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод скважин под закачку, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость на одну скважину, м3/сут
	Всего	добыв-х	нагн-х					Всего	добыв-х	нагн-х	все го	механизи-рованных		неф ти	жидкос ти	
2026	0	0	0	5	5	0	8	0	0	0	5	5	0	5,1	6,7	0,0
2027	1	1	0	8	2	0	12	0	0	0	8	8	0	5,0	8,0	0,0
2028	2	2	0	10	0	0	17	0	0	0	10	10	0	6,0	11,3	0,0
2029	2	2	0	12	0	0	20	0	0	0	12	12	0	6,6	13,7	0,0
2030	2	2	0	14	0	0	23	0	0	0	14	14	0	6,6	14,9	0,0
2031	2	2	0	16	0	0	26	0	0	0	16	16	0	6,1	15,3	0,0
2032	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	16	16	0	5,3	15,2	0,0
2033	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	16	16	0	4,7	15,0	0,0
2034	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	16	16	0	4,3	15,0	0,0
2035	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	16	16	0	3,8	14,8	0,0
2036	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	16	16	0	3,3	14,5	0,0
2037	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	16	16	0	3,2	15,0	0,0
2038	0	0	0	16	0	0	26	1	1	0	15	15	0	2,8	15,0	0,0
2039	0	0	0	16	0	0	26	1	1	0	14	14	0	2,6	15,3	0,0
2040	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	14	14	0	2,4	15,7	0,0
2041	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	14	14	0	2,2	15,5	0,0
2042	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	14	14	0	2,0	15,4	0,0
2043	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	14	14	0	1,9	15,6	0,0
2044	0	0	0	16	0	0	26	1	1	0	13	13	0	2,2	13,2	0,0
2045	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	2,1	13,1	0,0
2046	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,9	13,0	0,0
2047	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,7	12,9	0,0
2048	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,6	12,8	0,0
2049	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,5	12,7	0,0
2050	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,4	12,7	0,0
2051	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,7	12,0	0,0
2052	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,6	11,9	0,0
2053	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,5	11,9	0,0

Система сбора и промысловой подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, по-скважинного замера и промысловой подготовки добываемой продукции для доведения промыслового потока нефти до требуемой кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии промыслового сбора и промысловой подготовки добываемой продукции необходимо учитывать следующие факторы:

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- схему расположения проектных добывающих скважин;
- технологию разработки месторождения;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- наличие соседних месторождений с развитой инфраструктурой;
- наличие источников энергоснабжения;
- наличие топливного газа в регионе.

В соответствии с Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений РК система сбора и промысловой подготовки добываемой продукции должна обеспечить следующие требования:

- герметичность сбора добываемой продукции;
- достоверный замер дебита продукции каждой скважины;
- учет промысловой продукции месторождения в целом;
- надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- автоматизацию всех технологических процессов.

В настоящее время, на месторождении Жамансу отсутствуют мощности по подготовке нефти, объекты утилизации и переработки попутного газа.

Все скважины, в подготовительный период промышленной разработки, будут работать по индивидуальной схеме сбора нефти и газа. Каждая добывающая скважина будет оборудоваться устьевым нагревателем марки «УН-0,2» или аналог, тестовым 3-х фазным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии «РГС», с встроенной дежурной факельной горелкой и дренажной емкостью для слива подтоварной воды с накопительной емкости «РГС».

Схема подключения, следующая: поток газожидкостной смеси со скважин по выкидному трубопроводу, подается на устьевой нагреватель «УН-0,2» или аналог. После подогрева нефтегазовый поток поступает в тестовый 3-х фазный сепаратор, где происходит основной процесс отделения газа от нефти. Также, по схеме предусмотрена линия, которая по необходимости используется для отделения пластовой воды, учета и сбора пластовой воды в дренажную емкость.

Процесс замера нефти и воды в тестовом 3-х фазном сепараторе следующий: узел замера нефти состоит из расходомера жидкости, регулируемого клапана, двух клапанов и байпасной задвижки. В исходном положении байпасные и регулируемые задвижки закрыты, два шаровых клапана открыты, в этом режиме расходомер не работает. Как только уровень нефти достигает заданной высоты и давления, регулируемая задвижка под действием давления газа начинает давить на диафрагму, которая в свою очередь с помощью штока открывает доступ к нефти к линии расходомера.

Расходомер приводится в действие, что позволяет производить замер расхода нефти и воды. Уровень нефти опускается ниже уровня датчика, при этом давление снижается, приводя шток в действие, что прекращает доступ нефти. После прекращения подачи нефти расходомер автоматический отключается. Каждый раз данный процесс повторяется для замера нефти.

Работа узла замера воды аналогична работе замера нефти.

Нефтяная эмульсия затем поступает в накопительную емкость «РГС», откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк.

Газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, направляется частично в качестве топлива на устьевой подогреватель «УН-0,2» или аналог, а оставшийся газ, пройдя через трубный газовый расширитель сжигается на дежурной факельной горелке.

Процесс замера газа: Узел замера газа состоит из расходомера с самопишущим устройством регулирующего клапана диафрагменного типа, байпасной задвижкой клинного типа. В исходном положении задвижка закрыта, отсутствует давление на мембране, следовательно, регулятор закрыт. С

запуском сепаратора увеличивается давление в расходомере. Задвижка будет закрыта до набора нужного давления, до начала действия мембраны. Как только давление газа в 3-х фазном сепараторе достигнет предельного уровня, регулируемая задвижка откроется, газ через расходомер начнет поступать на дежурную факельную горелку.

Самопишущий прибор фиксирует объем газа в зависимости от времени и тем самым осуществляет замер газа. В случае заполнения 3-х фазного сепаратора жидкостью до предельного уровня, поплавков закрывает доступ жидкости газовой линии до тех пор, пока не увеличится объем газа в 3-х фазном сепараторе и не опустится уровень жидкости.

После понижения уровня жидкости, поплавков опускается, открывается доступ газа к дежурной факельной горелке. Это процедура может повторяться многократно автоматически, без участия обслуживающего персонала.

Таким образом, 3-х фазный сепаратор работает автономно, без внешних источников энергии, в автоматическом режиме.

Добытая продукция скважин с емкости, подается на нефтеналивной гусак и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

Система внутривнепромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям и обеспечить: герметичность сбора добываемой продукции; минимальные потери нефти и газа; обеспечить минимальные выбросы в атмосферу; обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины; обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

На месторождении часть попутного газа будет использоваться на нужды промысла в качестве топлива для устьевого подогревателя «УН-0,2» или аналог.

Система сбора продукции скважин включает основные компоненты, такие как:

1. Устьевой нагреватель «УН-0,2» или аналог – 7 ед. $Q_{ж}=100\text{тн/сут}$; $P_{расч} = 1,6\text{МПа}$; $T=65^{\circ}\text{C}$; Расход газа в нормальных условиях, $25\text{м}^3/\text{час}$;
2. 3-х фазный сепаратор, $V=1,6\text{м}^3 - 7$ ед. Производительность по газу – $220000\text{м}^3/\text{сутки}$; $P_{раб} = 4,964\text{ МПа}$; Допустимая температура жидкости 70°C ;
3. Узел учета нефти – 7 ед. Производительность расходомера по нефти, в диапазоне от $0-5\text{м}^3/\text{час}$. $P=0,5\text{ МПа}$; $T=18$;
4. Узел учета пластовой воды – 7 ед. Производительность расходомера по воде, в диапазоне от $0-5\text{м}^3/\text{час}$. $P=0,5\text{МПа}$; $T=18$;
5. Узел учета газа – 7 ед. Диапазон измерений по газу от 0 до $300\text{ м}^3/\text{час}$;
6. Накопительная емкость «РГС» – 7 ед. $V=30\text{м}^3$; $D=2300\text{мм}$; $L=7500\text{мм}$; $M=1450\text{кг}$; $D_{вх}=110\text{мм}$.
7. Дренажная емкость – 7 ед. $V=15\text{м}^3$. ЕП-15-2200-1-1. ТУ 3615-145-00217298-2001. $LXD=6800\times 2200$.
8. Автоналивная система налива «Гусак» – 7 ед. АСН -100А. $P_{раб.}$ не более $1,0\text{МПа}$. Пропускная способность не более $150\text{м}^3/\text{час}$.
9. Трубный газовый расширитель – 7 ед. ТУ3683-007-56562997-2003. Ду 159 мм, L=3м.
10. Дежурная факельная горелка – 7 ед. Пропускная способность до 15 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Диаметр ствола 150 мм. Условный диаметр оголовка 100мм. Высота ствола 13м.

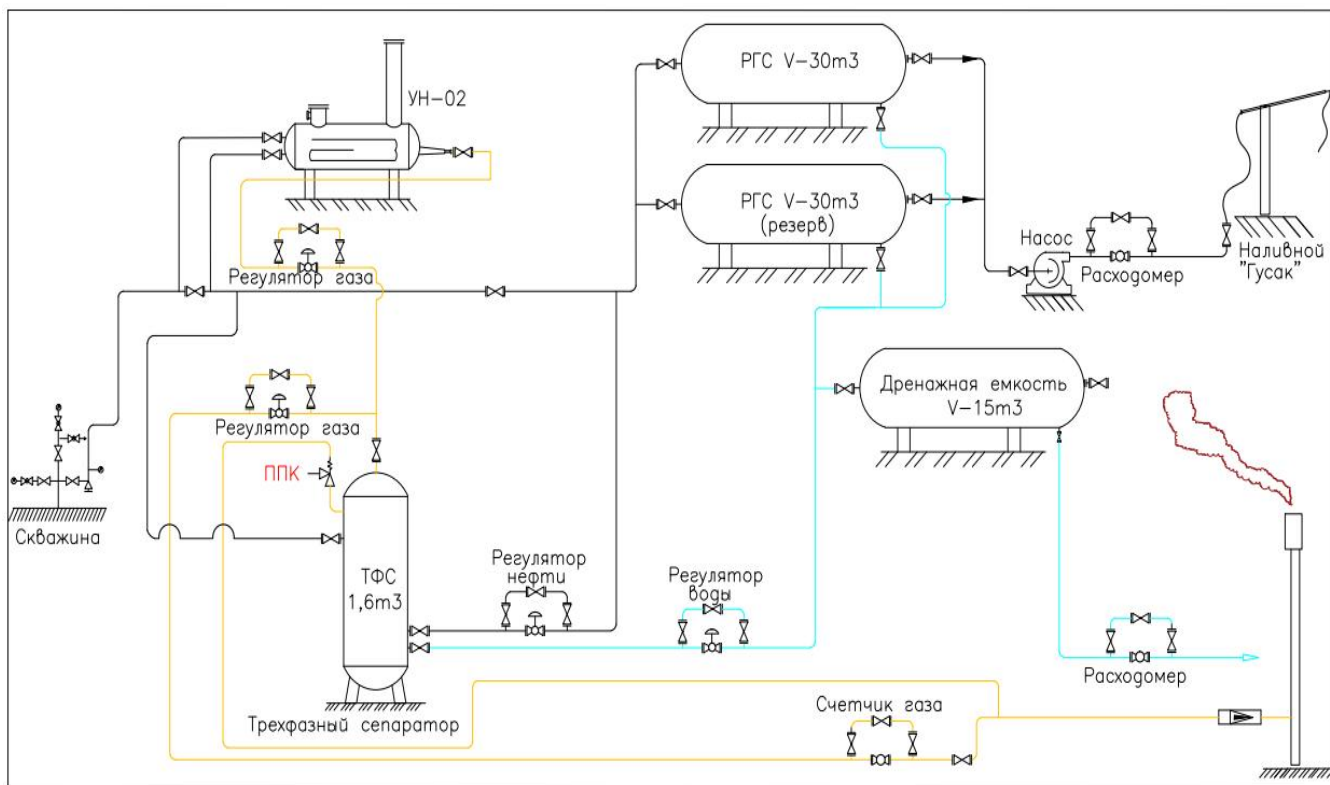


Рисунок 4 - Принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости по скважинам на период промышленной разработки месторождения Жамансу

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

Решение вопроса целесообразности организации и строительства системы подготовки нефти, с доведением до товарной кондиции непосредственно на месторождении, будет рассматриваться по результатам проведения пробной эксплуатации месторождения.

Более детальная система внутрипромыслового сбора продукции на промышленную эксплуатацию, будет разработана и описана в проектах по обустройству месторождения.

Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

На дату составления данного проекта после ПЗ-2021 г. на месторождении Жамансу дополнительно скважины не пробурены.

В таблице 1.8.6 приведена рекомендуемая конструкция проектных скважин.

Таблица 1.8.6 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
1. Направление	490	426	15	до устья
2. Кондуктор	393.7	324	75	до устья
3. Техническая колонна	311.1 (295.3)	244.5	700	до устья
4. Эксплуатационная колонна	215.9	168.3	2500 (±250 м)	до устья

Примечание: В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. На каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами.

Ниже рассмотрим рекомендуемую конструкцию проектных скважин, закладываемых в рамках данного отчета.

Исходя из опыта пробуренных скважин на месторождении Жамансу, прогнозируемых горно-геологических условий и в соответствие с Техническим регламентом «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями», предусмотрена, следующая конструкция скважин:

Направление 426 мм x 15 м. Устанавливается в верхнюю (направляющую) часть ствола чтобы изолировать верхний наносный слой почвы и отвести восходящий поток бурового раствора из ствола скважины в очистную систему, и цементируется до устья.

Кондуктор 324 мм x 750 м. Спускается для перекрытия неустойчивых пород палеогеновых отложений и предотвращения загрязнения грунтовых вод, и цементируется до устья.

Техническая колонна 244.5 мм x 700 м. Спускается для перекрытия пород верхнемеловых отложений, а также для предотвращения гидроразрыва пород в случае нефтегазодопроявлений. Цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна 168 мм x 2500 м (± 250 м). Спускается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов и цементируется 2-мя порциями раствора до устья.

Способ бурения – роторный, с использованием гидромониторных долот с маслonaполненными опорами, вид привода – дизельный.

Способы и режимы бурения скважин на месторождении Жамансу выбираются исходя из геологических условий, проектной глубины, ожидаемых пластовых давлений, а также опыта ранее пробуренных скважин на данном месторождении с целью достижения проектных скоростей бурения.

Буровые установки должны быть укомплектованы механизмами для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания бурового раствора и дополнительными емкостями бурового раствора. В зимнее время предусматривается оснащение буровых котельной. Буровые насосы, входящие в комплект вышеуказанных буровых установок, должны обеспечивать качественную промывку скважины и оптимальный режим работы забойных двигателей.

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.

Окончательно технология бурения, конструкция скважин, материалы для цементирования будут приняты при разработке технических проектов на строительство скважин с учетом накопленного опыта бурения и последних геологических данных, которые будут получены при бурении новой скважины.

При ликвидации скважин или при длительной консервации, выполняются все требования, изложенные в «Положении о консервации и ликвидации скважин на нефтяных месторождениях».

Программа утилизации сырого газа

Утилизация попутного газа на месторождения должна производиться в соответствии с документом «Программа развития переработки попутного газа», которая должна быть разработана на основании настоящего проектного документа проекта разработки, после утверждения в контролирующих органах Республики Казахстан. На месторождении Жамансу не проведена пробная эксплуатация. Согласно контракту на добычу углеводорода по участку Жамансу дано три года на подготовительный период. Согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании» в подготовительном периоде при расконсервации скважин разрешается опробование и испытание объектов на основе рекомендуемого варианта разработки месторождения.

Основной задачей нормирования газа на собственные нужды, является установление и применение технически и экономически обоснованных норм расхода для осуществления режима экономии, рационального распределения и наиболее эффективного его использования. Методическими указаниями предусматривается определение объема расхода на планируемый период на основной технологический процесс расчетно-аналитическим способом, с учетом возможности использования инфраструктуры и производственных мощностей.

На месторождении Жамансу для рационального использования добываемого газа часть объема сырого газа будет расходоваться на собственные технологические нужды в качестве топлива на подогрев продукции при сборе нефти на устьевых печах скважин и на выработку электроэнергии. В качестве подогревателя планируется использовать устьевой нагреватель «ПП-0,63» или аналог, предназначенной для подогрева нефтяной продукции.

В системе внутривыпускного сбора и подготовки добываемой продукции основным объектом потребления газа на месторождении является:

- Устьевой нагреватель «ПП-0,63» или аналог – 7 единицы. Расход газа по скважинам месторождения Жамансу, с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 100 м³/час.
- Газогенераторы для выработки электроэнергии, с техническими характеристиками потребления

газа составляет 40 м³/час.

В соответствии с требованиями Кодекса РК «О недрах и недропользовании» на нефтяных и газовых месторождениях необходимо обеспечить максимальную переработку либо утилизацию сырого газа. Во исполнение законодательных требований на месторождение планируется использование устьевых нагревателей «ПП-0,63» или аналог и газогенераторы.

Обоснование объемов неизбежного сжигания газа

Объем технологически неизбежного сжигания газа по месторождению рассчитан в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания попутного и (или) природного газа при проведении нефтяных операций» утвержденный приказом № 164 от 5 мая 2018 года Министра энергетики Республики Казахстан.

На м/р Жамансу пробной эксплуатации скважин не проведена, связи с этим рекомендуем проводить опробование и испытание объектов в течении 60 дней. сжигание газа при испытании скважин составляет в первом году разработки.

В настоящее время месторождение Жамансу на стадии в промышленную разработку. В рамках настоящего документа не предусматривается сжигание сырого газа при пробной эксплуатации. $V_{IV} = 0$ м³.

Наличие на объектах системы добычи, сбора, хранения, транспортировки, подготовки и переработки углеводородов технологически неизбежного сжигания сырого газа (V_v) обуславливает необходимость их количественной оценки для установления расчетных нормативов и объемов сжигания сырого газа.

Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа (V_v) определяется по следующей формуле:

$$V_v = V_6 + V_7 + V_8 + V_9, \text{ где:}$$

V_v - объем технологически неизбежного сжигания;

V_6 - объем сжигаемого газа при пуско-наладке технологического оборудования;

V_7 - объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования;

V_8 - объем сжигаемого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования.

V_9 - норматив и объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования, м³.

На месторождении Жамансу объем технологически неизбежного сжигания газа складывается из объемов сжигания газа при пуско-наладке технологического

оборудования (V_6), при эксплуатации технологического оборудования (V_7), при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V_8), при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (V_9).

На месторождении Жамансу будет устраиваться, устанавливаться замерные установки, сепараторы, накопительные емкости и другие.

Перед запуском производственных объектов будет произведен технический осмотр. Техническое обслуживание, планово-предупредительные работы и ремонт оборудования будет производиться в соответствии с установленными нормами, учитывая периодичность.

В таблице 1.8.7 представлены показатели распределения добычи сырого газа по месторождению Жамансу.

Таблица 1.8.7 – Баланс газа месторождения Жамансу по рекомендуемому 2 варианту

Годы	Добыча нефтяного газа, млн.м3	Печи подогрева нефти, млн. м3	Газ на выработку электроэнергии, млн. м3	Сжигание газа, всего, млн. м3	сжигание по категории VIII, при испытании скважин, млн. м3	сжигание по категории Vб, при пуско- наладке оборудования и исследовании скважин, млн. м3	сжигание по категории V7, при эксплуатации оборудования, млн. м3	сжигание по категории V8, при тех. обслуживании и ремонт основного оборудования, млн. м3	сжигание по категории V9, при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологическог о оборудования, млн. м3	Утилизац ия газа в %
2026	0,667	0,431	0,000	0,236	0,166	0,028	0,021	0,014	0,007	65%
2027	2,001	1,580	0,155	0,267	0,188	0,032	0,024	0,015	0,008	79%
2028	3,251	2,893	0,296	0,433	0,305	0,051	0,039	0,024	0,013	89%
2029	3,947	3,868	0,415	0,526	0,370	0,062	0,048	0,030	0,016	98%
2030	4,313	4,226	0,453	0,575	0,405	0,068	0,052	0,032	0,017	98%
2031	4,780	4,684	0,502	0,637	0,449	0,076	0,058	0,036	0,019	98%
2032	4,368	4,280	0,459	0,083	0,000	0,000	0,045	0,028	0,010	98%
2033	3,889	3,812	0,409	0,074	0,000	0,000	0,040	0,025	0,009	98%
2034	3,223	3,159	0,339	0,061	0,000	0,000	0,033	0,020	0,008	98%
2035	2,774	2,719	0,292	0,053	0,000	0,000	0,029	0,018	0,007	98%
2036	2,407	2,359	0,253	0,046	0,000	0,000	0,025	0,015	0,006	98%
2037	2,093	2,051	0,220	0,040	0,000	0,000	0,022	0,013	0,005	98%
2038	1,766	1,730	0,186	0,034	0,000	0,000	0,018	0,011	0,004	98%
2039	1,429	1,400	0,150	0,027	0,000	0,000	0,015	0,009	0,003	98%
2040	1,205	1,180	0,127	0,023	0,000	0,000	0,012	0,008	0,003	98%
2041	1,061	1,040	0,112	0,020	0,000	0,000	0,011	0,007	0,003	98%
2042	0,932	0,913	0,098	0,018	0,000	0,000	0,010	0,006	0,002	98%
2043	0,786	0,770	0,083	0,015	0,000	0,000	0,008	0,005	0,002	98%
2044	0,463	0,454	0,049	0,009	0,000	0,000	0,005	0,003	0,001	98%
2045	0,422	0,414	0,044	0,008	0,000	0,000	0,004	0,003	0,001	98%
2046	0,384	0,376	0,040	0,007	0,000	0,000	0,004	0,002	0,001	98%
2047	0,350	0,343	0,037	0,007	0,000	0,000	0,004	0,002	0,001	98%
2048	0,319	0,312	0,034	0,006	0,000	0,000	0,003	0,002	0,001	98%
2049	0,291	0,285	0,031	0,006	0,000	0,000	0,003	0,002	0,001	98%
2050	0,265	0,260	0,028	0,005	0,000	0,000	0,003	0,002	0,001	98%
2051	0,180	0,176	0,019	0,003	0,000	0,000	0,002	0,001	0,000	98%
2052	0,165	0,162	0,017	0,003	0,000	0,000	0,002	0,001	0,000	98%
2053	0,152	0,149	0,016	0,003	0,000	0,000	0,002	0,001	0,000	98%

Воздействие на атмосферный воздух

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия разведочных работ на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнена с учетом действующих методик.

Основные источники воздействия на окружающую среду

Проектом предусматривается эксплуатация месторождения, бурение 9 ед. добывающих скважин, дополнительно бурение 2-х оценочных скважин и ввод из консервации скважин 7 ед. Итого проектный добывающий фонд по данному варианту составит 18 ед.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА КАК ИСТОЧНИКА**ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ:***При эксплуатации месторождения Жамансу
(по рекомендуемому варианту 2)*

По рекомендуемому варианту максимальный уровень годовой добычи нефти (2031 год) – 26,0 тыс.т, жидкости – 67,6 тыс.т, нефтяного газа – 4,780 млн.м³.

Всего при эксплуатации месторождения насчитывается 72 источника выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, из них 36 организованных и 36 неорганизованных:

0001-0007 Устьевой нагреватель УН-0,2

Время работы одной топки, час/год, $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 56.45$

0008-0014 Дежурная горелка**0015-0021 ДЭС**

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B , т, 500

0022-0028 Емкость дизельного топлива**0029-0035 Накопительная емкость РГС****0036 газогенератор для э/энергии****6001-6007 Дренажная емкость****6008-6014 Насос технический****6015-6021 Автоналивная****6022-6028 3-х фазный сепаратор $V=1,6$ м³****6029-6035 Площадка скважин****6036 Выкидные линии***При строительстве и ввода из консервации скважин 1 ед.*

В 2026 г. планируется ввести в эксплуатацию 5 ед., в 2027 году - 2 ед. скважин существующих скважин из консервации.

Всего при строительстве и ввода из консервации скважины 1 ед. насчитывается 38 источника выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, из них 29 организованных и 9 неорганизованных:

При СМР:**0001 Дизель-генератор N-191 кВт**

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 15.182

0002 УПА 60/80

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 15.182

0003 Емкость для пластовой жидкости

Конструкция резервуаров, $NAME =$ Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 60$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

0004 Дизельная электростанция САТ

Расход топлива стационарной дизельной установки за год V , т, 58.926

0005 Емкость дизельного топлива**0006 Передвижная паровая установка (ППУ)**

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 4.2

0007 Цементировочный агрегат ЯМЗ

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 14.328

0008 Смесительная установка СМН-20

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 2.77

6001 Сварочные работы

Расход сварочных материалов, кг/год, $V = 60$

6002 Насос для перекачки дизельного топлива**6003 Насос технологический***При испытании скважины***0009 УПА-60/80**

Расход топлива стационарной дизельной установки за год V , т, 15.182

0010 Дизельная электростанция САТ

Расход топлива стационарной дизельной установки за год V , т, 342.15

0011 Цементировочный агрегат ЯМЗ

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 14.328

0012 Емкость дизельного топлива**0013 Емкость моторного масла****0014 Емкость отработанного масла****0015-0016 Емкость для нефти****0017 Площадка налива****0018 Факел****6004 Насос для перекачки дизельного топлива***При интенсификации нефти методом***0019 УПА-60/80**

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 1

0020 Емкость с соляной кислотой**0021 Цементировочный агрегат ЦА-320 М**

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 1

6005 Насосная установка*Площадка рекультивации***6006 Ссыпка и перемещение грунта при рекультивации****0022 Дизель-генератор N-191 кВт**

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 15.182

0023 УПА 60/80

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 15.182

0024 Емкость для пластовой жидкости**0025 Дизельная электростанция САТ**

Расход топлива стационарной дизельной установки за год V , т, 57.02

0026 Емкость дизельного топлива**0027 Передвижная паровая установка (ППУ)**

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 4.2

0028 Цементировочный агрегат

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 14.328

0029 Смесительная установка СМН-20

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 2.77

6007 Сварочные работы

Расход сварочных материалов, кг/год, $V = 60$

6008 Насос для перекачки дизельного топлива

6009 Насос технологический

При строительстве скважины 1 ед.

Согласно графика планируется бурение 9 добывающих скважин (в 2027 г- 1ед., в 2028-2031гг- по 2 ед.)

Всего при строительстве скважины 1ед. насчитывается 34 источника выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, из них 18 организованных и 16 неорганизованных:

СМР и подготовительные работы

0001 Сварочный агрегат

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 15

6001 Участок сварки

Расход сварочных материалов, кг/год, $V = 500$

6002 Расчет выбросов пыли, образуемой при погрузочно-разгрузочных работах

6003 Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта

За период бурения скважины

0002-0005 Дизельный двигатель G12V190ZLG-3 N 810 кВт

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 397

0006 Дизельгенератор резервный B8L-160 кВт

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 110

0007-0008 Дизельный генератор DBL-372 N = 372 кВт

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 148.3

0009 Цементировочный агрегат ЦА-320М

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 209.76

0010 ППУ (передвижная паровая установка)

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 28.8

6004 Емкость для хранения дизельного топлива

6005 Емкость для хранения масла

6006 Емкость для хранения бурового раствора

6007 Площадка складирования цемента

6008 Насос для перекачки дизельного топлива

6009 Цементно-смесительная машина СМН-20

6010 Емкость бурового шлама

6011 Блок приготовления буровых растворов

При испытании скважины

0011 Дизельный двигатель мощностью 485 кВт

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 242

0012 Дизельгенератор VOLVO мощностью 200 кВт

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 157

N 0013 Дизель-генератор резервный мощностью 60 Квт

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 36.23

0014 Факельная установка

6012 Емкость для хранения дизельного топлива

6013 Насос для перекачки дизтоплива

6014 Емкость для нефти

6015 Устье скважины

6016 Дренажная емкость

При интенсификации нефти методом ГРП

0015 Двигатель-блендер-смесительной установки

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **GFGGO = 1.4**
0016 Двигатель насосной установки 2250 HP (ГРП)
Годовой расход дизельного топлива, т/год, **GFGGO = 3.4**
0017 Двигатель насосной установки 2250HP -резерв
Годовой расход дизельного топлива, т/год, **GFGGO = 1.6**
0018 Цементировочный агрегат ЦА-320
Годовой расход дизельного топлива, т/год, **GFGGO = 0.72**

При строительстве оценочной скважины 1 ед.

Согласно графика бурения предусматривается строительство 2-х оценочных скважин: в 2028 г - 1 ед., в 2030г - 1 ед.

Всего при строительстве оценочной скважины 1 ед. насчитывается 40 источника выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, из них 22 организованных и 18 неорганизованных:

СМР и подготовительные работы

0001 ДЭС (дизельный генератор)
Годовой расход дизельного топлива, т/год, **BG = 0.35**
6002 Экскаватор (рытье траншей)
6003 Бульдозер (обваловка)
6004 Разгрузка пылящихся материалов
6005 Сварочный пост

Вахтовый поселок

0006 ДЭС 150 кВт
Годовой расход дизельного топлива, т/год, **BG = 35.5**
0007 Резервуар для дизтоплива

Буровая площадка

0008 Дизельгенератор CAT C15 (2 комплекта)
Годовой расход дизельного топлива, т/год, **BG = 320.76**
0009 Дизельный двигатель 1000 HP (2 комплекта)
Годовой расход дизельного топлива, т/год, **BG = 554.4**
0010 Дизельный двигатель 650HP
Годовой расход дизельного топлива, т/год, **BG = 128.7**
0011 Дизельгенератор N-120 кВт
Годовой расход дизельного топлива, т/год, **BG = 45.7**
0012 Дизельный двигатель Д114
Годовой расход дизельного топлива, т/год, **BG = 0.365**
0013 Паровой котел Бойлер 80HP
Расход топлива, т/год, **BT = 60**
0014 ЦА-320 (ЯМЗ-236)
Годовой расход дизельного топлива, т/год, **BG = 5.37**
0015 СМН-20(ЯМЗ-236)
Годовой расход дизельного топлива, т/год, **BG = 5.37**
0016 Резервуар для дизтоплива
0017 Резервуар для тех.масло
6018 Узел приготовления цементного раствора
6019 Емкость бурового раствора
6020 Шламосборник
6021 Дегазатор
6022 Газосварка (Мастерская)
6023 Электросварка (мастерская)
6024 Ремонтно-механическая мастерская

6025 Ремонтно-механическая мастерская**Испытательная площадка****0026 Факел****0027 УПА 60/80 ЯМЗ-238**

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **BG = 13.56**

0028 Дизельгенератор –освещение

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **BG = 142**

0029 ЦА-320 (ЯМЗ-236)

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **BG = 8.95**

0030 ППУ

Расход топлива, т/год, **BT = 17.5**

0031 Емкость для дизтоплива**0032 Резервуар для тех.масло****0033 Резервуар для нефти, наливная эстакада****6034 Скважина (ЗРА, фланцы)****6035 Газосепаратор (ЗРА, фланцы)****6036 Насос для нефти****Площадка ликвидации и консервации скважины:****0037 ЦА-320 (ЯМЗ-236)**

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **BG = 0.77**

6038 Участок приготовления цементного раствора**6039 Сварочные работы****Площадка рекультивации****6040 Ссыпка и перемещение грунта прирекультивации**

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 ЭкоКодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу от стационарных источников приведен в таблице ниже:

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Сырдарьинский район, при эксплуатации м/р Жамансу (максимальная добыча нефти 2031 год)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Клас с опас - ност и 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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	2.293226495	73.98788182	1849.69705
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.372649304	12.021980794	200.366347
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.2085043	6.773238181	135.464764
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.466696669	18.5	370
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.146998452	4.575835352	571.979419
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	3.413819645	108.159681817	36.0532273
0402	Бутан (99)		200			4	0.0154	0.489853	0.00244927
0403	Гексан (135)		60			4	0.005145	0.1637552	0.00272925
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.1423342	4.5963484	0.18385394
0410	Метан (727*)				50		0.939072078	30.165097047	0.60330194
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.207523	6.7017136	0.44678091
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		11.77713	131.2329645	2.62465929
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		3.13173	24.5889	0.81963
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.04091822	0.321629	3.21629
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.01284444	0.1010219	0.5051095
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.02568881	0.2020438	0.33673967
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000001397	0.000071375	71.375
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.014223889	0.516675	51.6675
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.670620391	18.102048448	18.1020484
	В С Е Г О :						23.88452629	441.200739237	3313.4469

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)

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

РООС расконсервация и испытание скважины 1 ед.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Клас с опас - ност и 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 (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00208	0.000641	0.016025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000179	0.0000552	0.0552
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	4.067659904	16.452603066	411.315077
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.660947332	2.673533374	44.5588896
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0.2	0.1		2	0.000008	0.0000022	0.000022
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.357514258	1.794786414	35.8957283
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.685933334	2.42124	48.4248
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000503368	0.001958262	0.24478275
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4.309754359	20.856721546	6.95224052
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0001458	0.000045	0.009
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.2	0.03		2	0.000642	0.000198	0.0066

0410	Метан (727*)				50		0.026657264	0.207286888	0.00414574
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.273004	0.05551	0.0011102
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.100954	0.020547	0.0006849
0602	Бензол (64)	0.3	0.1			2	0.00131763	0.00026674	0.0026674
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2				3	0.00043186	0.00009157	0.00045785
0621	Метилбензол (349)	0.6				3	0.00081002	0.00016196	0.00026993
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001			1	0.00000602	0.000026563	26.563
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01			2	0.0602128	0.24140972	24.140972
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.0004	0.0001975	0.00395
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1				4	1.5540124	6.47409774	6.47409774
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			3	2.200272	0.253484	2.53484
	В С Е Г О :						14.303445349	51.454863743	607.204561

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)

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Сырдарьинский район, при бурении и испытании 1 ед. скв.

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, т/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)
1	2	3	4	5	6	7	От одной скважины	9	От всех скважин	11
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.021233	0.003546	0.021233	0.007092
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.001665	0.000278	0.001665	0.000556
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.727365	45.389204737	1.727365	90.778409474
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	4.82888051	45.301887237	4.82888051	90.603774474
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	1.28209	32.034238815	1.28209	64.068477632
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.65227	23.724832	1.65227	47.449664
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00001693	0.00001668	0.00001693	0.00003336
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.637616	25.2692	0.637616	50.5384
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.001421	0.0002372	0.001421	0.0004744
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.2	0.03		2	0.0015274	0.000255	0.0015274	0.00051
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.0000409	0.000026	0.0000409	0.000052
0416	Смесь углеводородов предельных				30		0.144434	0.13166	0.144434	0.26332

1301	С6-С10 (1503*) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.546806	20.909972	0.546806	41.819944
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.546806	20.909972	0.546806	41.819944
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.0002166	0.000146	0.0002166	0.000292
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3.52505051	2.834458884 3	3.52505051	5.668917768 6
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.011	0.0051912	0.011	0.0103824
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		3	0.07022158	0.005571	0.07022158	0.011142
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0046	0.002448	0.0046	0.004896
В С Е Г О :							15.00326043	216.5105901 753	15.00326043	1299.063541 05

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)

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Сырдарьинский район, при бурении и испытании оценочных скв. 1 ед.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Клас с опас - ност и 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 (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.005048	0.001337	0.033425
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.0004345	0.000115	0.115
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	12.496655388	37.991749123	949.793728
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	17.897982547	49.232822113	820.547035
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	2.35604924	6.408115935	128.162319
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	4.61477	13.07395	261.479
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.002452648	0.001529515	0.19118938
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	12.1558124	33.42307235	11.1410241
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0003541	0.00009375	0.01875
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.2	0.03		2	0.001559	0.0004125	0.01375
0410	Метан (727*)				50		0.01541106	0.019972733	0.00039945
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		3.042014	4.8343	0.096686
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		1.182545	0.8517	0.02839
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.01422973	0.0088812	0.088812

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00447306	0.0027905	0.0139525
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00894612	0.005585	0.00930833
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.550317	1.514	151.4
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.550317	1.514	151.4
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.0002166	0.0001458	0.002916
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	5.507079	15.142712	15.142712
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.00342	0.0006156	0.004104
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		3	0.97586548	0.109086	1.09086
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0022	0.000396	0.0099
В С Е Г О :							61.388151873	164.137382119	2490.78326

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)

Проектом предусматривается использование автомобильного транспорта для транспортировки грузов и персонала. Перечень используемых видов транспорта состоит из следующих видов автотехники:

- Бульдозер;
- Автоцистерна для воды;
- Вахтовая;
- Полноприводный легковой автомобиль;
- Грузовые машины полуприцепы;
- Самосвал;
- Экскаватор.

Предварительный расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников загрязнения

ИТОГО ВЫБРОСЫ ОТ СТОЯНКИ АВТОМОБИЛЕЙ

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выбросг/с</i>	<i>Выброст/год</i>
0301	Азота(IV)диоксид(4)	0.0020632	0.0013723
0304	Азот(II)оксид(6)	0.00033545	0.00022296
0328	Углерод(593)	0.00012944	0.00009174
0330	Серадиоксид(526)	0.00050534	0.00032928
0337	Углеродоксид(594)	0.031878	0.017569
2704	Бензин(нефтяной,малосернистый)/впересчетенауглерод/(60)	0.000878	0.000441
2732	Керосин(660*)	0.00328	0.001903

Максимальные разовые выбросы достигнуты в переходный период

Согласно ст.202.п.17 Экологического Кодекса нормативы допустимых выбросов о передвижных источников (строительных машин и транспортных средств) не устанавливаются.

Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся при строительстве скважин и при выводе из консервации, будут представлены после утверждения данного проекта разработки, в отдельных Технических проектах на строительство скважин и расконсервации, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период разведочных работ на участке проведены предварительные расчеты с учетом максимальной проектной добычи углеводорода.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого и существующего оборудования в данном проекте, являются предварительными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период эксплуатации в отдельных проектах, с учетом всех действующих источников и т.д.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ выполнены для всех источников организованных и неорганизованных выбросов, по всем ингредиентам, присутствующим в выбросах и представлены в Приложении 1.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: диоксид азота, оксид углерода и углеводороды C12-C19.

В соответствии с нормами проектирования, в Казахстане для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий» Приложение №12 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 12.06.2014г. №221-ө.

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами промышленных объектов, зависит от объемов и условий выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, природно-климатических условий и особенностей циркуляции атмосферы.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы при проведении работ, проводилось на программном комплексе «ЭРА-Воздух» версия 3.0., в котором реализованы основные зависимости и положения «Расчета полей концентраций вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки» (в соответствии с Приложением № 12).

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

- уровни концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-ми румбовой розе ветров и при штиле;

- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;

- степень опасности источников загрязнения;

- поле расчетной площадки с изображением источников и изолиний концентраций.

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

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

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

Так как район характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

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

При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, фоновые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе района расположения предприятия.

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, образующихся от источников загрязнения на месторождении, произведен с учетом фоновых концентраций вредных веществ в атмосфере и показал, что при проведении работ, концентрация на уровне СЗЗ не превысила допустимых нормативов.

В соответствии с СанПиН, утвержденный приказом МНЭ РК от 11 января 2022 года №ДСМ-2, предполагаемый размер санитарно-защитной зоны составляет 1000 м, что относится ко I-ому классу опасности.

За пределами промплощадки выбросами неорганизованных источников создаются приземные концентрации ниже 1 ПДК.

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что при проведении проектируемых работ приведет к превышению предельно-допустимой концентрации. По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

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

В таблице приведена сводная таблица результатов расчетов.

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ
ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город : 436 Сырдарьинский район.
Объект : 0012 при эксплуатации м/р Жамансу
Вар.расч. : 7 на перспективу

Код ЭВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммарный	См	РП	СЗЗ	ЖЗ	#Т	Граница области возд.	Колич. ИЗА	ПДК (ОБУВ) мг/м3	Класс опасности
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	133.8935	17.58282	0.340418	нет расч.	нет расч.	нет расч.	10	0.2000000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10.8788	1.428604	0.027659	нет расч.	нет расч.	нет расч.	10	0.4000000	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	4.5839	0.234341	0.023861	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0.1500000	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0800	0.005822	0.005638	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.5000000	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	166.5709	12.42053	0.572478	нет расч.	нет расч.	нет расч.	13	0.0080000	2
0337	Углерод оксид (Оксис углерода, Угарный газ) (584)	6.6280	0.908446	0.016610	нет расч.	нет расч.	нет расч.	8	5.0000000	4
0402	Бутан (99)	0.0011	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	200.0000000	4
0403	Гексан (135)	0.0012	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	60.0000000	4
0405	Пентан (450)	0.0113	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	4	100.0000000	4
0410	Мелан (727*)	0.1239	0.010417	0.000465	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11	50.0000000	-
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.1111	0.009404	0.000397	нет расч.	нет расч.	нет расч.	4	15.0000000	4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	6.3453	0.446494	0.023146	нет расч.	нет расч.	нет расч.	12	50.0000000	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3.5934	0.266544	0.013330	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	30.0000000	-
0602	Бензол (64)	4.6951	0.348271	0.017417	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	0.3000000	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	2.2106	0.163970	0.008200	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	0.2000000	3
0621	Метилбензол (349)	1.4737	0.109313	0.005467	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	0.6000000	3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1.2254	0.063595	0.002011	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.0000100*	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	1.0768	0.146524	0.003545	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.0500000	2
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19) (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	19.5105	2.655739	0.048874	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	1.0000000	4
05	0301 + 0337 + 0403 + 1325	141.5995	18.63835	0.353457	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11		
07	0301 + 0330	133.9735	17.58332	0.345160	нет расч.	нет расч.	нет расч.	10		
37	0333 + 1325	167.6477	12.42099	0.573736	нет расч.	нет расч.	нет расч.	15		
44	0330 + 0333	166.6509	12.42054	0.572838	нет расч.	нет расч.	нет расч.	15		

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКмр) - только для модели МРК-2014
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДК(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДКсс.
4. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ЖЗ" (в жилой зоне), "#Т" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия приведены в долях ПДКмр.

Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ для объектов

Ввиду специфики проектируемых работ (процесс разработки месторождения), Отчет о возможных воздействиях намечаемой деятельности проводится на базе анализа вариантных технических решений, виды и интенсивность воздействия намечаемой хозяйственной деятельности определяются по проектам-аналогам, качественные и количественные параметры (выбросы, сбросы, отходы производства и потребления), полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными, и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

Анализируя ориентировочные данные о количестве выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие на атмосферный воздух в период разведочных работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – местное (3) – площадь воздействия от 10 до 100 км² для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – постоянный (4) – продолжительность воздействия более 3 лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка в пределах допустимых стандартов.

Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

Производственный мониторинг осуществляется в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Казахстан, а также правил и норм, устанавливаемых подзаконными и иными актами, принятыми в развитие законов Республики Казахстан.

Мониторинг состояния атмосферного воздуха - система наблюдений за состоянием загрязнения атмосферного воздуха. Число постов наблюдений и их размещение определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в пределах его компетенции с учетом численности населения, рельефа местности, фактического уровня загрязнения.

Контроль над загрязнением атмосферного воздуха должен проводиться в соответствии с нормативами и законодательными актами Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в аккредитованной лаборатории, имеющей сертифицированное оборудование.

Мониторинговые исследования на объектах будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров с ныне действующей системой мониторинга, и включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия и на фоновых участках.

При проведении контрольных замеров на источниках выбросов необходимо контролировать параметры газоздушной смеси (температуру, скорость, объем), которые, наряду с объемом выбросов, определяют концентрации загрязняющих веществ на источнике.

Частота проведения контроля – 1 раз в квартал.

Полученные значения выбросов вредных веществ по результатам замеров будут сопоставляться с нормативами, установленными для источников выбросов в утвержденном проекте НДВ. Контроль проводится аналитической лабораторией, аккредитованной в установленном порядке.

Результаты наблюдений за состоянием атмосферного воздуха анализируются и представляются в квартальных и годовом отчетах по производственному экологическому контролю за состоянием окружающей среды.

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении рекомендуется продолжить исследование качества атмосферного воздуха в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования атмосферного воздуха, в рамках «Программы производственного экологического контроля...», охватывают все необходимые точки контроля и компонентный состав атмосферного воздуха.

Воздействие на водные объекты

На территории месторождения Жамансу нет поверхностных водоемов, в связи с этим водоохраных зон поверхностных водоёмов на территории месторождения нет.

Для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная питьевая вода, поставляемая на договорной основе. Питьевая (пресная) вода доставляется автоцистернами на договорной основе из города Кызылорда.

Для приготовления пищи в столовой предусмотрена отдельная ёмкость для питьевой воды, с герметичным люком и устройством для отбора проб воды.

Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе для питьевых нужд работающего персонала. Водоснабжение буровой установки или иных производственных нужд при разработке месторождения водой технического качества может предусматриваться в том числе из существующих скважин, пробуренных на участке работ или соседних месторождений в соответствии с положениями ст.123 и 91 Водного кодекса РК. Вместе с тем, оператору объекта необходимо обеспечить оснащения скважин водорегулирующими устройствами и приборами учёта потребления воды, а также соответствующими правоустанавливающими документами на специальное водопользование.

Наиболее обводнены в данном районе водоносные горизонты меловых отложений, на которые и следует ориентировать техническое водоснабжение. При этом подземные воды данной территории отличаются высокой минерализацией, поэтому питьевое водоснабжение вахтовых лагерей и буровых бригад будет осуществляться за счет привозной воды, в т.ч. бутилированной из г. Кызылорда.

Вода на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды должны соответствовать санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового

водопользования и безопасности водных объектов», утвержденных приказом Министр здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

Максимальное количество человек, проживающих на территории лагеря, составляет 50 человек. Суточное потребление воды составляет 0,125 м³/сут.

Вид водопользования: общее, качество необходимой воды – питьевые и технические нужды.

Использование воды с водных ресурсов не предусматривается.

Снабжение питьевой водой рабочих бригад, для санитарно-бытовых приборов и столовой осуществляется привозной водой с близлежащего населенного пункта в пластиковых бутылках объемом 19 литров или автоцистернами. Водоснабжение водой буровой бригады для технических нужд осуществляется привозная.

Хранение технической воды предусматривается в емкостях общим объемом 80 м³, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды. - Питьевое водоснабжение вахтовых лагерей и буровых бригад будет осуществляться за счет привозной воды, в т.ч. бутилированной (ближайшие населенные пункты: г. Кызылорда – 150км). Хранение воды для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд предусматривается в емкостях объемом по 20 м³.

Таблица 1.8.2-4–Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения при строительстве и ввода из консервации скважин

№ пп	Наименование работ	Расход пресной воды на скважину (м ³) для			
		технических нужд	хозбытовых нужд	питьевых нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Строительство и монтаж	-	9,8	7,8	17,6
2	Подготовительные работы к бурению	129	1,88	1,5	132,38
3	Бурение и крепление	2603,65	37,84	30,28	2671,77
4	Испытание в эксплуатационной колонне	720	10,8	8,64	739,44
5	Итого: 1-ой скважины	3452,65	60,32	48,22	3561,19
	От всех скважин	10357,95	180,96	144,66	10683,57

Таблица 1.8.2-5 – Ориентировочный баланс водоотведения и водопотребления при эксплуатации

Потребитель	Норма водопотребление, л	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /год	м ³ /сут.	м ³ /год
Питьевые нужды	0,125	10	365	1,25	456,25	1	365
Бытовые нужды	0,015	10	365	0,15	54,75	0,12	43,8
Всего	-			1,4	511	1,12	408,8
Технические нужды	8,36	-	365	8,36	3051,4	6,688	2441,12
Итого:	-	-	-	8,36	3051,4	6,688	2441,12
				9,76	3562,4	7,808	2849,92

Сбросы сточных вод от производственных объектов непосредственно в водные объекты или на рельеф местности отсутствуют.

В связи с этим отрицательное влияние на поверхностные и подземные воды проектируемые работы оказывать не будут, и попадание ГСМ, нечистот в них исключено. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Участок находится за пределами водоохраных зон и полос.

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

- изменениях условий формирования склонового стока и интенсивности эрозионных процессов в районах проведения геологоразведочных (а именно оценочных) работ;

- загрязнение водотоков ливневым и снеговым стоком в районах проведения работ от объектов энергообеспечения, строительной техники и транспорта.

Подземные воды приурочены к протерозойским и палеозойским породам кристаллического фундамента и мезозой-кайназойским рыхлым образованиям. Подземные воды коренных пород, в

основном, распространены в горной части района. Здесь, преимущественно, развиты трещинно-карстовые воды, циркулирующие в карбонатных отложениях тамдинской серии.

Формирование подземных вод месторождения определяется взаимодействием нескольких факторов: климатических условий, характера рельефа местности, наличия рыхлого покрова, наличия тектонических нарушений и их коллекторских свойств.

Основным источником питания подземных вод района являются атмосферные осадки.

Подземные воды имеют низкую минерализацию, в пределах 0,4-0,8 г/л. По химическому составу преобладают воды гидрокарбонатно-сульфатные, либо сульфатно-гидрокарбонатные, а по катионному составу - кальциево-натриевые, кальциево-магниевые. Общая жесткость вод невелика и не превышает, как правило, 4-8 мг-экв/л, достигая в отдельных случаях 16,8 мг- экв/л.

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия - точечный (Λ) - площадь воздействия менее 1га для площадных объектов

- временной масштаб воздействия - кратковременный (1) - продолжительность воздействия менее 10 суток

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - слабая (2) - изменения среды превышают естественные флуктуации, но среда полностью восстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (9-27) - изменения среды в рамках естественных изменений (кратковременные и обратимые).

Намечаемые работы будут строго производиться в пределах отведенного земельного участка. Прямого воздействия на состояние водных ресурсов (забор воды из поверхностных и подземных источников, сброс сточных вод) предприятием оказываться не будет.

Для уменьшения загрязнения окружающей среды территории предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

- циркуляция промывочной жидкости осуществляется по замкнутому циклу: скважина – циркуляционная система – приемные емкости – нагнетательная линия – скважина;

- соблюдение технологического регламента на проведение буровых работ;

- своевременный ремонт аппаратуры;

- недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.

Рекомендации по охране подземных вод:

- Принятая конструкция скважины не должна допускать гидроразрыва пород при бурении, ликвидации нефтегазопроявлений. Для изоляции верхних горизонтов необходимо предусмотреть кондуктор, который цементируется до устья;

- Особое внимание при строительстве скважины должно быть уделено предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при негерметичности ствола скважины. Для повышения крепления скважины должны быть использованы различные технические средства, совершенные тампонажные материалы, наиболее подходящие к конкретным условиям;

- Применение специальных рецептур буровых растворов при циркуляции в необсаженной части ствола скважины;

- Применение технологии цементирования, обеспечивающей подъем цементного кольца до проектных отметок и исключаящей межпластовые перетоки в зонах активного водообмена после цементирования;

- Для предупреждения загрязнения водоносных горизонтов по стволу скважины должна быть установлена промежуточная колонна;

- Буровые сточные воды необходимо максимально использовать в оборотном водоснабжении (для повторного приготовления бурового раствора);

- Во избежание попадания загрязнений в почво-грунты, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, под блоком ГСМ и т.д.), покрываются изолирующими материалами. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии. Сыпучие химические реагенты затариваются и хранятся под навесом для химических реагентов, обшитых с четырех сторон. Жидкие химические реагенты хранятся в цистернах на площадке ГСМ. Отработанные масла собираются в специальные емкости и вывозятся для дальнейшей регенерации.

В соответствии с п.9 ст. 222 Кодекса, операторы объектов I и (или) II категорий в целях рационального использования водных ресурсов обязаны разрабатывать и осуществлять мероприятия по повторному использованию воды, оборотному водоснабжению.

Все образующиеся сточные воды при бурении скважин будут собираться в емкость для дальнейшей передачи специализированным организациям, которые очищают для повторного использования, например при СМР.

Сбросы сточных вод от производственных объектов непосредственно в водные объекты или на рельеф местности отсутствуют.

В связи с этим отрицательное влияние на поверхностные и подземные воды проектируемые работы оказывать не будут, и попадание ГСМ, нечистот в них исключено. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Участок находится за пределами водоохранных зон и полос.

Оценка влияния объекта на подземные воды

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.

- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на водные ресурсы на месторождении Алимбай присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

В соответствии с Экологическим законом РК и независимо от наличия либо отсутствия подземных вод в первом от поверхности водоносном горизонте, в пределах всех потенциальных объектов загрязнения необходимо проведение мониторинговых наблюдений в течение всего срока эксплуатации месторождения и периода его консервации по окончании разработки.

Мониторинговые наблюдения за качеством водных ресурсов на месторождении Жамансу необходимо проводить контроль 1 раз в год (3 квартал) в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...».

При проведении мониторинговых работ выполнить следующие работы: замеры уровня залегания подземных вод и температуры воды, прокачка скважин и отбор проб подземных вод, проведение лабораторных исследований проб и камеральные работы.

В соответствии с Программой отбор проб выполняется для определения общего химического состава воды и наличия загрязняющих веществ, включая следующие ингредиенты: нефтепродукты.

По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта

Методика ведения мониторинговых исследований подземных вод на должна включать:

- обследование территории установки на предмет выявления очагов поверхностного углеводородного загрязнения – 1 раз в квартал;

- замеры уровней подземных вод – 1 раз в квартал;

- замеры температуры подземных вод и промер глубин скважин – 1 раз в квартал;

- прокачка скважин перед отбором проб воды – 1 раз в квартал;

- отбор проб воды – 1 раз в квартал;

- лабораторные исследования отобранных проб: химический состав и содержание загрязняющих веществ – 1 раз в квартал.

Тепловое, электромагнитное, шумовое и др. воздействия

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проведении работ, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как: шум, вибрация, электромагнитные излучения и т.д.

Физические факторы – вредные воздействия шума, вибрации, ионизирующего и неионизирующего излучения, изменяющие температурные, энергетические, волновые, радиационные и другие свойства атмосферного воздуха, влияющие на здоровье человека и окружающую среду. Источник вредных физических воздействий – объект, при работе которого происходит передача в атмосферный воздух вредных физических факторов (технологическая установка, устройство, аппарат, агрегат, станок и т.д.).

В районе намечаемых работ природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет. Радиационная обстановка соответствует гигиеническим нормативам и санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

К основным источникам физических воздействий (шум, вибрация) в период проведения работ относятся ДВС техники и автотранспорта.

Источники радиационного излучения на площадке отсутствуют.

К источникам шума, вибрации относятся: технологическое оборудование, вентиляторы, автотранспорт, электродвигатели. Источников теплового излучения на площадке нет.

Источников электромагнитного излучения на предприятии нет.

В районе расположения природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

Загрязнение почвенного покрова отходами производства не ожидается, в виду того, что отходы будут строго складироваться в металлических контейнерах, с недопущением разброса мусора на территории участка.

Техногенное воздействие на земли месторождения проявляется главным образом в механических нарушениях почвенно-растительных экосистем, обусловленных дорожной депрессией. В целом техногенное воздействие при проведении разведочных работ на состояние почв проявляется в слабой степени и соответствует принятым в республике нормативам. В целом воздействие в процессе проведения разведочных работ на участке на почву, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;
- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на участке планируется проводить следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разливе нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефтепродуктами и другими загрязнителями; неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;
- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замасоченных участков, в случае возникновения.

Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат

При реализации комплекса работ, предусмотренного проектом разработки, значимых изменений рельефа не ожидается.

Проведение работ на месторождении будет сопровождаться разрушением почвенно-растительного слоя технологического оборудования, что может способствовать усилению процессов дефляции.

При соблюдении мероприятий по охране почвенно-растительного слоя от разрушения и загрязнения реализация проекта заметных изменений рельефа земной поверхности вызовет.

Такие изменения земной поверхности, как деформации в результате техногенно обусловленных землетрясений и проседания земной поверхности, вызывающие разрушения эксплуатационных колонн и технологического оборудования, маловероятны.

Воздействие на недра при реализации проекта можно предварительно оценить, как низкое.

Химическое загрязнение территорий производственных площадок при соблюдении и принятых проектом технических решений будет минимальным.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех разведки.

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 углеводородами;

- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

- при газопроявлениях 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.

Организация экологического мониторинга почв

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта. Литомониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

Отбор проб и изучение почвогрунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

Производственный мониторинг почвенного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...» на стационарных экологических площадках (СЭП).

Пункты мониторинга почв должны располагаться в типичном месте ландшафта с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках.

Работы по контролю загрязнения почв, и оценки их качественного состояния регламентируются ГОСТом 17.4.3.01-83 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб».

Состояние химического состава почв измеряется по следующим ингредиентам: нефтепродукты, тяжелые металлы (свинец, медь, ртуть, цинк, кобальт, никель).

Периодичность наблюдений за загрязнением почв – 2 раза в год. Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями.

Контроль загрязнения почв на месторождении проводится с учетом определения в пробах: концентрации тяжелых металлов, концентрации углеводородов, удельной радиоактивности естественных радионуклидов.

Наблюдения за загрязнением почв общими нефтепродуктами и тяжелыми металлами (отбор проб) проводится, учитывая возможные сезонные колебания.

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

Согласно санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020, радиационная безопасность персонала, населения и окружающей природной среды обеспечивается при соблюдении основных принципов радиационной безопасности: обоснование, оптимизация, в соответствии с документами санитарно-эпидемиологического нормирования, утверждаемыми уполномоченным органом в сфере санитарноэпидемиологического благополучия населения.

В последнее время в нефтегазовой отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды. Практически на всех месторождениях, где проводились радиэкологические исследования, были зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов.

При добыче, переработке и транспортировке нефти и газа в окружающую среду поступают природные радионуклиды семейств урана-238 и тория-232, а также калия-40.

Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насоснокомпрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнение окружающей среды.

На рабочих местах по технологическому процессу добычи и первичной переработки минерального органического сырья основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

- 1) промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;
- 2) загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;
- 3) отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;
- 4) производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;
- 5) загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;
- 6) технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;
- 7) технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;
- 8) технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;
- 9) производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны;
- 10) в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;

- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);
- Удельная альфа-активность;
- Удельная бета-активность;
- Эффективная удельная активность;
- Исследование флоры участков техногенного воздействия

На предприятии штатной службой радиационной безопасности должен производиться систематический радиационный контроль. Объем, характер и периодичность проведения, учет и порядок регистрации результатов, формы отчетной документации, а также установленные контрольный и допустимый уровни контролируемых параметров необходимо утвердить и согласовать с органами Госнадзора.

Мероприятия по снижению радиационного риска

Для уточнения радиоактивных свойств пластового флюида необходимо проводить анализ пластовых вод.

Радиологические исследования извлекаемых нефти при появлении пластовых вод необходимо дополнить следующими измерениями:

- удельной альфа-активностью;
- удельной бета-активностью;
- эффективной удельной активности.

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения нефти, средства ее транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и пластовыми водами, места разливов нефти и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1 мЗв в год.

Оценка воздействия на растительность

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтно стабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтно стабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеродный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25% повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разведке будут являться:

- Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства

всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.

• **Дорожная дигрессия.** Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопами газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

• **Загрязнение растительности.** Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении и ремонте скважин), утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

В целом воздействие при разработке месторождения на растительность, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;
- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно- растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

- осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории. Вокруг площадки сделать ограждения;
- рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны. Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;
- ликвидация выявленных нефтезагрязненных участков;
- охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях;
- использование при проведении работ технически исправного, экологически безопасного оборудования и техники;
- использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки осуществлять только по утвержденным трассам;
- в местах хранения отходов исключить возможность их попадание в почвы;
- с целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотреть ведение производственного экологического контроля.

Факторы воздействия на животный мир

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.);
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства. Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки.

Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной удаленностью участков планируемых работ от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их мест обитания.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их место обитания при проведении работ, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта. Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

В целом, причиной сокращения численности и разнообразия животного мира являются следующие факторы:

- изъятие и уничтожение части местообитания;
- усиление фактора беспокойства;
- сокращение площади местообитаний;
- качественное изменение среды;
- движение автотранспорта.

Воздействие при разработке месторождения на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.

1.9. 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 утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования

1.9.1. Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное накопление (захоронение) различных типов 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 №КРДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором, хранением, утилизацией и обезвреживанием.

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.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен тщательный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах временного накопления в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;

- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов не разрешается.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Источниками образования отходов при осуществлении хозяйственной деятельности на объектах будут являться: эксплуатация техники и оборудования; функционирование производственных и сопутствующих объектов; жизнедеятельность персонала, задействованного в работах.

В процессе эксплуатации месторождения Жамансу образуется значительное количество твердых и жидких отходов.

Основными отходами в процессе разработки месторождения являются:

- промасленная ветошь;
- лом черных металлов;
- использованная тара из-под хим. реагентов;
- отработанные масла;
- отработанные аккумуляторы;
- отработанные автошины;
- нефтешлам;
- отработанные люминесцентные лампы;
- отработанные масляные фильтры;
- коммунальные (ТБО) отходы.

Основными отходами при строительстве и ввода из консервации скважин являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- буровые сточные воды;
- отработанные масла;
- металлолом;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные люминесцентные лампы;
- использованная тара из-под химреагентов.

Отходы производства и потребления

Отработанные масла образуются после истечения срока годности и в процессе эксплуатации находящегося на балансе предприятий автотранспорта, а также в процессе замены промышленных масел в металлообрабатывающем оборудовании. По мере образования отработанные масла накапливаются в герметичных емкостях. В дальнейшем отработанные масла передаются по договору в специализированное предприятие.

Промасленная ветошь. Процесс, при котором происходит образование отхода: различные вспомогательные работы, эксплуатация и ремонт станков, оборудования, спецтехники и автотранспорта. Опасным компонентом являются нефтепродукты. Раздельный сбор и хранения отходов предусматривается в специальных контейнерах и на специально отведенных площадках, с последующей передачей сторонней организацией по договору.

Огарки сварочных электродов на предприятие образуются в результате проведения сварочных работ, которые осуществляются на передвижных постах электродуговой сварки. Отход представляет собой остатки электродов. Огарки сварочных электродов временно накапливаются в контейнере. По мере накопления огарки сварочных электродов сдаются в специализированное предприятие по договору.

Твердо-бытовые отходы собираются в металлических контейнерах, установленные на бетонные покрытия. Образуются в результате непроизводственной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий.

Отработанные ртутьсодержащие лампы образуются вследствие истощения ресурса времени работы в процессе освещения открытых площадок, производственных и административных помещений предприятия. По мере выхода из строя люминесцентные лампы складывают в таре завода-изготовителя в специализированном помещении, предназначенном для их хранения. По мере накопления, отработанные люминесцентные лампы передаются по договору в специализированное предприятие.

Буровой шлам образуется при бурении скважин. По мере накопления передается специализированным предприятиям. Хранится в металлических контейнерах и передается в специализированное предприятие.

Отработанный буровой раствор образуется при бурении скважин. По мере образования хранится в металлических контейнерах и передается специализированным организациям.

Тара из-под химреагентов образуется при расходовании химических реагентов в технологическом процессе производства. По мере накопления отходы передаются сторонним организациям.

Металлолом на предприятие образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Лом черных металлов временно накапливается на площадках территории предприятия. По мере накопления передается в специализированное предприятие на договорной основе.

Фильтры масляные устанавливаются в маслопроводе двигателей для очистки масла от технических примесей. Замена фильтров проводится при техническом обслуживании автомобиля, связанной с заменой масла или через 10000 км. По мере накопления передается в специализированное предприятие на договорной основе.

Отработанные автошины образуются в процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры. Количество изношенных шин автомобилей определяется по удельным показателям в зависимости от пробега автомобилей. По мере накопления передается в специализированное предприятие на договорной основе.

Отработанные аккумуляторы образуются после истечения срока годности при эксплуатации ДЭС (дизельная электростанция), находящегося на балансе автотранспорта. Отработанные аккумуляторы временно хранятся (накапливаются) в специально отведенном складском помещении на территории предприятия. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему соответствующую лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Нефтешлам образуется при зачистке резервуаров, трубопроводов, технологических, дренажных емкостей. По мере образования временно хранится (накапливается) в металлических контейнерах на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления передается для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию нефтешлама.

Пищевые отходы продукты питания, утратившие полностью или частично свои первоначальные потребительские свойства в процессах их употребления или хранения. По мере образования пищевые отходы временно накапливаются в герметично закрывающемся контейнере. По мере накопления передаются на договорной основе сторонней организации во вторичное использование или утилизацию.

Тара из под ЛКМ образуется в результате использования красок: эмаль, растворители, лак для обработки древесной поверхности, праймер битумный, битумная краска. Временно хранится (накапливается) в контейнере. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать тару из-под ЛКМ на утилизацию.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка. Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены 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.

Вс образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка. Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

1.9.2. Расчет количества образующихся отходов

При эксплуатации месторождения

Отработанные люминесцентные лампы образуются в следствие истощения ресурса времени работы. Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений.

Количество отработанных люминесцентных ламп определяется по формуле:

$$N=n*T/T_p,$$

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год;

n– количество работающих ламп (80 шт.);

T–время работы лампы в году (4380час);

T_p – нормативный срок службы лампы, час. (15000 час);

Среднийвес однойлампы– 400 гр.

$N=80*4380/15000=23,36$ шт/год.

Массаотработанныхламписоставит**0,0093т/год**.

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенный на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения– 30 суток.

Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N=M_0+M+W/T/год,$$

где: M₀-количество поступающей ветоши 0,150 т/год;

M – норматив содержания в ветоши масла (M= M₀*0,12); W-норматив содержания в ветоши влаги(W=M₀*0,15);

$N=0,15+(0,15*0,12)+(0,15*0,15)=0,1905$ т/пер.

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения– 30 суток.

Отработанные масла

В работе двигателей дизельных установок и генераторов, используемых при эксплуатации, применяется циркуляционная принудительная система маслоснабжения, которая обеспечивает смазку подшипников оборудования, уплотнение нагнетателя и работу системы регулирования. Для работы оборудования используется моторное масло. Частота замены масла по паспортным данным составляет каждые 500 мото/часов.

Расчет количества отработанного моторного масла выполнен по «Методике разработки проектов нормативов предельно размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к Приказу МинООС РК №100-пот/18.04.08г. по формуле:

$$N_{м.м} = N_d * 0,25, т,$$

где N_d – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

0,25 – доля потерь моторного масла от общего его количества.

$$N_d = Y_d * H_d * \rho, т, где Y_d – расход дизельного топлива за год, 255 м³;$$

H_d – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/лтоплива;

ρ – плотность моторного масла – 0,93 т/м³

Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Количество топлива Y_d м³/период	Норма расхода моторного масла, л/лтоплива H_d	Плотность масла, т/м³	Расход моторного масла N_d т/период	Отработано масла, т/период
Дизельное топливо	255	0,032	0,93	15,6	3,9

Металлолом. Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит – **2,05 тонны**. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию). Норма образования лома от ремонта основного и вспомогательного оборудования принимается по факту сдачи.

Предварительно собираются специально отведенном месте. Срок временного хранения – 30 суток.

Коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала, временно хранятся в металлических контейнерах на площадках с твердым покрытием, далее по мере накопления вывозятся по договору.

Согласно РНД03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования и образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:

$$V_{сут} = 360 / 365 = 0,986 кг/сутки$$

За период проведения работ по строительству скважины объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{сут} * T * n,$$

Где:

n – ориентировочное количество человек, n = 40

T – время проведения проектируемых работ – 365 сут./период

$$M = 0,986 * 40 * 365 = 14395,6 кг или 14,4 тонн$$

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м³ при температуре 0 °C и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Отработанные автомобили

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008г.

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автомобили и автомобильные камеры.

Количество изношенных автомобильных шин определяется согласно п.2.26 расчетной методики по следующей формуле:

$$M_{отх} = 0,001 * P_{ср} * K * k * M / H, \text{ т/год}$$

где: k – количество шин;

M – масса шин (принимается в зависимости от марки шины);

K – количество машин;

P_{ср.} – среднегодовой пробег машины (тыс.км);

H – нормативный пробег для шин (тыс.км)

Расчет образования изношенных шин

№	Марка машин	Кол-во машин	Кол-во шин на 1 машине	Среднегодовой пробег, тыс.км	Масса шин, кг	Нормативный пробег для шин, тыс.км	Итого вес изношенных шин, т/год
		K	k	P _{ср.}	M	H	
1	Легковые	12	4	20,0	6	50,0	0,1152
2	Грузовые	1	6	2,0	15	50,0	0,0036
Всего:		13					0,119

Отработанные аккумуляторные батареи

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

В процессе эксплуатации автотранспорта, спецтехники и генераторов выходят из строя аккумуляторные батареи, которые подлежат списанию и сдаче по договору в специализированную организацию на переработку имеющие лицензию.

Норма образования отхода рассчитывается исходя из числа аккумуляторов (n_i) для группы (i) автотранспорта и спецтехники, срока (τ) фактической эксплуатации (3 года),средней массы (m_i) аккумулятора и норматива зачета (α) при сдаче (80-100 %):

$$N = \sum n_i \cdot m_i \cdot \alpha \cdot 10^{-3} / \tau, \text{ т/год}$$

Расчет образования отработанных аккумуляторных батарей

№	Тип автомашин/ спецтехники/ оборудования	Всего аккумуляторов n, шт.	Масса одной батареи, m _i кг	Норматив зачета, α %	Срок фактич. эксплуатации, τ	Масса отработанных аккумуляторных батарей, т/год
1	Легковые	12	8	100	3 года	0,032
2	Грузовые	1	12	100	3 года	0,004
ИТОГО:		13				0,036

Нефтешлам

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Формирование нефтешлама происходит при зачистке резервуаров, после хранения подготовленной нефти.

Объем, образующегося ежегодно нефтешлама при зачистке резервуаров рассчитан согласно п.2.7 расчетной методики по следующей формуле:

$$M = M1 + M2,$$

где M1 – количество отхода, налипшего на стенках резервуара, M1 = K*S (S – поверхность налипания, м2;

K – коэффициент налипания, кг/м2. K = 1,149*v^{0,233},

где v – кинематическая вязкость, сСт).

Для вертикальных цилиндрических резервуаров S = 2*π*R*H

(R – радиус резервуара, м; H – высота смоченной поверхности стенки, м).

M2 – количество отхода на днище резервуара,

M2 = π*R²*H*ρ*0,68 (H – высота слоя осадка,

0,68 – концентрация нефтепродуктов в слое шлама в долях).

Плотность нефтешлама (согласно анализа) – 901,7 кг/м3 или 0,9017 т/м3.

$$K = 1,149*20,13^{0,233} = 1,149*2,013 = 2,313 \text{ кг/м}^2$$

$$S = 2*3,14*10*10 = 628 \text{ м}^2$$

$$M1 = 2,313*628 = 1452,564/1000 = 1,452 \text{ тонн}$$

$$M2 = 3,14*10^2*0,3*0,9017*0,68 = 60,0 \text{ тонн}$$

Отработанные масляные фильтры

В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отработанных масляных фильтров, количество отходов принимается согласно исходных данных предприятия и составляет **0,12 т/год**.

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при эксплуатации

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего, в том числе:	-	80,8248
отходов производства	-	36,4248
отходов потребления	-	14,4
Опасные отходы		
Отработанные ртутьсодержащие лампы	-	0,0093
Отработанные аккумуляторы	-	0,036
Отработанное масло	-	3,9
Промасленная ветошь	-	0,1905
Отработанные масляные фильтры	-	0,12
Нефтешлам	-	60
Отработанные шины	-	0,119
Неопасные отходы		
Металлолом	-	2,05
Твердо-бытовые отходы	-	14,4

ПРИ БУРЕНИИ И ВВОДА ИЗ КОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_{пх} K_1 = 341,751 * 1,2 = 410,1016 \text{ м}^3 \text{ или } 717,6778 \text{ т/скв.}$$

где $K_1 = 1,2$ - коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

Отработанный буровой раствор

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012 г. № 129-ө, определяется по формуле:

$$V_{ОБР} = K_1 K_2 V_{п} + 0,5 V_{ц},$$

где:

K_1 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, $K_1 = 1,2$

K_2 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите 1,052

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ

$\rho_{обр}$ - удельный вес отработанного бурового раствора, 1,26 т/м³

$$V_{обр.п} = 1,2 * 1,052 * 410,1016 + 0,5 * 120 = 630,837 \text{ или } 794,8546 \text{ т/1 скв.}$$

Объем буровых сточных вод ($V_{б.с.в.}$) рассчитывается по формуле:

$$V_{б.с.в.} = 0,25 * V_{о.б.р.}$$

$$V_{б.с.в.} = 0,25 * 630,837 = 157,71 \text{ м}^3 * 1,08 = 170,327 \text{ т/1 скв.}$$

Плотность - 1,08 т/м³

Собираются в специальные контейнеры непосредственно на буровых площадках. Объем емкостей для сбора буровых отходов составляет 50 м³ (30+20м³), с последующим вывозом согласно договора со специализированной организацией.

Промасленная ветошь

Согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г. Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

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

Где:

N - количество промасленной ветоши, т/год;

M_0 - поступающее количество ветоши, 0,05 т/период;

M - норматив содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_0$$

W - норматив содержания в ветоши влаги, т/год. $W = 0,15 * M_0$

$$N = 0,05 + 0,006 + 0,0075 = 0,3556 \text{ тонн.}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения – 30 суток.

Пустая бочкотара. Твёрдые, металлические или пластмассовые инертные емкости. Количество бочек 100 шт., вес каждой бочки 25 кг. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле: $M = N * m$, где N – количество тары, шт.; m – средняя масса тары, т. $M = 100 * 0,015 = 1,5$ т. Объём образования 1,5 тонн. Подлежит передаче специализированным предприятиям для переработки.

Использованная тара (мешки, пластиковая канистра из-под химреагентов)

Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п. По классификации отход относится к опасному виду отходов.

Количества использованной тары, рассчитывается по формуле:

$$M_{отх} = N * m, \text{ т/скв}$$

где: m – масса мешка, 0,003 т.

N – количество мешков, 70 шт/ пер.;

m – масса пластиковой канистры, 0,015 т.

N – количество пластиковой канистры, 70 шт/ пер.; $M_{отх} = (70 * 0,003) + (70 * 0,015) = 1,5$ тонн/пер.

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения – 30 суток.

Металлолом

Количество металлолома, образующегося в процессе строительства скважины, ориентировочно составит – 5,07 тонн. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию).

Предварительно собираются в специально отведенном месте, расположенного на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения – 30 суток.

Огарки сварочных электродов

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{ост} * Q,$$

где:

N – количество огарков электродов, т/год;

$M_{ост}$ – расход электродов, 2,42 т/год;

Q – остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$N = 2,42 * 0,015 = 0,0363$ тонн.

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения – 30 суток.

Количество отработанного масла

Расчет количества отработанного моторного и трансмиссионного масла выполнен по «Методике разработки проектов нормативов предельно размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к Приказу МООС РК №100-п от 18.04.08 г. по формуле:

$$N_{м.м} = N_d * 0,25, \text{ т,}$$

где N_d – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

0,25 – доля потерь моторного масла от общего его количества.

0,3 – доля потерь трансмиссионного масла от общего его количества.

$N_d = Y_d * H_d * \rho$, т, где Y_d – расход дизельного топлива за год, м³;

H_d – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/л топлива;

H_d – норма расхода трансмиссионного масла, при использовании дизтоплива – 0,004 л/л топлива;

ρ – плотность моторного масла – 0,93 т/м³

Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Количество топлива Y_d м ³ /период	Норма расхода моторного масла л/л топлива N_d	Плотность масла, т/м ³	Расход моторного масла кг/период	Отработанный моторное масло кг/период
Дизельное топливо	333,2	0,032	0,93	37,45	9,363

Собираются в емкости, объемом 200л. В соответствии с СанПиН от 25 декабря 2020 года № КР ДСМ-331/2020 «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» удаляют с территории предприятия в течение суток.

Коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала, временно хранятся в металлических контейнерах на площадках с твердым покрытием, далее по мере накопления вывозятся по договору.

Согласно РНД03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования и образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360кг/год.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:

$$V_{сут} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{сут} \times T \times n,$$

Где:

n – ориентировочное количество человек, $n=15$

T – время проведения проектируемых работ – 365 сут./период

$$M = 0,986 \times 15 \times 365 = 5249,0 \text{ кг или } 5,249 \text{ тонн}$$

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м³ при температуре 0 о С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Отработанные ртутьсодержащие лампы

Количество образующихся отработанных ламп определяется по формуле:

$$N = n \cdot T / T_p, \text{ шт./год,}$$

где n – количество работающих ламп данного типа;

T_p – ресурс времени работы ламп, 6000 ч;

T – время работы ламп данного типа ламп в году, 4380ч.

$$N = 200 \times 4380 / 6000 = 146 \text{ шт.}$$

Масса отработанной лампы 0,2 кг, соответственно 29,2 кг или 0,0292 т.

Наименование отходов	Образование отходов при бурении и консервации от 1-ой скважины
Буровой шлам	717,6778
ОБР	794,8546
Пустая бочкотара	0,5
Отработанные масла	9,36324
Промасленная ветошь	0,3556
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	1,5
Металлолом	5,07
Огарки сварочных электродов	0,0363
ТБО	5,249
Отработанные ртутьсодержащие лампы	0,003
Итого:	1534,60954

Таблица 1.9.2-1 – Сведения об утилизации отходов

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	Методы утилизации
Нефтешлам	01 05 05*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации.
Отработанные масла	13 02 08*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Промасленная ветошь	15 02 02*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Тара из-под реагентов	15 01 10*	Складирование в специально отведенном и оборудованном месте. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Лом черных металлов	17 04 07	Сортируются и собираются в специально отведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Огарки электродов	12 01 13	Сортируются и собираются в специально отведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Коммунальные отходы	20 03 01	Хранятся в специальных металлических контейнерах. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Отработанные автошины	16 01 03	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Буровые отходы (шлам, ОБР и БСВ)	01 05 05* 01 05 06*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации

1.9.3. Процедура управления отходами

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Все отходы, образуемые на предприятии, передаются по мере накопления сторонним организациям по договорам в срок не более 6 –ти месяцев с момента их образования.

Размещение отходов на предприятии исключено.

Обращение с отходами (временное хранение, транспортировка) осуществляется в соответствии с утвержденными санитарных правил определяющих санитарно- эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, накоплению, обращению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления утвержденным приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020.

Движение отходов на предприятии осуществляется под контролем службы охраны окружающей среды предприятия.

1.9.4. 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 наопределенных 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.

План мероприятий является составной частью Программы и представляет собой комплекс организационных, экономических, научно-технических и других мероприятий, направленных на достижение цели и задач программы с указанием необходимых ресурсов, ответственных исполнителей, форм завершения и сроков исполнения.

Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На месторождении действует система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на месторождении;
- за временным хранением и отправкой на специализированные предприятия отдельных видов отходов.

На предприятии ведется работа по внедрению системы управления отходами, полностью соответствующей действующим нормативам РК и международным стандартам. В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного складирования и утилизации отходов на месторождении налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и

экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий. Складирование, размещение, а в дальнейшем по мере накопления вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых на участке в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль над их сбором, хранением и утилизацией (вывозом).

Согласно п. 1 ст. 358. ЭК РК управление отходами горнодобывающей промышленности осуществляется в соответствии с принципом иерархии.

Согласно статье 329 ЭК РК Образователи и владельцы отходов должны применять следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан:

- 1) предотвращение образования отходов;
- 2) подготовка отходов к повторному использованию;
- 3) переработка отходов;
- 4) утилизация отходов;
- 5) удаление отходов.

При осуществлении операций, предусмотренных подпунктами 2) – 5) части первой настоящего пункта, владельцы отходов вправе при необходимости выполнять вспомогательные операции по сортировке, обработке и накоплению.

2. Под предотвращением образования отходов понимаются меры, предпринимаемые до того, как вещество, материал или продукция становятся отходами, и направленные на:

- 1) сокращение количества образуемых отходов (в том числе путем повторного использования продукции или увеличения срока ее службы);
- 2) снижение уровня негативного воздействия образовавшихся отходов на окружающую среду и здоровье людей;
- 3) уменьшение содержания вредных веществ в материалах или продукции.

Под повторным использованием в подпункте 1) части первой настоящего пункта понимается любая операция, при которой еще не ставшие отходами продукция или ее компоненты используются повторно по тому же назначению, для которого такая продукция или ее компоненты были созданы.

3. При невозможности осуществления мер, предусмотренных пунктом 2 настоящей статьи, отходы подлежат восстановлению.

4. Отходы, которые не могут быть подвергнуты восстановлению, подлежат удалению безопасными методами, которые должны соответствовать требованиям статьи 327 настоящего Кодекса.

5. При применении принципа иерархии должны быть приняты во внимание принцип предосторожности и принцип устойчивого развития, технические возможности и экономическая

целесообразность, а также общий уровень воздействия на окружающую среду, здоровье людей и социально-экономическое развитие страны.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль над их сбором, хранением и утилизацией (вывозом).

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.9.5. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;
- осуществлять своевременный вывоз отходов;
- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;
- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ

Социально-экономическая структура

Социально-экономическая структура Кызылординской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях, обусловленных пустынным климатом, дефицитом плодородных земельных ресурсов и источников пресной воды. Эти факторы оказывают влияние на специфику развития социальной сферы, характер расселения и занятости населения.

Кызылординская область расположена в юго-западной части Казахстана общей площадью 226 тыс. кв. км, что составляет 8,4% всей территории республики. Область граничит на северо-западе с Актыубинской, на севере с Карагандинской, на юго-востоке с Южно-Казахстанской областями, а на юге с республикой Узбекистан. Территориальное устройство области состоит из 7 районов (Аральский, Казалинский, Кармакшинский, Жалагашский, Сырдарьинский, Шиелыйский, Жанакорганский) 4 городов (Кызылорда, Байконур, Аральск, Казалинск), 145 поселковых и аульных округов. Кызылординская область является аграрно-индустриальным регионом. Область располагает значительным экономическим потенциалом и природными ресурсами. Развиваются нефтегазовая сфера, урановая промышленность и строительная индустрия.

Кызылординская область расположена на юге республики по обоим берегам р.Сырдарья в ее нижнем течении. По площади область занимает четвертое место в Республике и граничит на северо-западе с Актыубинской, на севере с Карагандинской, на востоке и юго-востоке с Южно-Казахстанской областями, на юге с Республикой Узбекистан.

Город Байконур, территория которого окружена территорией Кармакшинского района, не входит в состав Кызылординской области и является городом республиканского подчинения. Территория Байконура находится в долгосрочной аренде у Российской Федерации. На территории города действует российское законодательство, используется российская валюта.

Областным центром Кызылординской области является город Кызылорда, расположен на правом берегу реки Сырдарья, в ее нижнем течении.

Город Кызылорда – административный, социально-экономический, научный, образовательный и культурный центр области. Этот город отличается функциональным разнообразием экономики, многосторонним потенциалом, выгодным экономико-географическим положением. Сочетание всех этих качеств делает Кызылорду локомотивом развития и генератором инноваций всей области.

Основное направление в хозяйственной деятельности Кызылординской области – добыча углеводородного сырья, производство строительных материалов, рыболовство и сельское хозяйство.

Социально-демографические показатели

Численность населения Кызылординской области на 1 февраля 2023 г. составила 834,5 тыс. человек, в том числе городского – 391,7 тыс. (46,9%), сельского – 442,8 тыс. (53,1%) человек. По сравнению с 1 февраля 2022 г. численность населения увеличилась на 10,5 тыс. человек или 1,3%.

В январе 2023 г. по сравнению с январем 2022 г. число прибывших в область увеличилось на 34,4%, а число выбывших из области – на 29,7%.

Основной миграционный обмен области происходит с другими областями. Доля прибывших из областей и выбывших в области составила 26,6% и 37,8% соответственно.

Увеличилась численность мигрантов, переезжающих, в пределах области на 37,3%.

При областном перемещении сальдо миграции населения остается отрицательное.

За январь-ноябрь 2022 г. в области зарегистрировано 176 (за январь-ноябрь 2021 г. -196) умерших младенцев в возрасте до 1 года. По сравнению с январем-ноябрем 2021 года число умерших детей в возрасте до 1 года уменьшилось на 10,2%.

За январь-ноябрь 2022 года коэффициент младенческой смертности составил 9,30(8,94) случаев на 1000 родившихся.

Основной причиной младенческой смертности являются состояния, возникающие в перинатальном периоде, от которых в январе-ноябре 2022 года умерло 73 (103) младенцев или 41,5% (52,6%) от общего числа смертных случаев среди младенцев. Число умерших младенцев от врожденных аномалий составило

25 (35) или 14,2% (17,9%), от инфекционных паразитарных болезней – 20 (12) или 11,4% (6,1%), от болезней органов дыхания – 7 (9) или 4,0% (4,6%), от несчастных случаев, отравлений и травм – 1 (3) или 0,6% (1,5%).

По расследованным в отчетном периоде уголовным правонарушениям в целом по области установленная сумма материального ущерба составила 2810,7 млн. тенге, из них науголовые правонарушения в сфере экономической деятельности приходится – 56,0%, против собственности – 30,1%.

Правоохранительными органами области выявлено 1618 лиц, совершивших уголовные правонарушения (на 1,9% меньше, чем в соответствующем периоде 2021г.), привлечено к уголовной ответственности 1133 лиц, что на 12,7% больше, чем в соответствующем периоде 2021г. Из числа выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, 13,2% составляли женщины (в соответствующем периоде 2021г. – 13,5%), 2,8% – выполнявшие государственные функции (3,5%). Удельный вес лиц, ранее совершавших уголовные правонарушения, составил 42,9% (42,7%).

В среднем по области каждый пятый, совершивший уголовное правонарушение, находился в составе группы. Большую часть всех выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, составили безработные – 82,8% (в январе-декабре 2021 г. – 80,8%).

Статистика уровня жизни

В III квартале 2022 г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 106466 тенге и увеличились по сравнению с III кварталом 2021 г. на 15,9%. В реальном выражении денежные доходы населения увеличились на 0,3%.

По обследованиям домашних хозяйств, доход использованный на потребление в среднем на душу в III квартале 2022 г. составил 194,6 тыс. тенге, что на 12,8% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

В III квартале 2022 г. среднедушевые денежные расходы населения составили 192,6 тыс. тенге, что на 12,9% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

Статистика труда и занятости

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в IV квартале 2022г. составила 155316 человек, из них на крупных и средних предприятиях – 103977 человек.

В IV квартале 2022г. на предприятия было принято 2775 человек. Было поразличным причинам 3380 человек. Отработано одним работником 446,6 часов. Число вакантных рабочих мест на крупных и средних предприятиях на конец IV квартала 2022г. составило 257 единиц (0,2% к численности наемных работников). Численность безработных, определяемая по методологии МОТ, в IV квартале 2022 г. составила 169511 человек, уровень безработицы – 4,9%. Численность занятого населения 2) составила 332549 человек, в том числе наемные работники – 224352 человек, индивидуальные предприниматели – 94307 человек, лица, занимающиеся частной практикой – 522 человек, физические лица, являющиеся учредителями (участниками) хозяйственных товариществ и учредителями, акционерами (участниками) акционерных обществ, а также членами производственных кооперативов – 282 человек, независимые работники – 13086 человек.

В IV квартале 2022 г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 269987 тенге, на крупных и средних предприятиях - 295542 тенге.

С 1 января 2023 г. минимальная заработная плата установлена в размере 70000 тенге.

Статистика цен

В феврале 2023 года повышение цен отмечено на лук на 23,3%, овощи свежие – на 8,1%, картофель – на 4,7%, рис – на 2,8%, изделия из мяса – на 1,7%, макаронные изделия – на 1,6%, рыбу и морепродукты – на 1,3%, молочные продукты – на 1,1%, безалкогольные напитки – на 1%, муку – на 0,9%, сыр и творог – на 0,8%, мясо и птицу, кондитерские изделия – по 0,7%, фрукты свежие – на 0,6%, крупы, алкогольные напитки и табачные изделия – по 0,3%, масла и жиры – на 0,2%. Снижение цен зафиксировано на яйца на 2,7%, сахар – на 0,4%.

Прирост цен на фармацевтическую продукцию вырос на 3,1%, моющие и чистящие средства – на 1%, одежду и обувь – на 0,8%, предметы домашнего обихода – на 0,7%, бытовые приборы – на 0,5%, прочие предметы, приборы и товары личного пользования – на 0,1%.

Уголь каменный подорожал на 0,2%, бензин – на 0,1%.

Уровень цен за организацию комплексного отдыха увеличился на 3,4%, аренда жилья – на 2,9%, рестораны и гостиницы – на 1,9%. Услуги воздушного пассажирского транспорта подорожали на 36,2%,

железнодорожного снизились на 4,1%. В сфере жилищнокоммунальных услуг тарифы повысились на отопление центральное на 11,6%, снизилось на холодную воду на 1,6%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем повышение цен отмечено в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров на 1,2%, в обрабатывающей промышленности понижение на 0,2%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс цен на сельскохозяйственную продукцию составил 1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем цены снизились на строительные материалы на 0,1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс оптовых продаж снизился на 0,1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем тарифы на перевозку грузов автомобильным транспортом без изменений.

Национальная экономика

Валовой региональный продукт (ВРП) за январь-сентябрь 2022 г. (по предварительным данным) составил 1655,5 млрд. тенге. Индекс реального изменения объема

ВРП к соответствующему периоду 2021 г. составил 102,0%.

ВРП на душу населения по области составил 2001,6 тыс. тенге.

В структуре ВРП за январь-сентябрь 2022 г. производство услуг составило 47,7%, производство товаров – 43,8%, налоги на продукты – 8,5%.

В сфере производства товаров на сельское, лесное, рыбное хозяйство приходится 5,6% объема ВРП области, промышленность – 32,6% и строительство – 5,5%.

Наибольший удельный вес в объеме ВРП в сфере производства услуг занимает транспорт и складирование – 10,6% и оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов – 8,4%.

Преобладающими источниками инвестиций в январе-феврале 2023 г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 32595 млн. тенге.

Инвестиционные вложения, направленные на работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений составили 31684 млн. тенге.

Значительная доля инвестиций в основной капитал приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (29,8%), операции с недвижимым имуществом (27,7%), транспорт и складирование (13,8%), обрабатывающую промышленность (12,6%).

Объем инвестиционных вложений крупных предприятий составил 11208 млн. тенге.

В декабре 2022 г. по сравнению с предыдущим месяцем наблюдается небольшое уменьшение количества юридических лиц. С начала года наибольшее количество юридических лиц зарегистрировано в строительстве, доля которых на 1 января 2023 г. составила 21,1%, на втором месте - оптовая и розничная торговля (включая ремонт автомобилей и мотоциклов) - (16,5%), на третьем - образование (12,2%). В совокупности доля этих трех видов деятельности составляет 49,8% всех зарегистрированных юридических лиц.

Из 11270 зарегистрированных юридических лиц 9087 (80,6%) являются действующими, из которых 4893 (53,8%) считаются активными, т. е. занимающиеся экономической деятельностью, 1016 (11,2%) – еще не активные (вновь зарегистрированные) и 3178 (35,0%) считаются временно не активными, т. е. в данный момент простаивают по различным причинам.

Торговля

Оборот розничной торговли за январь-февраль 2023 г. составил 57851,9 млн. тенге или 101,3% к уровню соответствующего периода 2022 г.

На 1 марта 2023 г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной торговле составил 18226 млн. тенге, в днях торговли – 55 дней.

Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 28,3%, непродовольственных товаров – 71,7%. Объем реализации продовольственных товаров за январь-февраль 2023 г. составил 16396,5 млн. тенге.

Оборот оптовой торговли за январь-февраль 2023 г. составил 35696,9 млн. тенге или 103% к уровню соответствующего периода предыдущего года. В структуре оптовой торговли продовольственные товары составили 62%, а непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения – 38%. В январе 2023 года взаимная торговля Кызылординской области со странами ЕАЭС составила 9 млн. долларов США, или на 13,8% больше, чем в январе 2022 года.

Экспорт со странами ЕАЭС составил 5,5 млн. долларов США или на 12,7% больше, чем в январе 2022г., импорт – 3,5 млн. долларов США, по сравнению с соответствующим периодом прошлого года увеличился на 15,5%.

Реальный сектор экономики

Валовой выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-феврале 2023 г. составил 11198,2 млн. тенге, в том числе валовая продукция растениеводства – 53,2 млн. тенге, животноводства – 10806 млн. тенге, объем продукции (услуг) в охотничьем хозяйстве – 2,2 млн. тенге, в лесном хозяйстве – 20,6 млн. тенге, в рыболовстве и аквакультуре – 316,3 млн. тенге.

Объем промышленной продукции в январе-феврале 2023 г. составила 156917 млн.тенге, в том числе в горнодобывающей промышленности - 102952 млн. тенге, в обрабатывающей промышленности - 41380 млн. тенге, снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - 11186 млн. тенге, водоснабжении; сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - 1399 млн.тенге.

В январе-феврале 2023г. объем строительных работ (услуг) составил 3282 млн. тенге.

Наибольший объем строительных работ выполнен на строительстве дорог и автомагистралей (1409 млн. тенге), передаточных устройств (360 млн. тенге), жилых зданий (219 млн. тенге).

Объем выполненных строительных работ (услуг) по капитальному ремонту увеличился в 15,7 раза.

Финансовая система

Расходы на производство и реализацию продукции предприятий в III квартале 2022 г.

составили 157437,8 млн. тенге, из них доля производственных расходов – 59,3%, непроизводственных – 40,7%.

За III квартал 2022 г. прибыль (убыток) до налогообложения составила 64895,5 млн.тенге. На 1 октября 2022 г. задолженность по оплате труда на предприятиях области составила 2520,9 млн. тенге и увеличилась по сравнению с 1 октябрём 2021 г. на 1,4%.

Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

Эпидемиологическая ситуация по инфекционной заболеваемости по состоянию на 01.01.2023 г., в целом по Кызылординской области, остается стабильной. За январь-декабрь 2022 года наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 28543 (в соответствующем периоде 2021 года - 30176) случаев на 100 тыс населения, коронавирусная инфекция (COVID-19) – 6315 (16042) случаев, острые кишечные инфекции – 1838 (893) и туберкулез органов дыхания – 407 (379) случаев.

В декабре 2022 г. наибольшее распространение получили такие инфекционные заболевания, как острая инфекция верхних дыхательных путей неуточненная – 1797 зарегистрированных случаев, функциональная диарея – 70 случаев.

За декабрь 2022 г в области зарегистрировано 112 случаев заболевания коронавирусной инфекцией (COVID-19) вирус идентифицированный, из них 37 случаев в сельской местности.

В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- носить маски и перчатки, мыть руки;
- соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- избегать посещения мест массового скопления;
- не здороваться, не обниматься при встрече;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

2.1. Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения

Район работ полностью обеспечен трудовыми ресурсами. При проведении работ будут созданы дополнительные рабочие места, рабочая сила будет привлекаться из местного населения.

2.2. Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полевой растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными производственной деятельностью, эта территория не представляет.

2.3. Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Проведение работ с соблюдением норм и правил техники безопасности, промышленной санитарии, противопожарной безопасности обеспечит безопасное проведение планируемых работ и не вызовет дополнительной, нежелательной нагрузки на социально-бытовую сферу.

2.4. Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях)

Проведение работ разработки на месторождении Жамансу окажет положительный эффект на социально-экономические условия в первую очередь, на областном и местном уровне воздействий, а также в целом на государственном.

В регионе может незначительно увеличиться первичная и вторичная занятость местного населения, что приведет к увеличению доходов населения и росту благосостояния.

Экономическая деятельность оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения).

Также обеспечение жильем, питанием и другими услугами персонал и подрядчиков предприятия повышает благосостояние жителей области, не связанных с добычей нефти.

Закупка оборудования оказывает положительное воздействие на предприятия, поставляющих это оборудование и на их работников оказывает воздействие, поддерживая цепь поставок для поставщиков в нефте- и газодобывающую промышленность. Так же положительно влияет на увеличенные продажи в пределах региона из-за затрат доходов во секторах, поддерживающих нефтяные и газовые работы.

Вывод: Реализация работ разработки месторождения Жамансу будет оказывать прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения),

а также увеличит первичную и вторичную занятость местного населения.

2.5. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности

Планируемые работы не приведут к значительному загрязнению окружающей среды, что не скажется негативно на здоровье населения.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ мало вероятно.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе предусмотрены необходимые меры для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск привнесения инфекционных заболеваний из других регионов.

Учитывая все вышесказанное, в процессе проектируемых работ вероятность ухудшения санитарно-эпидемиологической ситуации в исследуемом районе очень низкая.

2.6. Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности

Основными предложениями по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности, связанную со строительством являются:

- 1) создание эффективного механизма развития социального партнерства и регулирования социальных, трудовых и связанных с ними экономических отношений;
- 2) содействие обеспечению социальной стабильности и общественного согласия на основе объективного учета интересов всех слоев общества;
- 3) содействие в обеспечении гарантий прав работников в сфере труда, осуществлении их социальной защиты;
- 4) содействие процессу консультаций и переговоров между Сторонами социального партнерства на всех уровнях;
- 5) содействие разрешению коллективных трудовых споров;
- 6) выработка предложений по реализации государственной политики в области социально-трудовых отношений;
- 7) взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами по социальному партнерству и регулированию социально-трудовых отношений.

3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной системы разработки были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

С целью выбора рационального варианта разработки, рекомендуемого к реализации, были рассмотрены различные варианты разработки данного месторождения, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

В отчете исходя из геологических запасов, для каждого рассмотрены следующие варианты разработки:

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели разработки по объектам разработки и по месторождению в целом согласно рекомендуемому к внедрению варианту 2 приведены в таблицах 4.1.1-4.1.2, по остальным расчетным вариантам – в табличных приложениях П 4.1.1 - 4.1.6.

Схема расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам приведены на графических приложениях.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение Жамансу. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод эксплуатационных скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод скважин под закачку, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость на одну скважину, м3/сут
	Всего	добыч-х	нагн-х					Всего	добыч-х	нагн-х	все-го	механизи-рованных		неф-ти	жидкос-ти	
2026	0	0	0	5	5	0	8	0	0	0	5	5	0	5,1	6,7	0,0
2027	1	1	0	8	2	0	12	0	0	0	8	8	0	5,0	8,0	0,0
2028	2	2	0	10	0	0	17	0	0	0	10	10	0	6,0	11,3	0,0
2029	2	2	0	12	0	0	20	0	0	0	12	12	0	6,6	13,7	0,0
2030	2	2	0	14	0	0	23	0	0	0	14	14	0	6,6	14,9	0,0
2031	2	2	0	16	0	0	26	0	0	0	16	16	0	6,1	15,3	0,0
2032	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	16	16	0	5,3	15,2	0,0
2033	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	16	16	0	4,7	15,0	0,0
2034	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	16	16	0	4,3	15,0	0,0
2035	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	16	16	0	3,8	14,8	0,0
2036	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	16	16	0	3,3	14,5	0,0
2037	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	16	16	0	3,2	15,0	0,0
2038	0	0	0	16	0	0	26	1	1	0	15	15	0	2,8	15,0	0,0
2039	0	0	0	16	0	0	26	1	1	0	14	14	0	2,6	15,3	0,0
2040	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	14	14	0	2,4	15,7	0,0
2041	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	14	14	0	2,2	15,5	0,0
2042	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	14	14	0	2,0	15,4	0,0
2043	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	14	14	0	1,9	15,6	0,0
2044	0	0	0	16	0	0	26	1	1	0	13	13	0	2,2	13,2	0,0
2045	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	2,1	13,1	0,0
2046	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,9	13,0	0,0
2047	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,7	12,9	0,0
2048	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,6	12,8	0,0
2049	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,5	12,7	0,0
2050	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,4	12,7	0,0
2051	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,7	12,0	0,0
2052	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,6	11,9	0,0
2053	0	0	0	16	0	0	26	0	0	0	13	13	0	1,5	11,9	0,0

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Месторождение Жамансу. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка воды, млн.м³		Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальный	текущий				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	3,4	1,2	1,2	3,4	1,2	0,003	4,5	4,5	4,5	4,5	24,4	0,000	0,0	0,667	0,667
2027	9,4	3,3	3,4	12,8	4,5	0,011	15,2	15,2	19,6	19,6	38,1	0,000	0,0	2,001	2,668
2028	16,3	5,8	6,1	29,0	10,3	0,026	30,5	30,5	50,2	50,2	46,8	0,000	0,0	3,251	5,919
2029	21,6	7,7	8,6	50,6	18,0	0,045	44,7	44,7	94,9	94,9	51,8	0,000	0,0	3,947	9,865
2030	24,8	8,8	10,8	75,4	26,8	0,067	56,1	56,1	151,0	151,0	55,8	0,000	0,0	4,313	14,178
2031	26,0	9,3	12,7	101,4	36,1	0,091	65,8	65,8	216,7	216,7	60,4	0,000	0,0	4,780	18,958
2032	23,4	8,3	13,0	124,9	44,4	0,112	66,8	66,8	283,5	283,5	64,9	0,000	0,0	4,368	23,326
2033	21,3	7,6	13,7	146,2	52,0	0,131	67,6	67,6	351,2	351,2	68,5	0,000	0,0	3,889	27,215
2034	18,1	6,4	13,4	164,3	58,5	0,147	64,0	64,0	415,2	415,2	71,7	0,000	0,0	3,223	30,438
2035	15,9	5,7	13,6	180,2	64,1	0,161	62,5	62,5	477,7	477,7	74,5	0,000	0,0	2,774	33,213
2036	14,1	5,0	14,0	194,3	69,1	0,174	61,4	61,4	539,1	539,1	77,1	0,000	0,0	2,407	35,620
2037	12,4	4,4	14,3	206,7	73,6	0,185	58,6	58,6	597,7	597,7	78,9	0,000	0,0	2,093	37,713
2038	10,8	3,8	14,5	217,5	77,4	0,195	57,0	57,0	654,7	654,7	81,1	0,000	0,0	1,766	39,478
2039	9,2	3,3	14,4	226,6	80,7	0,203	54,4	54,4	709,1	709,1	83,2	0,000	0,0	1,429	40,907
2040	8,0	2,9	14,7	234,7	83,5	0,210	51,5	51,5	760,6	760,6	84,4	0,000	0,0	1,205	42,112
2041	7,2	2,6	15,6	241,9	86,1	0,216	51,0	51,0	811,6	811,6	85,9	0,000	0,0	1,061	43,173
2042	6,5	2,3	16,5	248,3	88,4	0,222	50,3	50,3	862,0	862,0	87,1	0,000	0,0	0,932	44,105
2043	5,6	2,0	17,3	254,0	90,4	0,227	46,8	46,8	908,8	908,8	87,9	0,000	0,0	0,786	44,891
2044	4,1	1,5	15,2	258,1	91,8	0,231	24,2	24,2	933,0	933,0	83,1	0,000	0,0	0,463	45,354
2045	3,8	1,3	16,5	261,9	93,2	0,234	24,0	24,0	956,9	956,9	84,3	0,000	0,0	0,422	45,776
2046	3,5	1,2	18,1	265,3	94,4	0,237	23,8	23,8	980,7	980,7	85,4	0,000	0,0	0,384	46,160
2047	3,2	1,1	20,3	268,5	95,6	0,240	23,6	23,6	1004,3	1004,3	86,5	0,000	0,0	0,350	46,510
2048	2,9	1,0	23,5	271,4	96,6	0,243	23,4	23,4	1027,7	1027,7	87,5	0,000	0,0	0,319	46,829
2049	2,7	1,0	28,3	274,1	97,6	0,245	23,3	23,3	1051,0	1051,0	88,4	0,000	0,0	0,291	47,120
2050	2,5	0,9	36,3	276,6	98,4	0,247	23,1	23,1	1074,1	1074,1	89,2	0,000	0,0	0,265	47,385
2051	1,6	0,6	36,0	278,2	99,0	0,249	11,0	11,0	1085,1	1085,1	85,7	0,000	0,0	0,180	47,565
2052	1,5	0,5	52,3	279,7	99,5	0,250	10,9	10,9	1096,0	1096,0	86,6	0,000	0,0	0,165	47,730
2053	1,4	0,5	102,0	281,0	100,0	0,251	10,8	10,8	1106,8	1106,8	87,4	0,000	0,0	0,152	47,883

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение Жамансу. I объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод эксплуатационных скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод скважин под закачку, ед.	Перевод скважин из другого объекта, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость на одну скважину, м3/сут
	Всего	добы в-х	нагн-х						Всего	добы в-х	нагн-х	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	2	2	0	0	3,0	0	0	0	2	2	0	5,4	6,8	0,0
2027	1	1	0	3	0	0	0	4,5	0	0	0	3	3	0	5,2	8,5	0,0
2028	0	0	0	3	0	0	0	4,5	0	0	0	3	3	0	6,3	11,1	0,0
2029	1	1	0	4	0	0	0	6,0	1	1	0	3	3	0	7,6	14,7	0,0
2030	0	0	0	4	0	0	0	6,0	0	0	0	3	3	0	8,0	16,6	0,0
2031	1	1	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	7,5	16,0	0,0
2032	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	6,8	15,2	0,0
2033	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	6,4	15,2	0,0
2034	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	6,0	15,1	0,0
2035	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	5,5	14,8	0,0
2036	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	5,1	14,5	0,0
2037	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	4,8	14,3	0,0
2038	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	4,4	14,0	0,0
2039	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	4,1	13,8	0,0
2040	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	3,8	13,6	0,0
2041	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	3,6	13,4	0,0
2042	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	3,3	13,2	0,0
2043	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	3,1	13,0	0,0
2044	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	2,9	12,9	0,0
2045	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	2,7	12,7	0,0
2046	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	2,5	12,6	0,0
2047	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	2,3	12,4	0,0
2048	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	2,1	12,3	0,0
2049	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	2,0	12,2	0,0
2050	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	1,9	12,1	0,0
2051	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	1,7	12,0	0,0
2052	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	1,6	11,9	0,0
2053	0	0	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	4	4	0	1,5	11,9	0,0

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Месторождение Жамансу. I объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка воды, млн.м ³		Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальный	текущий				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	0,005	2,2	2,2	2,2	2,2	21,5	0,000	0,0	0,256	0,256
2027	3,5	3,5	3,6	5,2	5,2	0,015	5,7	5,7	7,9	7,9	38,9	0,000	0,0	0,517	0,773
2028	4,5	4,5	4,7	9,7	9,7	0,027	7,9	7,9	15,8	15,8	43,1	0,000	0,0	0,656	1,429
2029	5,7	5,7	6,3	15,4	15,4	0,043	10,9	10,9	26,7	26,7	48,0	0,000	0,0	0,830	2,259
2030	7,1	7,1	8,4	22,5	22,5	0,062	14,7	14,7	41,4	41,4	51,7	0,000	0,0	1,033	3,292
2031	6,8	6,8	8,8	29,3	29,3	0,081	14,7	14,7	56,1	56,1	53,4	0,000	0,0	0,988	4,281
2032	5,5	5,5	7,8	34,9	34,9	0,097	12,4	12,4	68,5	68,5	55,4	0,000	0,0	0,795	5,076
2033	5,8	5,8	8,9	40,7	40,7	0,113	13,8	13,8	82,4	82,4	58,0	0,000	0,0	0,826	5,902
2034	5,4	5,4	9,2	46,1	46,1	0,128	13,7	13,7	96,1	96,1	60,4	0,000	0,0	0,765	6,666
2035	5,1	5,1	9,4	51,2	51,2	0,142	13,5	13,5	109,6	109,6	62,6	0,000	0,0	0,702	7,368
2036	4,7	4,7	9,6	55,9	55,9	0,155	13,3	13,3	122,9	122,9	64,6	0,000	0,0	0,645	8,013
2037	4,4	4,4	9,9	60,3	60,3	0,167	13,1	13,1	135,9	135,9	66,5	0,000	0,0	0,594	8,607
2038	4,1	4,1	10,2	64,3	64,3	0,179	12,8	12,8	148,8	148,8	68,3	0,000	0,0	0,544	9,151
2039	3,8	3,8	10,6	68,1	68,1	0,189	12,6	12,6	161,4	161,4	70,1	0,000	0,0	0,499	9,650
2040	3,5	3,5	11,0	71,6	71,6	0,199	12,4	12,4	173,8	173,8	71,7	0,000	0,0	0,459	10,109
2041	3,3	3,3	11,5	74,9	74,9	0,208	12,3	12,3	186,0	186,0	73,3	0,000	0,0	0,423	10,531
2042	3,0	3,0	12,1	77,9	77,9	0,216	12,1	12,1	198,1	198,1	74,8	0,000	0,0	0,387	10,918
2043	2,8	2,8	12,7	80,7	80,7	0,224	11,9	11,9	210,0	210,0	76,3	0,000	0,0	0,355	11,274
2044	2,6	2,6	13,6	83,3	83,3	0,231	11,7	11,7	221,7	221,7	77,7	0,000	0,0	0,326	11,600
2045	2,4	2,4	14,6	85,8	85,8	0,238	11,6	11,6	233,3	233,3	79,0	0,000	0,0	0,301	11,901
2046	2,3	2,3	15,9	88,0	88,0	0,245	11,5	11,5	244,8	244,8	80,3	0,000	0,0	0,275	12,176
2047	2,1	2,1	17,6	90,1	90,1	0,250	11,4	11,4	256,2	256,2	81,5	0,000	0,0	0,253	12,429
2048	2,0	2,0	19,8	92,1	92,1	0,256	11,3	11,3	267,4	267,4	82,6	0,000	0,0	0,232	12,662
2049	1,8	1,8	23,1	93,9	93,9	0,261	11,2	11,2	278,6	278,6	83,7	0,000	0,0	0,214	12,876
2050	1,7	1,7	27,8	95,6	95,6	0,266	11,1	11,1	289,6	289,6	84,7	0,000	0,0	0,196	13,072
2051	1,6	1,6	35,8	97,2	97,2	0,270	11,0	11,0	300,6	300,6	85,7	0,000	0,0	0,180	13,252
2052	1,5	1,5	51,8	98,6	98,6	0,274	10,9	10,9	311,5	311,5	86,6	0,000	0,0	0,165	13,417
2053	1,4	1,4	100,0	100,0	100,0	0,278	10,8	10,8	322,3	322,3	87,4	0,000	0,0	0,152	13,570

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение Жамансу. II объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод эксплуатационных скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод скважин под закачку, ед.	Перевод скважин из другого объекта, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость на одну скважину, м3/сут
	Всего	добы в-х	нагн-х						Всего	добы в-х	нагн-х	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	1	1	0	0	1,5	0	0	0	1	1	0	1,6	2,4	0,0
2027	0	0	0	2	1	0	0	3,0	0	0	0	2	2	0	3,3	5,8	0,0
2028	1	1	0	4	0	0	1	6,0	0	0	0	4	4	0	5,7	10,9	0,0
2029	1	1	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	5	5	0	6,7	13,8	0,0
2030	1	1	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	6,5	14,7	0,0
2031	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	5,5	14,2	0,0
2032	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	4,8	13,8	0,0
2033	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	4,2	13,4	0,0
2034	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	3,9	13,9	0,0
2035	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	3,4	13,7	0,0
2036	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	3,0	13,5	0,0
2037	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	2,7	13,2	0,0
2038	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	2,4	13,1	0,0
2039	0	0	0	6	0	0	0	9,0	1	1	0	5	5	0	2,1	13,0	0,0
2040	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	5	5	0	2,2	13,7	0,0
2041	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	5	5	0	1,9	13,5	0,0
2042	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	5	5	0	1,7	13,4	0,0
2043	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	5	5	0	1,8	13,8	0,0
2044	0	0	0	6	0	0	0	9,0	1	1	0	4	4	0	1,6	13,6	0,0
2045	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	4	4	0	1,5	13,5	0,0
2046	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	4	4	0	1,3	13,5	0,0
2047	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	4	4	0	1,2	13,4	0,0
2048	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	4	4	0	1,1	13,3	0,0
2049	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	4	4	0	1,0	13,3	0,0
2050	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	4	4	0	0,9	13,2	0,0

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Месторождение Жамансу. II объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка воды, млн.м³		Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальный	текущий				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	0,2	0,3	0,3	0,2	0,3	0,001	0,4	0,4	0,4	0,4	31,3	0,000	0,0	0,027	0,027
2027	1,6	1,7	1,7	1,9	2,0	0,004	2,9	2,9	3,2	3,2	43,2	0,000	0,0	0,318	0,345
2028	5,5	5,8	5,9	7,4	7,8	0,017	10,6	10,6	13,8	13,8	48,1	0,000	0,0	0,897	1,241
2029	8,7	9,1	9,9	16,1	16,9	0,037	17,9	17,9	31,8	31,8	51,6	0,000	0,0	1,232	2,473
2030	10,4	11,0	13,2	26,5	27,9	0,061	23,5	23,5	55,3	55,3	55,6	0,000	0,0	1,436	3,909
2031	9,7	10,3	14,2	36,2	38,1	0,083	25,0	25,0	80,2	80,2	61,0	0,000	0,0	1,365	5,273
2032	8,6	9,0	14,6	44,8	47,2	0,103	24,7	24,7	104,9	104,9	65,2	0,000	0,0	1,196	6,469
2033	7,5	7,9	15,0	52,3	55,1	0,120	24,1	24,1	129,0	129,0	68,8	0,000	0,0	1,039	7,508
2034	5,9	6,2	13,9	58,2	61,3	0,133	21,2	21,2	150,2	150,2	72,1	0,000	0,0	0,765	8,273
2035	5,2	5,4	14,0	63,4	66,7	0,145	20,6	20,6	170,7	170,7	74,9	0,000	0,0	0,655	8,928
2036	4,5	4,8	14,3	67,9	71,5	0,155	20,2	20,2	190,9	190,9	77,5	0,000	0,0	0,571	9,499
2037	4,0	4,2	14,8	71,9	75,7	0,165	19,8	19,8	210,7	210,7	79,8	0,000	0,0	0,499	9,998
2038	3,6	3,7	15,4	75,5	79,5	0,173	19,5	19,5	230,2	230,2	81,8	0,000	0,0	0,437	10,435
2039	3,1	3,3	16,1	78,6	82,8	0,180	19,1	19,1	249,3	249,3	83,6	0,000	0,0	0,380	10,815
2040	2,6	2,7	15,9	81,2	85,5	0,186	16,5	16,5	265,8	265,8	84,2	0,000	0,0	0,284	11,099
2041	2,3	2,4	16,8	83,5	87,9	0,191	16,3	16,3	282,1	282,1	85,8	0,000	0,0	0,250	11,348
2042	2,1	2,2	17,9	85,6	90,1	0,196	15,9	15,9	298,0	298,0	87,1	0,000	0,0	0,217	11,566
2043	1,6	1,7	17,5	87,2	91,8	0,200	12,6	12,6	310,6	310,6	86,9	0,000	0,0	0,154	11,720
2044	1,5	1,6	19,1	88,7	93,4	0,203	12,5	12,5	323,0	323,0	88,1	0,000	0,0	0,137	11,857
2045	1,3	1,4	21,2	90,1	94,8	0,206	12,4	12,4	335,4	335,4	89,2	0,000	0,0	0,122	11,978
2046	1,2	1,3	24,2	91,3	96,1	0,209	12,3	12,3	347,7	347,7	90,2	0,000	0,0	0,108	12,087
2047	1,1	1,1	29,0	92,3	97,2	0,211	12,2	12,2	359,9	359,9	91,1	0,000	0,0	0,097	12,184
2048	1,0	1,0	36,7	93,3	98,2	0,214	12,2	12,2	372,1	372,1	92,0	0,000	0,0	0,086	12,270
2049	0,9	0,9	52,5	94,2	99,2	0,216	12,1	12,1	384,2	384,2	92,7	0,000	0,0	0,077	12,347
2050	0,8	0,8	100,0	95,0	100,0	0,217	12,1	12,1	396,2	396,2	93,4	0,000	0,0	0,069	12,416

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение Жамансу. III объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод эксплуатационных скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод скважин под закачку, ед.	Перевод скважин из другого объекта, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость на одну скважину, м3/сут
	Всего	добы в-х	нагн-х						Всего	добы в-х	нагн-х	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	2	2	0	0	3,0	0	0	0	2	2	0	7,3	9,9	0,0
2027	0	0	0	3	1	0	0	4,5	0	0	0	3	3	0	5,9	9,2	0,0
2028	1	1	0	4	0	0	0	6,0	0	0	0	4	4	0	6,1	11,7	0,0
2029	0	0	0	4	0	0	0	6,0	0	0	0	4	4	0	6,1	13,6	0,0
2030	1	1	0	5	0	0	0	7,5	0	0	0	5	5	0	6,4	15,6	0,0
2031	1	1	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	6,6	18,0	0,0
2032	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	5,9	18,7	0,0
2033	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	5,1	18,5	0,0
2034	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	4,3	18,1	0,0
2035	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	3,7	17,7	0,0
2036	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	3,1	17,4	0,0
2037	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	6	6	0	2,7	17,2	0,0
2038	0	0	0	6	0	0	0	9,0	1	1	0	5	5	0	2,3	17,7	0,0
2039	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	5	5	0	1,9	19,4	0,0
2040	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	5	5	0	1,6	19,3	0,0
2041	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	5	5	0	1,4	19,2	0,0
2042	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	5	5	0	1,2	19,2	0,0
2043	0	0	0	6	0	0	0	9,0	0	0	0	5	5	0	1,0	19,1	0,0

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Месторождение Жамансу. III объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка воды, млн.м ³		Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальный	текущий				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	1,4	1,7	1,7	1,4	1,7	0,005	1,9	1,9	1,9	1,9	26,5	0,000	0,0	0,384	0,384
2027	4,3	5,2	5,3	5,7	6,9	0,018	6,6	6,6	8,5	8,5	35,1	0,000	0,0	1,167	1,551
2028	6,3	7,6	8,2	11,9	14,5	0,039	12,0	12,0	20,5	20,5	48,1	0,000	0,0	1,698	3,249
2029	6,5	8,0	9,3	18,5	22,5	0,060	14,4	14,4	35,0	35,0	54,8	0,000	0,0	1,754	5,003
2030	6,3	7,7	10,0	24,8	30,2	0,080	15,6	15,6	50,5	50,5	59,3	0,000	0,0	1,692	6,694
2031	8,7	10,6	15,2	33,5	40,9	0,108	23,9	23,9	74,4	74,4	63,5	0,000	0,0	2,334	9,028
2032	8,7	10,6	18,0	42,2	51,5	0,137	27,5	27,5	101,9	101,9	68,2	0,000	0,0	2,318	11,346
2033	7,6	9,3	19,1	49,8	60,8	0,161	27,6	27,6	129,5	129,5	72,5	0,000	0,0	1,990	13,336
2034	6,5	7,9	20,1	56,3	68,7	0,182	27,1	27,1	156,6	156,6	76,1	0,000	0,0	1,674	15,010
2035	5,5	6,7	21,4	61,8	75,4	0,200	26,5	26,5	183,1	183,1	79,3	0,000	0,0	1,406	16,416
2036	4,7	5,7	23,2	66,5	81,1	0,215	26,1	26,1	209,2	209,2	82,0	0,000	0,0	1,185	17,601
2037	4,0	4,9	25,8	70,5	86,0	0,228	25,7	25,7	235,0	235,0	84,4	0,000	0,0	1,000	18,601
2038	3,2	3,9	27,6	73,7	89,8	0,238	24,6	24,6	259,6	259,6	87,1	0,000	0,0	0,785	19,386
2039	2,2	2,7	26,9	75,9	92,6	0,246	22,7	22,7	282,3	282,3	90,1	0,000	0,0	0,550	19,936
2040	1,9	2,3	31,3	77,8	94,9	0,252	22,6	22,6	304,9	304,9	91,6	0,000	0,0	0,462	20,398
2041	1,6	2,0	38,8	79,4	96,9	0,257	22,5	22,5	327,4	327,4	92,8	0,000	0,0	0,389	20,787
2042	1,4	1,7	54,0	80,8	98,6	0,262	22,4	22,4	349,8	349,8	93,8	0,000	0,0	0,327	21,114
2043	1,2	1,4	100,0	82,0	100,0	0,265	22,3	22,3	372,1	372,1	94,7	0,000	0,0	0,276	21,390

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение Жамансу. I Возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод эксплуатационных скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод скважин под закачку, ед.	Перевод из другого объекта, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость на одну скважину, м3/сут
	Всего	добыв-х	нагн-х						Всего	добыв-х	нагн-х	всего	мех-х		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0			0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0			0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0			0,0
2029	0	0	0	1	0	0	1	1,5	0	0	0	1	1	0	4,6	9,6	0,0
2030	0	0	0	1	0	0	0	1,5	0	0	0	1	1	0	3,5	8,6	0,0
2031	0	0	0	1	0	0	0	1,5	0	0	0	1	1	0	2,5	7,6	0,0
2032	0	0	0	1	0	0	0	1,5	0	0	0	1	1	0	1,8	6,9	0,0
2033	0	0	0	1	0	0	0	1,5	0	0	0	1	1	0	1,3	6,4	0,0
2034	0	0	0	1	0	0	0	1,5	0	0	0	1	1	0	0,9	6,1	0,0
2035	0	0	0	1	0	0	0	1,5	0	0	0	1	1	0	0,7	5,8	0,0
2036	0	0	0	1	0	0	0	1,5	0	0	0	1	1	0	0,5	5,7	0,0

Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Месторождение Жамансу. I Возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка воды, млн.м ³		Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0		0,000	0,0	0,000	0,000
2027	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0		0,000	0,0	0,000	0,000
2028	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0		0,000	0,0	0,000	0,000
2029	0,7	17,1	17,1	0,7	17,1	0,057	1,4	1,4	1,4	1,4	52,4	0,000	0,0	0,131	0,131
2030	0,9	23,7	28,5	1,6	40,8	0,136	2,3	2,3	3,8	3,8	59,3	0,000	0,0	0,152	0,283
2031	0,7	18,1	30,6	2,4	58,9	0,196	2,2	2,2	6,0	6,0	67,2	0,000	0,0	0,093	0,376
2032	0,6	14,4	35,1	2,9	73,3	0,244	2,2	2,2	8,2	8,2	74,2	0,000	0,0	0,059	0,435
2033	0,4	10,5	39,5	3,4	83,9	0,280	2,1	2,1	10,3	10,3	80,1	0,000	0,0	0,034	0,469
2034	0,3	7,5	46,7	3,7	91,4	0,305	2,0	2,0	12,3	12,3	84,9	0,000	0,0	0,020	0,489
2035	0,2	5,4	62,8	3,9	96,8	0,323	1,9	1,9	14,2	14,2	88,7	0,000	0,0	0,011	0,500
2036	0,2	3,9	120,4	4,0	100,7	0,336	1,9	1,9	16,1	16,1	91,7	0,000	0,0	0,006	0,507

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ)

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Рентабельный период по вариантам составил:

1 вариант – 2026 - 2045гг

2 вариант – 2026 – 2053 гг.

3 вариант – 2026 - 2049гг.

4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов, вариант разработки 3 характеризуется наилучшими показателями: наибольшим дисконтированным потоком денежной наличности по сравнению с остальными вариантами; доходы Государства по варианту достигаются максимальной величины; по внутренней норме прибыли является наилучшим.

4.3. Различная последовательность работ

В отчете исходя из геологических запасов, для каждого каждого рассмотрены следующие варианты разработки:

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

В рамках настоящего проектного документа рассмотрены три варианта разработки месторождения Жамансу, которые отличаются между собой режимами работы залежей, количеством, плотностью проектной сетки скважин и по результатам технико-экономической оценки рекомендован к реализации наиболее выгодный как для недропользователя, так и Государства вариант разработки 3, который характеризуется наилучшими показателями по сравнению с остальными вариантами разработки.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.5. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.6. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.7. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Транспортная сеть района представлена обширной сетью временных и постоянных автомобильных дорог. Автомобильным транспортом намечается осуществлять:

- транспортировку грунта по дорогам на промплощадке предприятия;
- материально-техническое снабжение;
- хозяйственно-бытовое снабжение;
- перевозку персонала

Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).

Перевозка персонала планируется ж/д и автотранспортом. Заезд транспорта на промысел будет осуществляться по утвержденному маршруту. Снабжение необходимыми материалами, снаряжением, продуктами питания будет производиться крупнооптовыми партиями. Транспортировку грузов предусматривается производить грузовыми, а персонала легковыми или другими (автобусами, вахтовками) автомобилями повышенной проходимости.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.8. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

5. ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

5.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Обстоятельств которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельности нет. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые проектные решения.

5.2. Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

Недропользователи обязаны проводить мероприятия направленные на защиту земель от загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими и другими веществами, проводить рекультивацию нарушенных земель, восстанавливать их плодородие и другие полезные свойства и своевременно вовлекать земли в хозяйственный оборот.

Рекультивация земель — это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. Целью разработки проекта рекультивации земель является определение основных решений, обеспечивающих наиболее эффективное проведение мероприятий с минимумом затрат: установление объемов, технологии и очередности производства работ, определение сметной стоимости рекультивации.

Реализация проектных решений предполагает нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствии с ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Недропользователи при проведении операций по недропользованию обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Ликвидация последствий деятельности недропользования сопровождается технической рекультивацией отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ: очистку территории от мусора и остатков материалов; сбор, резку и вывоз металлолома; очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для утилизации; планировку площадки.

5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Объект исследования – система разработки месторождения Жамансу.

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

В проекте приведены сведения о геолого-физической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, а также текущее состояние эксплуатации.

Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведка месторождения.

5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

Ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, будут определены на последующих стадиях разработки проектов строительства скважин и обустройства объекта. На период проектируемых работ сырье и материалы закупаются у специализированных организаций.

Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

5.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Исследования и расчеты, проведенные в рамках подготовки отчета, показывают, что все этапы намечаемой деятельности, предлагаемые к реализации в данном варианте, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

В связи с чем отсутствуют обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта реализации намечаемой деятельности.

6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Развитие нефтегазового комплекса, как и любой другой вид хозяйственной деятельности, оказывает влияние на состояние социально-экономических условий региона как в сторону улучшения, так и, при возникновении непредвиденных чрезвычайных ситуаций, может вызвать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при разработке месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
 - определенное нормируемое воздействие на окружающую среду в процессе разработки месторождения.
- При этом положительными факторами являются
- создание рынка рабочих мест;
 - инвестиционные вложения;
 - создание новой инфраструктуры.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работ и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступления денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

В целом, химическое и физическое воздействия на состояние окружающей природной среды от производственного объекта, подтвержденные расчетами приземных концентраций, уровня шума на рабочих местах, не превышающие допустимые значения, будет незначительным.

Планируемые работы, не приведут к значительному загрязнению окружающей природной среды, что не скажется негативно на здоровье населения. Будут предусмотрены все необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ маловероятно.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- выявление и изучение заинтересованных сторон;
- консультации с заинтересованными сторонами;
- переговоры;
- процедуры урегулирования конфликтов;
- отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- конкуренция за рабочие места;
- диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

При проведении буровых работ основные нарушения растительного покрова будут связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Основное нарушение растительного покрова будет происходить при транспорте бурового и технологического оборудования, работе строительной техники при планировке площадок и прокладке автодорог. Кроме непосредственно строительных работ, сильным фактором нарушения растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие аварийных сбросов на растительность различного рода загрязнителей: продукции скважин, горюче-смазочных материалов, буровых растворов, шламовых отходов.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических, микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противозерозийной устойчивостью.

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

Согласно статье 7 Закона № 183-VII РК от 2023 года, о флоре 2 стран, 7 женщин, частных лиц

Физические и юридические лица обязаны:

- 1) не допускать уничтожения и повреждения, незаконного сбора дикорастущих растений, их частей и дериватов;
- 2) соблюдать требования правил пользования растительным миром и не допускать негативного воздействия на места произрастания растений;
- 3) не нарушать целостности природных растительных сообществ, способствовать сохранению их биологического разнообразия;
- 4) не допускать в процессе пользования растительным миром ухудшения состояния иных природных объектов;
- 5) соблюдать требования пожарной безопасности на участках, занятых растительным миром;
- 6) не нарушать права иных лиц при осуществлении пользования растительным миром.

6.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому, главной задачей по ее охране при буровых работах является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серо-бурными пустынными и солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при строительстве скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин. Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации.

Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Экологическую оценку состояния водных ресурсов Кызылординской области характеризуют, в основном, следующие факторы: режим водности р.Сырдарья и уровневый режим Аральского моря. Река Сырдарья, как трансграничный водоток, проходит по территориям четырех Центрально-Азиатских государств и является одним из важнейших факторов устойчивого социально-экономического развития этих стран. Протяженность реки на территории Кызылординской области составляет – 1281 км, наличие орошаемых земель – 215 тыс. га

До территории Кызылординской области в р.Сырдарья сбрасываются высокоминерализованные, содержащие пестициды воды 140 коллекторов с общим объемом до 12 км³, также на территории области сброс осуществляется с 3-х коллекторов. При этом коллекторно-дренажные воды составляют до 50% от общего объема, зачитываемого в водный баланс области.

По результатам лабораторных анализов, в соответствии с индексом загрязненности воды, р.Сырдарья на всём протяжении по-прежнему относится к умеренно-загрязненным водным объектам.

Бассейн Аральского моря представляет собой замкнутый бессточный регион, состоящий из 2-х самостоятельных бассейнов — Амударья и Сырдарья. Весь речной сток Аральского региона формируется за счёт сезонного таяния снега и ледников. Поверхностные воды бассейна Сырдарья составляет в среднем 37,7 км³/год. Основная часть (70%) формируется до выхода реки из Ферганской долины, а ещё 23% — на участке от Бекабада до Шардарьи.

Наиболее существенное проявление негативного воздействия вод на состояние экосистем бассейна обусловлено сокращением экологических пропусков в низовьях р.Сырдарья, вызывающих деградацию озёрных и прудовых систем, естественных пойменных угодий, лугов и сенокосов.

Река Сырдарья - образуется при слиянии Нарына и Карадарьи в восточной части Ферганской долины. Сток Сырдарьи формируется в горной части бассейна. Питание преимущественно снеговое, в меньшей мере ледниковое и дождевое.

При выходе из Ферганской долины река пересекает Фархадские горы и далее течёт по обширной, местами заболоченной пойме шириной 14,7 км через Голодную степь.

В среднем течении (от Фархадских гор до Чардаринского водохранилища) в Сырдарью впадают реки Ангрэн (Ахангаран), Чирчик и Келес. От Фархадского гидроузла начинается Южно-Голодностепский канал.

В нижнем течении Сырдарья протекает по восточной и северной окраинам песков Кызылкум; русло реки здесь извилисто и неустойчиво, в зимне-весенний период нередко паводки. Последний приток — Арыс. В низовьях реки на участке от города Туркестана до райцентра Жосалы имеется обширная пойма (шириной 10—50 км, длина около 400 км), пронизанная множеством протоков, местами заросшая тростником и тугаями, широко используемая для сельского хозяйства (рисоводство, бахчеводство, овощеводство, местами садоводство). В устье Сырдарья образует дельту (в районе города Казалинск) с многочисленными протоками, озёрами и болотами, используемую для бахчеводства.

Сырдарья ранее впадала в Аральское море, ныне, вследствие катастрофического снижения его уровня и распада моря на две части (в 1989 году), река впадает в северную часть моря (так называемое «Малое море»). Воды Сырдарьи в значительной мере разбираются на хозяйственные нужды, в связи с этим нынешний объём стока в устье снизился более чем в 10 раз (с 400 м³/с до 30 м³/с) по сравнению с условно-естественным периодом.

Аральское море - бывшее бессточное солёное озеро в Средней Азии, на границе Казахстана и Узбекистана. С 1960-х годов уровень моря (и объём воды в нём) стал быстро снижаться, в том числе и вследствие забора воды из основных питающих рек Амударья и Сырдарья с целью орошения, в 1989 году море распалось на два изолированных водоёма — Северное (Малое) и Южное (Большое) Аральское море. В 2014 году восточная часть Южного (Большого) Аральского моря полностью высохла, достигнув в тот год исторического минимума площади всего моря в 7297 км². Временно разлившись весной 2015 года (до 10780 км² всего моря), к осени 2015 года его водная поверхность вновь уменьшилась до 8303 км². До начала обмеления Аральское море было четвёртым по величине озером в мире.

Поверхностные воды. На исследуемой территории постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Имеются только небольшие овраги и промоины временных водотоков.

Гидрографическую сеть региона дополняют временные водотоки пустынных пространств и сеть озер, многие из которых летом полностью пересыхают.

В пределах рассматриваемого региона насчитывается более ста озер, большинство из которых приходится на пойменную часть р. Сырдарьи. Заполняются они, обычно, разливом реки при максимальных уровнях во время весеннего ледохода, поэтому, как правило, к осени озера с малой зеркальной площадью пересыхают или сильно мелеют. Телекольская система озер и около десяти озер, расположенных вблизи Аральского моря, горькосолёные, все остальные озера - пресноводные.

Подземные воды. Описываемая территория входит в состав Тургайской системы артезианских бассейнов.

В пределах рассматриваемого района выделены следующие водоносные горизонты:

- Подземные воды спорадического распространения верхнечетвертичных аллювиальных отложений;
- Воды спорадического распространения верхнеплиоценовых отложений;
- Водоносный горизонт сенонских отложений (коньяк-кампанских);
- Водоносный горизонт туронских отложений;
- Водоносный горизонт сеноманских отложений;
- Водоносный горизонт альбских отложений.

6.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно-безопасных уровней воздействия на него)

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха районе не осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к в Кызылгогинском районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчётным методом.

Как показали результаты расчетов максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, отходящих от источников, располагающихся на территории рассматриваемого объекта, превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) в СЗЗ по всем веществам и их группам, обладающим суммирующим воздействием, отсутствует.

Риски нарушения экологических нормативов минимальны. Технология производства предприятия исключает залповые и аварийные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Безопасные уровни воздействия на окружающую среду представлены в таблице 6.5-1.

Таблица 6.5-1. Безопасные уровни воздействия на окружающую среду

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК _{м.р.} , мг/м ³	ПДК _{с.с.} , мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности
1	2	3	4	5	6
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезотриоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,2	0,03		2

0405	Пентан (450)	100	25		4
0410	Метан (727*)			50	
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2			3
0621	Метилбензол (349)	0,6			3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05	
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4
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		3

6.6. Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании разведочных работ учитываются требования в области ООС. На предприятии будут постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путем гидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% и гидрозабойки скважин с эффективностью пылеподавления 85%.

Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами проектирования горных производств, применяются при разработке проектной документации.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, горнодобывающая промышленность будет воздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания, воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критичного нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на узлокальных участках.

При правильно организованном обслуживании оборудования, техники и автотранспорта; выполнении основных требований по охране окружающей среды: заправка в специально отведенных местах, использование поддонов, выполнение запланированных требований в управлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительного покрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

Согласно статьи 397. Кодекса недропользователь обеспечивает соблюдение экологических требований при проведении операций по недропользованию:

- по предотвращению ветровой эрозии почвы, складов ПРС (проведение пылеподавления на складах ПРС для предотвращения ветровой эрозии, посев трав при проведении биологического этапа рекультивации);

- при выполнении операций по недропользованию в процессе проведения подготовительных работ снимается и отдельно хранится плодородный слой для последующей рекультивации территории (перед

началом работ проводится снятие и транспортировка плодородно-растительного слоя, его складирование и хранение на складе ПРС с последующим нанесением на рекультивируемые поверхности);

- для исключения перемещения (утечки) загрязняющих веществ в воды и почву предусматривается система организованного накопления и хранения отходов производства (отходы хранятся в специальных емкостях на специальных площадках);

- после окончания операций по недропользованию проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земель.

Мероприятия по охране почвенного слоя в процессе реализации намечаемой деятельности включают три основных вида работ:

- снятие и временное складирование в отвал плодородного слоя почвы - выполняется в течение всего периода геологоразведки;

- реализация мер по организованному сбору образующихся отходов, исключающих возможность засорения земель - выполняется в течение всего периода работ;

- восстановление нарушенного почвенного покрова и приведение территории в состояние, природное для первоначального или иного использования - выполняется по окончании работ.

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые и ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядок использования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране Законом Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологических памятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только с разрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы, проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическими учреждениями, имеющими государственную Лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

– строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;

– соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;

– при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;

– в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

– при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

Основными производственными операциями на месторождении Жамансу при реализации проектных решений по «Проекту разработки месторождения Жамансу», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, транспортировка продукции потребителям.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение водных ресурсов.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Жамансу на период разработки, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды.

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

- Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;

- Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;

- Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;

- При производственной деятельности образуются отходы производства и потребления, которые размещаются на собственных полигонах и на специализированных участках, а также отходы сдаются в специализированные организации на договорной основе по мере накопления.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

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

- прямые воздействия;

- кумулятивные воздействия;

- трансграничные воздействия.

К прямым воздействиям относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Кумулятивное воздействие представляет собой комбинированное воздействие прошлых и настоящих видов деятельности и деятельности, которую можно обоснованно предсказать на будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/с энергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и

временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства.

Учитывая размер санитарно-защитной зоны месторождения Жамансу (1000 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

7.2. Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения.

При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при эксплуатации месторождения следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды 3 класс, Марганец и его соединения 2 класс, Азота (IV) диоксид 2 класс, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)3 класс, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3класс, Сера диоксид 3класс, Сероводород 2класс, Углерод оксид 4 класс, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (2 класс), Фториды неорганические плохо растворимые 2 класс, Бутан (4класс), Гексан (4 класс), Пентан (4 класс), Метан, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс), Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*), Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*), Бензол (2 класс), Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс), Метилбензол (3 класс), Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс), Формальдегид (Метаналь) (2 класс), Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*), Алканы C12-19 (4 класс), Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс).

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ. Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении Жамансу превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

В период проведения работ на территории рассматриваемого объекта образуются твердые бытовые отходы (ТБО). Твердые бытовые отходы образуются в процессе жизнедеятельности рабочего персонала предприятия.

Непосредственно на территории месторождения Жамансу нет полигонов и накопителей. Все образовавшиеся отходы сдаются в специализированные организации на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов по мере накопления.

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения, соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные). Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как метод расчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативам образования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета по фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

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

Программой управления отходами учтены требования ст. 320 ЭК о временном складировании 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; требования к разделному сбору отходов ст.321 ЭК.

Недропользователь обязуется соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, образуемые отходы производства и потребления будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям.

Также учтены требования санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» № КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 г. - сроки хранения ТБО в контейнерах при температуре 0оС и ниже - не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

При соблюдении методов накопления и временного хранения отходов, а также при своевременном вывозе отходов производства и потребления с территории участка лицензии, для передачи их сторонней организации либо их переработки, не произойдет негативного воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Захоронение отходов по их видам в рамках намечаемой деятельности не предусмотрено на территории месторождения Жамансу не предусмотрено.

11. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИ И 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

11.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

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.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии-редкие аварии-вероятные аварии-возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

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

Аварийные ситуации по категории сложности, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая-характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья-неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от места аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации месторождений по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным. Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства

насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при наземке на рассматриваемом территории 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,
- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

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

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

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

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

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют

периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно -растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы химреагентов, ГСМ;
- разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на социально -экономическую среду

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5. Примерные масштабы неблагоприятных последствий

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, результирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с воздействие высокой значимости.

Для оценки экологических последствий намечаемой деятельности был использован матричный анализ. На основе «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Приказ МООН РК №270-О от 29.10.10 года) предложена унифицированная шкала оценки воздействия на окружающую среду с использованием трех основных показателей: пространственный масштаб воздействия, временной масштаб воздействия и величины (степени интенсивности).

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что воздействие работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия - Местное воздействие (4) - площадь воздействия от 10 до 100 км².
- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продолжительность воздействия от 3 лет и более.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Сильное воздействие (4) - Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).

Для определения интегральной оценки воздействия горных работ на компоненты окружающей среды выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 64 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается как воздействие высокой значимости.

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

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при разведке на предприятии:

✓ Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

✓ Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;

✓ Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;

✓ Трассирование откаточных автодороги других линейных сооружений, ведет контроль за планировочными работами;

✓ Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;

✓ Проводится контроль технического состояния оборудования;

✓ Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;

✓ Привысоких скоростях ветра (10 м/с и более) сливинали в ГСМ прекращаются;

✓ Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, хим реагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;

✓ Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;

✓ Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;

✓ Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;

✓ Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.

✓ Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;

✓ Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;

✓ Задействована система автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;

✓ Предусмотрена регулярная откачка и вывоз избыточных вод из гидроизолированных септиков;

✓ Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;

✓ Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствие с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;

✓ Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;

✓ Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках **устанавливаются** передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголок по технике безопасности.

✓ Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разведки.

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

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организации, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

- 1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- 2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;
- 3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
- 4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;
- 5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

- 1) оперативную часть;
- 2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;
- 3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

- 1) мероприятия по спасению людей
- 2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8. Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

- а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;
- б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;
- в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

12. 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 НОПРЕДЕЛЕННОСТИ 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, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)

В связи со спецификой запроектированных и производимых работ на источниках выбросов газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

Основным загрязнением атмосферы на период разработки месторождения является пыление, негативно воздействующие на состояние окружающей среды и здоровье человека.

Учитывая требования в области ООС, а также применяя новейшие технологии и технологическое оборудование, на предприятии постоянно осуществляются мероприятия по снижению выбросов пыли:

- Гидрообеспыливание с эффективностью пылеподавления 50%;
- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 50%.

Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух рекомендуются ряд технических и организационных мероприятий.

При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снизить негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных

ситуаций при нарушении технологических параметров процесса антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;

- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом.

Согласно п.1 ст.401 Экологического Кодекса РК, выбор месторасположения трассы, конструкции, оборудования, технологии и технических средств для строительства и эксплуатации каждого конкретного объекта должен производиться на альтернативной основе в целях уменьшения негативного воздействия на окружающую среду.

Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями на месторождении являются:

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

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации. При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество ВВ (факельная система, дизельные электростанции);

- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

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

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

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

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

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленных на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения Жамансу рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;

- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственнобытовых сточных вод.
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах 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:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- 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 надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;

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.

При проведении операций по недропользованию будут соблюдены экологическим требованиям соответствии статья 397 Экологического кодекса № 400-VI. РК 01.02.2021.

Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений

При организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования;

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 МГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 МГц – 300 ГГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 МГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30\%$.

Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- предотвращения смешивания различных видов отходов;
- постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- запрещение несанкционированного складирования отходов.
- при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации.

Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к минимуму воздействие на почвенно-растительный комплекс. Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия. Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

- инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;

- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.
- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «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».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых амбаров, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий. Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода.

Оптимальная температура биоразложения 20 – 35оС, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании.

Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда. Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель. Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, санитарно-защитной зоны, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазанных пятен.
- внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия.

13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА

Биологическое разнообразие (Статья 239 ЭК) 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.

Под биологическими ресурсами понимаются генетические ресурсы, организмы или их части, популяции или любые другие биотические компоненты экологических систем, имеющие фактическую или потенциальную полезность либо ценность для человечества.

Согласно Статьи 240, п.1, в целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- когда негативное воздействие на биоразнообразии невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- когда негативное воздействие на биоразнообразии невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразии не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Для снижения даже кратковременного и незначительного негативного влияния на животный мир, проектом предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;
- применение современных технологий ведения работ;
- строгая регламентация ведения работ на участке;
- упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;
- организовать сбор и вывоз отходов производства и потребления на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;
- во избежание разноса отходов контейнеры имеют плотные крышки;
- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива при доставке;
- заправку транспорта проводить в строго отведенных оборудованных местах;
- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;
- исключение случаев браконьерства;
- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и разорении птичьих гнезд;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- приостановка производственных работ при массовой миграции животных и птиц;
- просветительская работа экологического содержания;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается.

После окончания работ на свободной от асфальта и покрытий территории предусмотрена посадка зеленых насаждений.

Для снижения запыленности воздуха при проведении добычных работ предусматривается пылеподавление.

Увеличение площадей зеленых насаждений на территории предприятия и границе СЗЗ, уход и содержание древесно-кустарниковых насаждений.

Согласно п.50 Параграфа 2 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Утверждены приказом и. о. Министра здравоохранения РК от 11.01.2022 года №ҚР ДСМ-2), СЗЗ для объектов I классов опасности максимальное озеленение предусматривает – не менее 40% площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки.

При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте а». При выборе газоустойчивого посадочного материала и проведении мероприятий по озеленению учитываются природно-климатические условия района расположения предприятия.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

Все работы будут выполняться с учетом требований статьи 17 Закона Республики Казахстан "Об охране воспроизводства и использования животного мира".

Осуществлять мониторинг и контроль за состоянием местообитания краснокнижных видов животных и птиц, а также растений.

- необходимо проведение экспертной оценки флоры и фауны на территории намечаемой деятельности

- в случае обнаружения редких видов на территории намечаемой деятельности приостановить работы на соответствующем участке и сообщить об этом уполномоченному органу и предусмотреть мониторинг обнаруженных охраняемых и редких видов фауны;

- пересадка редких и охраняемых видов растений в случае их обнаружения, по решению уполномоченного органа;

- в случае произрастания видов растений, занесенных в Красную Книгу РК, необходимо провести выкопку подземных частей растений (в случае их обнаружения) тюльпана двух цветкового, прострела раскрытого, адониса волжского, шампиньона табличный, тюльпана Шренка, лилии кудреватой, прострела раскрытого, пиона степного, волчегодника алтайского и др. для пересадки либо в специально организованный питомник (все эти виды являются декоративными и ценными лекарственными) либо для пересадки в подходящие биотопы на близ лежащие участки, которые входят в границы землеотвода, но не будут затронуты строительными работами.

- предварительный сбор семян с тех особей редких видов, которые будут уничтожены при строительстве, с дальнейшим посевом их на подходящих участках либо передачей на хранение, обмен либо для выращивания и изучения в фонды Института ботаники и фито интродукции и его филиалы Институт биологии и биотехнологии растений;

- использовать семена при рекультивации участка после окончания работ.

13.1. Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации, а также по мониторингу проведения этих мероприятий и их эффективности

Запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

В целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- 1) первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- 2) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- 3) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- 4) в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

К числу мероприятий по снижению воздействия на растительный мир в процессе проектируемых работ можно отнести:

- движение автотранспорта только по отведенным дорогам;
- раздельный сбор отходов в специальных контейнерах;
- захоронение отходов производства и потребления на специально оборудованных полигонах;
- запрет на вырубку кустарников и разведение костров;
- проведение поэтапной технической рекультивации.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента природной среды проводятся одновременно на стационарных экологических площадках.

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Интенсивность наблюдения также приурочена к периодичности отбора проб почв, но не менее 1 раза в год.

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

13.2. Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие

При проведении оценки воздействия на окружающую среду должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие, смягчению последствий таких воздействий.

Для снижения даже кратковременного и незначительного негативного влияния на животный мир, проектом предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;
- применение современных технологий ведения работ;
- строгая регламентация ведения работ на участке;
- упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;
- организовать сбор и вывоз отходов производства и потребления на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;
- во избежание разноса отходов контейнеры имеют плотные крышки;
- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива при доставке;

- заправку транспорта проводить в строго отведенных оборудованных местах;
- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;
- исключение случаев браконьерства;
- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и разорении птичьих гнезд;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- приостановка производственных работ при массовой миграции животных и птиц;
- просветительская работа экологического содержания;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений

Республики Казахстан.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается. Необходимость посадки зеленых насаждений в порядке компенсации отсутствует.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

14. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери в экологическом, культурном и социальном контекстах.

Характеристика возможных форм негативного воздействия на окружающую среду:

1. Воздействие на состояние воздушного бассейна в период работ объекта может происходить путем поступления загрязняющих веществ, образующихся при проведении ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАБОТ. Масштаб воздействия - в пределах границ промплощадки.

2. Физические факторы воздействия. Источником шумового воздействия является шум, создаваемый при работе используемой техники и оборудования. Возникающий при работе техники шум, по характеру спектра относится к широкополосному шуму, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени и является эпизодическим процессом.

3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенно-растительный покров. Перед началом проектируемых работ проектируется снятие почвенно-плодородного слоя по всей длине канав, со складированием его в непосредственной близости от места проведения горных работ для дальнейшей рекультивации нарушенных земель. Масштаб воздействия - в пределах существующего земельного отвода.

4. Воздействие на животный мир. На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения. Животный мир не подвержен видовому изменению, соответственно воздействие на животный мир не происходит. Масштаб воздействия – временный, на период горных работ. Охота и рыбалка на данном участке запрещена. В период миграции животных и птиц разведочные работы будут приостановлены.

5. Воздействие отходов на окружающую среду. Система управления отходами, образующиеся в процессе разведки, будет налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующем горных работ.

2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения). Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.

3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.

4. Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах новостроек, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

– строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;

– соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;

– при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;

– в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

– при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

В местах расположения курганов разведочные работы проводиться не будут.

5. Территория проведения работ находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

6. Площадка располагается на значительном расстоянии от поверхностных водотоков, вне водоохраных зон. Сброс стоков на водосборные площади и в природные водные объекты исключен. Изъятия водных ресурсов из природных объектов не требуется.

Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Кызылординской области Республики Казахстан и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных не благо приятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут средне отрицательное воздействие по некоторым компонентам, и от средних до высоких положительных изменений в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕ ПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

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

В соответствии со Статьей 78 ЭКРК 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.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

15-1. Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный(1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный(2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный(3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный(4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный(1)</i>	Длительность воздействия до месяцев
<i>Средней продолжительности(2)</i>	От месяцев до 1 года
<i>Продолжительный(3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний(4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительная(1)</i>	Изменения среды изменчивости не выходят за существующие пределы природной
<i>Слабая(2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная(3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов

<p><i>Сильная(4)</i></p>	<p>Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к</p>
<p>Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)</p>	
<p><i>Воздействие низкой значимости(1-8)</i></p>	<p>Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецептур и имеют низкую чувствительность /ценность</p>
<p><i>Воздействие средней значимости(9-27)</i></p>	<p>Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего установленный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости</p>
<p><i>Воздействие высокой значимости(28-64)</i></p>	<p>Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов</p>

16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана
- установка контейнеров для мусора
- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса 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.

17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования.

Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины.

Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

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»;
- 3) Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК;
- 4) Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения»;
- 5) Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК;
- 6) Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК;
- 7) Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК ;
- 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»;
- 10) Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242-II «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан»;

- 11) Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр»;
- 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);
- 14) Санитарные правила СП 2.6.6.1168-02 «Санитарные правила обращения радиоактивными отходами (СПОРО-2002)»;
- 15) Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года;
- 16) №155 «Об утверждении гигиенических нормативов «Санитарноэпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»;
- 17) РНД 211.2.02.09-2004 г. Астана 2005 г. «Методическое указание по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
- 18) РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
- 19) РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах»;
- 20) РНД 211.2.02.06-2004. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов)»;
- 21) РНД 211.2.02.05-2004, Астана, 2004 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов)»;
- 22) РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования»;
- 23) Предельно допустимые уровни (ПДУ) воздействия электрических полей диапазона частот 0,06-30,0 МГц №.02.021-94. Утверждены Главным государственным санитарным врачом Республики Казахстан 22.08.1994 г.;
- 24) Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №237 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» и «Санитарно-эпидемиологические требования по установкам»;
- 25) Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемосточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» № 209 от 16.03.2015 г.;
- 26) СН РК 4.01-01-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»;
- 27) Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № КР ДСМ-49 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»;
- 28) Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года №174 (с изменениями и дополнениями от 05.07.2020 г.);
- 29) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний»;
- 30) 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;
- 31) 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»;
- 32) Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 Об утверждении Правил разработки программы управления отходами;
- 33) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 Об утверждении Классификатора отходов;
- 34) 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;

18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

Описания состояния окружающей среды выполнены с использованием материалов из общедоступных источников информации:

- Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан и его областными территориальными управлениям;

- подзаконные акты, сопутствующие Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года;

- утвержденные методики расчета выбросов вредных веществ к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан;

- данные сайта РГП «КАЗГИДРОМЕТ» <https://www.kazhydromet.kz/ru>;

- научными и исследовательскими организациями;

- другие общедоступные данные.

19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года. (с последними изменениями и дополнениями).
2. Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗПК от 07.07.2020 года.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V (с последними изменениями и дополнениями).
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II (с последними изменениями и дополнениями).
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями).
8. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
9. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
10. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
11. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования». 2001 г.
12. «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
13. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70;
14. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года);
15. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
16. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.
17. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
18. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
19. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
20. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.
21. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
22. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
23. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.
24. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.

ПРИЛОЖЕНИЯ



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

08.04.2019 года

02468P

Выдана

ИП ЭКО-ОРДА

120000, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А.,
г.Кызылорда, МИКРОРАЙОН Сырдария, дом № 20,, 39,
ИИН: 820105301634

(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

Выдача лицензий на 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 энергетики Республики Казахстан» . Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Жолдасов Зулфухар Сансызбаевич

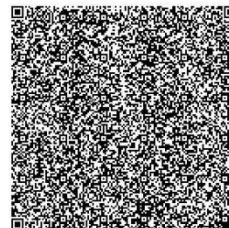
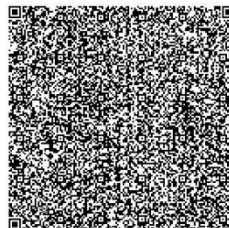
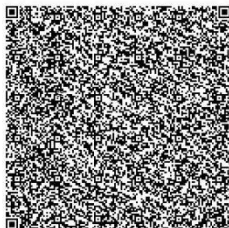
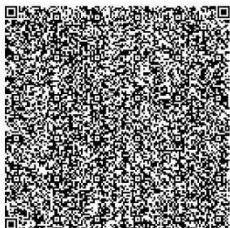
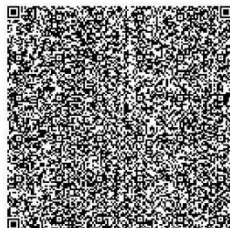
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Астана



19008099

Страница 1 из 1



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02468P

Дата выдачи лицензии 08.04.2019 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности

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

Лицензиат

ИП ЭКО-ОРДА

ИИН: 820105301634

(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

г.Кызылорда мкр.Сырдария дом 20 кв 39

(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 энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель

(уполномоченное лицо)

Жолдасов Зулфухар Сансызбаевич

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

Номер приложения

001

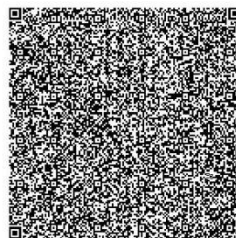
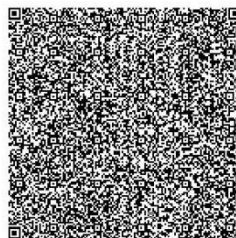
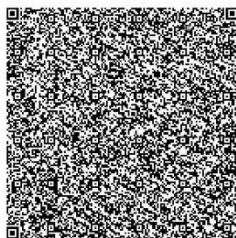
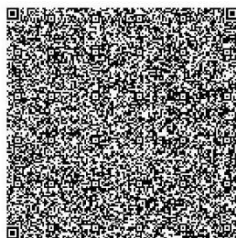
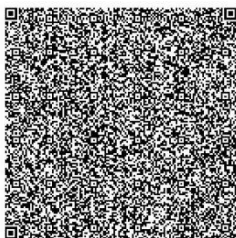
Срок действия

Дата выдачи приложения

08.04.2019

Место выдачи

г.Астана



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық шифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатпен маңызды бірдей. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

Расчеты валовых выбросов от источников загрязнения

при эксплуатации месторождения Жамансу 2 (рекомендуемый) вариант

Источник загрязнения N 0001-0007, Устьевой нагреватель УН-0,2

Источник выделения N 0001 01, Печь подогрева нефти - УН-0,2

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, $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 56.45$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

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

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 56.45 \cdot 10^{-3} = 0.0847$

Валовый выброс, т/год, $M_ = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0847 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.742$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0847 / 3.6 = 0.02353$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 56.45 \cdot 10^{-3} = 0.0847$

Валовый выброс, т/год, $M_ = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0847 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.742$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0847 / 3.6 = 0.02353$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Расчетная теплопроизводительность топки, МДж/час, $QP = 837.4$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = QP / NN = 837.4 / 1 = 837.4$

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 56.45 / 1 = 2489.4$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение $V_{сг}/V_{г}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.83$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 2489.4 / 837.4 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.83 \cdot 10^{-6} = 0.000477$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 56.45 \cdot 1.5 = 663.9$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO_ = VR / 3600 = 663.9 / 3600 = 0.1844$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 663.9 \cdot 0.000477 = 0.3167$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.3167 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 2.774$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.3167 / 3.6 = 0.088$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

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

Валовый выброс, т/год, $M_ = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 2.774 = 2.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.088 = 0.0704$

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

Валовый выброс, т/год, $M_ = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 2.774 = 0.3606$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.088 = 0.01144$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0704	2.22
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01144	0.3606
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.02353	0.742
0410	Метан (727*)	0.02353	0.742

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0008-0014, Дежурная горелка

Список литературы:

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

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: Жамансу

Цех: Основное

Источник: 0008

Наименование: 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)	81.145	61.7149935	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	6.715	9.57244291	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.613	7.55301498	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	2.4	6.61317592	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.203	7.53529383	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.551	2.05997175	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	2.373	4.95110703	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **21.09388918**

Плотность сжигаемой смеси R , кг/м³: **0.791**

Показатель адиабаты K (23): **0**

$$K = \sum_{i=1}^N K_i; \text{ Ошибка! Закладка не определена. } (K * [i]) = 1.2352703$$

где (K) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

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

Скорость распространения звука в смеси W , м/с (прил.6):

$$W = 91.5 * (K * (T + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2352703 * (1680 + 273) / 21.09388918)^{0.5} = 978.5316687$$

где T - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: **0.013477**

Скорость истечения смеси W , м/с (3):

$$W = 4 * V / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.013477 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.190660548$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R = 1000 * 0.013477 * 0.791 = 10.660307$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W / W_{кр} = 0.000194844 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

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

$$[C] = 100 * \sum_{i=1}^N 12 * x_i * [i] / ((100 - [нег]) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N x_i * [i] / ((100 - 0) * 21.0938892) = 73.04598914$$

где x - число атомов углерода; $[нег]$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

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

$$M = \sum_{i=1}^N U_i V_i * G_i$$

где U_i - удельные выбросы вредных веществ, г/т;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.21320614
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0255847
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0041575

0410	Метан (727*)	0.0005	0.005330154
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.021320614

Мощность выброса диоксида углерода M , г/с (6):

$$M = 0.01 * G * (3.67 * n * [C] + [CO_2]^{0.5}) - M_{CO} - M_{CH_4} = 0.01 * 10.6603070 * (3.67 * 0.9984000 * 73.0459891 + 4.9511070) - 0.2132061 - 0.0053302 = 28.82024243 \text{ г/с}$$

где $[CO_2]$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M^{CO} - мощность выброса метана, г/с;

M^{CH_4} - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q = 85.5 * [CH_4] + 152 * [C_2H_6] + 218 * [C_3H_8] + 283 * [C_4H_{10}] + 349 * [C_5H_{12}] + 56 * [H_2S] = 85.5 * 81.145 + 152 * 6.715 + 218 * 8.613 + 283 * 2.40 + 349 * 2.203 + 56 * 0 = 10194.2588 \text{ ккал/м}^3$$

где $[CH_4]$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (21.09388918)^{0.5} = 0.22$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]$, %:

$$[O_2] = \frac{N}{M} = \frac{16 * x}{M} = 1.725386835 \text{ %}$$

где A - атомная масса кислорода;

x - количество атомов кислорода;

M - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

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

$$V = 0.0476 * (1.5 * [H_2S] + \sum_{i=1}^n ((x + y / 4) * [C_xH_y]) - [O_2]) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^n ((x + y / 4) * [C_xH_y]) - 1.725386835) = 11.20295099$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V , м³/м³ (12):

$$V = 1 + V = 1 + 11.20295099 = 12.20295099$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C , ккал/(м³*град.С): 0.4

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

$$T = T_0 + (Q * (1-E) * n) / (V * C) = 1680 + (10194.2585 * (1-0.22) * 0.9984) / (12.20295099 * 0.4) = 3306.409711$$

где T_0 - температура смеси или газа, град.С;

Уточненная теплоемкость газовой смеси C , ккал/(м³*град.С): 0.4

Температура горения T , град.С (10):

$$T = T_0 + (Q * (1-E) * n) / (V * C) = 1680 + (10194.2585 * (1-0.22) * 0.9984) / (12.20295099 * 0.4) = 3306.409711$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

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

$$V = B * V_0 * (273 + T) / 273 = 0.013477 * 12.20295099 * (273 + 3306.409711) / 273 = 2.156288468 \text{ м}^3/\text{с}$$

Длина факела L , м:

$$L = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$$

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

$$H = L + h = 4.5 + 16 = 20.5$$

где h – высота факельной установки от уровня земли, м;

6

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W)

Диаметр факела D , м (29):

$$D = 0.14 * L + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$$

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

$$W = 1.27 * V / D^2 = 1.27 * 2.156288468 / 0.777^2 = 4.535952976$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Продолжительность работы факельной установки **Ошибка! Закладка не определена.**, ч/год: **8760**

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

Валовый выброс ЗВ P , т/год:

$$P = 0.0036 * \text{Ошибка! Закладка не определена.} * M = 0.0036 * 8760 * 0.21320614 = 6.723668831$$

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

Валовый выброс ЗВ P , т/год:

$$P = 0.0036 * \text{Ошибка! Закладка не определена.} * M = 0.0036 * 8760 * 0.025584737 = 0.80684026$$

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

Валовый выброс ЗВ P , т/год:

$$P = 0.0036 * \text{Ошибка! Закладка не определена.} * M = 0.0036 * 8760 * 0.00415752 = 0.131111542$$

Примесь : 0410 Метан (727*)

Валовый выброс ЗВ P , т/год:

$$P = 0.0036 * \text{Ошибка! Закладка не определена.} * M = 0.0036 * 8760 * 0.005330154 = 0.168091721$$

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

Валовый выброс ЗВ P , т/год:

$$P = 0.0036 * \text{Ошибка! Закладка не определена.} * M = 0.0036 * 8760 * 0.021320614 = 0.672366883$$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.21320614	6.723668831
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.025584737	0.80684026
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00415752	0.131111542
0410	Метан (727*)	0.005330154	0.168091721
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.021320614	0.672366883

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0015-0021 ДЭС

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B , т, 500

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 215

Температура отработавших газов T , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G , кг/с:

$$G = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 215 \cdot 200 = 0.37496 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов **Ошибка! Закладка не определена.**, кг/м³:

$$\text{Ошибка! Закладка не определена.} = 1.31 / (1 + T / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q , м³/с:

$$Q = G / \text{Ошибка! Закладка не определена.} = 0.37496 / 0.531396731 = 0.705612169 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO m_i	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO n_i	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M , г/с:

$$M = e \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W , т/год:

$$W = q \cdot B / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO и 0.13 - для NO

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

$$M = e \cdot P / 3600 = 3.1 \cdot 200 / 3600 = 0.172222222$$

$$W^i = q_{m_i} \cdot B / 1000 = 13 \cdot 500 / 1000 = 6.5$$

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

$$M = (e \cdot P / 3600) \cdot 0.8 = (3.84 \cdot 200 / 3600) \cdot 0.8 = 0.170666667$$

$$W^i = (q_{m_i} \cdot B / 1000) \cdot 0.8 = (16 \cdot 500 / 1000) \cdot 0.8 = 6.4$$

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

$$M = e \cdot P / 3600 = 0.82857 \cdot 200 / 3600 = 0.046031667$$

$$W^i = q_{m_i} \cdot B / 1000 = 3.42857 \cdot 500 / 1000 = 1.714285$$

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

$$M = e \cdot P / 3600 = 0.14286 \cdot 200 / 3600 = 0.007936667$$

$$W = q \cdot B / 1000 = 0.57143 \cdot 500 / 1000 = 0.285715$$

i mi год

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

$$M = e \cdot P / 3600 = 1.2 \cdot 200 / 3600 = 0.066666667$$

$$W^i = qmi \cdot B / 1000 = 5 \cdot 500 / 1000 = 2.5$$

i mi год

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M = e \cdot P / 3600 = 0.03429 \cdot 200 / 3600 = 0.001905$$

$$W^i = qmi \cdot B / 1000 = 0.14286 \cdot 500 / 1000 = 0.07143$$

i mi год

Примесь: 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M = e \cdot P / 3600 = 0.00000342 \cdot 200 / 3600 = 0.00000019$$

$$W^i = qmi \cdot B / 1000 = 0.00002 \cdot 500 / 1000 = 0.00001$$

i mi год

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

$$M = (e \cdot P / 3600) \cdot 0.13 = (3.84 \cdot 200 / 3600) \cdot 0.13 = 0.027733333$$

$$W^i = (qmi \cdot B / 1000) \cdot 0.13 = (16 \cdot 500 / 1000) \cdot 0.13 = 1.04$$

i mi год

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.170666667	6.40	0	0.170666667	6.4
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.027733333	1.040	0	0.027733333	1.04
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007936667	0.2857150	0	0.007936667	0.285715
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	2.50	0	0.066666667	2.5
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	6.50	0	0.172222222	6.5
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000019	0.000010	0	0.00000019	0.00001
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001905	0.071430	0	0.001905	0.07143
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.046031667	1.7142850	0	0.046031667	1.714285

Источник № 0022-0028 Емкость дизельного топлива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Расчет выбросов от резервуаров _____

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3 (Прил. 15), **СМАХ = 2.25**

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м3, **QOZ = 277**

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м3 (Прил. 15), **COZ = 1.19**

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $QVL = 277$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), $CVL = 1.6$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 6$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (2.25 \cdot 6) / 3600 = 0.00375$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) \cdot 10^{-6} = (1.19 \cdot 277 + 1.6 \cdot 277) \cdot 10^{-6} = 0.000773$

Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 50$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (277 + 277) \cdot 10^{-6} = 0.01385$

Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.000773 + 0.01385 = 0.01462$

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 (5.2.5), $M = CI \cdot MR / 100 = 99.72 \cdot 0.01462 / 100 = 0.014579064$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot GR / 100 = 99.72 \cdot 0.00375 / 100 = 0.0037395$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot MR / 100 = 0.28 \cdot 0.01462 / 100 = 0.000040936$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot GR / 100 = 0.28 \cdot 0.00375 / 100 = 0.0000105$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000105	0.000040936
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0037395	0.014579064

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0029-0035, Накопительная емкость РГС

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $IV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 20$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.13$

$KTMIN = 0.13$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 32$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.78$

$KTMAX = 0.78$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

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

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м³/час, $QZ = 16$

Производительность откачки, м³/час, $QOT = 16$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 30$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 30900$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.934$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 30900 / (0.934 \cdot 30) = 1102.8$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 16$

Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст., $PL = 45$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 105$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 105 + 45 = 108$

Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль, $MRL = 108$

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина)

Давление паров зимнего сорта, мм.рт.ст., $PZ = 45$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 105$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 105 + 45 = 108$

Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль, $MRZ = 108$

Коэффициент, $KB = 1$

$M = (PL \cdot KTMAX \cdot KB \cdot MRL) + (PZ \cdot KTMIN \cdot MRZ) = (45 \cdot 0.78 \cdot 1 \cdot 108) + (45 \cdot 0.13 \cdot 108) = 4422.6$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.3), $M = M \cdot 0.294 \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 4422.6 \cdot 0.294 \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 30900 / (10^7 \cdot 0.934) = 0.581$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), $G = 0.163 \cdot PL \cdot MRL \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX / 10^4 = 0.163 \cdot 45 \cdot 108 \cdot 0.78 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 16 / 10^4 = 0.0989$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.581 / 100 = 0.421$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0989 / 100 = 0.0717$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.581 / 100 = 0.1557$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0989 / 100 = 0.0265$

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.581 / 100 = 0.002034$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0989 / 100 = 0.000346$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.581 / 100 = 0.001278$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0989 / 100 = 0.0002176$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.581 / 100 = 0.000639$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0989 / 100 = 0.0001088$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.581 / 100 = 0.0003486$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0989 / 100 = 0.0000593$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000593	0.0003486
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0717	0.421
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0265	0.1557
0602	Бензол (64)	0.000346	0.002034
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001088	0.000639
0621	Метилбензол (349)	0.0002176	0.001278

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0036 газогенератор для э/энергии

Источник выделения N 001, газогенератор для э/энергии

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Тип топлива стационарной дизельной установки (СДУ): природный газ

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по СО на 20%; NO₂, NO в 2 раза; С и СН₂ в 15 раз; БП в 20 раз.

Содержание серы в газообразном топливе S_r , %, 0.1

Расход газообразного топлива G , г/с, 0.015

л

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B , т, 500

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 400

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 200

Температура отработавших газов T , К, 720

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G , кг/с:

$$G = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 400 = 0.6976 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов **Ошибка! Закладка не определена.**, кг/м³:

$$\text{Ошибка! Закладка не определена.} = 1.31 / (1 + T / 273) = 1.31 / (1 + 720 / 273) = 0.360151057 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q , м³/с:

$$Q = G / \text{Ошибка! Закладка не определена.} = 0.6976 / 0.360151057 = 1.93696502 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO m_i	NOx	CH	C	CH2O	БП
Б	4.96	4.8	2.9	0.03333	0.008	6.00E-7

Таблица значений выбросов q г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO q_i	NOx	CH	C	CH2O	БП
Б	20.8	20	12	0.13333	0.03333	2.75E-6

Расчет максимального из разовых выброса M , г/с:

$$M = e \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W , т/год:

$$W = q \cdot B / 1000 \quad (2)$$

Расчет максимального из разовых и валового выбросов для диоксида серы (SO₂) M

("Сборник методик по расчету вредных выбросов в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСР, 1996 г. п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час):

$$M = 0.02 \cdot G \cdot Sr, \text{ г/с}$$

$$M^i = 0.02 \cdot B \cdot q_i \cdot Sr, \text{ т/год}$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

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

$$M = e \cdot P / 3600 = 4.96 \cdot 400 / 3600 = 0.551111111$$

$$W^i = q_m^i \cdot B / 1000 = 20.8 \cdot 500 / 1000 = 10.4$$

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

$$M = (e \cdot P / 3600) \cdot 0.8 = (4.8 \cdot 400 / 3600) \cdot 0.8 = 0.426666667$$

$$W^i = (q_m^i \cdot B / 1000) \cdot 0.8 = (20 \cdot 500 / 1000) \cdot 0.8 = 8$$

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

$$M = e \cdot P / 3600 = 2.9 \cdot 400 / 3600 = 0.322222222$$

$$W^i = q_m^i \cdot B / 1000 = 12 \cdot 500 / 1000 = 6$$

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

$$M = e \cdot P / 3600 = 0.03333 \cdot 400 / 3600 = 0.003703333$$

$$W^i = q_m^i \cdot B / 1000 = 0.13333 \cdot 500 / 1000 = 0.0666665$$

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

$$M = 0.02 * G * Sr = 0.02 * 0.015 * 0.1 = 0.00003$$

$$W^i = 0.02 * B_l * Sr = 0.02 * 500 * 0.1 = 1$$

i год

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M = e * P / 3600 = 0.008 * 400 / 3600 = 0.000888889$$

$$W^i = qm_i * B^i = 0.03333 * 500 / 1000 = 0.016665$$

i ми год

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M = e * P / 3600 = 0.0000006 * 400 / 3600 = 0.000000067$$

$$W^i = qm_i * B^i = 0.00000275 * 500 / 1000 = 0.000001375$$

i ми год

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

$$M = (e * P / 3600) * 0.13 = (4.8 * 400 / 3600) * 0.13 = 0.069333333$$

$$W^i = (qm_i * B^i / 1000) * 0.13 = (20 * 500 / 1000) * 0.13 = 1.3$$

i ми год

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.426666667	80	0	0.426666667	8
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	1.30	0	0.069333333	1.3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.003703333	0.0666650	0	0.003703333	0.066665
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00003	10	0	0.00003	1
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.551111111	10.40	0	0.551111111	10.4
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000067	0.000001375	0	0.000000067	0.000001375
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.000888889	0.0166650	0	0.000888889	0.016665
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.322222222	60	0	0.322222222	6

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6001-6007, Дренажная емкость

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 27.83 / 100 = 0.0022$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0022 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0694$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 14.7 / 100 = 0.001161$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001161 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0366$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 7.42 / 100 = 0.000586$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000586 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01848$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 9.3 / 100 = 0.000735$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000735 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0232$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 27.83 / 100 = 0.00001837$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001837 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000579$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 14.7 / 100 = 0.0000097$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000097 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000306$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 7.42 / 100 = 0.0000049$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000049 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001545$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000614$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000614 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001936$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0022000	0.0699790
0403	Гексан (135)	0.0007350	0.0233936

0405	Пентан (450)	0.0005860	0.0186345
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0011610	0.0369060

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6008-6014, Насос технический

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

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 одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.02$

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, $T = 8760$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.02 \cdot 1 / 3.6 = 0.00556$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.02 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.1752$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1752 / 100 = 0.127$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00403$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1752 / 100 = 0.047$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00149$

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1752 / 100 = 0.000613$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001946$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0003854$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001223$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0001927$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00000612$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0001051$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00556 / 100 = 0.000003336$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003336	0.0001051
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403	0.127
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149	0.047
0602	Бензол (64)	0.00001946	0.000613
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000612	0.0001927
0621	Метилбензол (349)	0.00001223	0.0003854

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6015-6021, Автоналивная

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, $NPNAME =$ Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 30$

Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 0.74$

$KTMIN = 0.74$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 50$

Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMAX = 1.09$

Режим эксплуатации, $NAME =$ "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 30$

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_{pmax} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м³/час, $QZ = 20$

Производительность откачки, м³/час, $QOT = 20$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 30$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 30900$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.8$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 30900 / (0.8 \cdot 30) = 1287.5$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 20$

Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст., $PL = 445$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 90$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 90 + 45 = 99$

Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль, $MRL = 99$

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина)

Давление паров зимнего сорта, мм.рт.ст., $PZ = 445$.

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 90$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 90 + 45 = 99$

Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль, $MRZ = 99$

Коэффициент, $KB = 1$

$M = (PL \cdot KTMAX \cdot KB \cdot MRL) + (PZ \cdot KTMIN \cdot MRZ) = (445 \cdot 1.09 \cdot 1 \cdot 99) + (445 \cdot 0.74 \cdot 99) = 80620.7$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.3), $M = M \cdot 0.294 \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 80620.7 \cdot 0.294 \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 30900 / (10^7 \cdot 0.8) = 12.36$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1), $G = 0.163 \cdot PL \cdot MRL \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX / 10^4 = 0.163 \cdot 445 \cdot 99 \cdot 1.09 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20 / 10^4 = 1.565$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 12.36 / 100 = 8.96$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 1.565 / 100 = 1.134$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 12.36 / 100 = 3.31$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 1.565 / 100 = 0.4194$

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 12.36 / 100 = 0.0433$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 1.565 / 100 = 0.00548$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 12.36 / 100 = 0.0272$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 1.565 / 100 = 0.00344$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 12.36 / 100 = 0.0136$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 1.565 / 100 = 0.00172$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 12.36 / 100 = 0.00742$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 1.565 / 100 = 0.000939$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000939	0.00742
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.134	8.96
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.4194	3.31
0602	Бензол (64)	0.00548	0.0433
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00172	0.0136
0621	Метилбензол (349)	0.00344	0.0272

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6022-6028, 3-х фазный сепаратор V=1,6 м3

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 66$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 66 = 0.03044$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03044 / 3.6 = 0.00846$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 63.39 / 100 = 0.00536$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00536 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.169$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 14.12 / 100 = 0.001195$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0377$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 3.82 / 100 = 0.000323$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000323 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01019$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 2.65 / 100 = 0.000224$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000224 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00706$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 2.68 / 100 = 0.0002267$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002267 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00715$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 33$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 33 = 1.282$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.282 / 3.6 = 0.356$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 63.39 / 100 = 0.2257$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.2257 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 7.12$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 14.12 / 100 = 0.0503$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0503 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.586$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 3.82 / 100 = 0.0136$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0136 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.429$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 2.65 / 100 = 0.00943$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00943 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.2974$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 2.68 / 100 = 0.00954$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00954 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.301$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 99$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 99 = 0.00057$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00057 / 3.6 = 0.0001583$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001003$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001003 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00316$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 14.12 / 100 = 0.00002235$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002235 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000705$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000605$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000605 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001908$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 2.65 / 100 = 0.000004195$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000004195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001323$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000424$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000424 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001337$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	66	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	33	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	99	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00954	0.3082837

0405	Пентан (450)	0.00943	0.3045923
0410	Метан (727*)	0.0503	1.624405
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0136	0.4393808
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2257	7.29216

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6029-6035, Площадка скважин

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 72$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 72 = 0.0332$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0332 / 3.6 = 0.00922$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 63.39 / 100 = 0.00584$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00584 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.184$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 14.12 / 100 = 0.001302$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001302 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0411$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 3.82 / 100 = 0.000352$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000352 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0111$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 2.65 / 100 = 0.0002443$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002443 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0077$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 2.68 / 100 = 0.000247$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000247 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00779$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 36$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 36 = 1.4$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.4 / 3.6 = 0.389$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 63.39 / 100 = 0.2466$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.2466 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 7.78$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 14.12 / 100 = 0.0549$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0549 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.73$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 3.82 / 100 = 0.01486$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01486 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.469$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 2.65 / 100 = 0.0103$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0103 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.325$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 2.68 / 100 = 0.01043$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01043 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.329$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 108$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 108 = 0.000622$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000622 / 3.6 = 0.0001728$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001095$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001095 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00345$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 14.12 / 100 = 0.0000244$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000244 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00077$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000066$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000066 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000208$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000458$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000458 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001444$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000463$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000463 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000146$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	72	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	36	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	108	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.01043	0.336936
0405	Пентан (450)	0.0103	0.3328444
0410	Метан (727*)	0.0549	1.77187
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.01486	0.480308
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2466	1.9342635

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6036, Выкидные линии

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 36$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 36 = 0.0166$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0166 / 3.6 = 0.00461$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 63.39 / 100 = 0.00292$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00292 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.092$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 14.12 / 100 = 0.000651$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000651 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02053$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 3.82 / 100 = 0.000176$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000176 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00555$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00385$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001235$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001235 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003895$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	36	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001235	0.003895
0405	Пентан (450)	0.0001222	0.00385
0410	Метан (727*)	0.000651	0.02053
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.000176	0.00555
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00292	0.092

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ При расконсервации 1 скважины

Источник выделения N 0001, Дизель-генератор N-191 кВт

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 15.182

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 73.6

Удельный расход топлива на экспл./номинал. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 207

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{O_2} , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 207 * 73.6 = 0.132850944 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{O_2} , кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.132850944 / 0.531396731 = 0.250003314 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.157013333	0.485824	0	0.157013333	0.485824
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.025514667	0.0789464	0	0.025514667	0.0789464
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.010222222	0.030364	0	0.010222222	0.030364
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.024533333	0.07591	0	0.024533333	0.07591
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.126755556	0.394732	0	0.126755556	0.394732
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000245	0.000000835	0	0.000000245	0.000000835
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.002453333	0.007591	0	0.002453333	0.007591
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.059288889	0.182184	0	0.059288889	0.182184

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0002, УПА 60/80

Источник выделения N 001, УПА 60/80

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 15.182

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 73.6

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 207

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 207 * 73.6 = 0.132850944 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.132850944 / 0.531396731 = 0.250003314 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.157013333	0.485824	0	0.157013333	0.485824
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.025514667	0.0789464	0	0.025514667	0.0789464
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.010222222	0.030364	0	0.010222222	0.030364
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.024533333	0.07591	0	0.024533333	0.07591
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.126755556	0.394732	0	0.126755556	0.394732
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000245	0.000000835	0	0.000000245	0.000000835
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.002453333	0.007591	0	0.002453333	0.007591
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0.059288889	0.182184	0	0.059288889	0.182184

(Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)					
--	--	--	--	--	--

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 0003 – Емкость для пластовой жидкости

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -20$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.13$

$KTMIN = 0.13$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 32$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.78$

$KTMAX = 0.78$

Таблица: отсутствует в исходных данных

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 60$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

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

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 60$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 80$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.864$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 80 / (0.864 \cdot 120) = 0.772$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 16$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 45$

, $P = 45$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 142$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 142 + 45 = 130.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 45 \cdot 130.2 \cdot (0.78 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 80 / (10^7 \cdot 0.864) = 0.00363$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 45 \cdot 130.2 \cdot 0.78 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 16) / 10^4 = 0.1192$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.00363 / 100 = 0.00263$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1192 / 100 = 0.0864$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.00363 / 100 = 0.000973$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1192 / 100 = 0.03195$

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.00363 / 100 = 0.0000127$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1192 / 100 = 0.000417$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.00363 / 100 = 0.00000799$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1192 / 100 = 0.000262$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.00363 / 100 = 0.00000399$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1192 / 100 = 0.000131$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.00363 / 100 = 0.00000218$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1192 / 100 = 0.0000715$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000715	0.00000218
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0864	0.00263
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.03195	0.000973
0602	Бензол (64)	0.000417	0.0000127
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000131	0.00000399
0621	Метилбензол (349)	0.000262	0.00000799

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0004, Дизельная электростанция САТ

Источник выделения N 001, Дизельная электростанция САТ

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B , т, 58.926

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 398

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 199

Температура отработавших газов T , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G , кг/с:

$$G = 8.72 \cdot 10 \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10 \cdot 199 \cdot 398 = 0.69064144 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов **Ошибка! Закладка не определена.**, кг/м:

$$\text{Ошибка! Закладка не определена.} = 1.31 / (1 + T / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м;

объемный расход отработавших газов Q , м/с:

$$Q = G / \text{Ошибка! Закладка не определена.} = 0.69064144 / 0.531396731 = 1.299671977 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП

Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5
---	----	----	----	---	---	-----	--------

Расчет максимального из разовых выброса M , г/с:

$$M = e * P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W , т/год:

$$W = q * B / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.849066667	1.885632	0	0.849066667	1.885632
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.137973333	0.3064152	0	0.137973333	0.3064152
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.055277778	0.117852	0	0.055277778	0.117852
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.132666667	0.29463	0	0.132666667	0.29463
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.685444444	1.532076	0	0.685444444	1.532076
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001327	0.000003241	0	0.000001327	0.000003241
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013266667	0.029463	0	0.013266667	0.029463
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.320611111	0.707112	0	0.320611111	0.707112

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник № 0005. Емкость дизельного топлива.

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 15), $C_{MAX} = 2.25$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $Q_{OZ} = 35.8$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м³(Прил. 15), $COZ = 1.19$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $Q_{VL} = 35.8$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м³(Прил. 15), $CVL = 1.6$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 6$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (2.25 \cdot 6) / 3600 = 0.00375$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (1.19 \cdot 35.8 + 1.6 \cdot 35.8) \cdot 10^{-6} = 0.0000999$

Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 50$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (35.8 + 35.8) \cdot 10^{-6} = 0.00179$

Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.0000999 + 0.00179 = 0.00189$

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 (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00189 / 100 = 0.001885$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00375 / 100 = 0.00374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00189 / 100 = 0.00000529$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00375 / 100 = 0.0000105$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000105	0.00000529
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00374	0.001885

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №0006. Передвижная паровая установка (ППУ).

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 4.2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 350

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3 = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 350 \cdot 100 = 0.3052 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.3052 / 0.531396731 = 0.574335486 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	0.13440	0	0.213333333	0.1344
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.021840	0	0.034666667	0.02184
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.00840	0	0.013888889	0.0084
0330	Сера диоксид (Ангидрид)	0.033333333	0.0210	0	0.033333333	0.021

	сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)					
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	0.1092	0	0.172222222	0.1092
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000000231	0	0.000000333	0.000000231
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.0021	0	0.003333333	0.0021
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	0.0504	0	0.080555556	0.0504

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник выделения N 001, Цементировочный агрегат ЯМЗ

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 14.328

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 206

Удельный расход топлива на экспл./номинал. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 207

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 207 * 206 = 0.37183824 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.37183824 / 0.531396731 = 0.699737537 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек	т/год	%	г/сек	т/год
-----	---------	-------	-------	---	-------	-------

		без очистки	без очистки	очистки	с очисткой	с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.439466667	0.4584960		0.439466667	0.458496
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.071413333	0.07450560		0.071413333	0.0745056
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.028611111	0.0286560		0.028611111	0.028656
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.068666667	0.071640		0.068666667	0.07164
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.354777778	0.3725280		0.354777778	0.372528
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000687	0.0000007880		0.000000687	0.000000788
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006866667	0.0071640		0.006866667	0.007164
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.165944444	0.1719360		0.165944444	0.171936

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №0008. Смесительная установка СМН-20.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 2.77

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 177

Удельный расход топлива на экспл./номинал. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 130.3

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 130.3 * 177 = 0.201110232 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.201110232 / 0.531396731 = 0.378455907 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{gi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3776	0.08864	0	0.3776	0.08864
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06136	0.014404	0	0.06136	0.014404
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024583333	0.00554	0	0.024583333	0.00554
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.059	0.01385	0	0.059	0.01385
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.304833333	0.07202	0	0.304833333	0.07202
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000059	0.000000152	0	0.00000059	0.000000152
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0059	0.001385	0	0.0059	0.001385
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.142583333	0.03324	0	0.142583333	0.03324

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №6001. Сварочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 60$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 0.7$

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.31$

в том числе:

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 10.69$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 60 / 10^6 = 0.000641$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 0.7 / 3600 = 0.00208$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.92$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 60 / 10^6 = 0.0000552$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000179$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.4$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 60 / 10^6 = 0.000084$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000272$

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), $GIS = 3.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 60 / 10^6 = 0.000198$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000642$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.75$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 60 / 10^6 = 0.000045$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0001458$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.5$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.5 \cdot 60 / 10^6 = 0.00009$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.5 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0002917$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 60 / 10^6 = 0.000798$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.002586$

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (ди)Железо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0020800	0.0006410
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0001790	0.0000552
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0002917	0.0000900
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0025860	0.0007980
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001458	0.0000450
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0006420	0.0001980
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.0002720	0.0000840

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6002, Насос для перекачки дизельного топлива

Источник выделения N 001, Насос для перекачки дизельного топлива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.13$

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, $T = 744$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.13 \cdot 1 / 3.6 = 0.0361$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.13 \cdot 1 \cdot 744) / 1000 = 0.0967$

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 (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0967 / 100 = 0.0964$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0361 / 100 = 0.036$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0967 / 100 = 0.000271$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0361 / 100 = 0.000101$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.000271
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.036	0.0964

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6003, Насос технологический

Источник выделения N 001, Насос технологический

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

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. 8.1), $Q = 0.01$

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, $T = 744$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.01 \cdot 1 / 3.6 = 0.00278$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.01 \cdot 1 \cdot 744) / 1000 = 0.00744$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.00744 / 100 = 0.00539$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00278 / 100 = 0.002014$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.00744 / 100 = 0.001994$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{max} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000745$

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_{gross} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.00744 / 100 = 0.00002604$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{max} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000973$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_{gross} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.00744 / 100 = 0.00001637$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{max} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000612$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_{gross} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.00744 / 100 = 0.00000818$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{max} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000306$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_{gross} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.00744 / 100 = 0.00000446$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{max} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000001668$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.00000446
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014	0.00539
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745	0.001994
0602	Бензол (64)	0.00000973	0.00002604
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.00000818
0621	Метилбензол (349)	0.00000612	0.00001637

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

При испытании скважины на 2026 год

(расчеты приведены на 1 скважину)

Источник №0009 УПА-60/80

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B , т, 15.182

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 73.6

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 207

Температура отработавших газов T , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G , кг/с:

$$G = 8.72 \cdot 10 \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10 \cdot 207 \cdot 73.6 = 0.132850944 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов **Ошибка! Закладка не определена.**, кг/м:

$$\text{Ошибка! Закладка не определена.} = 1.31 / (1 + T / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м;

Объемный расход отработавших газов Q , м/с:

$$Q = G / \text{Ошибка! Закладка не определена.} = 0.132850944 / 0.531396731 = 0.250003314 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
--------	----	-----	----	---	-----	------	----

Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5
---	----	----	----	---	---	-----	--------

Расчет максимального из разовых выброса M , г/с:

$$M = e * P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W , т/год:

$$W = q * B / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO и 0.13 - для NO

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

$$M = e * P / 3600 = 6.2 * 73.6 / 3600 = 0.126755556$$

$$W = q * B / 1000 = 26 * 15.182 / 1000 = 0.394732$$

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

$$M = (e * P / 3600) * 0.8 = (9.6 * 73.6 / 3600) * 0.8 = 0.157013333$$

$$W = (q * B / 1000) * 0.8 = (40 * 15.182 / 1000) * 0.8 = 0.485824$$

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

$$M = e * P / 3600 = 2.9 * 73.6 / 3600 = 0.059288889$$

$$W = q * B / 1000 = 12 * 15.182 / 1000 = 0.182184$$

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

$$M = e * P / 3600 = 0.5 * 73.6 / 3600 = 0.010222222$$

$$W = q * B / 1000 = 2 * 15.182 / 1000 = 0.030364$$

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

$$M = e * P / 3600 = 1.2 * 73.6 / 3600 = 0.024533333$$

$$W = q * B / 1000 = 5 * 15.182 / 1000 = 0.07591$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M = e * P / 3600 = 0.12 * 73.6 / 3600 = 0.002453333$$

$$W = q * B / 1000 = 0.5 * 15.182 / 1000 = 0.007591$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M = e * P / 3600 = 0.000012 * 73.6 / 3600 = 0.000000245$$

$$W = q * B / 1000 = 0.000055 * 15.182 / 1000 = 0.000000835$$

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

$$M = (e * P / 3600) * 0.13 = (9.6 * 73.6 / 3600) * 0.13 = 0.025514667$$

$$W = (q * B / 1000) * 0.13 = (40 * 15.182 / 1000) * 0.13 = 0.0789464$$

Итого выбросы по веществам от 1 ед.:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.157013333	0.485824	0	0.157013333	0.485824
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.025514667	0.0789464	0	0.025514667	0.0789464
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.010222222	0.030364	0	0.010222222	0.030364
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.024533333	0.07591	0	0.024533333	0.07591
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.126755556	0.394732	0	0.126755556	0.394732
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000245	0.000000835	0	0.000000245	0.000000835
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.002453333	0.007591	0	0.002453333	0.007591
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.059288889	0.182184	0	0.059288889	0.182184

Источник №0010 Дизельная электростанция САТ

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B , т, 342.15

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 398

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 199

Температура отработавших газов T , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G , кг/с:

$$G = 8.72 * 10 * b * P = 8.72 * 10 * 199 * 398 = 0.69064144 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов **Ошибка! Закладка не определена.**, кг/м:

$$\text{Ошибка! Закладка не определена.} = 1.31 / (1 + T / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м;

Объемный расход отработавших газов Q , м/с:

$$Q = G / \text{Ошибка! Закладка не определена.} = 0.69064144 / 0.531396731 = 1.299671977 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M , г/с:

$$M = e * P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W , т/год:

$$W = q * B / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO и 0.13 - для NO

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

$$M = e * P / 3600 = 6.2 * 398 / 3600 = 0.685444444$$

$$W = q * B = 26 * 342.15 / 1000 = 8.8959$$

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

$$M = (e * P / 3600) * 0.8 = (9.6 * 398 / 3600) * 0.8 = 0.849066667$$

$$W = (q * B / 1000) * 0.8 = (40 * 342.15 / 1000) * 0.8 = 10.9488$$

Примесь:2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

$$M = e * P / 3600 = 2.9 * 398 / 3600 = 0.320611111$$

$$W = q * B / 1000 = 12 * 342.15 / 1000 = 4.1058$$

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

$$M = e * P / 3600 = 0.5 * 398 / 3600 = 0.055277778$$

$$W = q * B / 1000 = 2 * 342.15 / 1000 = 0.6843$$

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

$$M = e * P / 3600 = 1.2 * 398 / 3600 = 0.132666667$$

$$W = q * B / 1000 = 5 * 342.15 / 1000 = 1.71075$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M = e * P / 3600 = 0.12 * 398 / 3600 = 0.013266667$$

$$W = q * B = 0.5 * 342.15 / 1000 = 0.171075$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M = e * P / 3600 = 0.000012 * 398 / 3600 = 0.00001327$$

$$W = q * B = 0.000055 * 342.15 / 1000 = 0.000018818$$

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

$$M = (e * P / 3600) * 0.13 = (9.6 * 398 / 3600) * 0.13 = 0.137973333$$

$$W = (q * B / 1000) * 0.13 = (40 * 342.15 / 1000) * 0.13 = 1.77918$$

Итого выбросы по веществам от 1 ед.:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.849066667	10.9488	0	0.849066667	10.9488
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.137973333	1.77918	0	0.137973333	1.77918
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.055277778	0.6843	0	0.055277778	0.6843
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.132666667	1.71075	0	0.132666667	1.71075
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.685444444	8.8959	0	0.685444444	8.8959
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001327	0.000018818	0	0.000001327	0.000018818
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013266667	0.171075	0	0.013266667	0.171075
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.320611111	4.1058	0	0.320611111	4.1058

Источник №0011 Цементировочный агрегат ЯМЗ

Источник выделения N 001, Цементировочный агрегат ЯМЗ

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 14.328

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 206

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 207

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 207 * 206 = 0.37183824 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.37183824 / 0.531396731 = 0.699737537 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам от 1 ед.:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.439466667	0.4584960	0	0.439466667	0.4584960
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.071413333	0.07450560	0	0.071413333	0.07450560
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.028611111	0.0286560	0	0.028611111	0.0286560
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.068666667	0.071640	0	0.068666667	0.071640
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.354777778	0.3725280	0	0.354777778	0.3725280
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000687	0.0000007880	0	0.000000687	0.0000007880
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006866667	0.0071640	0	0.006866667	0.0071640
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.165944444	0.1719360	0	0.165944444	0.1719360

Источник № 0012 Емкость дизельного топлива.

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 15), **C_{MAX} = 2.25**

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, **Q_{OZ} = 415**

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), **COZ = 1.19**

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, **Q_{VL} = 415**

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), **CVL = 1.6**

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, **VSL = 6**

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), **GR = (C_{MAX} · VSL) / 3600 = (2.25 · 6) / 3600 = 0.00375**

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), **MZAK = (COZ · Q_{OZ} + CVL · Q_{VL}) · 10⁻⁶ = (1.19 · 415 + 1.6 · 415) · 10⁻⁶ = 0.001158**

Удельный выброс при проливах, г/м³, **J = 50**

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), **MPRR = 0.5 · J · (Q_{OZ} + Q_{VL}) · 10⁻⁶ = 0.5 · 50 · (415 + 415) · 10⁻⁶ = 0.02075**

Валовый выброс, т/год (9.2.3), **MR = MZAK + MPRR = 0.001158 + 0.02075 = 0.0219**

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 (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0219 / 100 = 0.02184$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00375 / 100 = 0.00374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0219 / 100 = 0.0000613$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00375 / 100 = 0.0000105$

Итого выбросы от 1 ед.:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000105	0.0000613
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00374	0.02184

Источник № 0013 Емкость моторного масла.

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Масла

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 15), $CMAX = 0.24$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м3, $QOZ = 12.35$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м3(Прил. 15), $COZ = 0.15$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м3, $QVL = 12.35$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м3(Прил. 15), $CVL = 0.15$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м3/час, $VSL = 3$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (CMAX \cdot VSL) / 3600 = (0.24 \cdot 3) / 3600 = 0.0002$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) \cdot 10^{-6} = (0.15 \cdot 12.35 + 0.15 \cdot 12.35) \cdot 10^{-6} = 0.00003705$

Удельный выброс при проливах, г/м3, $J = 12.5$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (12.35 + 12.35) \cdot 10^{-6} = 0.0001544$

Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.00003705 + 0.0001544 = 0.000158$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000158 / 100 = 0.000158$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0002 / 100 = 0.0002$

Выбросы от 1 ед.

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0002	0.000158

Выбросы от 3 ед.

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,000600	0,000474

Источник № 0014 Емкость отработанного масла.

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Масла

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 15), $C_{MAX} = 0.24$ Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $Q_{OZ} = 3.09$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м³(Прил. 15), $COZ = 0.15$ Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $Q_{VL} = 3.09$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м³(Прил. 15), $CVL = 0.15$ Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 3$ Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (0.24 \cdot 3) / 3600 = 0.0002$ Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (0.15 \cdot 3.09 + 0.15 \cdot 3.09) \cdot 10^{-6} = 0.000000927$ Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 12.5$ Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (3.09 + 3.09) \cdot 10^{-6} = 0.0000386$ Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.000000927 + 0.0000386 = 0.0000395$ **Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$ Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot MR / 100 = 100 \cdot 0.0000395 / 100 = 0.0000395$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot GR / 100 = 100 \cdot 0.0002 / 100 = 0.0002$ **Итого выбросы от 1 ед.:**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0002	0.0000395

Итого выбросы от 3 ед.:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,0006	0,0001185

Источник № 0015-0016 Емкость для нефти.

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -20$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.13$ $KTMIN = 0.13$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 32$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.78$ $KTMAX = 0.78$ Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 60$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 2$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м³, $V = 120$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 6600$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.879$

Годовая обрачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 666 / (0.879 \cdot 120) = 6.31$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 16$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 45$

, $P = 45$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 142$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 142 + 45 = 130.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 45 \cdot 130.2 \cdot (0.78 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 6600 / (10^7 \cdot 0.879) = 0.0297$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 45 \cdot 130.2 \cdot 0.78 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 16) / 10^4 = 0.1192$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0297 / 100 = 0.0215$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1192 / 100 = 0.0864$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0297 / 100 = 0.00796$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1192 / 100 = 0.03195$

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0297 / 100 = 0.000104$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1192 / 100 = 0.000417$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0297 / 100 = 0.0000653$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1192 / 100 = 0.000262$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0297 / 100 = 0.0000327$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1192 / 100 = 0.000131$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0297 / 100 = 0.00001782$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1192 / 100 = 0.0000715$

Итого выбросы от 1 ед.

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000715	0.00001782
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0864	0.0215
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.03195	0.00796
0602	Бензол (64)	0.000417	0.000104
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000131	0.0000327
0621	Метилбензол (349)	0.000262	0.0000653

Источник № 0017 Площадка налива

Общий расход		666 т/г				
n		1 шт.				
h		3,0 м				
d		0,01 м				

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:

максимальные выбросы:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,01627 \text{ г/с}$$

K_p^{\max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8; 0,8

$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м³/ч 6

· годовые выбросы:

$$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^6 + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,006194 \text{ т/год}$$

где:

$Y_{\text{оз}}, Y_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12; $Y_{\text{оз}} - 5,95$ $Y_{\text{вл}} - 10,53$

$B_{\text{оз}}, B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн; $B_{\text{оз}} - 333,00$ $B_{\text{вл}} - 333$

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 12; 12,2

$G_{\text{хр}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении нефти в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13; 0,22

$K_{\text{нп}}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12; 0,0082

N_p - количество резервуаров, шт. 1,0

Максимально-разовый выброс: $M = C_1 * M / 100, \text{ г/с} \quad (5.2.4)$

Среднегодовые выбросы: $G = C_1 * G / 100, \text{ т/г} \quad (5.2.5)$

Значение (C_1 мас %) приведены в Приложении 14.

пределяемый параметр	Углеводороды						
	Предельные		Непредельные (по амиленам)	Ароматические			
	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		Бензол	Толуол	Ксилол	Сероводород
C ₁ мас %	72,46	26,8	-	0,35	0,22	0,11	0,06
M _i , г/с	0,01179	0,004359		0,0000569	0,0000358	0,0000179	0,0000098
G _i , т/г	0,00449	0,00166		0,00002	0,000014	0,000007	0,000004

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

- 1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: РООС расконсервация и испытание скважины

Цех: Испытание скважины

Источник: 0018

Наименование: Факел 1 объект

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)	75.2	56.1209693	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	8.12	11.3582440	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	5.33	10.9334693	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	3.43	9.27409101	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.97	3.25563589	72.151	3.2210268
Азот(N2)	6.95	9.05759030	28.016	1.2507

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **21.49702**

Плотность сжигаемой смеси R , кг/м³ (прил.3,(7)): **0.9596**

Показатель адиабаты K (23): 0

$$K = \frac{N}{i=1}; \text{ Ошибка! Закладка не определена. } (K * [i]) = 1.191807$$

где (K) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

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

Скорость распространения звука в смеси W , м/с (прил.6):

$$W = 91.5 * (K * (T + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.191807 * (1618 + 273) / 21.49702)^{0.5} = 936.8729377$$

где T - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: **0.027777**

Скорость истечения смеси W , м/с (3):

$$W = 4 * V / (\pi * d^2) = 4 * 0.027777 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.392964165$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R = 1000 * 0.027777 * 0.959688393 = 26.65726449$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000419442 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

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

$$[C] = 100 * 12 * \frac{N}{i=1}; \text{ Ошибка! Закладка не определена. } (x * [i]) / ((100 - [нег]) * M) = 100 * 12 * \frac{N}{i=1}; \text{ Ошибка! Закладка не определена. } (x * [i]) / ((100 - 0) * 21.4970200) = 70.3353302$$

где x - число атомов углерода;

$[нег]$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

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

$$M = \sum V_i * G_i$$

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

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	0.53314529

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0639774
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0103963
0410	Метан (727*)	0.0005	0.013328632
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.053314529

Мощность выброса диоксида углерода M , г/с (6):

$$M = 0.01 * G * (3.67 * n * [C] + [CO_2]) - M_{CO} - M_{CH_4} = 0.01 * 26.6572645 * (3.67 * 0.9984000 * 70.3353302 + 0.0000000) - 0.5331453 - 0.0133286 - 0.0533145 = 68.10068788$$

где $[CO_2]$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M^{CO} - мощность выброса метана, г/с;

M^{CH_4} - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q = 85.5 * [CH_4] + 152 * [C_2H_6] + 218 * [C_3H_8] + 283 * [C_4H_{10}] + 349 * [C_5H_{12}] + 56 * [H_2S] = 85.5 * 75.2 + 152 * 8.12 + 218 * 5.33 + 283 * 3.43 + 349 * 0.97 + 56 * 0 = 10135$$

где $[CH_4]$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (21.49702)^{0.5} = 0.223$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]$, %:

$$[O_2] = \frac{N}{O} \sum_{i=1}^N \frac{[i] * A_i * x_i / M}{O} = \frac{N}{O} \sum_{i=1}^N \frac{[i] * 16 * x_i / M}{O} = 0$$

где A - атомная масса кислорода;

x - количество атомов кислорода;

M - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

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

$$V = 0.0476 * (1.5 * [H_2S] + \sum_{i=1}^N \frac{((x_i + y_i / 4) * [C_{x_i}H_{y_i}]) - [O_2]}{O}) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N \frac{((x_i + y_i / 4) * [C_{x_i}H_{y_i}]) - 0}{O}) = 11.21099$$

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):

$$V^{nc} = 1 + V = 1 + 11.21099 = 12.21099$$

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

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

$$T = T_0 + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1618 + (10135 * (1-0.223) * 0.9984) / (12.21099 * 0.4) = 3227.676031 \text{ нг}$$

где T_0 - температура смеси или газа, град.С;

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

Температура горения T , град.С (10):

$$T = T_0 + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1618 + (10135 * (1-0.223) * 0.9984) / (12.21099 * 0.4) = 3227.676031 \text{ нг}$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V , м³/с (14):

$$V = V_0 * V_{nc} * (273 + T) / 273 = 0.027777 * 12.21099 * (273 + 3227.676031) / 273 = 4.349361325$$

Длина факела L , м: $L = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

$$L = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$$

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

$$H = L + h = 4.5 + 16 = 20.5$$

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

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W)

Диаметр факела D , м (29):

$$D = 0.14 * L + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W), (м/с):

$$W = 1.27 * V / D^2 = 1.27 * 4.349361325 / 0.777^2 = 9.14928533$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

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

$$P_i = 0.0036 * M_i$$

где M_i - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **2160**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.53314529	4.145737773
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.063977435	0.497488533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.010396333	0.080841887
0410	Метан (727*)	0.013328632	0.103643444
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.053314529	0.414573777

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: РООС расконсервация и испытание скважины

Цех: Испытание скважины

Источник: 0018

Наименование: Факел 2 объект

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)	75.2	56.1209693	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	8.12	11.3582440	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	5.33	10.9334693	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	3.43	9.27409101	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.97	3.25563589	72.151	3.2210268
Азот(N2)	6.95	9.05759030	28.016	1.2507

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **21.49702**

Плотность сжигаемой смеси R , кг/м³ (прил.3,(7)): **0.9596**

Показатель адиабаты K (23): **0**

$$K = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N K_i \cdot [i] \quad ;; \text{ Ошибка! Закладка не определена. } (K \cdot [i]) = 1.191807$$

где (K) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

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

Скорость распространения звука в смеси W , м/с (прил.6):

$$W = 91.5 \cdot (K \cdot (T + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.191807 \cdot (1618 + 273) / 21.49702)^{0.5} = 936.8729377$$

где T - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: **0.027777**

Скорость истечения смеси W , м/с (3):

$$W = 4 \cdot V / (\pi \cdot d^2) = 4 \cdot 0.027777 / (3.141592654 \cdot 0.3^2) = 0.392964165$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot V \cdot R = 1000 \cdot 0.027777 \cdot 0.959688393 = 26.65726449$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W / W_{кр} = 0.000419442 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

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

$$[C] = 100 \cdot \frac{12 \cdot \sum_{i=1}^N x_i \cdot [i]}{(100 - [нег]) \cdot M} \quad ;; \text{ Ошибка! Закладка не определена. } (x \cdot [i]) / ((100 - [нег]) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot$$

$$\sum_{i=1}^N [i] \quad ;; \text{ Ошибка! Закладка не определена. } (x \cdot [i]) / ((100 - 0) \cdot 21.4970200) = 70.3353302$$

где x - число атомов углерода;

$[нег]$ - общее содержание негорючих примесей, % ;

величиной $[нег]$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

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

$$M = \sum_{i=1}^N V B_i \cdot G_i$$

где $V B_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.15 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.53314529
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0639774
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0103963
0410	Метан (727*)	0.0005	0.013328632
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.053314529

Мощность выброса диоксида углерода M , г/с (6):

$$M = 0.01 * G * (3.67 * n * [C] + [CO_2]) - M - M - M = 0.01 * 26.6572645 * (3.67 * 0.9984000 * 70.3353302 + 0.0000000) - 0.5331453 - 0.0133286 - 0.0533145 = 68.10068788$$

где $[CO_2]$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M^{CO} - мощность выброса метана, г/с;

M^{chA} - мощность выброса сажи, г/с;

c

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q = 85.5 * [CH_4] + 152 * [C_2H_6] + 218 * [C_3H_8] + 283 * [C_4H_{10}] + 349 * [C_5H_{12}] + 56 * [H_2S] = 85.5 * 75.2 + 152 * 8.12 + 218 * 5.33 + 283 * 3.43 + 349 * 0.97 + 56 * 0 = 10135$$

где $[CH_4]$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (21.49702)^{0.5} = 0.223$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]$, %:

$$[O_2] = \sum_{i=1}^N \frac{[i] * A * x / M}{16 * x / M} = \sum_{i=1}^N \frac{[i] * A * x / M}{16 * x / M} = 0$$

где A - атомная масса кислорода;

x - количество атомов кислорода;

M - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

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

$$V = 0.0476 * (1.5 * [H_2S] + \sum_{i=1}^N \frac{((x + y / 4) * [C_x H_y]) - [O_2]}{16 * x / M}) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N \frac{((x + y / 4) * [C_x H_y]) - 0}{16 * x / M}) = 11.21099$$

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):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 11.21099 = 12.21099$$

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

Ориентировочное значение температуры горения T_{nc}, град.С (10):

$$T_{nc} = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1618 + (10135 * (1-0.223) * 0.9984) / (12.21099 * 0.4) = 3227.676031$$

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

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

Температура горения T_{nc}, град.С (10):

$$T_{nc} = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1618 + (10135 * (1-0.223) * 0.9984) / (12.21099 * 0.4) = 3227.676031$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

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

$$V_{н} = V_{nc} * (273 + T_{nc}) / 273 = 0.027777 * 12.21099 * (273 + 3227.676031) / 273 = 4.349361325$$

Длина факела L_н, м:

$$L_{н} = 15 * d_{фн} * 0.3 = 4.5$$

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

$$H = L_{н} + h_{фн} = 4.5 + 16 = 20.5$$

где h_{фн} - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_{фн})

Диаметр факела D_{фн}, м (29):

$$D_{фн} = 0.14 * L_{фн} * 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_{фн}), (м/с):

$$W_{фн} = 1.27 * V_{н} / D_{фн}^2 = 1.27 * 4.349361325 / 0.777^2 = 9.14928533$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

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

$$P_i = 0.0036 * M_i * T_i$$

где T_i - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 2160;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.53314529	4.145737773
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.063977435	0.497488533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.010396333	0.080841887
0410	Метан (727*)	0.013328632	0.103643444
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.053314529	0.414573777

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

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

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: РООС расконсервация и испытание скважины

Цех: Испытание скважины

Источник: 0018

Наименование: Факел 3 объект

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)	75.2	56.1209693	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	8.12	11.3582440	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	5.33	10.9334693	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	3.43	9.27409101	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.97	3.25563589	72.151	3.2210268
Азот(N2)	6.95	9.05759030	28.016	1.2507

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **21.49702**

Плотность сжигаемой смеси R , кг/м³ (прил.3,(7)): **0.9596**

Показатель адиабаты K (23): 0

$$K = \frac{N}{i=1} ;; \text{Ошибка! Закладка не определена.} (K * [i]) = 1.191807$$

где (K) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

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

Скорость распространения звука в смеси W , м/с (прил.6):

$$W = 91.5 * (K * (T + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.191807 * (1618 + 273) / 21.49702)^{0.5} = 936.8729377$$

где T - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: **0.027777**

Скорость истечения смеси W , м/с (3):

$$W = 4 * V / (\pi * d^2) = 4 * 0.027777 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.392964165$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R = 1000 * 0.027777 * 0.959688393 = 26.65726449$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000419442 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

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

$$[C] = 100 * \frac{12 * N}{i=1} ;; \text{Ошибка! Закладка не определена.} (x * [i]) / ((100-[нег]) * M) = 100 * 12 * \frac{N}{i=1}$$

$$; ; \text{Ошибка! Закладка не определена.} (x * [i]) / ((100-0) * 21.4970200) = 70.3353302$$

где x - число атомов углерода;

$[нег]$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

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

$$M = \sum_{i=1}^n UB_i * G$$

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

0.8, 0.15 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.53314529
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0639774
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0103963
0410	Метан (727*)	0.0005	0.013328632
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.053314529

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C] + [CO2]) - M_{CH4} - M_{C} = 0.01 * 26.6572645 * (3.67 * 0.9984000 * 70.3353302 + 0.0000000) - 0.5331453 - 0.0133286 - 0.0533145 = 68.10068788$$

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

M_{CO2} - 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 , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q = 85.5 * [CH4] + 152 * [C2H6] + 218 * [C3H8] + 283 * [C4H10] + 349 * [C5H12] + 56 * [H2S] = 85.5 * 75.2 + 152 * 8.12 + 218 * 5.33 + 283 * 3.43 + 349 * 0.97 + 56 * 0 = 10135$$

где $[CH4]$ - содержание метана, %;

$[C2H6]$ - содержание этана, %;

$[C3H8]$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (21.49702)^{0.5} = 0.223$$

Объемное содержание кислорода $[O2]$, %:

$$[O2] = \frac{N}{O} ;; \text{Ошибка! Закладка не определена.} ([i] * A_i * x / M) = \frac{N}{O} ;; \text{Ошибка! Закладка не определена.} ([i] * 16 * x / M) = 0$$

где A_i - атомная масса кислорода;

x - количество атомов кислорода;

M - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

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

$$V = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]) + \sum_{i=1}^N \text{Ошибка! Закладка не определена.} \cdot ((x + y / 4) * [C_xH_y] - [O_2])$$

$$= 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N \text{Ошибка! Закладка не определена.}) - 0 = 11.21099$$

где x - число атомов углерода;
 y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V , м³/м³ (12):

$$V^{nc} = 1 + V = 1 + 11.21099 = 12.21099$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C , ккал/(м³*град.С): **0.4**

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

$$T = T_0 + (Q * (1-E) * n) / (V * C) = 1618 + (10135 * (1-0.223) * 0.9984) / (12.21099 * 0.4) = 3227.676031 \text{ } ^\circ\text{C}$$

где T_0 - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Температура горения T , град.С (10):

$$T = T_0 + (Q * (1-E) * n) / (V * C) = 1618 + (10135 * (1-0.223) * 0.9984) / (12.21099 * 0.4) = 3227.676031 \text{ } ^\circ\text{C}$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

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

$$V = B * V_0 * (273 + T) / 273 = 0.027777 * 12.21099 * (273 + 3227.676031) / 273 = 4.349361325$$

Длина факела L , м: $L = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

$$L = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$$

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

$$H = L + h = 4.5 + 16 = 20.5$$

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

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W)

Диаметр факела D , м (29):

$$D = 0.14 * L + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$$

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

$$W = 1.27 * V / D^2 = 1.27 * 4.349361325 / 0.777^2 = 9.14928533$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

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

$$\Pi = 0.0036 * \text{Ошибка! Закладка не определена.} * M$$

где M - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **2160**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.53314529	4.145737773
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.063977435	0.497488533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.010396333	0.080841887

0410	Метан (727*)	0.013328632	0.103643444
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.053314529	0.414573777

Источник № 6004 Насос для перекачки дизельного топлива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.13$

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, $T = 4320$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.13 \cdot 1 / 3.6 = 0.0361$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.13 \cdot 1 \cdot 4320) / 1000 = 0.562$

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 (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.562 / 100 = 0.56$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0361 / 100 = 0.036$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.562 / 100 = 0.001574$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0361 / 100 = 0.000101$

Итого выбросы от 1 ед.

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.001574
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.036	0.56

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

При интенсификации нефти методом
(расчет приведен на 1 скважину)

Источник загрязнения N 0019 УПА-60/80

Источник выделения N 001 УПА-60/80

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по СО в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза;

СН, С, СН₂ О и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200d} , т, 1

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номинал. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 120

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 450

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 120 * 176 = 0.1841664 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов ρ_{oz} , кг/м³:

$$\rho_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 450 / 273) = 0.494647303 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \rho_{oz} = 0.1841664 / 0.494647303 = 0.372318618 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 3.1 * 176 / 3600 = 0.151555556$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 13 * 1 / 1000 = 0.013$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.8 = (3.84 * 176 / 3600) * 0.8 = 0.150186667$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.8 = (16 * 1 / 1000) * 0.8 = 0.0128$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.82857 * 176 / 3600 = 0.040507867$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 3.42857 * 1 / 1000 = 0.00342857$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.14286 * 176 / 3600 = 0.006984267$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 0.57143 * 1 / 1000 = 0.00057143$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 1.2 * 176 / 3600 = 0.058666667$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 5 * 1 / 1000 = 0.005$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.03429 * 176 / 3600 = 0.0016764$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.14286 * 1 / 1000 = 0.00014286$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.00000342 * 176 / 3600 = 0.000000167$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.00002 * 1 / 1000 = 0.00000002$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_3 / 3600) * 0.13 = (3.84 * 176 / 3600) * 0.13 = 0.024405333$$

$$W_i = (q_{mi} * V_{200} / 1000) * 0.13 = (16 * 1 / 1000) * 0.13 = 0.00208$$

Итого выбросы по веществам от 1 ед.:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.150186667	0.01280	0	0.150186667	0.01280
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.024405333	0.002080	0	0.024405333	0.002080
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.006984267	0.000571430	0	0.006984267	0.000571430
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.00500	0	0.058666667	0.00500
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.151555556	0.01300	0	0.151555556	0.01300
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000167	0.000000020	0	0.000000167	0.000000020
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0016764	0.000142860	0	0.0016764	0.000142860
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.040507867	0.003428570	0	0.040507867	0.003428570

Источник 0020 Емкость с соляной кислотой

Расчетная методика: Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004

Давление насыщенных паров i-го компонента при минимальной и максимальной температуре жидкости соответственно	Ptmax	0,032	мм.рт.ст.
	Ptmin	0,02	мм.рт.ст.
Минимальная и максимальная температура жидкости в резервуаре соответственно	tжmin	0,35	0С
	tжmax	0,71	0С
Опытные коэффициенты (приложение 8)	Kрсп	0,69	
	Kрmax	0,98	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки	Vчmax	0,3854	м3/час
Массовая доля вещества, в долях единицы (Xi=Ci/100)	Xi	0,13	
Массовая доля вещества	Ci	13	%
Опытный коэффициент, принимается по Приложению 9	Kв	1,81	
молекулярная масса паров жидкости	mi	36	
Плотность жидкости	гж	0,67	кг/м3
Коэффициент оборачиваемости	КОБ	2,5	
Расход соляной кислоты	B	18,5	т
Максимальные выбросы	M	0,000008	г/с

Годовые выбросы	G	0,0000022	т/год
Наименование ЗВ	код	Количество выбросов	
Водород хлористый	0316	г/с	т/г
		0,000008	0,0000022

Выбросы паров жидкости рассчитываются по формулам:

максимальные выбросы (M, г/с)

$$M = \frac{0.445 \times P_t \times m \times K_p^{\max} \times K_B \times V_{\text{ч}}^{\max}}{10^2 \times (273 + t_{\text{ж}}^{\max})}$$

годовые выбросы (G, т/год)

$$G = \frac{0.160 \times (P_t^{\max} \times K_B + P_t^{\min}) \times m \times K_p^{\text{Ф}} \times K_{\text{ОБ}} \times B}{10^4 \times \rho_{\text{ж}} \times (546 + t_{\text{ж}}^{\max} + t_{\text{ж}}^{\min})}$$

, где:

$P_{t\min}$, $P_{t\max}$ - давление насыщенных паров жидкости при минимальной и максимальной температуре жидкости и соответственно, мм.рт.ст;

$K_{\text{рр}}$, $K_{\text{рmax}}$ - опытные коэффициенты по Приложению 8;

$V_{\text{чmax}}$ - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м³/час;

$t_{\text{жmin}}$, $t_{\text{жmax}}$ - минимальная и максимальная температура жидкости в резервуаре соответственно, С;

m - молекулярная масса паров жидкости;

Итого от 1 ед.

Наименование ЗВ	код	Количество выбросов	
		г/с	т/г
Водород хлористый	0316	0,000008	0,0000022

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0021 Цементировочный агрегат ЦА-320 М

Источник выделения N 001, Цементировочный агрегат ЦА-320М

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по СО в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза;

СН, С, СН₂ О и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 1

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_{\text{э}}$, кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_{\text{э}}$, г/кВт*ч, 120

Температура отработавших газов $T_{\text{о2}}$, К, 450

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{\text{о2}}$, кг/с:

$$G_{\text{о2}} = 8.72 * 10^{-6} * b_{\text{э}} * P_{\text{э}} = 8.72 * 10^{-6} * 120 * 176 = 0.1841664 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\rho_{\text{о2}}$, кг/м³:

$$\rho_{\text{о2}} = 1.31 / (1 + T_{\text{о2}} / 273) = 1.31 / (1 + 450 / 273) = 0.494647303 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \rho_{oz} = 0.1841664 / 0.494647303 = 0.372318618 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_y / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

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

$$M_i = e_{mi} * P_y / 3600 = 3.1 * 176 / 3600 = 0.151555556$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 13 * 1 / 1000 = 0.013$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_y / 3600) * 0.8 = (3.84 * 176 / 3600) * 0.8 = 0.150186667$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.8 = (16 * 1 / 1000) * 0.8 = 0.0128$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_y / 3600 = 0.82857 * 176 / 3600 = 0.040507867$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 3.42857 * 1 / 1000 = 0.00342857$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_y / 3600 = 0.14286 * 176 / 3600 = 0.006984267$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 0.57143 * 1 / 1000 = 0.00057143$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_y / 3600 = 1.2 * 176 / 3600 = 0.058666667$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 5 * 1 / 1000 = 0.005$$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_y / 3600 = 0.03429 * 176 / 3600 = 0.0016764$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.14286 * 1 / 1000 = 0.00014286$$

Примесь: 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_y / 3600 = 0.00000342 * 176 / 3600 = 0.000000167$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.00002 * 1 / 1000 = 0.00000002$$

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

$$M_i = (e_{mi} * P_y / 3600) * 0.13 = (3.84 * 176 / 3600) * 0.13 = 0.024405333$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (16 * 1 / 1000) * 0.13 = 0.00208$$

Итого выбросы по веществам от 1ед.:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид	0.150186667	0.01280	0	0.150186667	0.0128

	(Азота диоксид) (4)					
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.024405333	0.002080		0.024405333	0.002080
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.006984267	0.000571430		0.006984267	0.000571430
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.0050		0.058666667	0.0050
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.151555556	0.0130		0.151555556	0.0130
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000167	0.000000020		0.000000167	0.000000020
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0016764	0.000142860		0.0016764	0.000142860
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.040507867	0.003428570		0.040507867	0.003428570

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6005 Насосная установка

Источник выделения N 001, Насосная установка

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

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Наименование оборудования: Насос центробежный с двумя торцевыми уплотнениями вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 2$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 1$

$GNV = 2$

Удельный выброс, кг/час(табл. 6.1), $Q = 0.07$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.07 \cdot 1 / 3.6 = 0.01944$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.07 \cdot 1 \cdot 2) / 1000 = 0.00014$

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), $CI = 99.72$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01944 / 100 = 0.0194$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00014 / 100 = 0.0001396$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01944 / 100 = 0.0000544$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00014 / 100 = 0.00000392$

Итого выбросы от 1ед.:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000544	0.00000392
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	0.0194	0.0001396

Растворитель РПК-265П) (10)		
-----------------------------	--	--

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Площадка рекультивации
(расчет приведен на 1 скважину)

Источник загрязнения N 6006, Ссыпка и перемещение грунта при рекультивации

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для

пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3) Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 0.5 - 1.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1) , **$K0 = 1.5$**

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2) , **$K1 = 1.2$**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4) , **$K4 = 1$**

Высота падения материала, м , **$GB = 1.5$**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5) , **$K5 = 0.6$**

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т , **$Q = 80$**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы , **$N = 0$** Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год , **$MGOD = 2933$**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час , **$MH = 91.7$**

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24) , **$M = K0 * K1 * K4 * K5 * Q * MGOD * (1-N) * 10^{-6} = 1.5 * 1.2 * 1 * 0.6 * 80 * 2933 * (1-0) * 10^{-6} = 0.2534$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25) , **$G = K0 * K1 * K4 * K5 * Q * MH * (1-N) / 3600 = 1.5 * 1.2 * 1 * 0.6 * 80 * 91.7 * (1-0) / 3600 = 2.2$**

Итого выбросы от 1 ед.:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	2.2	0.2534

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0022 Дизель-генератор N-191 кВт

Источник выделения N 001, Дизель-генератор N-191 кВт

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год **$V_{год}$** , т, 15.182

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки **$P_э$** , кВт, 73.6

Удельный расход топлива на экспл./номинал. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 207

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 207 * 73.6 = 0.132850944 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.132850944 / 0.531396731 = 0.250003314 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам от 1 ед.:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.157013333	0.485824	0	0.157013333	0.485824
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.025514667	0.0789464	0	0.025514667	0.0789464
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.010222222	0.030364	0	0.010222222	0.030364
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.024533333	0.07591	0	0.024533333	0.07591
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.126755556	0.394732	0	0.126755556	0.394732
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000245	0.000000835	0	0.000000245	0.000000835
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.002453333	0.007591	0	0.002453333	0.007591
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.059288889	0.182184	0	0.059288889	0.182184

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0023 УПА 60/80

Источник выделения N 001, УПА 60/80

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 15.182Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 73.6Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 207Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 207 * 73.6 = 0.132850944 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.132850944 / 0.531396731 = 0.250003314 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам от 1 ед.:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.157013333	0.485824	0	0.157013333	0.485824
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.025514667	0.0789464	0	0.025514667	0.0789464
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.010222222	0.030364	0	0.010222222	0.030364
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.024533333	0.07591	0	0.024533333	0.07591
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0.126755556	0.394732	0	0.126755556	0.394732

	(584)					
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000245	0.000000835	0	0.000000245	0.000000835
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.002453333	0.007591	0	0.002453333	0.007591
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.059288889	0.182184	0	0.059288889	0.182184

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник № 0024 Емкость для пластовой жидкости

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -20$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.13$

$KTMIN = 0.13$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 32$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.78$

$KTMAX = 0.78$

Таблица: отсутствует в исходных данных

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 60$

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 $Krmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 60$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 80$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.864$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 80 / (0.864 \cdot 120) = 0.772$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 16$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 45$

, $P = 45$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 142$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 142 + 45 = 130.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 45 \cdot 130.2 \cdot (0.78 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 80 / (10^7 \cdot 0.864) = 0.00363$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 45 \cdot 130.2 \cdot 0.78 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 16) / 10^4 = 0.1192$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.00363 / 100 = 0.00263$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1192 / 100 = 0.0864$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.00363 / 100 = 0.000973$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1192 / 100 = 0.03195$

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.00363 / 100 = 0.0000127$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1192 / 100 = 0.000417$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.00363 / 100 = 0.00000799$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1192 / 100 = 0.000262$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.00363 / 100 = 0.00000399$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1192 / 100 = 0.000131$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.00363 / 100 = 0.00000218$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1192 / 100 = 0.0000715$

Итого от 1 ед.

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000715	0.00000218
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0864	0.00263
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.03195	0.000973
0602	Бензол (64)	0.000417	0.0000127
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000131	0.00000399
0621	Метилбензол (349)	0.000262	0.00000799

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0025 Дизельная электростанция САТ

Источник выделения N 001, Дизельная электростанция САТ

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B , т, 57.02

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 398

Удельный расход топлива на экспл./номинал. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 199

Температура отработавших газов T , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G , кг/с:

$$G = 8.72 \cdot 10 \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10 \cdot 199 \cdot 398 = 0.69064144 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов **Ошибка! Закладка не определена.**, кг/м:

$$\text{Ошибка! Закладка не определена.} = 1.31 / (1 + T / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м;

Объемный расход отработавших газов Q , м/с:

$$Q = G / \text{Ошибка! Закладка не определена.} = 0.69064144 / 0.531396731 = 1.299671977 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M , г/с:

$$M = e * P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W , т/год:

$$W = q * B / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам от 1 ед.:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.849066667	1.82464	0	0.849066667	1.82464
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.137973333	0.296504	0	0.137973333	0.296504
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.055277778	0.11404	0	0.055277778	0.11404
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.132666667	0.2851	0	0.132666667	0.2851
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.685444444	1.48252	0	0.685444444	1.48252
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001327	0.000003136	0	0.000001327	0.000003136
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013266667	0.02851	0	0.013266667	0.02851
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.320611111	0.68424	0	0.320611111	0.68424

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник № 0026 Емкость дизельного топлива.

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 15), $C_{MAX} = 2.25$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м3, $Q_{OZ} = 35.8$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м3(Прил. 15), $COZ = 1.19$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м3, $Q_{VL} = 35.8$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м3(Прил. 15), $CVL = 1.6$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м3/час, $VSL = 6$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (2.25 \cdot 6) / 3600 = 0.00375$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (1.19 \cdot 35.8 + 1.6 \cdot 35.8) \cdot 10^{-6} = 0.0000999$

Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 50$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (35.8 + 35.8) \cdot 10^{-6} = 0.00179$

Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.0000999 + 0.00179 = 0.00189$

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 (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00189 / 100 = 0.001885$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00375 / 100 = 0.00374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00189 / 100 = 0.00000529$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00375 / 100 = 0.0000105$

Итого выбросы от 1 ед.:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000105	0.00000529
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00374	0.001885

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №0027 Передвижная паровая установка (ППУ).

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 4.2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номинал. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 350

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3 = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 350 \cdot 100 = 0.3052 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.3052 / 0.531396731 = 0.574335486 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам от 1 ед.:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	0.1344	0	0.213333333	0.1344
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.02184	0	0.034666667	0.02184
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.0084	0	0.013888889	0.0084
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.021	0	0.033333333	0.021
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	0.1092	0	0.172222222	0.1092
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000000231	0	0.000000333	0.000000231
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.0021	0	0.003333333	0.0021
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	0.0504	0	0.080555556	0.0504

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0028 Цементировочный агрегат

Источник выделения N 001, Цементировочный агрегат

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 14.328

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 206

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 207

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 207 * 206 = 0.37183824 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.37183824 / 0.531396731 = 0.699737537 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{si} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{зод} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам от 1 ед.:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.439466667	0.4584960	0	0.439466667	0.458496
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.071413333	0.07450560	0	0.071413333	0.0745056
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.028611111	0.0286560	0	0.028611111	0.028656
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.068666667	0.071640	0	0.068666667	0.07164
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.354777778	0.3725280	0	0.354777778	0.372528
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000687	0.0000007880	0	0.000000687	0.000000788
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006866667	0.0071640	0	0.006866667	0.007164
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.165944444	0.1719360	0	0.165944444	0.171936

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №0029 Смесительная установка СМН-20.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{зод}$, т, 2.77

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 177

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 130.3

Температура отработавших газов $T_{оз}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{оз}$, кг/с:

$$G_{оз} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 130.3 * 177 = 0.201110232 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{оз}$, кг/м³:

$$\gamma_{оз} = 1.31 / (1 + T_{оз} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{оз}$, м³/с:

$$Q_{оз} = G_{оз} / \gamma_{оз} = 0.201110232 / 0.531396731 = 0.378455907 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам от 1 ед.:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3776	0.08864	0	0.3776	0.08864
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06136	0.014404	0	0.06136	0.014404
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024583333	0.00554	0	0.024583333	0.00554
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.059	0.01385	0	0.059	0.01385
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.304833333	0.07202	0	0.304833333	0.07202
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000059	0.000000152	0	0.00000059	0.000000152
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0059	0.001385	0	0.0059	0.001385
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.142583333	0.03324	0	0.142583333	0.03324

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник №6007 Сварочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 60$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 0.7$

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.31$

в том числе:

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 10.69$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 60 / 10^6 = 0.000641$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 0.7 / 3600 = 0.00208$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.92$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 60 / 10^6 = 0.0000552$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000179$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.4$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 60 / 10^6 = 0.000084$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000272$

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), $GIS = 3.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 60 / 10^6 = 0.000198$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000642$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.75$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 60 / 10^6 = 0.000045$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0001458$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.5$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.5 \cdot 60 / 10^6 = 0.00009$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.5 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0002917$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 60 / 10^6 = 0.000798$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.002586$

ИТОГО выбросы от 1 ед.:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0020800	0.0006410
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0001790	0.0000552
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0002917	0.0000900
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0025860	0.0007980
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001458	0.0000450
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0006420	0.0001980
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый	0.0002720	0.0000840

сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)		
---	--	--

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6008 Насос для перекачки дизельного топлива

Источник выделения N 001, Насос для перекачки дизельного топлива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.13$

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, $T = 720$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.13 \cdot 1 / 3.6 = 0.0361$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.13 \cdot 1 \cdot 720) / 1000 = 0.0936$

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 (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0936 / 100 = 0.0933$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0361 / 100 = 0.036$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0936 / 100 = 0.000262$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0361 / 100 = 0.000101$

Итого от 1 ед.:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.000262
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.036	0.0933

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6009 Насос технологический

Источник выделения N 001, Насос технологический

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

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. 8.1), $Q = 0.01$

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, $T = 720$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.01 \cdot 1 / 3.6 = 0.00278$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.01 \cdot 1 \cdot 720) / 1000 = 0.0072$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0072 / 100 = 0.00522$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00278 / 100 = 0.002014$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0072 / 100 = 0.00193$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000745$

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0072 / 100 = 0.0000252$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000973$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0072 / 100 = 0.00001584$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000612$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0072 / 100 = 0.00000792$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000306$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0072 / 100 = 0.00000432$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000001668$

Итого от 1 ед.:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.00000432
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002014	0.00522
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000745	0.00193
0602	Бензол (64)	0.00000973	0.0000252
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.00000792
0621	Метилбензол (349)	0.00000612	0.00001584

**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ
ПРИ БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ 1-ой скважины
СМР и подготовительные работы**

Источник загрязнения N 0001, Сварочный агрегат

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по СО в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; СН, С, СН₂О и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 15

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 200

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P, \quad G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 100 = 0.1744 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.1744 / 0.531396731 = 0.328191707 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * V_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.085333333	0.192	0	0.085333333	0.192
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013866667	0.0312	0	0.013866667	0.0312
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.003968333	0.00857145	0	0.003968333	0.00857145
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.075	0	0.033333333	0.075
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.086111111	0.195	0	0.086111111	0.195
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000095	0.0000003	0	0.000000095	0.0000003
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0009525	0.0021429	0	0.0009525	0.0021429
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.023015833	0.05142855	0	0.023015833	0.05142855

Источник загрязнения N 6001, Участок сварки

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-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 500$

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 0.59$

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.31$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезотриоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 10.69$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 500 / 10^6 = 0.00535$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 0.59 / 3600 = 0.001752$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.92$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 500 / 10^6 = 0.00046$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 0.59 / 3600 = 0.0001508$

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), $GIS = 1.4$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 500 / 10^6 = 0.0007$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 0.59 / 3600 = 0.0002294$

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), $GIS = 3.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00165$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 0.59 / 3600 = 0.000541$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.75$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 500 / 10^6 = 0.000375$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 0.59 / 3600 = 0.000123$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0006$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.59 / 3600 = 0.0001967$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0000975$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 0.59 / 3600 = 0.00003196$

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), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.59 / 3600 = 0.00218$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезотриоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0017520	0.0053500
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0001508	0.0004600
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0001967	0.0006000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00003196	0.0000975
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0021800	0.0066500
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001230	0.0003750
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0005410	0.0016500
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)	0.0002294	0.0007000

Источник загрязнения N 6002, Расчет выбросов пыли, образуемой при погрузочно-разгрузочных работах

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов

Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Тип источника выделения: Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки, статическое хранение пылящих материалов

п.3.1.Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки пылящих материалов

Материал: Песок

Весовая доля пылевой фракции в материале(табл.3.1.1), $KI = 0.05$

Доля пыли, переходящей в аэрозоль (табл.3.1.1), $K2 = 0.03$

Примесь: 2907 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1

Степень открытости: с 2-х сторон полностью и с 2-х сторон частично

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла (табл.3.1.3), $K4 = 0.3$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 8$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.3.1.2), $K3SR = 1.7$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 9$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра (табл.3.1.2), $K3 = 1.7$

Влажность материала, %, $VL = 1$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.3.1.4), $K5 = 0.9$

Размер куска материала, мм, $G7 = 0.01$

Коэффициент, учитывающий крупность материала (табл.3.1.5), $K7 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 2$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.3.1.7), $B = 0.7$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/час, $GMAX = 0.6$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/год, $GGOD = 500$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

Вид работ: Погрузка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 0.6 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0) = 0.0803$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 500 \cdot (1-0) = 0.241$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.1), $G = MAX(G, GC) = 0.0803$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0 + 0.241 = 0.241$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.0803000	0.2410000

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0.85$

Вид работ: Погрузка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 0.6 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0.85) = 0.0803$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 500 \cdot (1-0.85) = 0.03615$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.1), $G = MAX(G, GC) = 0.0803$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0 + 0.241 = 0.241$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.012045	0.03615

Источник загрязнения N 6003, Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов

Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Тип источника выделения: Погрузочные работы экскаваторами с объемом ковша 5м³ и более

Вид работ: Экскавация на отвале

Перерабатываемый материал: Горная порода

Марка экскаватора: ЭКГ-5А

Количество одновременно работающих экскаваторов данной марки, шт., $_{KOLIV} = 1$

Крепость горной массы по шкале М.М.Протоdjeяконова, $KRI = 2$

Уд. выделение пыли при экскавации породы, г/м³ (табл.3.1.9), $Q = 3.1$

Влажность материала, %, $VL = 0.3$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.3.1.4), $K5 = 1$

Степень открытости: с 4-х сторон

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла (табл.3.1.3), $K4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 8$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.3.1.2), $K3SR = 1.7$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 9$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра(табл.3.1.2), $K3 = 1.7$

Максимальный объем перегружаемого материала экскаваторами данной марки, м3/час, $V_{MAX} = 300$

Объем перегружаемого материала за год экскаваторами данной марки, м3/год, $V_{GOD} = 25200$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

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)

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.3), $G = _KOLIV_ \cdot Q \cdot V_{MAX} \cdot K3 \cdot K5 \cdot (1-NJ) / 3600 = 1 \cdot 3.1 \cdot 300 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0) / 3600 = 0.439$

Валовый выброс, т/г (3.1.4), $M = Q \cdot V_{GOD} \cdot K3SR \cdot K5 \cdot (1-NJ) \cdot 10^{-6} = 3.1 \cdot 25200 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.1328$

Итоговая таблица:

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)	0.4390000	0.1328000

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0.85$

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)

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.3), $G = _KOLIV_ \cdot Q \cdot V_{MAX} \cdot K3 \cdot K5 \cdot (1-NJ) / 3600 = 1 \cdot 3.1 \cdot 300 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.06585$

Валовый выброс, т/г (3.1.4), $M = Q \cdot V_{GOD} \cdot K3SR \cdot K5 \cdot (1-NJ) \cdot 10^{-6} = 3.1 \cdot 25200 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.01992$

Итоговая таблица:

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)	0.06585000	0.01992000

За период бурения скважины

Источник загрязнения N 0002-0005, Дизельный двигатель G12V190ZLG-3 N 810 кВт

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по СО в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; СН, С, СН₂О и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 397

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 810

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 111

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_s \cdot P_s = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 111 \cdot 810 = 0.7840152 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.7840152 / 0.531396731 = 1.475385817 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	CH2O	БП
В	2.65	3.36	0.68571	0.1	1.4	0.02857	3.14E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	CH2O	БП

В	11	14	2.85714	0.42857	6	0.11429	0.00001
---	----	----	---------	---------	---	---------	---------

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.6048	4.4464	0	0.6048	4.4464
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.09828	0.72254	0	0.09828	0.72254
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0225	0.17014229	0	0.0225	0.17014229
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.315	2.382	0	0.315	2.382
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.59625	4.367	0	0.59625	4.367
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000707	0.00000397	0	0.000000707	0.00000397
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00642825	0.04537313	0	0.00642825	0.04537313
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.15428475	1.13428458	0	0.15428475	1.13428458

Источник загрязнения N 0006 Двигатель резервный В8Л-160 кВт

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по СО в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; СН, С, СН₂О и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{zod} , т, 110

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 160

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 250

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 250 * 160 = 0.3488 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.3488 / 0.531396731 = 0.656383413 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NO _x	СН	С	SO ₂	CH ₂ O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NO _x	СН	С	SO ₂	CH ₂ O	БП
--------	----	-----------------	----	---	-----------------	-------------------	----

Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002
---	----	----	---------	---------	---	---------	---------

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.136533333	1.4080	0	0.136533333	1.408
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.022186667	0.22880	0	0.022186667	0.2288
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.006349333	0.06285730	0	0.006349333	0.0628573
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.053333333	0.550	0	0.053333333	0.55
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.137777778	1.430	0	0.137777778	1.43
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000152	0.00000220	0	0.000000152	0.0000022
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001524	0.01571460	0	0.001524	0.0157146
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.036825333	0.37714270	0	0.036825333	0.3771427

Источник загрязнения N 0007-0008. Двигательный генератор DBL-372 N = 372 кВт

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по СО в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; СН, С, СН₂О и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{zod} , т, 148.3

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 372

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 186

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_s * P_s = 8.72 * 10^{-6} * 186 * 372 = 0.60335424 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.60335424 / 0.531396731 = 1.135412028 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.31744	1.89824	0	0.31744	1.89824
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.051584	0.308464	0	0.051584	0.308464
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0147622	0.084743069	0	0.0147622	0.084743069
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.124	0.7415	0	0.124	0.7415
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.320333333	1.9279	0	0.320333333	1.9279
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000353	0.000002966	0	0.000000353	0.000002966
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0035433	0.021186138	0	0.0035433	0.021186138
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0856189	0.508456931	0	0.0856189	0.508456931

Источник загрязнения N 0009, Цементировочный агрегат ЦА-320М

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{zod} , т, 209.76

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 73.6

Удельный расход топлива на эксл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 215.9

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 73.6 = 0.138562893 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.138562893 / 0.531396731 = 0.260752249 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1570133	6.71232	0	0.1570133	6.71232
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0255147	1.090752	0	0.0255147	1.090752
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0102222	0.41952	0	0.0102222	0.41952
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0245333	1.0488	0	0.0245333	1.0488
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1267556	5.45376	0	0.1267556	5.45376
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000002	0.0000115	0	0.0000002	0.0000115
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0024533	0.10488	0	0.0024533	0.10488
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0592889	2.51712	0	0.0592889	2.51712

Источник загрязнения N 0010, ППУ (передвижная паровая установка)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{zod} , т, 28.8

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_z , кВт, 73.6

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_z , г/кВт*ч, 271.7

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_z * P_z = 8.72 * 10^{-6} * 271.7 * 73.6 = 0.174374886 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.174374886 / 0.531396731 = 0.328144447 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_z / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1570133	0.9216	0	0.1570133	0.9216
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0255147	0.14976	0	0.0255147	0.14976
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0102222	0.0576	0	0.0102222	0.0576
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0245333	0.144	0	0.0245333	0.144
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1267556	0.7488	0	0.1267556	0.7488
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000002	0.0000016	0	0.0000002	0.0000016
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0024533	0.0144	0	0.0024533	0.0144
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.0592889	0.3456	0	0.0592889	0.3456

Источник загрязнения N 6004, Емкость для хранения дизельного топлива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$ 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, $BOZ = 1116.58$ Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$ Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 1116.58$ Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 1.5$ Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

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 нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$ $GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$ Сумма $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.000783$ Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$ Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 1116.58 + 3.15 \cdot 1116.58) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.001398$ **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 (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001398 / 100 = 0.001394$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001398 / 100 = 0.000003914$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.00000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000457	0.000003914
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.001394

Источник загрязнения N 6005, Емкость для хранения масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Масла}$

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, $BOZ = 10.5$

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

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 8.7$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 10$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

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 нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 2 = 0.0001458$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 20$

Сумма $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.0001458$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 10.5 + 0.25 \cdot 8.7) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0001458 = 0.0001463$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0001463 / 100 = 0.0001463$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.0001463

Источник загрязнения N 6006, Емкость для хранения бурового раствора

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов

в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту 5.3.3. От испарения с открытых поверхностей земляных амбаров для мазута

4 (южная) климатическая зона

Площадь испарения поверхности, м², $F = \underline{X2} \cdot \underline{Y2} = 0 \cdot 0 = 25$

Нормы убыли мазута в ОЗ период, кг/м² в месяц(п.5.3.3), $NIOZ = 2.16$

Нормы убыли мазута в ВЛ период, кг/м² в месяц(п.5.3.3), $N2VL = 2.88$

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

Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.45), $G = N2VL \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 25 / 2592 = 0.0278$

Валовый выброс, т/год (ф-ла 5.46), $G = (N1OZ + N2VL) \cdot 6 \cdot F \cdot 0.001 = (2.16 + 2.88) \cdot 6 \cdot 25 \cdot 0.001 = 0.756$

Валовый выброс, т/год, $M = 0.756$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0278000	0.7560000

Источник загрязнения N 6007, Площадка складирования цемента

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для

пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов от складов пылящих материалов (п. 9.3.2)

Материал: Цемент

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 2$

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 120$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество материала, поступающего на склад, т/год, $MGOD = 125$

Максимальное количество материала, поступающего на склад, т/час, $MH = 0.03$

Удельная сдуваемость твердых частиц с поверхности

штабеля материала, $w = 3 \cdot 10^{-6}$ кг/м²·с

Размер куска в диапазоне: 500 - 1000 мм

Коэффициент, учитывающий размер материала (табл. 5 [2]), $F = 0.1$

Площадь основания штабелей материала, м², $S = 25$

Коэффициент, учитывающий профиль поверхности складированного материала, $K6 = 1.45$

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)

Количество твердых частиц, выделяющихся в процессе формирования склада:

Валовый выброс, т/год (9.18), $M1 = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 125 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.012$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.19), $G1 = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 0.03 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0008$

Количество твердых частиц, сдуваемых с поверхности склада:

Валовый выброс, т/год (9.20), $M2 = 31.5 \cdot K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K6 \cdot W \cdot 10^{-6} \cdot F \cdot S \cdot (1-N) \cdot 1000 = 31.5 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1.45 \cdot 3 \cdot 10^{-6} \cdot 0.1 \cdot 25 \cdot (1-0) \cdot 1000 = 0.685$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.22), $G2 = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K6 \cdot W \cdot 10^{-6} \cdot F \cdot S \cdot (1-N) \cdot 1000 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1.45 \cdot 3 \cdot 10^{-6} \cdot 0.1 \cdot 25 \cdot (1-0) \cdot 1000 = 0.02175$

Итого валовый выброс, т/год, $M = M1 + M2 = 0.012 + 0.685 = 0.697$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = 0.02175$

наблюдается в процессе сдувания

Итого выбросы:

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,	0.02175	0.697

кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		
--	--	--

Источник загрязнения N 6008, Насос для перекачки дизельного топлива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.04$ 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, $T_1 = 4039.2$ Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$ Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T_1) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 4039.2) / 1000 = 0.1616$ **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 (5.2.5), $M_1 = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.1616 / 100 = 0.161$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_1 = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$ Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_2 = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.1616 / 100 = 0.0004525$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_2 = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.0004525
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.161

Источник загрязнения N 6009, Цементно-смесительная машина СМН-20

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Цемент

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 2$

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K4 = 1$ Высота падения материала, м, $GB = 0.5$ Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K5 = 0.4$ Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 120$ Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$ Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 125$ Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 0.03$ **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)**

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M_3 = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 125 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.012$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 0.03 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0008$

Итого выбросы:

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)	0.0008	0.012

Источник загрязнения N 6010, Емкость бурового шлама

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту 5.3.1. При эксплуатации резервуаров для хранения нефтепродуктов

4 (южная) климатическая зона

Группа нефтепродуктов: 6 группа

Нефтепродукт: Прочие жидкие нефтепродукты

Производительность закачки, м3/час, $V0 = 1.5$

Объем газовой смеси, м3/с, $VO = V0 / 3600 = 1.5 / 3600 = 0.000417$

Максимальная концентрация паров углеводородов, г/м3, $C = 10$

Тип: Резервуары наземные стальные

Емкость резервуаров до 700 м3

Принято нефтепродукта в осенне-зимний период, тонн, $GNOZ = 492.87$

Принято нефтепродуктов в весенне-летний период, тонн, $GNVL = 492.87$

Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ОЗ период, кг/т(табл. 5.15), $N4OZ = 0.12$

Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ВЛ период, кг/т(табл. 5.15), $N4VL = 0.12$

Выбросы углеводородов в ОЗ период, т (ф-ла 5.42), $GOZ = (N4OZ + N3OZ \cdot (SOZ-1)) \cdot GNOZ \cdot 0.001 = (0.12 + 0 \cdot (0-1)) \cdot 492.87 \cdot 0.001 = 0.0591$

Выбросы углеводородов в ВЛ период, т (ф-ла 5.42), $GVL = (N4VL + N3VL \cdot (SVL-1)) \cdot GNVL \cdot 0.001 = (0.12 + 0 \cdot (0-1)) \cdot 492.87 \cdot 0.001 = 0.0594$

Выбросы углеводородов за год, т (ф-ла 5.40), $G = GOZ + GVL = 0.0591 + 0.0594 = 0.1182$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.39), $G = VO \cdot C = 0.000417 \cdot 10 = 0.00417$

Валовый выброс, т/год, $M = 0.1092$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0041700	0.11820000

Источник загрязнения N 6011, Блок приготовления буровых растворов

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 17$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4039.2$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 17 = 0.00784$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00784 / 3.6 = 0.002178$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 63.39 / 100 = 0.00138$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00138 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02007$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 14.12 / 100 = 0.0003075$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003075 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00447$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000832$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000832 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00121$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000577$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000577 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00084$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000584$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000584 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00085$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 27$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4039.2$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 27 = 1.05$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.05 / 3.6 = 0.2917$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 63.39 / 100 = 0.185$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.185 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 2.6901$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 14.12 / 100 = 0.0412$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0412 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.599$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 3.82 / 100 = 0.01114$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01114 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.16199$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.65 / 100 = 0.00773$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1124$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.68 / 100 = 0.00782$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00782 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1137$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	17	4039.2
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	27	4039.2

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0078200	0.11455000

0405	Пентан (450)	0.0077300	0.11324000
0410	Метан (727*)	0.0412000	0.60347000
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0111400	0.16320000
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1850000	2.71017000

При испытании скважины

Источник загрязнения N 0011, Дизельный двигатель мощностью 485 кВт

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по СО в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; СН, С, СН₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 242

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 485

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 155

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 155 * 485 = 0.655526 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.655526 / 0.531396731 = 1.233590577 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	СН2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	СН2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * V_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.413866667	3.09760	0	0.413866667	3.0976
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.067253333	0.503360	0	0.067253333	0.50336
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.019246417	0.13828606	0	0.019246417	0.13828606
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.161666667	1.210	0	0.161666667	1.21
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.417638889	3.1460	0	0.417638889	3.146
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000461	0.000004840	0	0.000000461	0.00000484
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.004619625	0.034572120	0	0.004619625	0.03457212

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.111626792	0.82971394	0	0.111626792	0.82971394
------	---	-------------	------------	---	-------------	------------

Источники загрязнения N 0012, Двигатель генератор VOLVO мощностью 200 кВт

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 157

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 275

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_s * P_s = 8.72 * 10^{-6} * 275 * 200 = 0.4796 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.4796 / 0.531396731 = 0.902527193 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * V_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.170666667	2.0096	0	0.170666667	2.0096
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.027733333	0.32656	0	0.027733333	0.32656
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007936667	0.08971451	0	0.007936667	0.08971451
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	0.785	0	0.066666667	0.785
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	2.041	0	0.172222222	2.041
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000019	0.00000314	0	0.00000019	0.00000314
1325	Формальдегид (Метаналь)	0.001905	0.02242902	0	0.001905	0.02242902

	(609)						
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.046031667	0.53828549	0	0.046031667	0.53828549

Источники загрязнения N 0013, Дизель-генератор резервный мощностью 60 Квт

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 36.23

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 60

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 200

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b * P = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 60 = 0.10464 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.10464 / 0.531396731 = 0.196915024 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
A	7.2	10.3	3.6	0.7	1.1	0.15	1.3E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
A	30	43	15	3	4.5	0.6	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * V_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.137333333	1.246312	0	0.137333333	1.246312
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.022316667	0.2025257	0	0.022316667	0.2025257
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.011666667	0.10869	0	0.011666667	0.10869
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.018333333	0.163035	0	0.018333333	0.163035
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.12	1.0869	0	0.12	1.0869
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000217	0.000001993	0	0.000000217	0.000001993
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0025	0.021738	0	0.0025	0.021738
2754	Алканы C12-19 /в	0.06	0.54345	0	0.06	0.54345

пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)					
---	--	--	--	--	--

Источник загрязнения N 0014, Факельная установка

Цех: Испытание

Источник: 0014

Наименование: Факельная установка

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	71.03	52.2591704	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	9.69	13.3626415	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	6.61	13.3673591	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	2.69	7.17039181	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.32	1.05883294	72.151	3.2210268
Азот(N2)	6.35	8.15858735	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	1.64	3.31009301	44.011	1.9648
Сероводород(H2S)	0.84	1.31292365	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **21.8054416**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.74**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{i=1} \left(K_i * [i]_o \right) = 1.155481$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.155481 * (30 + 273) / 21.8054416)^{0.5} = 366.6412876$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.09722**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.09722 / (3.141592654 * 0.3^2) = 1.37538165$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.09722 * 0.74 = 71.9428$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист}/W_{зв} = 0.003751301 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

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

$$[C]_m = 100 * \sum_{i=1}^N 12 * (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * \sum_{i=1}^N 12 * (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 21.8054416) = 68.37192419$$

68.37192419

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **0.83**;

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 (Окись углерода, Угарный	0.02	1.4388560

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.2158284
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0359714
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.1438856

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

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 71.9428000 * (3.67 * 0.9984000 * 68.3719242 + 3.3100930) - 1.4388560 - 0.0359714 - 0.1438856 = 180.9962681$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_m$, %:

$$[S]_m = \sum_{i=1}^N ([i]_m * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_m * 32.064 * x_i / M_s) = 1.235185257$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_m$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 1.235185257 * 71.9428 * 0.9984 = 1.774410113$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 1.312923651 * 71.9428 * (1-0.9984) = 0.001511286$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

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

$$Q_{hz} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 71.03 + 152 * 9.69 + 218 * 6.61 + 283 * 2.69 + 349 * 0.32 + 56 * 0.84 = 9906.915$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (21.8054416)^{0.5} = 0.224$$

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

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.192429165$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.84 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 1.192429165) = 10.90694837$$

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):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.90694837 = 11.90694837$$

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

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

$$T_z = T_o + (Q_{hz} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9906.915 * (1-0.224) * 0.9984) / (11.90694837 * 0.4) = 1641.551796$$

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

при условии, что $1500 <= T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{hz} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9906.915 * (1-0.224) * 0.9984) / (11.90694837 * 0.39) = 1682.873637$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

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

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.09722 * 11.90694837 * (273 + 1682.873637) / 273 = 8.293430951$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ncm}^2 * R_o / d = 0.26 * 1.37538165^2 * 0.74 / 0.3 = 1.213194031$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

$$L_{фн} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{сх} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.3 * 1.213194031^{0.17} * (8 / 0.3)^{0.59} = 3.743347974$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} - l_a) - h_z = 0.707 * (3.743347974 - 50) - 15 = -4.770345e1$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 3.743347974 + 0.49 * 0.3 = 0.671068716$$

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

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 8.293430951 / 0.671068716^2 = 23.38858604$$

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: **8640**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	1.438856	44.75417702
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2158284	6.713126554
0410	Метан (727*)	0.0359714	1.118854426
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1438856	4.475417702
0380	Диоксид углерода	180.9962681	5629.707923
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	1.774410113	55.19125215
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.001511286	0.047007054

Источник загрязнения N 6012, Емкость для хранения дизельного топлива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP =$ **Дизельное топливо**

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, $BOZ = 217.615$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 217.615$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

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

Значение $K_{рsg}$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

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, $V = 50$

$$\text{Сумма } G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r, GHR = 0.000783$$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 217.615 + 3.15 \cdot 217.615) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000903$

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 (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000903 / 100 = 0.0009$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000903 / 100 = 0.00000253$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000253
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.0009

Источник загрязнения N 6013, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.04$

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, $T = 3021.6$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 3021.6) / 1000 = 0.1209$

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 (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.1209 / 100 = 0.1206$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.1209 / 100 = 0.0003385$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.0003385
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.1206

Источник загрязнения N 6014, Емкость для нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $IV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -20$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.13$

$KTMIN = 0.13$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 50$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMAX = 1.09$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 100$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

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

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 100$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 13560$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.8$

Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 13560 / (0.8 \cdot 100) = 169.5$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 1.5$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 48$

, $P = 48$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 100$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 100 + 45 = 105$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSPR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 48 \cdot 105 \cdot (1.09 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 13560 / (10^7 \cdot 0.8) = 0.414$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 48 \cdot 105 \cdot 1.09 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.01343$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.414 / 100 = 0.3$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{ср}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.01343 / 100 = 0.00973$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.414 / 100 = 0.111$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{ср}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.01343 / 100 = 0.0036$

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.414 / 100 = 0.00145$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{ср}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.01343 / 100 = 0.000047$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.414 / 100 = 0.00091$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{ср}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.01343 / 100 = 0.00002955$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.414 / 100 = 0.000455$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{ср}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.01343 / 100 = 0.00001477$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.414 / 100 = 0.0002484$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{ср}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.01343 / 100 = 0.00000806$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000806	0.0002484
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00973	0.3
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0036	0.111
0602	Бензол (64)	0.000047	0.00145
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001477	0.000455
0621	Метилбензол (349)	0.00002955	0.00091

Источник загрязнения N 6015, Устье скважины

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
 2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
 3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
- Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
 Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
 Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 25$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 2712$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 25 = 0.01153$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01153 / 3.6 = 0.0032$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 63.39 / 100 = 0.00203$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0198$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 14.12 / 100 = 0.000452$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00441$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00119$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000848$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00083$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000858$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00084$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 3$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2712$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 3 = 0.1166$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1166 / 3.6 = 0.0324$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.20054$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0447$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01209$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0084$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0085$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 18$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2712$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 18 = 0.0001037$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001037 / 3.6 = 0.0000288$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000178$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000407$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000397$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000011$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000107$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000763$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000074$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000772$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000075$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	2712
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	2712
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	2712

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.0093475
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.0092374
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.0491497
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.0132907
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0205400	0.220518

Источник загрязнения N 6016, Дренажная емкость

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2712$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 2 = 0.000922$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000922 / 3.6 = 0.000256$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001623$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001623 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001584$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 14.12 / 100 = 0.00003615$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003615 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000353$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000978$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000978 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000954$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000678$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000678 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000066$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000686$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000686 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000067$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2712$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 6 = 0.00003456$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00003456 / 3.6 = 0.0000096$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 63.39 / 100 = 0.00000609$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000609 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000594$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 14.12 / 100 = 0.000001356$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001356 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000132$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 3.82 / 100 = 0.000000367$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000367 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000036$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000002544$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002544 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000025$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000002573$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002573 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000025$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	2712
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	6	2712

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
-----	-----------------	------------	--------------

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000686	0.0000695
0405	Пентан (450)	0.00000678	0.0000685
0410	Метан (727*)	0.00003615	0.0003662
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.00000978	0.000099
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0001623	0.0016434

Площадка ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА (методом ГРП)
РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0015, Двигатель-блендер-смесительной установки

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, $GFJMAX = 14.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $GFGGO = 1.4$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 14.6 \cdot 30 / 3600 = 0.1217$

Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.4 \cdot 30 / 10^3 = 0.042$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 14.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00487$

Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00168$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 14.6 \cdot 39 / 3600 = 0.1582$

Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.4 \cdot 39 / 10^3 = 0.0546$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 14.6 \cdot 10 / 3600 = 0.04056$

Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.4 \cdot 10 / 10^3 = 0.014$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 14.6 \cdot 25 / 3600 = 0.1014$

Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.4 \cdot 25 / 10^3 = 0.035$

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), $EЭ = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 14.6 \cdot 12 / 3600 = 0.0487$

Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.4 \cdot 12 / 10^3 = 0.0168$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 14.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00487$

Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00168$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 14.6 \cdot 5 / 3600 = 0.02028$

Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.4 \cdot 5 / 10^3 = 0.007$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1217	0.042
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1582	0.0546
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02028	0.007
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.04056	0.014
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1014	0.035
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00487	0.00168
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00487	0.00168

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) Растворитель РПК-265П) (10)	0.0487	0.0168
------	--	--------	--------

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0016, Двигатель насосной установки 2250 HP (ГРП)

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, $GFJMAX = 35.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $GFGGO = 3.4$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 30$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 35.4 \cdot 30 / 3600 = 0.295$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 3.4 \cdot 30 / 10^3 = 0.102$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 35.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0118$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 3.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00408$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 35.4 \cdot 39 / 3600 = 0.3835$

Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 3.4 \cdot 39 / 10^3 = 0.1326$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 10$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 35.4 \cdot 10 / 3600 = 0.0983$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 3.4 \cdot 10 / 10^3 = 0.034$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 25$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 35.4 \cdot 25 / 3600 = 0.246$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 3.4 \cdot 25 / 10^3 = 0.085$

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), $EЭ = 12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 35.4 \cdot 12 / 3600 = 0.118$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 3.4 \cdot 12 / 10^3 = 0.0408$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 35.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0118$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 3.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00408$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 5$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 35.4 \cdot 5 / 3600 = 0.0492$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 3.4 \cdot 5 / 10^3 = 0.017$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.295	0.102
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3835	0.1326
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0492	0.017
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0983	0.034
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.246	0.085
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0118	0.00408
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0118	0.00408
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) Растворитель РПК-265П) (10)	0.118	0.0408

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0017, Двигатель насосной установки 2250HP -резерв.

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, $GFJMAX = 17.7$ Годовой расход дизельного топлива, т/год, $GFGGO = 1.6$ **Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 30$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 17.7 \cdot 30 / 3600 = 0.1475$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.6 \cdot 30 / 10^3 = 0.048$ **Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 17.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0059$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00192$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 17.7 \cdot 39 / 3600 = 0.1918$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.6 \cdot 39 / 10^3 = 0.0624$ **Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 10$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 17.7 \cdot 10 / 3600 = 0.0492$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.6 \cdot 10 / 10^3 = 0.016$ **Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 25$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 17.7 \cdot 25 / 3600 = 0.123$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.6 \cdot 25 / 10^3 = 0.04$ **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), $EЭ = 12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 17.7 \cdot 12 / 3600 = 0.059$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.6 \cdot 12 / 10^3 = 0.0192$ **Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акральдегид) (474)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 17.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0059$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00192$ **Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 5$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 17.7 \cdot 5 / 3600 = 0.0246$ Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 1.6 \cdot 5 / 10^3 = 0.008$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1475	0.048
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1918	0.0624
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0246	0.008
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0492	0.016
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.123	0.04
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акральдегид) (474)	0.0059	0.00192
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0059	0.00192
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.059	0.0192

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения N 0018, Цементировочный агрегат ЦА-320**

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, $GFJMAX = 7.5$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $GFGGO = 0.72$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 7.5 \cdot 30 / 3600 = 0.0625$
 Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 0.72 \cdot 30 / 10^3 = 0.0216$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 7.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0025$
 Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 0.72 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.000864$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 7.5 \cdot 39 / 3600 = 0.0813$
 Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 0.72 \cdot 39 / 10^3 = 0.0281$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 7.5 \cdot 10 / 3600 = 0.02083$
 Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 0.72 \cdot 10 / 10^3 = 0.0072$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 7.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0521$
 Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 0.72 \cdot 25 / 10^3 = 0.018$

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), $EЭ = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 7.5 \cdot 12 / 3600 = 0.025$
 Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 0.72 \cdot 12 / 10^3 = 0.00864$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 7.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0025$
 Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 0.72 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.000864$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $EЭ = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = GFJMAX \cdot EЭ / 3600 = 7.5 \cdot 5 / 3600 = 0.01042$
 Валовый выброс, т/год, $M_ = GFGGO \cdot EЭ / 10^3 = 0.72 \cdot 5 / 10^3 = 0.0036$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0625	0.0216
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0813	0.0281
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01042	0.0036
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.02083	0.0072
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0521	0.018
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0025	0.000864
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0025	0.000864
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) Растворитель РПК-265П) (10)	0.025	0.00864

**Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу
 БУРЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ ОЦЕНОЧНОЙ 1 ЕД. СКВАЖИНЫ
 Строительно-монтажные и подготовительные работы**

Источник загрязнения № 0001, ДЭС (дизельный генератор)

Список литературы: Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу МООС РК от 18.04.2008 №100-п

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 2.9$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 0.35$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 2.9 * 30 / 3600 = 0.0242$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.35 * 30 / 10^3 = 0.0105$

Примесь: 1325 Формальдегид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 2.9 * 1.2 / 3600 = 0.00097$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.35 * 1.2 / 10^3 = 0.00042$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 2.9 * 39 / 3600 = 0.0314$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.35 * 39 / 10^3 = 0.01365$

Примесь: 0330 Сера диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 2.9 * 10 / 3600 = 0.00805$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.35 * 10 / 10^3 = 0.0035$

Примесь: 0337 Углерод оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 2.9 * 25 / 3600 = 0.0201$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.35 * 25 / 10^3 = 0.00875$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 2.9 * 12 / 3600 = 0.0097$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.35 * 12 / 10^3 = 0.0042$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 2.9 * 1.2 / 3600 = 0.00097$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.35 * 1.2 / 10^3 = 0.00042$

Примесь: 0328 Углерод

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 2.9 * 5 / 3600 = 0.0042$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.35 * 5 / 10^3 = 0.00175$

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0242000	0.0105000
0304	Азот (II) оксид(6)	0.0314000	0.0136500
0328	Углерод (593)	0.0042000	0.0017500
0330	Сера диоксид (526)	0.0080500	0.0035000
0337	Углерод оксид (594)	0.0201000	0.0087500
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.0009700	0.0004200
1325	Формальдегид (619)	0.0009700	0.0004200
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.0097000	0.0042000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6002, Экскаватор (рытье траншей)

Расчет проведен по "«Методике расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов. Астана 2008 г.

Исходные данные:

Количество перерабатываемого грунта	G	=	5,6	т/час
Время работы экскаватора	T	=	10	час/год
Объем работ		=	56,0	т
Кол-во работающих машин		=	1	шт
Влажность		>	10,0	%
Высота пересыпки		=	1,5	м

Теория расчета выброса:

Выброс пыли при планировке площадки рассчитывается по следующей формуле [Методика, ф-ла 8]:

$$g = P1 * P2 * P3 * P4 * P5 * P6 * B * G * 10^6 / 3600 \quad \text{г/сек}$$

где:

P1	Весовая доля пылевой фракции [Методика, табл.1]	-	0,05
P2	Доля пыли переходящ. в аэрозоль [Методика, табл.1] -		0,03
P3	Козф.учитывающий скорость ветра [Методика, табл.2] -		1,20
P4	Козф.учит.местные условия [Методика, табл.3] -		1,00
P5	Козф.учит. влажность материала [Методика, табл.4]	-	0,01
P6	Козф.учит.крупность материала [Методика, табл.5]	-	0,70
B	Козф.учит. высоту пересыпки [Методика, табл.7]	-	0,60

$$M = g_{сек} * t * 3600/10^6$$

Расчет выброса:

Объем пылевыведение	g	0,01176	г/сек
Общее пылевыведения	М	0,00042	т/год

ИТОГО:

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.0117600	0.0004200

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6003, Бульдозер (обваловка)

Расчет проведен по "«Методике расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов. Астана 2008 г.

Исходные данные:

Количество перерабатываемого грунта	G	=	3,4	т/час
Время работы бульдозера	T	=	3,5	час/год
Объем работ		=	11,9	т
Кол-во работающих машин		=	1	шт
Влажность		>	10,0	%
Высота пересыпки		=	1,5	м

Теория расчета выброса:

Выброс пыли при планировке рассчитывается по следующей формуле [Методика, ф-ла 8]:

$$g = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B * G * 10^6 / 3600 \quad \text{г/сек}$$

где:

P_1	Вес. доля пылевой фракции в материале [Методика, табл.1]	-	0,05
P_2	Доля пыли переходящая в аэрозоль [Методика, табл.1]	-	0,03
P_3	Кэф.учитывающий скорость ветра [Методика, табл.2]	-	1,20
P_4	Кэф.учит.местные условия [Методика, табл.3]	-	1,00
P_5	Кэф.учитывающий влажность материала [Методика, табл.4]	-	0,01
P_6	Кэф.учит. крупность материала [Методика, табл.5]	-	0,70
B	Кэф.учит. высоту пересыпки [Методика, табл.7]	-	0,60

$$M = g_{сек} * t * 3600 / 10^6$$

Расчет выброса:

Объем пылевыведение	g	0,00714	г/сек
Общее пылевыведения	М	0,00009	т/год

ИТОГО:

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.0071400	0.0000900

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6004, Разгрузка пылящихся материалов

Расчет проведен по "«Методике расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов. Астана 2008г.

Исходные данные:

Производительность разгрузки	G	11	т/час
Высота пересыпки		1,5	м
Количество материала:	V	100	м ³
	M	165,0	т
Влажность материала		> 10	%
Время разгрузки 1 машины		2	мин
Грузоподъемность		10	т
Время разгрузки машин:	t	15,0	час/год

Теория расчета выброса:

Выброс пыли при разгрузке автосамосвалов рассчитывается по следующей формуле [Методика, ф-ла 2]:

$$g = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * B * G * 10^6 / 3600 \quad \text{г/с}$$

где:

		Грунт
K₁	Весовая доля пылевой фракции в материале [Методика, табл.1]	0,05
K₂	Доля пыли переходящая в аэрозоль [Методика, табл.1]	0,03
K₃	Кэф, учит. скорость ветра [Методика, табл.2]	1,2
K₄	Кэф, учитывающий местные условия [Методика, табл.3]	1
K₅	Кэф, учитывающий влажность материала [Методика, табл.4]	0,01
K₆	Кэф, учитывающий крупность материала [Методика, табл.5]	0,7
B	Кэф, учит. высоту пересыпки [Методика, табл.7]	0,6

Расчет выброса:

$$M = g_{сек} * t * 3600 / 10^6$$

Объем пылевыведение	$g_{пыль}^{сек}$	0,0231	г/сек
Общее пылевыведение	$M_{пыль}^{год}$	0,0012	т/год

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.0231000	0.0012000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6005, Сварочный пост

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005 РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 50**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 0.4**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.31$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/ (277)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 10.69$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS * B / 10^6 = 10.69 * 50 / 10^6 = 0.000535$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS * BMAX / 3600 = 10.69 * 0.4 / 3600 = 0.001188$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(332)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.92$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS * B / 10^6 = 0.92 * 50 / 10^6 = 0.000046$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS * BMAX / 3600 = 0.92 * 0.4 / 3600 = 0.0001022$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.4$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS * B / 10^6 = 1.4 * 50 / 10^6 = 0.00007$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS * BMAX / 3600 = 1.4 * 0.4 / 3600 = 0.0001556$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (625)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 3.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS * B / 10^6 = 3.3 * 50 / 10^6 = 0.000165$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS * BMAX / 3600 = 3.3 * 0.4 / 3600 = 0.000367$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/(627)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.75$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS * B / 10^6 = 0.75 * 50 / 10^6 = 0.0000375$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS * BMAX / 3600 = 0.75 * 0.4 / 3600 = 0.0000833$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO2 * GIS * B / 10^6 = 0.8 * 1.5 * 50 / 10^6 = 0.00006$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 * GIS * BMAX / 3600 = 0.8 * 1.5 * 0.4 / 3600 = 0.0001333$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO * GIS * B / 10^6 = 0.13 * 1.5 * 50 / 10^6 = 0.00000975$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO * GIS * BMAX / 3600 = 0.13 * 1.5 * 0.4 / 3600 = 0.00002167$

Примесь: 0337 Углерод оксид (594)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS * B / 10^6 = 13.3 * 50 / 10^6 = 0.000665$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS * BMAX / 3600 = 13.3 * 0.4 / 3600 = 0.001478$

ИТОГО:

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0123	Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/(277)	0.001188	0.000535
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (332)	0.0001022	0.000046
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0001333	0.00006
0304	Азот (II) оксид (6)	0.00002167	0.00000975
0337	Углерод оксид (594)	0.001478	0.000665
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (627)	0.0000833	0.0000375
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (625)	0.000367	0.000165
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.0001556	0.00007

Вахтовый поселок
РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0006, ДЭС 150 кВт

Список литературы: Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу МООС РК от 18.04.2008 №100-п

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 6.3$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 35.5$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 6.3 * 30 / 3600 = 0.0525$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 35.5 * 30 / 10^3 = 1.065$

Примесь: 1325 Формальдегид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 6.3 * 1.2 / 3600 = 0.0021$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 35.5 * 1.2 / 10^3 = 0.0426$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 6.3 * 39 / 3600 = 0.0682$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 35.5 * 39 / 10^3 = 1.3845$

Примесь: 0330 Сера диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 6.3 * 10 / 3600 = 0.0175$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 35.5 * 10 / 10^3 = 0.355$

Примесь: 0337 Углерод оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 6.3 * 25 / 3600 = 0.0437$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 35.5 * 25 / 10^3 = 0.8875$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 6.3 * 12 / 3600 = 0.021$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 35.5 * 12 / 10^3 = 0.426$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 6.3 * 1.2 / 3600 = 0.0021$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 35.5 * 1.2 / 10^3 = 0.0426$

Примесь: 0328 Углерод

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 6.3 * 5 / 3600 = 0.00875$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 35.5 * 5 / 10^3 = 0.1775$

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0525	1.065
0304	Азот (II) оксид(6)	0.0682	1.3845
0328	Углерод (593)	0.00875	0.1775
0330	Сера диоксид (526)	0.0175	0.355
0337	Углерод оксид (594)	0.0437	0.8875
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.0021	0.0426
1325	Формальдегид (619)	0.0021	0.0426
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.021	0.426

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0007, Резервуар для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчеты по п. 6-8

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, $BOZ = 8.32$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YU = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 27.18$

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, $VI = 30$

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 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 нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} * KNP * NR = 0 + 0.27 * 0.0029 * 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 30$

Сумма $G_{hri} * K_{np} * N_r$, $G_{HR} = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C * KPMAX * VC / 3600 = 3.92 * 0.1 * 12 / 3600 = 0.001307$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YU * BOZ + YU * BVL) * KPMAX * 10^{(-6)} + G_{HR} = (2.36 * 8.32 + 3.15 * 27.18) * 0.1 * 10^{(-6)} + 0.000783 = 0.000794$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI * M / 100 = 99.72 * 0.000794 / 100 = 0.000792$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI * G / 100 = 99.72 * 0.001307 / 100 = 0.001303$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 0.28 * 0.000794 / 100 = 0.000002223$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 0.28 * 0.001307 / 100 = 0.00000366$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.00000366	0.000002223
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчетена C/ (592)	0.001303	0.000792

Буровая площадка (буровая установка ZJ-30)

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0008, Дизельгенератор CAT C15 (2 комплекта)

Список литературы: Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу МООС РК от 18.04.2008 №100-п

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 445.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 320.76$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 445.5 * 30 / 3600 = 3.7125$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 320.76 * 30 / 10^3 = 9.6228$

Примесь: 1325 Формальдегид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 445.5 * 1.2 / 3600 = 0.1485$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 320.76 * 1.2 / 10^3 = 0.3849$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 445.5 * 39 / 3600 = 4.8262$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 320.76 * 39 / 10^3 = 12.5096$

Примесь: 0330 Сера диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 445.5 * 10 / 3600 = 1.2375$

Примесь: 0337 Углерод оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 445.5 * 25 / 3600 = 3.0938$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 320.76 * 25 / 10^3 = 8.019$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 445.5 * 12 / 3600 = 1.485$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 320.76 * 12 / 10^3 = 3.849$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 445.5 * 1.2 / 3600 = 0.1485$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 320.76 * 1.2 / 10^3 = 0.3849$

Примесь: 0328 Углерод

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 445.5 * 5 / 3600 = 0.6188$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 320.76 * 5 / 10^3 = 1.6038$ Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	3.7125000	9.6228000
0304	Азот (II) оксид(6)	4.8262000	12.5096000
0328	Углерод (593)	0.6188000	1.6038000
0330	Сера диоксид (526)	1.2375000	3.2076000
0337	Углерод оксид (594)	3.0938000	8.0190000
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.1485000	0.3849000
1325	Формальдегид (619)	0.1485000	0.3849000

2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	1.4850000	3.8490000
------	---	-----------	-----------

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0009, Дизельный двигатель 1000 HP (2 комплекта)

Список литературы: Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу МООС РК от 18.04.2008 №100-п

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 770$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 554.4$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 770 * 30 / 3600 = 6.4167$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 554.4 * 30 / 10^3 = 16.632$

Примесь: 1325 Формальдегид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 770 * 1.2 / 3600 = 0.2567$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 554.4 * 1.2 / 10^3 = 0.6653$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 770 * 39 / 3600 = 8.3417$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 554.4 * 39 / 10^3 = 21.6216$

Примесь: 0330 Сера диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 770 * 10 / 3600 = 2.1389$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 554.4 * 10 / 10^3 = 5.544$

Примесь: 0337 Углерод оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 770 * 25 / 3600 = 5.3473$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 554.4 * 25 / 10^3 = 13.86$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 770 * 12 / 3600 = 2.567$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 770 * 1.2 / 3600 = 0.2567$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 554.4 * 1.2 / 10^3 = 0.6653$

Примесь: 0328 Углерод

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 770 * 5 / 3600 = 1.0695$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 554.4 * 5 / 10^3 = 2.772$

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	6.4167	16.632
0304	Азот (II) оксид(6)	8.3417	21.6216
0328	Углерод (593)	1.0695	2.772
0330	Сера диоксид (526)	2.1389	5.544
0337	Углерод оксид (594)	5.3473	13.86
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.2567	0.6653
1325	Формальдегид (619)	0.2567	0.6653
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	2.567	6.653

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0010, Дизельный двигатель 650HP

Список литературы: Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу МООС РК от 18.04.2008 №100-п

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 178.75$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 128.7$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 178.75 * 30 / 3600 = 1.4896$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 128.7 * 30 / 10^3 = 3.861$

Примесь: 1325 Формальдегид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 178.75 * 1.2 / 3600 = 0.05958$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 128.7 * 1.2 / 10^3 = 0.1544$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 178.75 * 39 / 3600 = 1.9364$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 128.7 * 39 / 10^3 = 5.0193$

Примесь: 0330 Сера диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 178.75 * 10 / 3600 = 0.4965$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 128.7 * 10 / 10^3 = 1.287$

Примесь: 0337 Углерод оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 178.75 * 25 / 3600 = 1.2413$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 128.7 * 25 / 10^3 = 3.2175$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 178.75 * 12 / 3600 = 0.5958$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 128.7 * 12 / 10^3 = 1.544$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 178.75 * 1.2 / 3600 = 0.05958$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 128.7 * 1.2 / 10^3 = 0.1544$

Примесь: 0328 Углерод

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 178.75 * 5 / 3600 = 0.2483$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 128.7 * 5 / 10^3 = 0.6435$

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.1489	3.861
0304	Азот (II) оксид(6)	1.9364	5.0193
0328	Углерод (593)	0.2483	0.6435
0330	Сера диоксид (526)	0.4965	1.287
0337	Углерод оксид (594)	1.2413	3.2175
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.05958	0.1544
1325	Формальдегид (619)	0.05958	0.1544
2754	Углеводороды предельные C12- 19 /в пересчете на C/ (592)	0.5958	1.544

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0011, Дизельгенератор N-120 кВт

Список литературы: Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу МООС РК от 18.04.2008 №100-п

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 63.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 45.7$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 63.5 * 30 / 3600 = 0.5292$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 45.7 * 30 / 10^3 = 1.371$

Примесь: 1325 Формальдегид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 63.5 * 1.2 / 3600 = 0.02117$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 45.7 * 1.2 / 10^3 = 0.05484$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 63.5 * 39 / 3600 = 0.6879$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 45.7 * 39 / 10^3 = 1.7823$

Примесь: 0330 Сера диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 63.5 * 10 / 3600 = 0.1764$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 45.7 * 10 / 10^3 = 0.457$

Примесь: 0337 Углерод оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 63.5 * 25 / 3600 = 0.4409$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 45.7 * 25 / 10^3 = 1.1425$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 63.5 * 12 / 3600 = 0.2117$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 45.7 * 12 / 10^3 = 0.5484$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 63.5 * 1.2 / 3600 = 0.02117$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 45.7 * 1.2 / 10^3 = 0.05484$

Примесь: 0328 Углерод

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 63.5 * 5 / 3600 = 0.0882$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 45.7 * 5 / 10^3 = 0.2285$

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.5292	1.371
0304	Азот (II) оксид(6)	0.6879	1.7823
0328	Углерод (593)	0.0882	0.2285
0330	Сера диоксид (526)	0.1764	0.457
0337	Углерод оксид (594)	0.4409	1.1425
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.02117	0.05484
1325	Формальдегид (619)	0.02117	0.05484
2754	Углеводороды предельные C12- 19 /в пересчете на C/ (592)	0.2117	0.5484

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0012, Дизельный двигатель Д114

Список литературы: Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу МОС РК от 18.04.2008 №100-п

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 0.3$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 0.365$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 0.3 * 30 / 3600 = 0.0025$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.365 * 30 / 10^3 = 0.01095$

Примесь: 1325 Формальдегид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 0.3 * 1.2 / 3600 = 0.0001$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.365 * 1.2 / 10^3 = 0.0004$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 0.3 * 39 / 3600 = 0.00325$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.365 * 39 / 10^3 = 0.0142$

Примесь: 0330 Сера диоксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 0.3 * 10 / 3600 = 0.0008$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.365 * 10 / 10^3 = 0.00365$

Примесь: 0337 Углерод оксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 0.3 * 25 / 3600 = 0.0021$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.365 * 25 / 10^3 = 0.0091$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 0.3 * 12 / 3600 = 0.001$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.365 * 12 / 10^3 = 0.004$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 0.3 * 1.2 / 3600 = 0.0001$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.365 * 1.2 / 10^3 = 0.0004$

Примесь: 0328 Углерод

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 0.3 * 5 / 3600 = 0.0004$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 0.365 * 5 / 10^3 = 0.0018$ Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0025000	0.0109500
0304	Азот (II) оксид(6)	0.0032500	0.0142000
0328	Углерод (593)	0.0004000	0.0018000
0330	Сера диоксид (526)	0.0008000	0.0036500
0337	Углерод оксид (594)	0.0021000	0.0091000
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.0001000	0.0004000
1325	Формальдегид (619)	0.0001000	0.0004000
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.0010000	0.0040000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0013, Паровой котел Бойлер 80НР

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 паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, $K3 =$ Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)

Расход топлива, т/год, $BT = 60$

Расход топлива, г/с, $BG = 3.8$

Марка топлива, $M =$ Дизельное топливо

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), $QR = 10210$

Пересчет в МДж, $QR = QR * 0.004187 = 10210 * 0.004187 = 42.75$

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 (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), $KNO = KNO * (QF / QN) ^ 0.25 = 0.011 * (1 / 1) ^ 0.25 = 0.011$

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 * BT * QR * KNO * (1-B) = 0.001 * 60 * 42.75 * 0.011 * (1-0) = 0.0282$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 * BG * QR * KNO * (1-B) = 0.001 * 3.8 * 42.75 * 0.011 * (1-0) = 0.001787$

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $M_ = 0.8 * MNOT = 0.8 * 0.0282 = 0.02256$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $G_ = 0.8 * MNOG = 0.8 * 0.001787 = 0.00143$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, $M_ = 0.13 * MNOT = 0.13 * 0.0282 = 0.003666$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $G_ = 0.13 * MNOG = 0.13 * 0.001787 = 0.0002323$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (526)

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), $M_ = 0.02 * BT * SR * (1-NSO2) + 0.0188 * H2S * BT = 0.02 * 60 * 0.3 * (1-0.02) + 0.0188 * 0 * 60 = 0.353$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G_ = 0.02 * BG * SIR * (1-NSO2) + 0.0188 * H2S * BG = 0.02 * 3.8 * 0.3 * (1-0.02) + 0.0188 * 0 * 3.8 = 0.02234$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (594)

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), $CCO = Q3 * R * QR = 0.5 * 0.65 * 42.75 = 13.9$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M_ = 0.001 * BT * CCO * (1-Q4 / 100) = 0.001 * 60 * 13.9 * (1-0 / 100) = 0.834$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G_ = 0.001 * BG * CCO * (1-Q4 / 100) = 0.001 * 3.8 * 13.9 * (1-0 / 100) = 0.0528$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (593)

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M_ = BT * AR * F = 60 * 0.025 * 0.01 = 0.015$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G_ = BG * AIR * F = 3.8 * 0.025 * 0.01 = 0.00095$

Итого:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.00143	0.02256
0304	Азот (II) оксид (6)	0.0002323	0.003666
0328	Углерод (593)	0.00095	0.015
0330	Сера диоксид (526)	0.02234	0.353
0337	Углерод оксид (594)	0.0528	0.834

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0014, ЦА-320 (ЯМЗ-236)

Список литературы: Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу МООС РК от 18.04.2008 №100-п

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 24.9$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 5.37$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 30 / 3600 = 0.2075$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 30 / 10^3 = 0.1611$

Примесь: 1325 Формальдегид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 1.2 / 3600 = 0.0083$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 1.2 / 10^3 = 0.0064$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 39 / 3600 = 0.2697$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 39 / 10^3 = 0.2094$

Примесь: 0330 Сера диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 10 / 3600 = 0.0692$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 10 / 10^3 = 0.0537$

Примесь: 0337 Углерод оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 25 / 3600 = 0.1729$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 25 / 10^3 = 0.1342$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 12 / 3600 = 0.083$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 12 / 10^3 = 0.064$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 1.2 / 3600 = 0.0083$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 1.2 / 10^3 = 0.0064$

Примесь: 0328 Углерод

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 5 / 3600 = 0.0346$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 5 / 10^3 = 0.0268$

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.2075	0.1611000
0304	Азот (II) оксид(6)	0.2697	0.2094000
0328	Углерод (593)	0.0346	0.0268000
0330	Сера диоксид (526)	0.0692	0.0537000
0337	Углерод оксид (594)	0.1729	0.1342000
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.0083	0.0064000
1325	Формальдегид (619)	0.0083	0.0064000
2754	Углеводороды предельные C12- 19 /в пересчете на C/ (592)	0.083	0.0640000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0015, СМН-20(ЯМЗ-236)

Список литературы: Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу МООС РК от 18.04.2008 №100-п

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 24.9$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 5.37$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 30 / 3600 = 0.2075$

Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 30 / 10^3 = 0.1611$

Примесь: 1325 Формальдегид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 1.2 / 3600 = 0.0083$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 1.2 / 10^3 = 0.0064$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 39 / 3600 = 0.2697$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 39 / 10^3 = 0.2094$

Примесь: 0330 Сера диоксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 10 / 3600 = 0.0692$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 10 / 10^3 = 0.0537$

Примесь: 0337 Углерод оксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 25 / 3600 = 0.1729$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 25 / 10^3 = 0.1342$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 12 / 3600 = 0.083$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 12 / 10^3 = 0.064$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 1.2 / 3600 = 0.0083$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 1.2 / 10^3 = 0.0064$

Примесь: 0328 Углерод

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 5 / 3600 = 0.0346$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 5.37 * 5 / 10^3 = 0.0268$

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.2075	0.1611000
0304	Азот (II) оксид(6)	0.2697	0.2094000
0328	Углерод (593)	0.0346	0.0268000
0330	Сера диоксид (526)	0.0692	0.0537000
0337	Углерод оксид (594)	0.1729	0.1342000
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.0083	0.0064000
1325	Формальдегид (619)	0.0083	0.0064000
2754	Углеводороды предельные C12- 19 /в пересчете на C/ (592)	0.083	0.0640000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0016, Резервуар для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

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), $YU = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 560.3325$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YU = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 560.3325$

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, $VI = 30$

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 вертикальный

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

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров(Прил. 8) , $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

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 , $V = 30$

Сумма $Ghr_i \cdot K_{np} \cdot Nr$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1) , $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 12 / 3600 = 0.001307$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2) , $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{(-6)} + GHR = (2.36 \cdot 560.3325 + 3.15 \cdot 560.3325) \cdot 0.1 \cdot 10^{(-6)} + 0.000783 = 0.001092$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001092 / 100 = 0.00109$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001307 / 100 = 0.001303$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001092 / 100 = 0.00000306$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001307 / 100 = 0.00000366$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.00000366	0.00000306
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.001303	0.00109

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0017, Резервуар для тех.масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчеты по п. 6-8

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 , $BOZ = 0.2725$

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

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т , $BVL = 0.2725$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч , $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12) , $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров) Объем одного резервуара данного типа, м³ , $VI = 8$

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_{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 нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13) , $G_{HRI} = 0.27$

$$GHR = G_{HRI} + G_{HRI} * K_{NP} * NR = 0 + 0.27 * 0.00027 * 1 = 0.0000729$$

Коэффициент , $KPSR = 0.1$

Коэффициент , $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3 , $V = 8$

Сумма $G_{HRI} * K_{NP} * NR$, $GHR = 0.0000729$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1) , } G = C * KPMAX * VC / 3600 = 0.39 * 0.1 * 10 / 3600 = 0.0001083$$

$$\text{Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2) , } M = (YU * BOZ + YUY * BVL) * KPMAX * 10^{(-6)} + GHR = (0.25 * 0.2725 + 0.25 * 0.2725) * 0.1 * 10^{(-6)} + 0.0000729 = 0.0000729$$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (723*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 100$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.2.5) , } M = CI * M / 100 = 100 * 0.0000729 / 100 = 0.0000729$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , } G = CI * G / 100 = 100 * 0.0001083 / 100 = 0.0001083$$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (723*)	0.0001083	0.0000729

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6018, Узел приготовления цементного раствора

Тип источника выделения: Склады, хвостохранилища, узлы пересыпки пылящих материалов

Материал: Цемент

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния

Влажность материала, % , $VL = 1$

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.4) , $K5 = 0.8$

Операция: Хранение

Скорость ветра (среднегодовая), м/с , $G3SR = 0$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.2) , $K3SR = 1$

Скорость ветра (максимальная), м/с , $G3 = 2$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра(табл.2) , $K3 = 1.2$

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла(табл.3) , $K4 = 0.01$

Размер куска материала, мм , $G7 = 1$

Коэффициент, учитывающий крупность материала(табл.5) , $K7 = 1$

Поверхность пыления в плане, м2 , $F = 0.1$

Коэфф., учитывающий профиль поверхности складываемого материала , $K6 = 1.45$

Унос пыли с 1 м2 фактической поверхности материала, г/м2*сек , $Q = 0.003$

$$\text{Максимальный разовый выброс пыли при хранении, г/с (1) , } GC = K3 * K4 * K5 * K6 * K7 * Q * F = 1.2 * 0.01 * 0.8 * 1.45 * 1 * 0.003 * 0.1 = 0.00000418$$

Время работы склада в году, часов , $RT = 60$

$$\text{Валовый выброс пыли при хранении, т/год (1) , } MC = K3SR * K4 * K5 * K6 * K7 * Q * F * RT * 0.0036 = 1 * 0.01 * 0.8 * 1.45 * 1 * 0.003 * 0.1 * 60 * 0.0036 = 0.000001$$

Максимальный разовый выброс , г/сек , $G = 0.00000418$

Валовый выброс , т/год , $M = 0.000001$

Итого выбросы от источника выделения: 001 узел приготовления цемент.р-ра

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния(503)	0.00000418	0.000001

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6019, Емкость бурового раствора

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во
Исходные данные:			
Объем бурового раствора	V _{бр}	м ³	765,27
Объем емкости	V	м ³	50
Количество емкостей	N	шт	1
Удельный выброс загряз. в-ва табл.5.9	g	кг/ч*м ²	0,02
Общая площадь емкости	F _{общ}	м ²	32,5
Общая площадь испорения	F _{ом}	м ²	8,1
Коэф.зависящий от укрытия емкости	K ₁₁		0,5
Время работы	T	час	600
Расчеты:			
Кол-во выбросов произ.по формуле	Пр	кг/час	0,081
$Pr = F_{ом} * g * K_{11}$	Пр	г/с	0,02250
	Пр	т/скв/год	0,0486

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0225000	0.0486000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6020, Шламосборник

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.

Расчет выбросов углеводородов из шламовой емкости производится по формуле:

$$M_{вал.} = F * g * K_{11}, \text{ кг/ч,}$$

где:

F – площадь емкости, 9,17 м²;

g – удельный выброс загрязняющих веществ (кг/ч*м²), g = 0,02 кг/ч*м²;

K₁₁ – коэффициент, зависящий от степени укрытия поверхности емкостей, равный 0,5;

Исходные данные:

Объем шламовой емкости – 55 м³; Количество

– 1 шт.; количество скважин – 1;

Выбросы углеводородов из емкости для бурового шлама:

$$M_{вал.} = 9,17 * 0,02 * 0,5 = 0,0917 \text{ кг/ч} = 0,05502 \text{ т/год или } 0,00255 \text{ г/с}$$

Итого выбросы:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.00255	0.05502

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6021, Дегазатор

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во
1	Исходные данные:			
1.1.	Объем аппарата	V	м ³	19
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	1520
1.3.	Средняя молярная масса паров р/пр.	Mп	г/моль	81
1.4.	Время работы	T	час	285
1.5.	Средняя темп.в аппарате 0С	t	К	298
2	Расчет:			

	Количество выбросов произ.по формуле	Пр	кг/час	0,2403
	(5.29 методики)	Пр	г/с	0,06675
	$Pr=0,037*(PV/1011)0,8 *Mn/T$	Пр	т/скв/год	0,0685

Итого выбросы:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.06675	0.0685

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6022, Газосварка (Мастерская)

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005 РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Газовая сварка стали ацетилен-кислородным пламенем Расход сварочных материалов, кг/год , **$V = 50$**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час , **$V_{MAX} = 0.5$**

Газы:

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3) , **$GIS = 22$**

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (4)

Валовый выброс, т/год (5.1) , **$M = KNO2 * GIS * V / 10^6 = 0.8 * 22 * 50 / 10^6 = 0.00088$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2) , **$G = KNO2 * GIS * V_{MAX} / 3600 = 0.8 * 22 * 0.5 / 3600 = 0.002444$**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (6)

Валовый выброс, т/год (5.1) , **$M = KNO * GIS * V / 10^6 = 0.13 * 22 * 50 / 10^6 = 0.000143$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2) , **$G = KNO * GIS * V_{MAX} / 3600 = 0.13 * 22 * 0.5 / 3600 = 0.000397$**

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.002444	0.00088
0304	Азот (II) оксид (6)	0.000397	0.000143

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6023, Электросварка (мастерская)

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005 РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами
Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год , **$V = 65$**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час , **$V_{MAX} = 0.3$**

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3) , **$GIS = 16.31$**

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/ (277)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3) , **$GIS = 10.69$**

Валовый выброс, т/год (5.1) , $M = GIS * B / 10^6 = 10.69 * 65 / 10^6 = 0.000695$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2) , $G = GIS * BMAX / 3600 = 10.69 * 0.3 / 3600 = 0.00089$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(332)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
 г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3) , $GIS = 0.92$

Валовый выброс, т/год (5.1) , $M = GIS * B / 10^6 = 0.92 * 65 / 10^6 = 0.0000598$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2) , $G = GIS * BMAX / 3600 = 0.92 * 0.3 / 3600 = 0.0000767$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
 г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3) , $GIS = 1.4$

Валовый выброс, т/год (5.1) , $M = GIS * B / 10^6 = 1.4 * 65 / 10^6 = 0.000091$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2) , $G = GIS * BMAX / 3600 = 1.4 * 0.3 / 3600 = 0.0001167$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (625)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
 г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3) , $GIS = 3.3$

Валовый выброс, т/год (5.1) , $M = GIS * B / 10^6 = 3.3 * 65 / 10^6 = 0.0002145$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2) , $G = GIS * BMAX / 3600 = 3.3 * 0.3 / 3600 = 0.000275$

 Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/(627)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
 г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3) , $GIS = 0.75$

Валовый выброс, т/год (5.1) , $M = GIS * B / 10^6 = 0.75 * 65 / 10^6 = 0.00004875$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2) , $G = GIS * BMAX / 3600 = 0.75 * 0.3 / 3600 = 0.0000625$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
 г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3) , $GIS = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (4)

Валовый выброс, т/год (5.1) , $M = KNO2 * GIS * B / 10^6 = 0.8 * 1.5 * 65 / 10^6 = 0.000078$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2) , $G = KNO2 * GIS * BMAX / 3600 = 0.8 * 1.5 * 0.3 / 3600 = 0.0001$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (6)

Валовый выброс, т/год (5.1) , $M = KNO * GIS * B / 10^6 = 0.13 * 1.5 * 65 / 10^6 = 0.00001268$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2) , $G = KNO * GIS * BMAX / 3600 = 0.13 * 1.5 * 0.3 / 3600 = 0.00001625$

Примесь: 0337 Углерод оксид (594)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
 г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3) , $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1) , $M = GIS * B / 10^6 = 13.3 * 65 / 10^6 = 0.000865$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2) , $G = GIS * BMAX / 3600 = 13.3 * 0.3 / 3600 = 0.001108$

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/(277)	0.00089	0.000695

0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (332)	0.0000767	0.0000598
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0001	0.000078
0304	Азот (II) оксид (6)	0.00001625	0.00001268
0337	Углерод оксид (594)	0.001108	0.000865
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (627)	0.0000625	0.00004875
0344	Фториды неорганические плохо растворимые (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (625)	0.000275	0.0002145
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.0001167	0.000091

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6024, Ремонтно-механическая мастерская

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов).

РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Заточные станки, с диаметром шлифовального круга - 250 мм

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 50$

Число станков данного типа, шт. , $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт. , $NSI = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (1046*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1) , $GV = 0.011$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2) , $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1) , $M = 3600 * KN * GV * T * KOLIV / 10^6 = 3600 * 0.2 * 0.011 * 50 * 1 / 10^6 = 0.000396$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2) , $G = KN * GV * NSI = 0.2 * 0.011 * 1 = 0.0022$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1) , $GV = 0.016$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2) , $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1) , $M = 3600 * KN * GV * T * KOLIV / 10^6 = 3600 * 0.2 * 0.016 * 50 * 1 / 10^6 = 0.000576$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2) , $G = KN * GV * NSI = 0.2 * 0.016 * 1 = 0.0032$

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2902	Взвешенные частицы (116)	0.0032	0.000576
2930	Пыль абразивная (1046*)	0.0022	0.000396

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6025, Ремонтно-механическая мастерская

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов).

РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005

Технология обработки: Механическая обработка чугуна

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Технологическая операция: Обработка резанием чугунных деталей Вид станков: Сверлильные станки

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 50$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NSI = 1$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 4), $GV = 0.0011$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 * KN * GV * T * KOLIV / 10^6 = 3600 * 0.2 * 0.0011 * 50 * 1 / 10^6 = 0.0000396$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN * GV * NSI = 0.2 * 0.0011 * 1 = 0.00022$

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2902	Взвешенные частицы (116)	0.00022	0.0000396

Испытательная площадка

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

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

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: оценочной скв 1ед.

Цех: испытание скважины

Источник: 0026

Наименование: 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)	82.63	63.9016386	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	6.2	8.98698001	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	4.57	9.7143535	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	3.5	9.80645855	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	1.6	5.56481839	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.5	2.02575092	28.016	1.2507

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **20.7448998**

Плотность сжигаемой смеси R , кг/м³: **0.84**

Показатель адиабаты K (23): 0

$K = \frac{N}{i=1} ; ; \text{Ошибка! Закладка не определена.} (K * [i]) = 1.264894$

где (K) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

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

Скорость распространения звука в смеси W , м/с (прил.6):

$W = 91.5 * (K * (T + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.264894 * (1668 + 273) / 20.7448998)^{0.5} = 995.4174671$

где T - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: **0.014873**

Скорость истечения смеси W , м/с (3):

$$W = 4 * V / (\rho * d^2) = 4 * 0.014873 / (3.141592654 * 16^2) = 0.000073972$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R = 1000 * 0.014873 * 0.84 = 12.49332$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W / W_{кр} = 0.000000074 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

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

$$[C] = 100 * \sum_{i=1}^N \frac{x_i * [i]}{(100 - [нег]) * M} = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N \frac{x_i * [i]}{(100 - [нег]) * M} = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N \frac{x_i * [i]}{(100 - 0) * 20.7448998} = 75.62726333$$

где x - число атомов углерода;

$[нег]$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

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

$$M = V * G$$

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

0.8, 0.15 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	M з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.2498664
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0299840
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0048724
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00624666
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.02498664

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C] + [CO2]) - M_{CH4} - M_{C} - M_{сажа} = 0.01 * 12.4933200 * (3.67 * 0.9984000 * 75.6272633 + 0.0000000) - 0.2498664 - 0.0062467 - 0.0249866 = 34.33888613$$

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

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

M_{CH4} - мощность выброса метана, г/с;

$M_{сажа}$ - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q = 85.5 * [CH4] + 152 * [C2H6] + 218 * [C3H8] + 283 * [C4H10] + 349 * [C5H12] + 56 * [H2S] = 85.5 * 82.63 + 152 * 6.2 + 218 * 4.57 + 283 * 3.9 + 349 * 1.6 + 56 * 0 = 10552.425$$

где $[CH4]$ - содержание метана, %;

$[C2H6]$ - содержание этана, %;

$[C3H8]$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.7448998)^{0.5} = 0.219$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]$, %:

$$[O_2] = \frac{N}{o} \sum_{i=1}^N \left(\frac{A_i * x_i}{M} \right) - \frac{N}{o} \sum_{i=1}^N \left(\frac{16 * x_i}{M} \right) = 0$$

где A - атомная масса кислорода; o

x - количество атомов кислорода;

M - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

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

$$V = 0.0476 * (1.5 * [H_2S] + \sum_{i=1}^N ((x_i + y_i / 4) * [C_xH_y] - [O_2])) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x_i + y_i / 4) * [C_xH_y] - 0)) = 11.679136$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V , м³/м³ (12):

$$V^{nc} = 1 + V = 1 + 11.679136 = 12.679136$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C , ккал/(м³*град.С): 0.4

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

$$T = T_0 + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V * C) = 1668^2 + (10552.425 * (1-0.219) * 0.9984) / (12.679136 * 0.4) = 3290.401088^2$$

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

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C , ккал/(м³*град.С): 0.4

Температура горения T , град.С (10):

$$T = T_0 + (Q_{nc} * (1-E)^2 * n) / (V * C) = 1668 + (10552.425 * (1-0.219) * 0.9984) / (12.679136 * 0.4) = 3290.401088^2$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

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

$$V = B * V_0 * (273 + T) / 273 = 0.014873 * 12.679136 * (273 + 3290.401088) / 273 = 2.461445925$$

Длина факела L , м: ²

$$L = 15 * d = 15 * 16 = 240$$

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

$$H = L + h = 240 + 0.3 = 240.3$$

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

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W)

Диаметр факела D , м (29): ⁰

$$D = 0.14 * L^{0.49} * d = 0.14 * 240 + 0.49 * 16 = 41.44$$

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

$$W = 1.27 * V / D^2 = 1.27 * 2.461445925 / 41.44^2 = 0.001820348$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Продолжительность работы факельной установки **Ошибка! Залкадка не определена.**, ч/год: 360

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

Валовый выброс ЗВ P_i , т/год:

$$P_i = 0.0036 * \text{Ошибка! Залкадка не определена.} * M = 0.0036 * 360 * 0.2498664 = 0.323826854$$

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

Валовый выброс ЗВ P_i , т/год:

$$P_i = 0.0036 * \text{Ошибка! Залкадка не определена.} * M = 0.0036 * 360 * 0.029983968 = 0.038859223$$

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

Валовый выброс ЗВ P_i , т/год:

$$P_i = 0.0036 * \text{Ошибка! Залкадка не определена.} * M = 0.0036 * 360 * 0.004872395 = 0.006314624$$

Примесь : 0410 Метан (727*)

Валовый выброс ЗВ P_i , т/год:

$$P_i = 0.0036 * \text{Ошибка! Залкадка не определена.} * M = 0.0036 * 360 * 0.00624666 = 0.008095671$$

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

Валовый выброс ЗВ P_i , т/год:

$$P_i = 0.0036 * \text{Ошибка! Залкадка не определена.} * M = 0.0036 * 360 * 0.02498664 = 0.032382685$$

Примесь : 0380 Диоксид углерода

Валовый выброс ЗВ P_i , т/год:

$$P_i = 0.0036 * \text{Ошибка! Залкадка не определена.} * M = 0.0036 * 360 * 34.33888613 = 44.50319642$$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.2498664	0.323826854
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.029983968	0.038859223
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.004872395	0.006314624
0410	Метан (727*)	0.00624666	0.008095671
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02498664	0.032382685

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

- "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
- Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: оценочных скв 1 ед.

Цех: испытание скважины

Источник: 0026

Наименование: 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)	82.63	63.9016386	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	6.2	8.98698001	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	4.57	9.7143535	44.097	1.9686

Бутан(C4H10)	3.5	9.80645855	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	1.6	5.56481839	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.5	2.02575092	28.016	1.2507

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **20.7448998**

Плотность сжигаемой смеси R , кг/м³: **0.84**

Показатель адиабаты K (23): 0

$$K = \prod_{i=1}^N ; ; \text{Ошибка! Закладка не определена.} (K * [i]) = 1.264894$$

где (K) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]$ ^{i} - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W , м/с (прил.6):

$$W = 91.5 * (K * (T + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.264894 * (1668 + 273) / 20.7448998)^{0.5} = 995.4174671$$

где T - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.02182**

Скорость истечения смеси W , м/с (3):

$$W = 4 * B / (\rho * d^2) = 4 * 0.021820 / (3.141592654 * 16^2) = 0.000108524$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R = 1000 * 0.02182 * 0.84 = 18.3288$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W / W = 0.000000109 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

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

$$[C] = 100 * \sum_{i=1}^N 12 * (x * [i]) / ((100 - [нег]) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x * [i]) / ((100 - [нег]) * M)$$

$$; ; \text{Ошибка! Закладка не определена.} (x * [i]) / ((100 - 0) * 20.7448998) = 75.62726333$$

где x - число атомов углерода;

$[нег]$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

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

$$M = \sum_{i=1}^N UB * G$$

где UB ^{i} - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.1³ - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	UB г/г	M г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	0.3665760
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0439891
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0071482
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0091644
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0366576

Мощность выброса диоксида углерода M , г/с (6):

$$M = 0.01 * G * (3.67 * n * [C] + [CO2]) - M - M - M = 0.01 * 18.3288000 * (3.67 * 0.9984000 * 75.6272633 + 0.0000000) - 0.3665760 - 0.0091644 - 0.0366576 = 50.37816818$$

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

M - мощность выброса оксида углерода, г/с;

co

M - мощность выброса метана, г/с;

M^{ch4} - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q = 85.5 * [CH_4] + 152 * [C_2H_6] + 218 * [C_3H_8] + 283 * [C_4H_{10}] + 349 * [C_5H_{12}] + 56 * [H_2S] = 85.5 * 82.63 + 152 * 6.2 + 218 * 4.57 + 283 * 3.9 + 349 * 1.6 + 56 * 0 = 10552.425$$

где $[CH_4]$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.7448998)^{0.5} = 0.219$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]$, %:

$$[O_2] = \sum_{i=1}^N \frac{N_i * A_i * x_i / M}{\sum_{i=1}^N \frac{N_i * A_i * x_i / M} + \sum_{i=1}^N \frac{N_i * 16 * x_i / M}}{100} = 0$$

не определена.([i] * 16 * x / M) = 0

где A - атомная масса кислорода; 0

x - количество атомов кислорода;

M - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

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

$$V = 0.0476 * (1.5 * [H_2S] + \sum_{i=1}^N \frac{N_i * (x_i + y_i / 4) * [C_x H_y]}{100}) - [O_2] = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N \frac{N_i * (x_i + y_i / 4) * [C_x H_y]}{100}) - 0 = 11.679136$$

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):

$$V^{nc} = 1 + V = 1 + 11.679136 = 12.679136$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C , ккал/(м³*град.С): 0.4

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

$$T = T_0 + (Q * (1-E) * n) / (V^{nc} * C) = 1668 + (10552.425 * (1-0.219) * 0.9984) / (12.679136 * 0.4) = 3290.401088$$

где T_0 - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C , ккал/(м³*град.С): 0.4

Температура горения T , град.С (10):

$$T = T_0 + (Q * (1-E)^2 * n) / (V^{nc} * C) = 1668 + (10552.425 * (1-0.219) * 0.9984) / (12.679136 * 0.4) = 3290.401088$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

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

1

$$V = B * V * (273 + T) / 273 = 0.02182 * 12.679136 * (273 + 3290.401088) / 273 = 3.611157809$$

Длина факела L , м:

$$L = 15 * d = 15 * 16 = 240$$

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

$$H = L + h = 240 + 0.3 = 240.3$$

где h – высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W)

Диаметр факела D , м (29):

$$D = 0.14 * L + 0.49 * d = 0.14 * 240 + 0.49 * 16 = 41.44$$

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

$$W = 1.27 * V / D^2 = 1.27 * 3.611157809 / 41.44^2 = 0.002670611$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Продолжительность работы факельной установки **Ошибка! Закладка не определена.**, ч/год: **360**

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

Валовый выброс ЗВ P , т/год:

$$P = 0.0036 * \text{Ошибка! Закладка не определена.} * M = 0.0036 * 360 * 0.366576 = 0.475082496$$

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

Валовый выброс ЗВ P , т/год:

$$P = 0.0036 * \text{Ошибка! Закладка не определена.} * M = 0.0036 * 360 * 0.04398912 = 0.0570099$$

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

Валовый выброс ЗВ P , т/год:

$$P = 0.0036 * \text{Ошибка! Закладка не определена.} * M = 0.0036 * 360 * 0.007148232 = 0.009264109$$

Примесь : 0410 Метан (727*)

Валовый выброс ЗВ P , т/год:

$$P = 0.0036 * \text{Ошибка! Закладка не определена.} * M = 0.0036 * 360 * 0.0091644 = 0.011877062$$

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

Валовый выброс ЗВ P , т/год:

$$P = 0.0036 * \text{Ошибка! Закладка не определена.} * M = 0.0036 * 360 * 0.0366576 = 0.04750825$$

Примесь : 0380 Диоксид углерода

Валовый выброс ЗВ P , т/год:

$$P = 0.0036 * \text{Ошибка! Закладка не определена.} * M = 0.0036 * 360 * 50.37816818 = 65.29010596$$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.366576	0.475082496
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.04398912	0.0570099
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.007148232	0.009264109
0410	Метан (727*)	0.0091644	0.011877062
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0366576	0.04750825

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0027 УПА 60/80 ЯМЗ-238

Список литературы: Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу МОС РК от 18.04.2008 №100-п

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 37.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 13.56$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 37.7 * 30 / 3600 = 0.3142$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 13.56 * 30 / 10^3 = 0.4068$

Примесь: 1325 Формальдегид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 37.7 * 1.2 / 3600 = 0.0126$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 13.56 * 1.2 / 10^3 = 0.0163$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 37.7 * 39 / 3600 = 0.4084$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 13.56 * 39 / 10^3 = 0.5288$

Примесь: 0330 Сера диоксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 37.7 * 10 / 3600 = 0.1047$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 13.56 * 10 / 10^3 = 0.1356$

Примесь: 0337 Углерод оксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 37.7 * 25 / 3600 = 0.2618$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 13.56 * 25 / 10^3 = 0.339$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 37.7 * 12 / 3600 = 0.126$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 13.56 * 12 / 10^3 = 0.163$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 37.7 * 1.2 / 3600 = 0.0126$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 13.56 * 1.2 / 10^3 = 0.0163$

Примесь: 0328 Углерод

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 37.7 * 5 / 3600 = 0.0524$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 13.56 * 5 / 10^3 = 0.0678$

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.3142000	0.4068000
0304	Азот (II) оксид(6)	0.4084000	0.5288000
0328	Углерод (593)	0.0524000	0.0678000
0330	Сера диоксид (526)	0.1047000	0.1356000
0337	Углерод оксид (594)	0.2618000	0.3390000
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	0.0126000	0.0163000
1325	Формальдегид (619)	0.0126000	0.0163000
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.1260000	0.1630000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0028, Дизельгенератор –освещение

Список литературы: Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу МООН РК от

18.04.2008 №100-п

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 32.8$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 142$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 32.8 * 30 / 3600 = 0.2733$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 142 * 30 / 10^3 = 4.26$

Примесь: 1325 Формальдегид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 32.8 * 1.2 / 3600 = 0.0109$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 142 * 1.2 / 10^3 = 0.1704$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 32.8 * 39 / 3600 = 0.3553$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 142 * 39 / 10^3 = 5.538$

Примесь: 0330 Сера диоксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 32.8 * 10 / 3600 = 0.0911$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 142 * 10 / 10^3 = 1.42$

Примесь: 0337 Углерод оксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 32.8 * 25 / 3600 = 0.2278$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 142 * 25 / 10^3 = 3.55$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 32.8 * 12 / 3600 = 0.109$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 142 * 12 / 10^3 = 1.704$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 32.8 * 1.2 / 3600 = 0.0109$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 142 * 1.2 / 10^3 = 0.1704$

Примесь: 0328 Углерод

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 32.8 * 5 / 3600 = 0.0455$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 142 * 5 / 10^3 = 0.71$

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.2733000	4.2600000
0304	Азот (II) оксид(6)	0.3553000	5.5380000
0328	Углерод (593)	0.0455000	0.7100000
0330	Сера диоксид (526)	0.0911000	1.4200000
0337	Углерод оксид (594)	0.2278000	3.5500000
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	0.0109000	0.1704000
1325	Формальдегид (619)	0.0109000	0.1704000
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.1090000	1.7040000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0029, ЦА-320 (ЯМЗ-236)

Список литературы: Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу МОС РК от 18.04.2008 №100-п

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 24.9$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 8.95$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 30 / 3600 = 0.2075$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 8.95 * 30 / 10^3 = 0.2685$

Примесь: 1325 Формальдегид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 1.2 / 3600 = 0.0083$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 8.95 * 1.2 / 10^3 = 0.01074$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 39 / 3600 = 0.2697$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 8.95 * 39 / 10^3 = 0.3491$

Примесь: 0330 Сера диоксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 10 / 3600 = 0.0692$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 8.95 * 10 / 10^3 = 0.0895$

Примесь: 0337 Углерод оксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 25 / 3600 = 0.1729$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 8.95 * 25 / 10^3 = 0.22375$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 12 / 3600 = 0.083$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 8.95 * 12 / 10^3 = 0.1074$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 1.2 / 3600 = 0.0083$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 8.95 * 1.2 / 10^3 = 0.01074$

Примесь: 0328 Углерод

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS * E / 3600 = 24.9 * 5 / 3600 = 0.0346$ Валовый выброс, т/год, $M = BG * E / 10^3 = 8.95 * 5 / 10^3 = 0.04475$

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.2075000	0.2685000
0304	Азот (II) оксид(6)	0.2697000	0.3491000
0328	Углерод (593)	0.0346000	0.0447500
0330	Сера диоксид (526)	0.0692000	0.0895000
0337	Углерод оксид (594)	0.1729000	0.2237500
1301	Проп-2-ен-1-аль (482)	0.0083000	0.0107400
1325	Формальдегид (619)	0.0083000	0.0107400
2754	Углеводороды предельные C12- 19 /в пересчете на C/ (592)	0.0830000	0.1074000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0030, ППУ

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 паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, $K3 = \text{Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)}$

Расход топлива, т/год, $BT = 17.5$

Расход топлива, г/с, $BG = 1.1$

Марка топлива, $M = \text{Дизельное топливо}$

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), $QR = 10210$

Пересчет в МДж, $QR = QR * 0.004187 = 10210 * 0.004187 = 42.75$

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 (4)

Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, $QN = 0.1$

Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, $QF = 0.1$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2) , $KNO = 0.03116$

Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений , $B = 0$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а) , $KNO = KNO * (QF / QN) ^ 0.25 = 0.03116 * (0.1 / 0.1) ^ 0.25 = 0.03116$

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7) , $MNOT = 0.001 * BT * QR * KNO * (1-B) = 0.001 * 17.5 * 42.75 * 0.03116 * (1-0) = 0.0233$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7) , $MNOG = 0.001 * BG * QR * KNO * (1-B) = 0.001 * 1.1 * 42.75 * 0.03116 * (1-0) = 0.001465$

Выброс азота диоксида (0301), т/год , $M_ = 0.8 * MNOT = 0.8 * 0.0233 = 0.01864$ Выброс азота диоксида (0301), г/с , $G_ = 0.8 * MNOG = 0.8 * 0.001465 = 0.001172$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год , $M_ = 0.13 * MNOT = 0.13 * 0.0233 = 0.00303$ Выброс азота оксида (0304), г/с , $G_ = 0.13 * MNOG = 0.13 * 0.001465 = 0.0001905$ РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (526)

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) , $M_ = 0.02 * BT * SR * (1-NSO2) + 0.0188 * H2S * BT = 0.02 * 17.5 * 0.3 * (1-0.02) + 0.0188 * 0 * 17.5 = 0.103$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2) , $G_ = 0.02 * BG * SIR * (1-NSO2) + 0.0188 * H2S * BG = 0.02 * 1.1 * 0.3 * (1-0.02) + 0.0188 * 0 * 1.1 = 0.00647$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (594)

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) , $CCO = Q3 * R * QR = 0.5 * 0.65 * 42.75 = 13.9$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4) , $M_ = 0.001 * BT * CCO * (1-Q4 / 100) = 0.001 * 17.5 * 13.9 * (1-0 / 100) = 0.2433$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4) , $G_ = 0.001 * BG * CCO * (1-Q4 / 100) = 0.001 * 1.1 * 13.9 * (1-0 / 100) = 0.0153$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (593)

Коэффициент(табл. 2.1) , $F = 0.01$ Тип

топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1) , $M_ = BT * AR * F = 17.5 * 0.025 * 0.01 = 0.004375$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1) , $G_ = BG * AIR * F = 1.1 * 0.025 * 0.01 = 0.000275$

Итого:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.001172	0.01864
0304	Азот (II) оксид (6)	0.0001905	0.00303
0328	Углерод (593)	0.000275	0.004375
0330	Сера диоксид (526)	0.00647	0.103
0337	Углерод оксид (594)	0.0153	0.2433

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0031, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005Расчеты по п. 6-8

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) , $YU = 2.36$ Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т , $BOZ = 91.005$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12) , $YU = 3.15$ Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т , $BVL = 91.005$

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 , $VI = 50$

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 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 нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13) , $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR * KNP * NR = 0 + 0.27 * 0.0029 * 1 = 0.000783$

Коэффициент , $KPSR = 0.1$

Коэффициент , $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3 , $V = 50$

Сумма $G_{hr} * K_{np} * N_r$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1) , $G = C * KPMAX * VC / 3600 = 3.92 * 0.1 * 12 / 3600 = 0.001307$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2) , $M = (YU * BOZ + YU * BVL) * KPMAX * 10^{(-6)}$

+ $GHR = (2.36 * 91.005 + 3.15 * 91.005) * 0.1 * 10^{(-6)} + 0.000783 = 0.000833$

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 99.72 * 0.000833 / 100 = 0.00083$ Максимальный

из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 99.72 * 0.001307 / 100 = 0.001303$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 0.28 * 0.000833 / 100 = 0.00002332$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 0.28 * 0.001307 / 100$

$= 0.0000366$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.0000366	0.00002332
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.001303	0.00083

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0032, Резервуар для тех.масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчеты по п. 6-8

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) , $YU = 0.25$ Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т , $BOZ = 0.25$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12) , $YU = 0.25$ Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т , $BVL = 0.25$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч , $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12) , $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров) Объем одного резервуара данного типа, м³ , $VI = 8$

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_{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 нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13) , $GHRI = 0.27$

$GHR = GHRI + GHRI * KNP * NR = 0 + 0.27 * 0.00027 * 1 = 0.0000729$

Коэффициент , $KPSR = 0.1$

Коэффициент , $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³ , $V = 8$

Сумма $G_{hri} * K_{np} * N_r$, $GHR = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1) , $G = C * KPMAX * VC / 3600 = 0.39 * 0.1 * 10 / 3600 = 0.0001083$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2) , $M = (YU * BOZ + YUY * BVL) * KPMAX * 10^{(-6)}$

+ $GHR = (0.25 * 0.25 + 0.25 * 0.25) * 0.1 * 10^{(-6)} + 0.0000729 = 0.0000729$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (723*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 100 * 0.0000729 / 100 = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 100 * 0.0001083 / 100 = 0.0001083$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (723*)	0.0001083	0.0000729

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0033, Резервуар для нефти, наливная эстакада

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005 Расчеты по п 5.

Вид выброса , $IV =$ Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт , $NPNAME =$ Сырая нефть Минимальная температура смеси, гр.С , $TMIN = 20$ Коэффициент K_t (Прил.7) ,

$KT = 0.57$

$KTMIN = 0.57$

Максимальная температура смеси, гр.С , $TMAX = 30$

Коэффициент K_t (Прил.7) , $KT = 0.74$

$KTMAX = 0.74$

Режим эксплуатации , $NAME_ =$ "мерник", ССВ - отсутствуют 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 - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Значение K_{psr} (Прил.8) , $KPSR = 0.7$ Значение

K_{pm} (Прил.8) , $KPM = 1$ Коэффициент ,

$KPSR = 0.7$

Производительность закачки, м3/час , $QZ = 20$

Производительность откачки, м3/час , $QOT = 20$ Коэффициент ,

$KPMAH = 1$

Общий объем резервуаров, м3 , $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год , $B = 6120$

Плотность смеси, т/м3 , $RO = 0.85$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8) , $NN = B / (RO * V) = 6120 / (0.85 * 50) = 144$

Коэффициент (Прил. 10) , $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час , $VCMAH = 20$ Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст. , $PL = 208$

Температура начала кипения смеси, гр.С , $TKIP = 60$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль , $MRS = 0.6 * TKIP + 45 = 0.6 * 60 + 45 = 81$

Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль , $MRL = 81$

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина) Давление паров

зимнего сорта, мм.рт.ст. , $PZ = 0$ Температура начала кипения

смеси, гр.С , $TKIP = 0$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль , $MRS = 0.6 * TKIP + 45 = 0.6 * 0 + 45 = 45$

Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль , $MRZ = 45$

Коэффициент , $KB = 1$

$M = (PL * KTMAX * KB * MRL) + (PZ * KTMIN * MRZ) = (208 * 0.74 * 1 * 81) + (0 * 0.57 * 45) = 12467.5$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.3) , $M = M * 0.294 * KPSR * KOB * B / (10 ^ 7 * RO) = 12467.5 * 0.294 * 0.7 * 1.35 * 6120 / (10 ^ 7 * 0.85) = 2.494$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.1) , $G = 0.163 * PL * MRL * KTMAX * KPMAH * KB * VCMAH / 10 ^ 4 = 0.163 * 208 * 81 * 0.74 * 1 * 1 * 20 / 10 ^ 4 = 4.064$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 72.46 * 2.494 / 100 = 1.807$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 72.46 * 4.064 / 100 = 2.945$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 26.8 * 2.494 / 100 = 0.668$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 26.8 * 4.064 / 100 = 1.09$

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 0.35 * 2.494 / 100 = 0.00873$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 0.35 * 4.064 / 100 = 0.01422$

Примесь: 0621 Метилбензол (353)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 0.22 * 2.494 / 100 = 0.00549$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 0.22 * 4.064 / 100 = 0.00894$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 0.11 * 2.494 / 100 = 0.002743$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 0.11 * 4.064 / 100 = 0.00447$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 0.06 * 2.494 / 100 = 0.001496$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 0.06 * 4.064 / 100 = 0.00244$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.00244	0.001496
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	2.945	1.807

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	1.09	0.668
0602	Бензол (64)	0.01422	0.00873
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00447	0.002743
0621	Метилбензол (353)	0.00894	0.00549

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6034, Скважина (ЗРА, фланцы)

Вредные вещества поступают в атмосферный воздух от скважин через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен согласно [7,8] 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	C_i - величина утечки потока i -го вида через одно уплотнение, кг/час	n_i -число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.	χ_i —доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы	C_i - массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
Смесь углеводородов C1-C5						
ЗРА	0,013	10	0,365	0,94	0,043	1,356
Фланцы	0,00038	20	0,05	0,94		

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6035, Газосепаратор (ЗРА, фланцы)

При работе сепаратора происходят утечки вредных веществ в атмосферный воздух через неплотности и аппарат.

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

Наимено-	g_i -	n_i -число	χ_i —доля	C_i -	Максималь	Валовый
----------	---------	--------------	----------------	---------	-----------	---------

вание	величина утечки потока i- го вида через одно уплотнен ие, кг/час	неподвижн ых уплотнений на потоке i-го вида, шт.	уплотнений на потоке i-го вида, потерь- ших герметичность, в долях единицы	массовая концентрац ия вредного компонента в долях единицы	но-разовый выброс, г/с	выброс, т/год
Смесь углеводородов C ₁ -C ₅						
ЗРА	0,013	6	0,365	0,94	0,052	1,64
Фланцы	0,00038	12	0,05	0,94		

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6036, Насос для нефти

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки Нефтепродукт:

Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости стемпературой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя торцевыми уплотнениями или бессальниковый типа ЦНГ

Удельный выброс, кг/час (табл. 8.1) , **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 = 4320**

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1) , **G = Q * NNI / 3.6 = 0.01 * 1 / 3.6 = 0.00278**

Валовый выброс, т/год (8.2) , **M = (Q * NI * T) / 1000 = (0.01 * 1 * 4320) / 1000 = 0.0432**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14) , **CI = 72.46**

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , **M = CI * M / 100 = 72.46 * 0.0432 / 100 = 0.0313**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , **G = CI * G / 100 = 72.46 * 0.00278 / 100 = 0.002014**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14) , **CI = 26.8**

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , **M = CI * M / 100 = 26.8 * 0.0432 / 100 = 0.01158**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , **G = CI * G / 100 = 26.8 * 0.00278 / 100 = 0.000745**

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , **M = CI * M / 100 = 0.35 * 0.0432 / 100 = 0.0001512** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , **G = CI * G / 100 = 0.35 * 0.00278 / 100 = 0.00000973**

Примесь: 0621 Метилбензол (353)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , **M = CI * M / 100 = 0.22 * 0.0432 / 100 = 0.000095** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , **G = CI * G / 100 = 0.22 * 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 (5.2.5) , **M = CI * M / 100 = 0.11 * 0.0432 / 100 = 0.0000475** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , **G = CI * G / 100 = 0.11 * 0.00278 / 100 = 0.00000306**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , **M = CI * M / 100 = 0.06 * 0.0432 / 100 = 0.0000259**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4) , **G = CI * G / 100 = 0.06 * 0.00278 / 100 = 0.000001668**

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
-----	---------	------------	--------------

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.00000167	0.0000259
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.002014	0.0313
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.000745	0.01158
0602	Бензол (64)	0.00000973	0.0001512
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.0000475
0621	Метилбензол (353)	0.00000612	0.000095

Площадка ликвидации и консервации скважины:

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0037, ЦА-320 (ЯМЗ-236)

Список литературы: Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу МООС РК от 18.04.2008 №100-п

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, ***BS* = 38.5**

Годовой расход дизельного топлива, т/год, ***BG* = 0.77**

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), ***E* = 30** Максимальный разовый выброс, г/с, **$\underline{G} = BS * E / 3600 = 38.5 * 30 / 3600 = 0.3208$** Валовый выброс, т/год, **$\underline{M} = BG * E / 10^3 = 0.77 * 30 / 10^3 = 0.0231$**

Примесь: 1325 Формальдегид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, **$\underline{G} = BS * E / 3600 = 38.5 * 1.2 / 3600 = 0.0128$**

Валовый выброс, т/год, **$\underline{M} = BG * E / 10^3 = 0.77 * 1.2 / 10^3 = 0.0009$** **Примесь: 0304**

Азот (II) оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, **$\underline{G} = BS * E / 3600 = 38.5 * 39 / 3600 = 0.4171$**

Валовый выброс, т/год, **$\underline{M} = BG * E / 10^3 = 0.77 * 39 / 10^3 = 0.03003$** **Примесь: 0330**

Сера диоксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, **$\underline{G} = BS * E / 3600 = 38.5 * 10 / 3600 = 0.1069$**

Валовый выброс, т/год, **$\underline{M} = BG * E / 10^3 = 0.77 * 10 / 10^3 = 0.0077$** **Примесь: 0337**

Углерод оксид

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

Максимальный разовый выброс, г/с, **$\underline{G} = BS * E / 3600 = 38.5 * 25 / 3600 = 0.2674$**

Валовый выброс, т/год, **$\underline{M} = BG * E / 10^3 = 0.77 * 25 / 10^3 = 0.0192$** **Примесь: 2754**

Углеводороды предельные C12-19

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), ***E* = 12** Максимальный

разовый выброс, г/с, **$\underline{G} = BS * E / 3600 = 38.5 * 12 / 3600 = 0.128$** Валовый выброс, т/год, **\underline{M}**

$= BG * E / 10^3 = 0.77 * 12 / 10^3 = 0.009$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), ***E* = 1.2** Максимальный

разовый выброс, г/с, **$\underline{G} = BS * E / 3600 = 38.5 * 1.2 / 3600 = 0.0128$** Валовый выброс, т/год,

$\underline{M} = BG * E / 10^3 = 0.77 * 1.2 / 10^3 = 0.0009$

Примесь: 0328 Углерод

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

Максимальный разовый выброс, г/с, **$\underline{G} = BS * E / 3600 = 38.5 * 5 / 3600 = 0.0535$**

Валовый выброс, т/год, **$\underline{M} = BG * E / 10^3 = 0.77 * 5 / 10^3 = 0.00385$**

Итоговая таблица:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.3208000	0.0231000
0304	Азот (II) оксид(6)	0.4171000	0.0300300
0328	Углерод (593)	0.0535000	0.0038500
0330	Сера диоксид (526)	0.1069000	0.0077000

0337	Углерод оксид (594)	0.2674000	0.0192000
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.0128000	0.0009000
1325	Формальдегид (619)	0.0128000	0.0009000
2754	Углеводороды предельные C12- 19 /в пересчете на C/ (592)	0.1280000	0.0090000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения №6038, Участок приготовления цементного раствора

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Цемент

Влажность материала в диапазоне: 0.5 - 1.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), **K0 = 1.5**

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), **K1 = 1.2**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), **K4 = 1** Высота падения материала, м, GB = 1.5

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), **K5 = 0.6**

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, **Q = 120**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, **N = 0**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 3.9**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, **MH = 0.2**

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) (503)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $_M_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.5 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 120 \cdot 3.9 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0005$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $_G_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.5 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 120 \cdot 0.2 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0072$

Итого выбросы: При ликвидации скважин

Код	Примесь	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) (503)	0.0072000	0.0005000

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 1.2**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, **MH =0.06**

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) (503)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $_M_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.5 \cdot 1.2$

$$\cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 120 \cdot 1.2 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00015$$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MN \cdot (1-N) / 3600$
 $= 1.5 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 120 \cdot 0.06 \cdot (1-0) / 3600 = 0.00216$

Итого выбросы: При ликвидации

Код	Примесь	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) (503)	0.0021600	0.0001500

ИТОГО:

Код	Примесь	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) (503)	0.0093600	0.0006500

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6039, Сварочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005 РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 10$

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 1$

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.31$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/ (277)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 10.69$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 10 / 10^6 = 0.000107$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 1 / 3600 = 0.00297$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(332)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.92$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 10 / 10^6 = 0.0000092$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.92 \cdot 1 / 3600 = 0.0002556$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.4$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 10 / 10^6 = 0.000014$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.4 \cdot 1 / 3600 = 0.000389$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (625)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 3.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS * B / 10^6 = 3.3 * 10 / 10^6 = 0.000033$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS * BMAX / 3600 = 3.3 * 1 / 3600 = 0.000917$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/(627)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.75$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS * B / 10^6 = 0.75 * 10 / 10^6 = 0.0000075$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS * BMAX / 3600 = 0.75 * 1 / 3600 = 0.0002083$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO2 * GIS * B / 10^6 = 0.8 * 1.5 * 10 / 10^6 = 0.000012$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 * GIS * BMAX / 3600 = 0.8 * 1.5 * 1 / 3600 = 0.0003333$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO * GIS * B / 10^6 = 0.13 * 1.5 * 10 / 10^6 = 0.00000195$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO * GIS * BMAX / 3600 = 0.13 * 1.5 * 1 / 3600 = 0.0000542$

Примесь: 0337 Углерод оксид (594)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS * B / 10^6 = 13.3 * 10 / 10^6 = 0.000133$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS * BMAX / 3600 = 13.3 * 1 / 3600 = 0.003694$

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/(277)	0.00297	0.000107
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (332)	0.0002556	0.0000092
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0003333	0.000012
0304	Азот (II) оксид (6)	0.0000542	0.00000195
0337	Углерод оксид (594)	0.003694	0.000133
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (627)	0.0002083	0.0000075
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (625)	0.000917	0.000033
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.000389	0.000014

Площадка рекультивации

Источник загрязнения N 6040, Ссыпка и перемещение грунта прирекультивации

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭЖСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 0.5 - 1.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1) , $K0 = 1.5$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2) , $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4) , $K4 = 1$ Высота падения материала, м , $GB = 1.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5) , $K5 = 0.6$ Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т , $Q = 80$ Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы , $N = 0$ Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год , $MGOD = 1235$ Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час , $MH = 38.6$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный илак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах: Валовый выброс, т/год (9.24) , $M = K0 * K1 * K4 * K5 * Q * MGOD * (1-N) * 10^{-6} = 1.5$

$* 1.2 * 1 * 0.6 * 80 * 1235 * (1-0) * 10^{-6} = 0.1067$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25) , $G = K0 * K1 * K4 * K5 * Q * MH * (1-N) / 3600 = 1.5 * 1.2 * 1 * 0.6 * 80 * 38.6 * (1-0) / 3600 = 0.926$

Итого выбросы:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.926	0.1067

5.7.1. Расчет выбросов от передвижного автотранспорт
БЕНЗИН

тонн

10,5

<i>загрязняющие вещества</i>	<i>тонн</i>
Оксид углерода	4,41
Углеводороды	0,483
Альдегиды	0,0126
Сажа	0,01155
Бенз/а/пирен	0,000105
Оксиды азота	0,2835
Диоксид серы	0,021

ИТОГО ВЫБРАСЫВАЕТСЯ: 5,221755

Масса сожженного дизтоплива

ДИЗТОПЛИВО

тонн

75

<i>загрязняющие вещества</i>	<i>тонн</i>
Оксид углерода	3,525
Углеводороды	1,425
Альдегиды	0,255
Сажа	0,69
Бенз/а/пирен	0,00105
Оксиды азота	2,475
Диоксид серы	0,75

ИТОГО ВЫБРАСЫВАЕТСЯ: 9,12105

Всего по предприятию:

14,342805