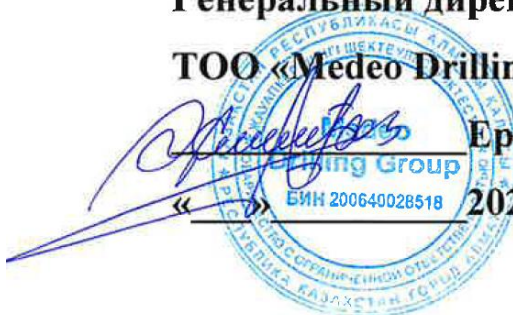


2025г.



**к " ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАГАН**  
**(по состоянию 01.01.2025 г.)"**


Джамикешов А.М.



г.Атырау, 2025 г.

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

Ответственные исполнители:

Инженер-эколог природоохранного проектирования		Калманова Г.Т. (все с соответствующими подразделами)
--	---	--

## СОДЕРЖАНИЕ

№	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....		6
<b>1.</b>	<b>ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....</b>	<b>8</b>
1.1.	Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами.....	8
1.2.	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий).....	10
1.2.1.	Климатические условия региона.....	10
1.2.2.	Описание современного состояния воздушного бассейна.....	13
1.2.3.	Поверхностные и подземные воды.....	14
1.2.4.	Характеристика почвы.....	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	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов.....	23
1.2.6.4	Структурные характеристики пород-коллекторов.....	28
1.2.6.5	Характеристика нефти.....	30
1.2.7.	Особо охраняемые природные территории.....	32
1.3.	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям.....	33
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.....	33
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.....	34
1.4.	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности.....	34
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.....	34
1.5.1.	Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение.....	35
1.5.2.	Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин.....	37
1.5.3.	Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....	37
1.5.4.	Прогноз технологических показателей пробной эксплуатации.....	37
1.5.5.	Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования.....	44
1.5.6.	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.....	44
1.5.7.	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.....	45
1.5.8.	Рекомендации к качеству воды, используемой для заводнения.....	45
1.5.9.	Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения.....	46
1.5.10.	Программа утилизации газа.....	46
1.5.11.	Схемы утилизации газа.....	46
1.5.12.	Объемы утилизации газа.....	47
1.5.13.	Обоснование типовой конструкции скважин.....	48
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.....	51
1.7.	Описание работ по попутной утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности.....	51
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.....	51
1.8.1.	Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу.....	55
1.8.2.	Оценка воздействия на окружающую среду.....	55
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 попутной утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования.....	84
1.9.1.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов.....	84
1.9.2.	Расчет количества образующихся отходов.....	84

1.9.3.	Процедура управления отходами.....	108
1.9.4.	Программа управления отходами.....	109
1.9.5.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	112
2.	<b>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.....</b>	114
3.	<b>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.....</b>	118
4.	<b>К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....</b>	120
4.1.	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ).....	120
4.2.	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	120
4.3.	Различная последовательность работ.....	120
4.4.	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.....	120
4.5.	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ).....	120
4.6.	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду).....	120
4.7.	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	120
4.8.	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.....	120
5.	<b>ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ.....</b>	121
5.1.	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.....	121
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.....	121
5.3.	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности.....	121
5.4.	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту....	121
5.5.	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	122
6.	<b>ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....</b>	123
6.1.	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	123
6.2.	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы).....	124
6.3.	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....	125
6.4.	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	126
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).....	126
6.6.	Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.....	127
6.7.	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты.....	127
7.	<b>ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В РУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ.....</b>	129
7.1.	Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	129



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).....	130
8.	<b>ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ</b> .....	132
9	<b>ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ</b> .....	134
10.	<b>ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ</b> .....	135
11	<b>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</b> .....	136
11.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности.....	136
11.2.	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	137
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	137
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления.....	138
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий.....	139
11.6.	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности.....	139
11.7.	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека.....	141
11.8.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями.....	142
12.	<b>ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННОЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)</b> .....	143
13.	<b>МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА</b> ...	153
14.	<b>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</b> .....	154
15.	<b>ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА О ВО ПОСЛЕ ПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ</b> .....	156
16.	<b>СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ</b> .....	157
17.	<b>ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ</b> .....	158
18.	<b>ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ</b> .....	162
19.	<b>ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ</b> .....	162
	<b>КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ</b> .....	163
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b>		
1.	Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	
2.	Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний	
3.	Письмо о фоновых концентрациях	
4.	Государственная лицензия на природоохранное проектирование	

## ВВЕДЕНИЕ

Под экологической оценкой согласно статье 48 Экологического кодекса Республики Казахстан от 02 января 2021 года №400-VI понимается процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого документа на окружающую среду.

Целью экологической оценки является подготовка материалов, необходимых для принятия отвечающих цели и задачам экологического законодательства Республики Казахстан решений о реализации намечаемой деятельности или разрабатываемого документа.

Экологическая оценка по ее видам организуется и проводится в соответствии с Экологическим кодексом РК и инструкцией, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Согласно статье 49 Экологического кодекса Республики Казахстан экологическая оценка в зависимости от предмета оценки проводится в виде:

- стратегической экологической оценки;
- оценки воздействия на окружающую среду;
- оценки трансграничных воздействий;
- экологической оценки по упрощенному порядку.

Согласно ст. 68 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗПК проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности, по результатам которого было выдано заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду **Номер: KZ62VWF00232327** Дата: 18.10.2024 год выданное ГУ «Департаментом экологии по Атырауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Согласно заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду проведение обязательной оценки воздействия на окружающую среду является обязательным. В соответствии с заключением об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности инициатор обеспечивает проведение мероприятий, необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, и подготовку по их результатам отчета о возможных воздействиях.

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

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Караган (по состоянию на 01.07.2024г.)» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

При выполнении Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду определены потенциально возможные изменения в компонентах окружающей среды при реализации намечаемой деятельности.

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 Кодекса.

**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 согласно проекта разработки; проведена предварительная оценка воздействия объекта на атмосферный воздух; выполнены расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников загрязнения; обоснование санитарно-защитной зоны объекта, расчет рассеивания приземных

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

концентраций, приводятся данные по водопотреблению и водоотведению; предварительные нормативы по отходам, образующиеся в 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.

Для обеспечения безопасного с экологической точки зрения режима проведения работ необходимо произвести оценку негативного влияния на все компоненты природной среды, разработать мероприятия по достижению минимального ущерба, наносимого окружающей среде, наметить комплекс мер, обеспечивающих экологический контроль за состоянием природной среды, произвести прогноз возможных аварийных ситуаций и разработать способы их ликвидации.

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными документами:

- Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250 «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля»;
- Классификатор отходов (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314).

Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Проект пробной эксплуатации месторождения Караган (по состоянию на 01.07.2024г.)»;
- Фондовые материалы и литературные источники.

**Инициатор намечаемой деятельности: "Medeo Drilling Group"**

050000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, Г.АЛМАТЫ,  
АЛМАЛИНСКИЙ РАЙОН, улица Кабанбай батыра, дом № 112,  
БИН 200640028518,  
тел.: 87012446946,  
e-mail: h.ermekov@gmail.com

**Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»**

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»  
РК, г. Атырау, ул. Хакимова, 4  
тел.: 8 (7122) 32 09 60; 87019575175  
e-mail: Atyrau@cer.kz  
БИН 020840001081  
Генеральный директор Джамикешов А.М.

## 1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

### 1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами

ТОО «Medeo Drilling Group» (далее – Компания) проводит геологоразведочные работы согласно Контракту №5351-УВС от 28.06.2024г. на разведку углеводородного сырья на месторождении Караган в Атырауской области Республики Казахстан и геологическому отводу №660-Р-УВ от 19 июня 2024 года, выданному Комитетом геологии Министерства Промышленности и Строительства РК.

Общая площадь геологического отвода составляет 4,296 (четыре целых двести девяносто шесть тысячных) кв. км., глубина отвода- по всему осадочному разрезу.

Данный геологический отвод выдан в рамках контура месторождения до 2030года.

Месторождение Караган расположено на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан, в пределах планшета L-40-38-A-б. Географически месторождение расположено в южной части Прикаспийской низменности и ограничено координатами: 46°58'30"- 47°00'30" северной широты и 54°41'00"-54°41'00" восточной долготы.

Площадь структуры Караган приурочена к северной окраине крупного солончака Есекжал.

Ближайшие населенные пункты - поселок Аккызтогай, находящийся в 22 км к югу от месторождения. В 45 км к западу от месторождения расположена железнодорожная станция Кульсары, через которую проходит железнодорожная магистраль Алматы-Атырау-Москва. Областной центр г. Атырау находится в 205 км к северо-западу от месторождения.

Таблица 1.1-1 – Координаты угловых точек геологического отвода участка

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47°00' 12''	54°39' 25''
2	47°00' 14''	54°40' 14''
3	47°00' 5''	54°40' 13''
4	46°59' 59''	54°40' 35''
5	46°59' 20''	54°40' 48''
6	46°59' 13''	54°40' 55''
7	46°59' 4''	54°40' 52''
8	46°58' 57''	54°40' 35''
9	46°58' 52''	54°40' 1''
10	46°58' 52''	54°38' 59''
11	46°59' 7''	54°39' 15''
12	46°59' 25''	54°39' 6''
13	46°59' 43''	54°39' 16''
14	46°59' 38''	54°39' 32''

Местность района представляет собой плоскую, низменную равнину, сформированную солонцеватыми, солонцевато-солончаковыми и солончаковыми бурыми почвами с абсолютными отметками в диапазоне 5-60 м с отсутствием гидросети с резко континентальным климатом со значительными сезонными и суточными колебаниями температуры, достигающими плюс 45 0С летом и минус 39 0С зимой. Осадки редкие, выпадающие в основном в зимний и весенний периоды (около 100-160 мм/год). Снежный покров незначителен (10 см).

Для водоснабжения используются артезианские воды, которые в скважинах на низменной равнине дают самоизливы воды дебитом до 400-20 000 л/час.

Река Эмба протекает в широтном направлении в 18 км к северу от месторождения.

Животный и растительный мир в районе месторождения типичный для полупустынь. Растительность весьма бедная, характерно полное отсутствие ее древесных форм.

Населенные пункты между собой связаны автодорогами с асфальтовым и гравийным покрытием. Непосредственно в районе месторождения отсутствуют дороги с улучшенным покрытием. Через середину месторождения, с запада на восток, по краю солончака проходит полевая дорога. Местные источники электроснабжения отсутствуют.

Климат резко континентальный. Зима суровая, малоснежная, морозы достигают в январе-феврале минус 35-40°С. Лето засушливое, жаркое, дуют частые ветры, максимальная температура воздуха в июне-июле достигает 40°С. Годовое количество осадков обычно не превышает 200 мм, т.е. малое количеством осадков. Ветры преимущественно восточного и юго-восточного направления.

Обзорная карта района работа представлены на рисунке 1.

Картограмма расположения месторождения представлены на рисунке 2.

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

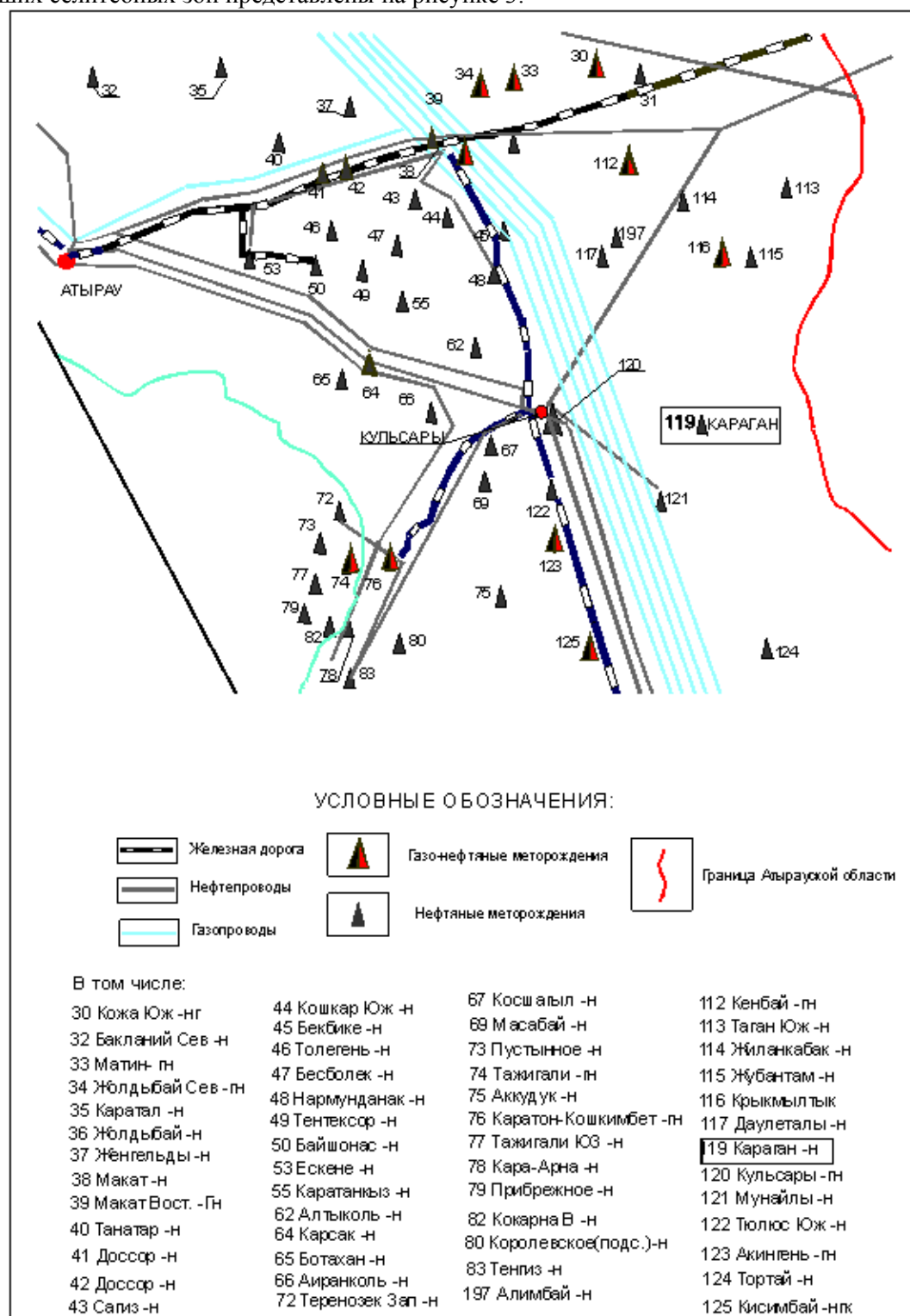


Рисунок 1. Обзорная карта района работ





Рисунок 2. Картограмма расположения участка недр месторождения

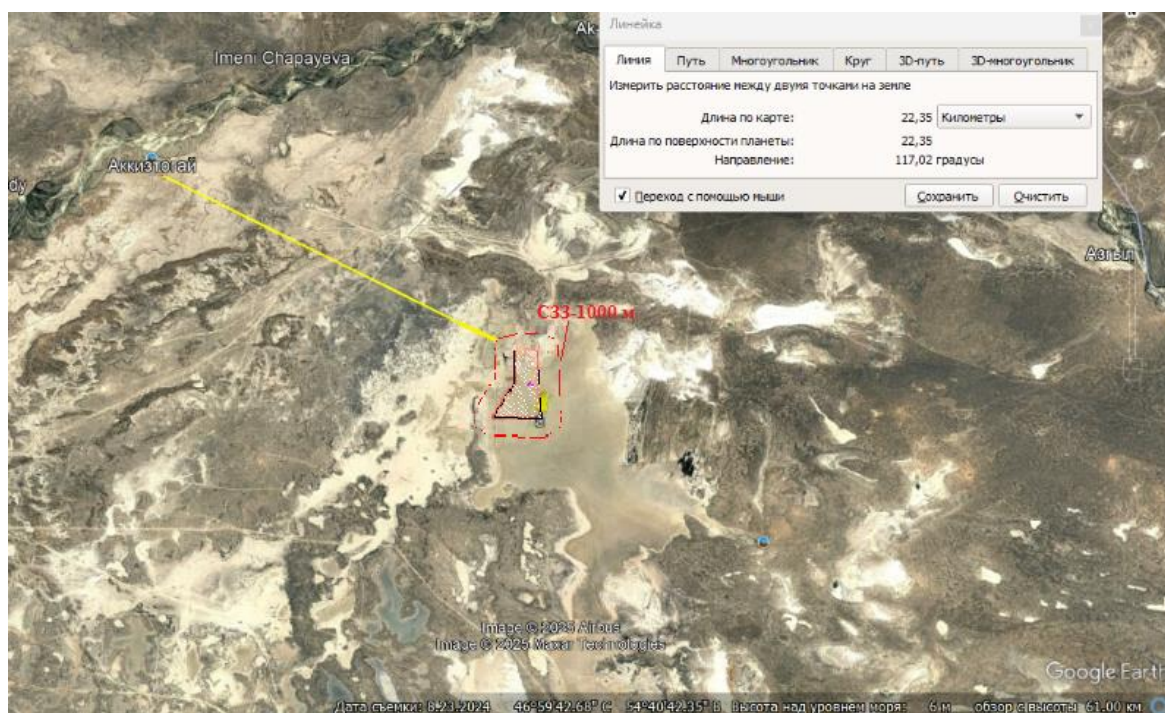


Рисунок 3. Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон

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

### 1.2.1. Климатические условия региона

Климат района на рассматриваемой территории резко континентальный, характеризующийся большими суточными и годовыми колебаниями температуры, короткая малоснежная, довольно холодная зима и жаркое продолжительное лето.

Климат района формируется под преобладающим влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь Средней Азии и Ирана. Под влиянием этих масс формируется резко континентальный, крайне засушливый тип климата. Район относится к IV Г климатическому подрайону.

Для климата, в целом, по данным МС Кульсары, характерны отрицательные температуры зимы и высокие положительные температуры лета.

Самым холодным месяцем является январь, средняя месячная температура которого составляет  $-6,9^{\circ}\text{C}$ . Самый жаркий месяц - июль, средняя месячная температура плюс  $27,6^{\circ}\text{C}$ .

Продолжительность теплого времени с положительными среднемесячными температурами воздуха равна 9 месяцам - с марта по ноябрь. В связи с тем, что на территорию проникают в основном сухие континентальные воздушные массы, а влажные (западные) на своем длительном пути доходят сюда почти обезвоженными, а также отсутствием условий для образования более обильного внутреннего влагооборота, эта территория относится к довольно засушливым областям.

Годовое количество осадков составляет 180 мм. Большая часть осадков выпадает в виде дождя.

Наибольшая относительная влажность наблюдается в зимнее время (декабрь), когда ее средняя месячная величина достигает 81%.

Наименьшая относительная влажность приходится на август - 32%.

### **Метеорологическая информация за 2023г. по данным МС Кульсары Жылойского района Атырауской области**

#### **1.Средняя температура воздуха $^{\circ}\text{C}$ .**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-6,8	-5,3	8,0	15,9	22,3	26,4	29,0	27,5	18,7	10,7	6,1	-2,2	12,5

#### **2. Влажность воздуха в %.**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
65	80	58	41	35	28	36	30	49	67	75	74	53

#### **3. Атмосферное давление в мм рт.ст.**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
776	767	764	762	762	759	758	759	765	765	763	768	764

#### **4. Средняя температура почвы $^{\circ}\text{C}$**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-7	-6	8	18	25	32	34	33	21	11	6	-3	14

5.	Число случаев гололедно - изморозевых явлений	4
6.	Среднегодовая высота снежного покрова см	5
7.	Измерение радиационного фона, мкЗв/час	0,11

#### **8. Количество осадков мм, по месяцам и за год.**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
7,4	35,2	0,7	12,7	6,3	1,7	33,3	4,0	23,6	39,1	18,4	20,1	202,5

#### **9. Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек.**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4,6	3,6	3,4	4,6	4,6	3,1	3,0	2,2	1,1	2,5	4,9	5,5	3,6

#### **10. Проведение снегосъемок.**

№	Станция	Маршрут	Число снегосъемок	Высота снега				Максим. запас воды, мм	
				Макс.из средних	Дата	Абс.макс	Дата	В снеге	Дата
1	Кульсары	Поле	2	6	10 2	19	10 2	22	10 2

***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 может образоваться серной кислоты в 1,5 раза больше.

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.

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 при поднятой инверсии располагается непосредственно над источником 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, в изучаемом районе повторяемость приземных инверсий в годовом ходе составляет 39% и незначительно меняется от месяца к месяцу: от 36%(февраль) до 42%(сентябрь). Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами источников загрязнения, зависит от объемов и условий выбросов вредных веществ в атмосферу, природноклиматических условий и особенностей циркуляции атмосферы региона. Климатические условия в рамках настоящего проекта НДВ приняты по данным ближайших метеостанции Кульсары Жылыойского района согласно письма Филиала РГП «Казгидромет» по Атырауской области.

Таблица 1.2-1

**Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по наблюдениям МС Кульсары Жылыойского района**

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	37.7
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-16.6
Среднегодовая роза ветров, %	
С	9
СВ	3
В	13
ЮВ	26
Ю	8
ЮЗ	4
З	17
СЗ	20
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4.0
Максимальная скорость ветра, м/сек	23
Скорость ветра (по средним многолетним	9.0



данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с

#### 11. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
9	3	13	26	8	4	17	20	28

#### 12. Роза ветров.

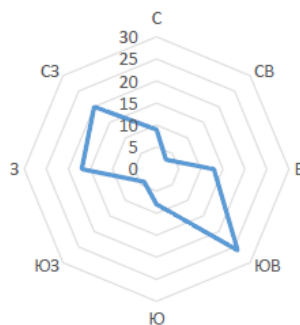


Рисунок 4 - Роза ветров

#### 1.2.2. Описание современного состояния воздушного бассейна

ТОО «Medeo Drilling Group» (далее – Оператор месторождения Караган) впервые планирует проводить геологоразведочные работы согласно Контракту №5351-УВС от 28.06.2024г. на разведку углеводородного сырья на месторождении Караган в Атырауской области Республики Казахстан в течение 6 лет для оценки запасов нефти и газа на месторождении Караган.

Данные в разделах описания состояния окружающей среды использованы из различных источников информации:

- данные РГП «КАЗГИДРОМЕТ»;
- другие общедоступные данные.

Информационный бюллетень подготовлен по результатам работ, выполняемых специализированными подразделениями РГП «Казгидромет» по ведению мониторинга за состоянием окружающей среды на наблюдательной сети национальной гидрометеорологической службы.

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

В связи с тем, что в рассматриваемом районе уполномоченной гидрометеорологической службой Республики Казахстан не проводятся наблюдения за уровнем загрязнения атмосферного воздуха, учет фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе ввиду отсутствия возможности легитимного их выявления не ведется.

Аккизтогай — село в Жылыойском районе Атырауской области Казахстана. Административный центр Аккизтогайского сельского округа. Находится на левом берегу реки Эмбы, примерно в 28 км к северо-востоку от города Кульсары, административного центра района. В селе Аккизтогай постов наблюдения не имеется, в связи с этим, мониторинг качества атмосферного воздуха представлены г.Кульсары.

#### Мониторинг качества атмосферного воздуха в г. Кульсары.

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории г. Кульсары проводятся на стационарном посту наблюдения.

В целом по городу определяется до 8 показателей: 1) взвешенные частицы PM10; 2) диоксид серы; 3) оксид углерода; 4) диоксид азота; 5) оксид азота; 6) озон; 7) сероводорода.

#### Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха в г. Кульсары за 2024 год

По данным стационарной сети наблюдений, уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как повышенный, он определялся значением СИ=4,5 (повышенный уровень) по сероводороду и НП=1% (повышенный уровень) по озону, ИЗА=1,2 (низкий уровень).

Максимально-разовые концентрации составили: сероводорода-4,5 ПДКм.р., озон (приземный)-

1,23 ПДКм.р.. По другим показателям превышений ПДК не наблюдалось.

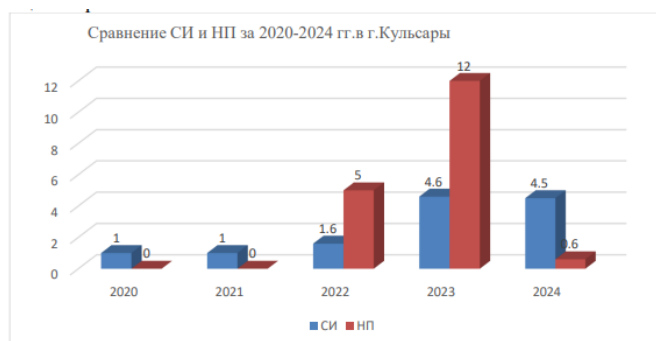
Случаи экстремально высокого и высокого загрязнения (ВЗ и ЭВЗ): ВЗ (более 10 ПДК) и ЭВЗ (более 50 ПДК) не были отмечены.

Таблица 1.2.2-1

<b>Характеристика загрязнения атмосферного воздуха</b>								
Примесь	Средняя концентрация		Максимальная разовая концентрация		НП	Число случаев превышения ПДК <sub>м.р.</sub>		
	мг/м <sup>3</sup>	Кратность ПДК <sub>с.с.</sub>	мг/м <sup>3</sup>	Кратность ПДК <sub>м.р.</sub>	%	>ПДК	>5 ПДК	>10 ПДК
<b>г. Кульсары</b>								
Взвешенные частицы РМ-10	0,0001	0,00	0,1256	0,25				
Диоксид серы	0,0042	0,08	0,3660	0,73				
Оксид углерода	0,2306	0,08	3,9997	0,80				
Диоксид азота	0,0110	0,28	0,1276	0,64				
Оксид азота	0,0063	0,11	0,3141	0,79				
Озон	0,0245	0,82	0,1974	1,23	0,6	123		
Сероводород	0,0001		0,0363	4,538	0,0	4		

Выводы:

За последние пять лет уровень загрязнения атмосферного воздуха изменялся следующим образом:



Как видно из графика, уровень загрязнения атмосферного воздуха в 2024 году, города Кульсары за последние пять лет в 2020,2021 годах оценивался на «низком» уровне, а в 2022, 2023 и 2024 годах на «повышенном» уровне.

Гигиеническими нормативами к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70.

В рамках выполняемых работ намечаемой деятельности, в соответствии с положениями Экологического кодекса, на основании разработанной Программы производственного экологического контроля, Оператор месторождения Караган в обязательном порядке будет осуществлять мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на объектах производимых работ, а также в санитарно-защитной зоне месторождения Караган. Результаты мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с ежеквартальной периодичностью будут предоставляться в уполномоченный орган по охране окружающей среды в рамках обязательной отчетности.

### 1.2.3. Поверхностные и подземные воды

#### Поверхностные воды

Гидрографическая сеть развита слабо. Постоянные природные водотоки и водоемы на территории отсутствуют. Естественные выходы воды и колодцы с пресной водой отсутствуют.

Гидросеть и поверхностные источники воды на площади Караган отсутствуют. Постоянные природные водотоки и водоемы на территории исследований отсутствуют.

По территории Жылыойского района протекает река Эмба – самая крупная река района. Также присутствует некоторое количество небольших солёных озёр и пересыхающих летом рек.

Река Эмба формирует свои истоки на территории Актюбинской области. Общая протяженность русла реки Эмба составляет 712 км, из них 212 км протекает на территории Атырауской области. В пределах Жылыойского района р. Эмба в солончаковых понижениях Прикаспийской низменности разбивается на плесы, в некоторых местах пересыхает и не достигает Каспийского моря. Водоток в реке увеличивается в весеннее время за счет паводковых вод. Вода в

реке сильно минерализованная, особенно в летнее время, что исключает использование воды в реке для земледелия.

Река Эмба протекает в широтном направлении в 18 км к северу от месторождения Караган.

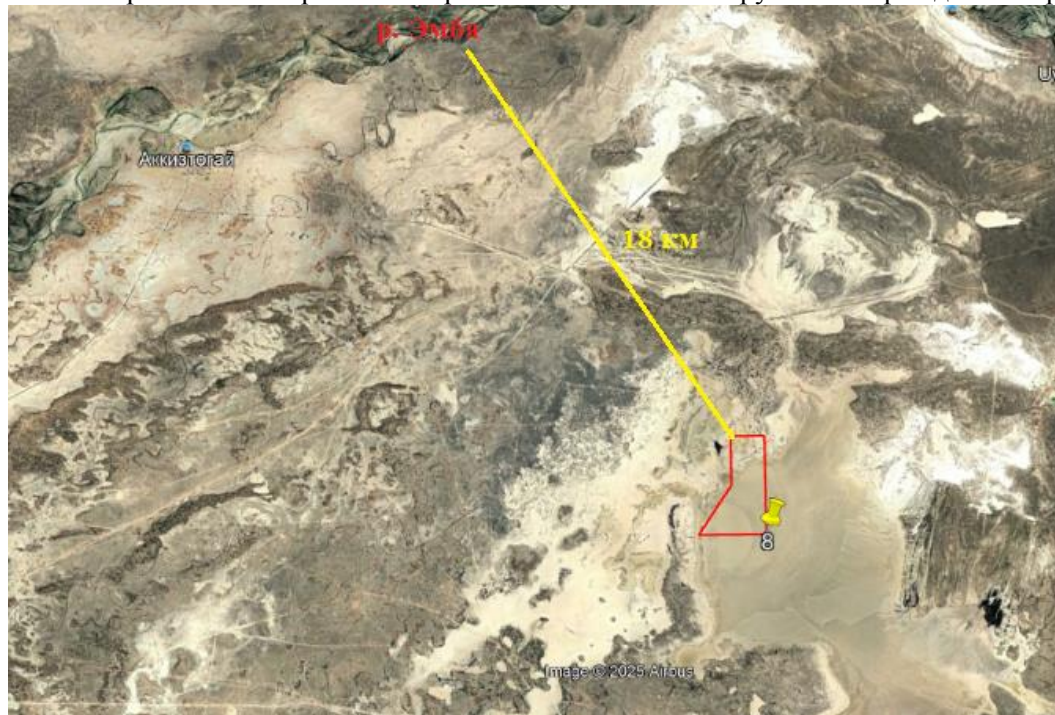


Рисунок 5. Карта-схема расположения месторождения с указанием расстояния до р.Эмба

Длина — 712 км (в половодье), площадь водосборного бассейна — 40 400 км<sup>2</sup>. Истоки на западных склонах Мугоджар, течёт по Подуральскому плато и Прикаспийской низменности. Теряется среди солёных приморских болот (соров), в полноводные годы доходит до Каспийского моря<sup>[1]</sup>. Питание преимущественно снеговое. Основной сток в апреле — мае, в остальное время года часто пересыхает, разбиваясь на отдельные плёсы. Вода сильно минерализована: в верховье от 150—200 мг/л весной до 800 мг/л летом; в нижнем течении 1500—2000 мг/л весной и 3000—5000 мг/л летом. Главные притоки, течение которых также сезонно: Темир (правый) и Атсаксы (левый). В междуречье Урала и Эмбы находится Урало-Эмбинский артезианский бассейн.

Бассейн Эмбы расположен в области степей и полупустынь. В своей верхней части он представляет рассечённое эрозией меловое плато, в нижней — река протекает в Прикаспийской низменности, имеющей едва заметный уклон к морю. Примерно в 20 км от моря река образует дельту с тремя главными рукавами: Кара-Узьяк, Киян и Кулок. Эмба крайне бедна водой. Питание её происходит почти исключительно за счет таяния снега. Весной она многоводна, а летом представляет ряд разобщённых плесовых участков со стоячей водой. Воды Эмбы в весеннее время содержат большое количество наносов. После дождей река несет мутную, грязновато-молочного цвета воду<sup>[2]</sup>.

#### *Мониторинг качества поверхностных вод*

Наблюдения за качеством поверхностных вод по Атырауской области проводились на 20 створах на 5 водных объектах (реки Жайык, Кигаш, проток Шаронова, протоки Перетаска и Яик). При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 43 гидрохимических показателей качества: визуальные наблюдения, температура, взвешенные вещества, прозрачность, цветность, водородный показатель (рН), растворенный кислород, БПК<sub>5</sub>, ХПК, сухой остаток, главные ионы солевого состава, биогенные элементы, органические вещества (нефтепродукты, фенолы), тяжелые металлы, пестициды. Мониторинг за состоянием качества поверхностных и морских вод по гидробиологическим показателям на территории Атырауской области за отчетный период проводился на 3 водных объектах (рек Жайык, Кигаш и в протоке Шаронова) на 5 створах. Было проанализировано 15 проб на определение острой токсичности исследуемой воды на тестируемый объект. Результаты мониторинга качества поверхностных по гидрохимическим показателям вод на территории Атырауской области представлены в таблице 1.2.3-1.

Таблица 1.2.3-1

Наименование водного объекта	Класс качества воды		Параметры	ед. изм.	концентрация
	2023 г.	2024 г.			
р. Жайык	4 класс	4 класс	Магний	мг/дм <sup>3</sup>	32,8
пр.Перетаска	4 класс	4 класс	Магний	мг/дм <sup>3</sup>	34,0
пр.Яик	4 класс	4 класс	Магний	мг/дм <sup>3</sup>	34,3
р.Кигаш	не нормируется (>5 класс)	3 класс	Магний	мг/дм <sup>3</sup>	28,8
пр.Шаронова	4 класс	3 класс	Магний	мг/дм <sup>3</sup>	29,9
р. Эмба	4 класс	4 класс	Магний	мг/дм <sup>3</sup>	32

Как видно из таблицы, в сравнении с 2023 годом качество поверхностных вод реки Кигаш с выше 5 класса перешло в 3 класс, проток Шаронова с 4 класса перешло в 3 класс – улучшилось.

Качество поверхностных вод реки Жайык, Эмба, протоков Перетаска и Яик осталось без изменений.

Основными загрязняющими веществами в водных объектах по Атырауской области являются магний.

Случаи высокого загрязнения (ВЗ) и экстремально высокого загрязнения (ЭВЗ)

За 2024 год на территории Атырауской области ВЗ и ЭВЗ не обнаружены.

Река Эмба.

Перифитон. Видовой состав перифитона был представлен диатомовыми водорослями. Индекс сапробности равен 1,60. Качество воды соответствовало к 3 классу умеренно загрязненных вод.

Зообентос. Биотический индекс был равен-5. По результатам исследования зообентоса реки Эмба, дно водоема оценивалось как умеренно загрязненное.

Биотестирование. В процессе определения острой токсичности воды на тестобъект процент погибших дафний по отношению к контролю (тест-параметр) в протоке 0%. Токсического влияния на тест-объект не обнаружено.

### Подземные воды

За период 1984 - 1987г.г. притоки пластовой воды были получены из 16 интервалов опробований во всех 6 скважинах (№№ 1, 2, 3, 4, 5 и 6). Опробование производилось в колонне и в открытом ствол, отбор проб произведен Прикаспийским УБР и отделом ГИС ЦНИЛ, анализы воды - группой исследования вод ЦНИЛ. Всего было отобрано и проанализировано три пробы, из которых одна представительная. В остальных случаях замеры дебитов, уровней жидкости, пластовых давлений и температур не проводились.

В надсолевом комплексе вскрыты бурением и изучены ГИС водоносные комплексы от четвертичных до пермо-триасовых отложений, включительно.

Альбский водонапорный комплекс (K1a1). По всему фонду пробуренных скважин по данным ГИС прослеживается от 5 до 7 водоносных горизонтов мощностью 5 – 70 м. По-видимому, этот комплекс приурочен к единой и регионально выдержанной водонапорной системе, прослеживающейся также и на соседних площадях (Кульсары, Косчагыл и т.д.). Дебиты и компонентный состав альбских пластовых вод на площади Караган не изучались. Однако по аналогии с месторождением Кульсары одновозрастные пластовые воды имеют минерализацию 318,7-336,5 мг-экв/100 г. и соленость 9-9,6° Ве. По классификации А. Сулина тип вод хлор-кальциевый, по Пальмеру III класса.

Аптский водонапорный комплекс (K1a). В подошве аптских отложений (K1a) по каротажу прослеживается единый водоносный песчаный горизонт мощностью 17-28 м. Дебиты и компонентный состав аптских вод не изучены. Вместе с тем, на месторождении Кульсары пластовые воды одновозрастных отложений по классификации А. Сулина отнесены к хлор-кальциевому типу, к III классу солености и содержат сероводород (H2S). Общая минерализация пластовых вод изменяется от 410 до 437мг-экв/100 г.

Неокомский водонапорный комплекс (K1nc). По каротажу прослеживается от 5 до 8 водонасыщенных горизонтов мощностью от 1,5 до 32 м. Удельное электрическое сопротивление неокомских водонасыщенных коллекторов составляет 0,4-0,52 ом·м, глинистость повышенная - 40-50%.

В отложениях неокома со скважины № 6 (инт. 902-907 м - I nc, инт. 970-983 м - II nc) и № 1 (инт. 969-972 м - II nc) в пределах контура нефтеносности получены притоки нефти с водой. Дебиты нефти при этом составили от 0,24 м3/сут до 1 м3/сут. и воды от 0,096 м3/сут (при Ндин=755 м) до 11 м3/сут (при Нст = 30 м и Ндин = 74 м).

В скважинах №1 (инт.101,8-1070 м) и №2 (инт. 865-900 м. и 892-950 м) при опробовании пластоиспытателем получены притоки воды с потенциальным дебитом 121,5 -457 м3/сут. Физико-



химические свойства и компонентный состав пластовой воды изучен по одной пробе, отобранной в скважине № 6 из интервала 902-907 м (I пс горизонт). Соленость воды 15,8°Be, удельный вес 1,12 г/см<sup>3</sup>, вязкость 1,02 сПз, пластовая температура 38,5°С.

В пластовой воде зафиксировано увеличенное содержание брома (118,4 мг/л), йода (2,8 мг/л), кремния (91,1 мг/л), бора (6,23 мг/л) и бария (5,0 мг/л). Значения коэффициента гидрогеологической закрытости (по отношению содержания ионов натрия, хлора, сульфатов, брома и т.п.) свидетельствует о закрытости неоконской водонапорной системы (таблица 2.3.4).

Верхнеюрский водонапорный комплекс. В скважине № I в интервалах опробования 1123-1128 м, 1131-1135 м и 1153-1160 м при диаметре штуцера 5 мм получены притоки нефти с водой. Дебиты нефти составили 6,5-33,3 м<sup>3</sup>/сут, воды - 2,8-4,8 м<sup>3</sup>/сут. Начальные пластовые давления имеют значения 13,0 - 13,1 МПа. По мнению Джакиева К.Т., Сутягиной З.А. (1988г.) эта вода получена в результате перетоков из отложений средней юры и из-за плохой цементировки колонны.

В скважинах №№ 3,4,6 верхнеюрский водонапорный комплекс заглинизирован, а в скважине № 5 срезан сбросом F 2. На юге месторождения этот комплекс не изучен.

Среднеюрский водонапорный комплекс. По каротажу в разрезе среднеюрских отложений (J2) выделяется до 7 водонасыщенных пластов мощностью от 4 до 30 м. При опробовании пластоиспытателем в скважинах № I (инт. 1245-1300 м, инт. 1325-1385 м), №6 (инт. 1100-1215 м, инт. 1240-1330 м) дебиты воды составили 46-840,7 м<sup>3</sup>/сут. Физико-химические свойства и компонентный состав пластовых вод не изучены.

Нижнеюрский водонапорный комплекс. Представлен водонасыщенными песками с прослоями глин с общей мощностью 102-116 м. В целом это единая и регионально выдержанная водонапорная система, прослеживающаяся также на соседних площадях Кульсары, Косчагыл и др. Предположительно пластовые воды обладают высоким напором. Однако дебиты и компонентный состав пластовых вод данного комплекса на площади Караган не изучались.

Пермо-триасовый водонапорный комплекс. Удельное электрическое сопротивление водонасыщенных коллекторов составляет 0,7 ом·м, глинистость - 50%. Дебиты воды в законтурной зоне не изучены.

В скважине №5 данный комплекс выклинивается на соляном куполе, в скважине № 4 – полностью не изучен каротажом, в скважине № 6 – заглинизирован.

Пермо-триасовый комплекс отложений наиболее полно вскрыт в скважине №3, где коллектор заглинизирован в кровле. Глубже отмечается водонасыщенный характер этих коллекторов. В интервалах 2900-2959 м и 3972-4011 м получены интенсивные притоки пластовой воды, дебиты, физико-химические свойства и компонентный состав которой не изучались.

Из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

- наиболее высокодебитными в надсолевом разрезе площади Караган являются альбские и нижнеюрские отложения;
- слабо изучены физико-химические свойства и компонентный состав пластовых вод;
- недостаточно изучены характеристики законтурной зоны продуктивных горизонтов;
- водонасыщенные коллекторы имеют высокую степень заглинизированности (40-50%) и в горизонтальном направлении они замещаются зонами развития глинистых фракций разреза.

#### **1.2.4. Характеристика почвы**

По природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Республики Казахстан контрактная территория расположена в пределах пустынной зоны Прикаспийской низменности.

Здесь широко распространены солончаки (типичные, соровые). Все почвы характеризуются малой гумусностью, небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов питания, малой емкостью поглощения. Эти особенности почв являются следствием сложившихся биоклиматических условий почвообразования: малого количества осадков, высоких летних температур, определивших преобладание в растительном покрове ксерофитных полукустарников и солянок при незначительном участии злаков и разнотравья. Другой характерной особенностью почв является карбонатность и засоленность профилей.

В почвенно-геоботаническом отношении площадь намечаемой деятельности относится к полупустынной и пустынной зоне. В орографическом отношении ландшафт района представляет собой плоскую, аллювиальную низменную равнину с отдельными сопками. Гипсометрические отметки колеблются в сравнительно небольшом диапазоне (5-60м). Непосредственно площадь структуры Караган приурочена к северной окраине крупного солончака Есекжал. Слабонаклонная и дневная поверхность района месторождения сформирована солонцеватыми, солонцевато-

солончаковыми и солончаковыми бурями почвами. Образование этих почв связано с дополнительным поверхностным увлажнением за счёт аккумуляции талых и дождевых вод.

В почвенно-геоботаническом отношении данная площадь относится к пустынной зоне. Систематический список почв области:

- ✓ Светлокаштановые: светлокаштановые нормальные, светлокаштановые солонцеватые;
- ✓ Лугово-каштановые: лугово-каштановые обыкновенные, луговокаштановые солонцеватые;
- ✓ Бурые пустынные: бурые пустынные нормальные, бурые пустынные солонцеватые, бурые пустынные эродированные, бурые пустынные малоразвитые;
- ✓ Серобурые пустынные: серобурые пустынные нормальные, серобурые пустынные солонцеватые, серобурые пустынные эродированные, серобурые пустынные малоразвитые;
- ✓ Лугово-бурые пустынные: лугово-бурые обыкновенные, лугово-бурые солонцеватые, лугово-бурые солончаковатые;
- ✓ Такыры Солончаки: солончаки остаточные, солончаки соровые, солончаки луговые, солончаки приморские;
- ✓ Солонцы: солонцы пустынно-степные, солонцы лугово-степные, солонцы пустынные, солонцы лугово-пустынные, солонцы луговые;
- ✓ Аллювиальнолуговые обыкновенные, аллювиально-луговые солончаковатые, аллювиальнолуговые солончаковые.

#### ***Современное состояние почвенного покрова***

Состояние загрязнения почв тяжелыми металлами по Атырауской области за 2024 года

За 2024 год в городе Атырау в пробах почв содержание цинка находилось в пределах 1,98 – 2,14 мг/кг, меди - 0,28 - 0,32 мг/кг, хрома - 0,09 - 0,12 мг/кг, свинца - 0,16 - 0,22 мг/кг, кадмия - 0,11 - 0,19 мг/кг.

В пробах почв, отобранных на территории школы № 19, Парка отдыха, в районах автомагистрали Атырау - Уральск, на расстоянии 500 м и 2 км от Атырауского нефтеперерабатывающего завода содержание цинка, меди (предельно допустимой концентрации) не превышает значения - ПДК. Хром - 0,017 - 0,023 ПДК, свинец - 0,006 - 0,008 ПДК. Все определяемые тяжелые металлы находились в пределах нормы. За 2024 год наблюдения за состоянием почв проводились по 5 контрольным точкам на 5 месторождениях Доссор, Макат, Косшагыл, с.Жанбай, с.Забурунье.

В пробах почвы определялись содержание нефтепродуктов, кадмия, свинца, меди, хрома и цинка. За 2024 год на месторождениях Доссор, Макат, Косшагыл, с.Жанбай, с. Забурунье в пробах почвы, отобранных в различных точках, содержание свинца находилось в пределах - 0,17 - 0,33 мг/кг, цинка – 2,06 - 2,47мг/кг, меди - 0,39 - 0,68 мг/кг, хрома - 0,09 - 0,15 мг/кг, кадмия - 0,11 - 0,19 мг/кг, нефтепродукты - 1,55 - 2,10 мг/кг.

На месторождениях и их точках концентрация определяемых примесей не превышали допустимую норму

#### ***1.2.5. Растительный и животный мир***

Растительность в регионе расположения намечаемой деятельности развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почв. Все это определяет формирование растительного покрова, характерного для условий пустынь северного полушария. На бурых почвах различного механического состава и степени засоления, а также на солонцах пустынно-степных формируются белоземельнополюнные пастбища. Встречаются как самостоятельными контурами, так и в комплексе с чернополюнно - солянковыми, кокпеково - чернополюнными, еркеково – серополюнно - мятликовыми пастбищами.

Группа белоземельнополюнных пастбищ представлена белоземельнополюнным, белоземельнополюнно-злаковым, белоземельнополюнно-солянковым типами. Кроме полыни белоземельной в травостое характерны длительновегетирующие дерновые злаки (тырса, ковылок, тонконог, еркек, житняк), солянки (изень, камфоросма, климакоптера супротивнолистная, эхинопсилон). Растительность весьма бедная, характерно полное отсутствие ее древесных форм.

Незначительное распространение получили биюргуновые, лерхианово-полюнные, еркековые пастбища. Формируются по понижениям, пологосклоновым буграм. Субдоминирует костер кровельный, кияк, шагыр. Учитывая, что площадь, занимаемая рассматриваемым объектом небольшая, на данном участке могут наблюдаться лишь представители синантропной фауны и случайно попавшие животные, характеристика животного мира приводится по прилегающим к

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

району территориям. Следует учитывать, что из-за небольшой площади рассматриваемой территории приведенный видовой состав животных может отклоняться от фактического и периодически изменяться. Местообитания представляют собой солончаковую пустыню с сильно разреженной растительностью и обширными сорами.

Преобладающее положение млекопитающих занимают мелкие грызуны (фоновые виды, такие как суслики, тушканчики), причём численность многих из них здесь невысокая, за исключением песчанок. Встречаются лисицы, корсаки, волки. По всей территории северного и восточного Каспия встречается ушастый ёж - типичный обитатель пустынь.

Также характерны пресмыкающиеся, насекомые и т.п. животные, характерные для пустынных районов. По встречаемости на наземных ценозах из пресмыкающихся наиболее многочисленными видами являются степная агама и разноцветная ящурка, на третьем месте по численности - такырная круглоголовка, которая является широко распространенным видом с очаговым распространением, однако плотность их проживания относительно невелика - от 0,4 до 2 особей на километр маршрута. На участках пустынных ценозов змеи встречаются довольно реже, чем пресмыкающиеся.

Из анализа орнитологической обстановки следует, район намечаемой деятельности не является местом массового гнездования водоплавающих и околоводных птиц, в связи с отсутствием поверхностных водоемов (рек и озер и т.п.). Возможно проживание мелких наземных птиц в весенне - летний период, популяция которых незначительна в связи с суровыми климатическими условиями.

В рамках настоящего проекта вырубка и перенос зеленых насаждений не предполагаются.

На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения.

Все работы будут выполняться с учетом требований статьи 17 Закона Республики Казахстан "Об охране воспроизводства и использования животного мира".

#### **1.2.6. Характеристика геологического строения**

##### **1.2.6.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения**

В разрезе скважин месторождения Караган выделен комплекс отложений от четвертичных до нижнепермских, включительно. Отложения кунгурского яруса нижней перми вскрыты в скважинах 1, 5, 6.

Вскрытые скважинами разрезы по литологическому составу аналогичны с разрезами юго-востока Прикаспийской впадины.

При расчленении разреза были использованы результаты палеонтологических, литологических анализов, а также результаты корреляции с разрезами поисковых скважин, ранее пробуренных на соседних территориях.

Литостратиграфические характеристики данного разреза определяются из данных семи скважин, пробуренных на структуре Караган (скв.Г-1, 3, 5, 6, 104, 106, 109), из них наиболее полно представлены керном и шлагом скважины Г-104 и 106.

##### **Палеозойская эра - PZ**

##### **Пермская система – P**

##### **Нижний отдел - P<sub>1</sub>**

##### **Кунгурский ярус - P<sub>1к</sub>**

Наиболее древними отложениями, вскрытыми скважинами являются гидрохимические осадки кунгурского яруса. Вскрыты они скважинами Г-1, 5, 6.

Отложения кунгурского яруса подразделяются на две части: верхнюю – кепрок и нижнюю – соль. Кепрок литологически представлен гипсом, ангидритом, переслаивающимися с терригенными породами.

Максимальная вскрытая толщина кунгурского яруса составляет 100м (скв.5).

##### **Пермотриас (нерасчлененный) – PT**

Нерасчлененные терригенные отложения пермотриаса с резким стратиграфическим несогласием залегают на отложениях кунгурского яруса. Литологически отложения пермотриаса представлены глинами с прослоями ангидритов, алевролитов, песчаников, реже песков, с включениями пирита.

Преобладают глины пестро-цветные, красно-коричневые. В разрезе пермотриаса выделен один нефтяной горизонт.

Вскрытая толщина отложений по скважинам колеблется от 36м (скв.5) до 2216 м (скв.3).

##### **Мезозойская эра -MZ**

##### **Юрская система – J**

Юрская система представлена всеми тремя отделами. Отложения юрской системы с несогласием перекрывают подстилающие образования пород.

**Нижний отдел - J<sub>1</sub>**

Литологически нижнеюрские отложения представлены глинами, песками, песчаниками и гравелитами. Глины серые, массивные, вязкие, слабо известковистые. Пески светло-серые, полимиктовые, крупнозернистые, преимущественно кварцевые. Песчаники, в основном, глинистые, кварцевые, светло-серые, слабо известковистые. Гравелиты светло-серые, кварцевые, мелкогравийные, плохо сцементированные, рыхлые, частицы угловатые, не отсортированные, слабоокатанные.

В некоторых образцах шлама содержание гравеллитов достигает 50% (скв.104).

Максимальная вскрытая толщина нижнеюрских отложений составила 52 м в скв.6.

**Средний отдел – J<sub>2</sub>**

Среднеюрские отложения литологически представлены толщей чередующихся песчаников, глин, песков и алевролитов с обуглившимися растительными остатками и включениями черного угля слоистого, хрупкого. В разрезе этих отложений выявлен один нефтяной горизонт.

Максимальная вскрытая толщина среднеюрских отложений составляет 795м (скв.106).

**Верхний отдел – J<sub>3</sub>**

Верхнеюрский комплекс пород при оценке нефтегазоносности юрских отложений выделяется в качестве региональной глинисто-карбонатной покрывки (обычно оксфорд-киммеридж) над нефтегазоносной толщей аален-келловейского комплекса.

Керновым материалом породы верхней юры освещены в скв.104 в интервале 1135-1143,9м; 1150,7-1153м и образцами шлама из скв.104, 106.

Судя по керну, шламу и каротажной характеристике, в верхней части разреза преобладают известняки и мергели, для которой характерна зона повышенных значений кажущихся сопротивлений, при мало выразительной кривой ГК.

В нижней части преобладают алевитистые глины. О преимущественной глинистости нижней части разреза свидетельствуют низкие значения кажущегося сопротивления слагающих его пород. По окраске породы однотипны, имеют преимущественно серый цвет. В разрезе верхней юры выявлен один нефтяной горизонт.

Вскрытая толщина верхнеюрских отложений составляет 96м (скв1) - 110 м (скв.3).

**Меловая система – К**

Отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами, широко распространены по площади месторождения и с небольшим стратиграфическим несогласием перекрывают верхнеюрские отложения.

**Нижний отдел - К<sub>1</sub>**

Отложения нижнего мела представлены неокомским надъярусом, в составе которого выделяются готеривский и барремский яруса, а также аптский и альбский яруса.

**Неокомский надъярус – К<sub>1</sub>ne h+br**

В нижней части надъяруса обособляются глины серые, плотные, слабо известковистые, массивные с прослоями серых алевролитов и аргиллитов.

В верхней части неокомского надъяруса залегают глины пестро-цветные, очень плотные, однородные с прослоями песков серых, песчаников мелко- и тонкозернистых.

В образцах керна инт. 983,8-983,9м; 991,05-991,2м; 1032,55-1032,65м; 1042,25-1042,35м; 1050,64-1050,70м (скв.104) ТОО «КазКорРесерч» определил комплекс фауны фораминифер слабого насыщения с единичными экземплярами форм плохой сохранности готеривского возраста: *Globulina prisca* Reuss., *Lenticulina karpovae* Nik., *Astaculus assurgens* Mjatl., *Reophax torus* Cresp., *Palaeocytheridea* sp., *Lenticulina karpovae* Nik., *Lenticulina* sp., *Globulina praelacrima* Reuss., *Marginulina robusta* Reuss. *Cribrostomoides infracretaceus* Mjatl., *Lenticulina aff rara* Mjatl., *Globulina lacrima* Reuss.

В разрезе отложений выявлены I', I, II, III неокомские нефтяные горизонты.

Максимальная вскрытая толщина неокомских отложений составляет 309м (скв.5).

**Аптский ярус - К<sub>1a</sub>**

Отложения аптского яруса в нижней части разреза представлены хорошо прослеживаемым пластом голубовато-серого алевролита. Верхняя часть сложена толщей коричневых глин, массивных, плотных, однородных с прослоями серых, однородных аргиллитов средней крепости.

Глинистая толща охарактеризована однообразной, слабо изрезанной кривой КС и БК с отдельными пиками. Подошва апта хорошо прослеживается по более высоким значениям КС и отрицательным значениям на кривой ГК.

В разрезе отложений выявлен один нефтяной горизонт.

Максимальная вскрытая толщина аптских отложений составляет 73м (скв.104).

**Альбский ярус – К<sub>1al</sub>**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ



Литологически альбские отложения представлены толщей неравномерно переслаивающихся глин и алевролитов, с прослоями песчаников, песков и аргиллитов.

Глины светло-серые и темно-серые, массивные, известковистые, однородные.

Алевролиты от светло-серых до коричневых, тонкозернистые, с глинисто-карбонатным цементом, кварцевый, с включениями кальцита.

Песчаники от светло-серых до светло-коричневых, кварцевые, мелкозернистые.

Пески серые, кварцевые, мелкозернистые. Аргиллиты темно-серые, однородные, средней крепости, массивные. Верхняя часть альба по описанию шлама в скв.106 в интервале 240-330м представлена чисто глинами. В средней части разреза встречаются больше песчаников, песков и алевролитов. Нижняя часть представлена, в основном, алевроитовой глиной. На каротажных диаграммах альбские породы характеризуются зазубренной кривой кажущегося сопротивления с довольно частыми, хорошо сопоставляющимися пиками.

В нижней части разреза выявлен один нефтяной горизонт. Максимальная вскрытая толщина альбских отложений составляет 538м в скв.5.

#### **Верхний отдел – $K_2$**

Представлен породами сеноманского, турон-коньякского, сантонского и кампанского ярусов.

#### **Сеноманский ярус – $K_2c$**

Отложения сеномана представлены, в основном, глинами светло-серыми, вязкими, массивными, известковистыми, однородными с прослоями аргиллита светло-серого, известковистого, однородного, средней крепости. На электрокаротажных диаграммах характеризуются повышенными значениями кривой КС по сравнению с нижележащими альбскими осадками. Максимальная вскрытая толщина сеномана составляет 95м (скв.3).

#### **Турон-коньякский ярус – $K_2t+cn$**

Литологически отложения турон-коньяка шлагом и керном на Карагане не охарактеризованы. Литологическая характеристика разреза этого комплекса пород приведена по аналогии с соседними площадями и представлена мергелями зеленовато-серыми, плотными с прослоями мела серовато-белого, известняка серовато-зеленого, крепкого. Вскрытая толщина турон-коньякских отложений колеблется от 34м (скв.1) до 38 м (скв.6).

#### **Сантонский ярус – $K_2s$**

Отложения, в основном, представлены мергелями светло-серыми, зеленоватыми, плотными, мелом белым с включениями пирита.

Толщина сантона по скважинам изменяется от 21м (скв.3,6) до 29м (скв.106).

#### **Кампанский ярус – $K_2cp$**

Отложения кампана литологически представлены мергелями зеленовато-серыми, светло-серыми. Встречаются обломки раковин, кристаллики пирита и прослой белого писчего мела.

Толщина кампанских отложений колеблется от 52м (скв.104) до 67м (скв.3).

#### **Кайнозойская эра - KZ**

#### **Неоген-четвертичные отложения – N+Q**

Эта нерасчлененная толща залегает трансгрессивно на различных отложениях мезозоя. Эти отложения во многих скважинах не освещены промыслово - геофизическими и керновыми материалами, поэтому неоген-четвертичные отложения описываются как единая толща.

Литологически отложения представлены глинами темно-зелеными, серыми, плотными, известковистыми, песчанистыми, иногда с прослоями известняка, с обломками фауны. Вскрытая толщина неоген-четвертичных отложений составляет 68м (скв.106) - 80м (скв.104).

#### **1.2.6.2. Тектоника**

В 2005 г на месторождении Караган были проведены сейсморазведочные работы 3Д компанией «Ишимгеофизика», площадь полной съемки составила 27,44 кв. км.

Интерпретация данных 3Д была проведена компанией «Петролеум Гео-Сервисез» (PGS Onshore Inc.) в центре обработки данных PGS-GIS в г.Алматы в 2006г.

В результате интерпретации сейсмоматериалов 3Д на лицензионной территории получены структурные карты по основным отражающим поверхностям (II, III, V, VI), а также по поверхностям продуктивных горизонтов I ne, II ne, III ne, I J<sub>3</sub>, I J<sub>2</sub>, PT/

Структура Караган по результатам сейсморазведки представляет собой нарушенную разломами антиклиналь (отложения мела и триаса, облегающие пермский соляной диапир), которые хорошо прослеживаются на сейсмических профилях.

С запада диапир ограничен крутым склоном соляного перешейка Есекжал Западный – Бакачи.

Восточная граница диапира по направлению к скважине 3 представляет собой отвесной карниз, вдоль которой отложения пермотриаса прерываются вверх по падению.

Так, скважина №3, пройдя 2160 м по отложениям пермотриаса, при глубине 3830м так и не достигла поверхности соляного диапира.

По отражающим горизонтам II (кровля неокома) и III (кровля верхней юры) структура имеет овальную, вытянутую в почти меридианальном направлении форму.

Структура разбита на два полусвода вытянутых в широтном направлении. Западное крыло структуры осложнено серией сбросов меридианального направления с амплитудой до 30 м, образующих серию узких грабен и полу грабен.

Размеры структуры по II отражающему горизонту по изогипсе – 875 составляют 2,8х 2 км. Минимальная глубина в своде – 830 м, амплитуда 45 м.

Размеры структуры по III отражающему горизонту по изогипсе -1100 составляют 3,5 х 2,5км. Минимальная глубина в своде -1050м., амплитуда 50м.

Размеры структуры по V отражающему горизонту по изогипсе-1620м составляют 3,5 х 2,5км. Минимальная глубина в своде -1570м., амплитуда равна 50м.

По VI отражающему горизонту (кровля соленосных отложений) на площади Караган выделяется соляной купол.

Минимальная глубина в своде структуры -1500м. Восточный склон соляного купола в направлении скв.3 круто погружается под пермотриасовые отложения.

Залежи нефти выявлены в меловых, юрских и пермотриасовых отложениях.

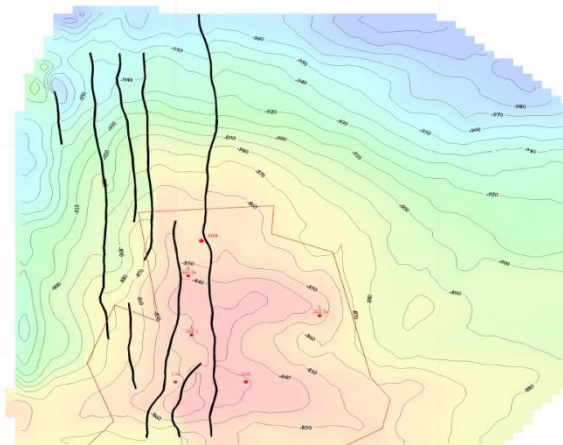


Рисунок 7. Структурная карта по подошве II неокомского продуктивного горизонта

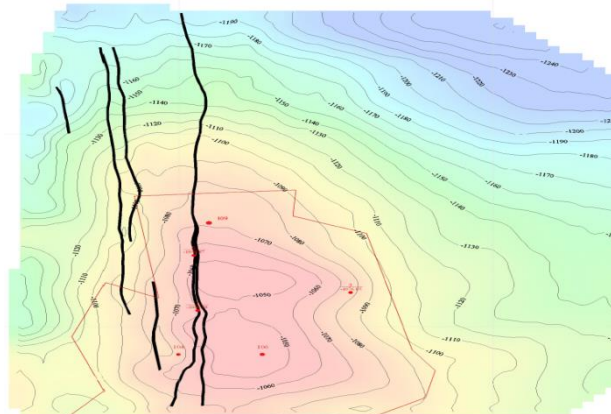


Рисунок 8. Структурная карта по подошве III неокомского продуктивного горизонта

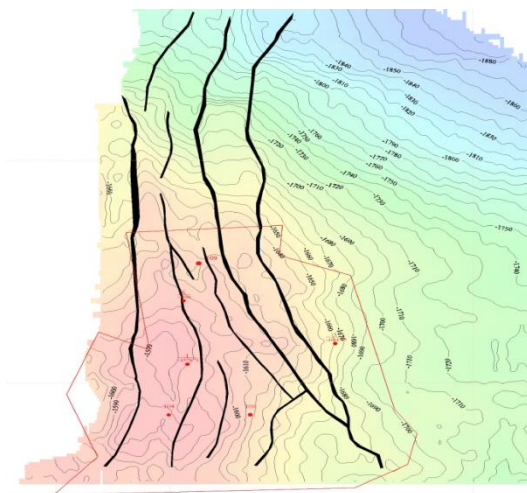


Рисунок 9. Структурная карта по подошве V юрского продуктивного горизонта

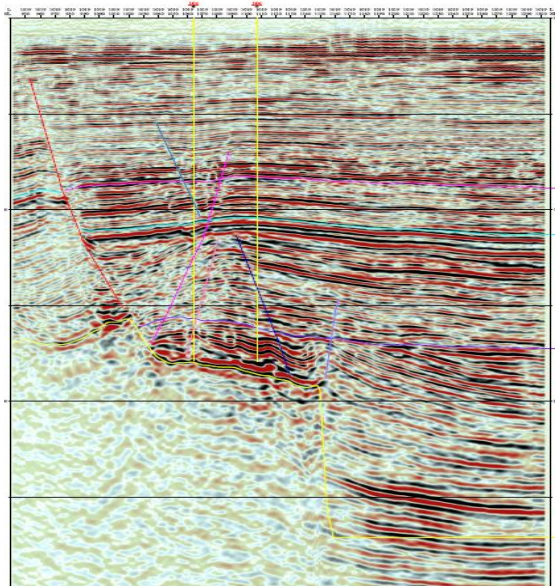


Рисунок 10 – Глубинный сейсмический разрез по линии 1019

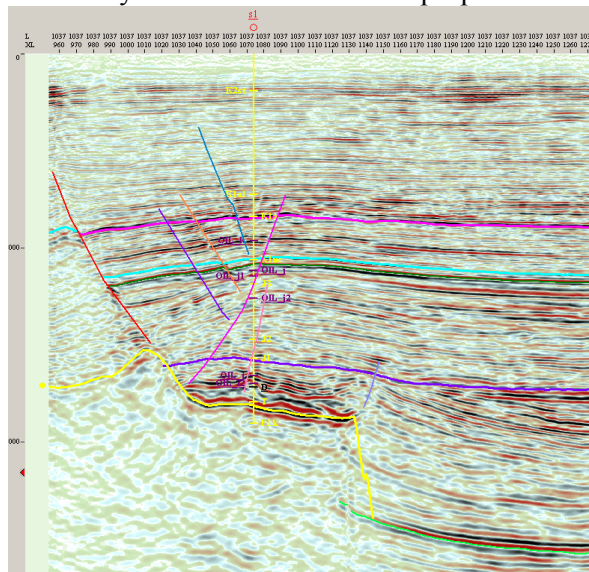


Рисунок 11 – Глубинный сейсмический разрез по линии 1037

#### 1.2.6.3. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов

При изучении физико-литологической характеристики продуктивных горизонтов месторождения Караган были использованы полевое описание, лабораторные исследования керн и данные промысловой геофизики

*Освещенность продуктивной толщи керном*

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Керн отобран в скважинах Г-1, 2, 3, 5, 6, 104, пробуренных на месторождении Караган. Лабораторные анализы проводились на образцах керн скважин Г-1, 2, 5, 6, 104.

В меловых горизонтах керн отобран в скважине 104. Общая проходка с отбором керн составляет 32,7 м, вынос – 25,05 м или 76,6 %. На продуктивную часть приходится 27 образцов. Количество кондиционных образцов – 16.

Юрские горизонты охарактеризованы керном из скважин 1, 3 и 104. Общая проходка с отбором керн составила 42 м с линейным выносом 16,3 м или 38,8% от проходки. На продуктивную часть приходится 1 кондиционный образец.

Из пермотриасового продуктивного горизонта керн не отобран.

Отбор керн осуществлялся снарядом «Недра», а компанией «КазКорРесерч» – в фибerglassовых трубах керноносителем. Интервал долбления керн варьирует от 2,3 м до 15 м. Диапазон выноса керн при этом от 0,5 м до 8,9 м. Интервалы отбора керн представлены в соответствии с привязкой керн к кривым ГИС. На планшетах ГИС литологическое описание керн уточнено соответственно результатам лабораторных анализов.

Возрастное определение пород проводилось по скважине 104.

Сведения об освещенности керном и анализами продуктивных горизонтов и эффективных мощностей по скважинам представлены в таблице 2.2.1. Из таблицы явствует, что освещенность керном продуктивных горизонтов колеблется от 0,05 до 0,54 м/м, анализами от 0,02 до 0,55 ан/м, т.е. низкая. Диапазон освещенности кондиционными анализами эффективных мощностей колеблется от 0,16 до 1,5 анализов на метр.

Таблица 1.2.6.3-1. Освещенность керном и анализами продуктивных горизонтов и эффективных толщин

№ скв.	горизонт	интервал горизонта, м	мощность, м	вынос керн а, м	освещенность керном, м/м	кол-во кондиционных анализов	освещенность анализами, ан/м	кол-во кондиционных анализов	интервалы коллектора, м	эффективная толщина, м	вынос керн а, м	освещенность керном, м/м	кол-во кондиционных анализов	количество кондиционных анализов	освещенность кондиционных анализов, ан/м
1	1верх неюрский	1122-1165	43	5.5	0.13	1	0.02	1	1131.0-1131.8 1152.2-1153.0 1154.6-1156.8 1158.8-1161.4	6.4	2.2	0.34	1	1	0.16
3	1верх неюрский	1155-1197	42	8.8	0.21	-	-	-	1155.0-1155.4 1156.0-1156.8 1159.6-1163.0 1164.6-1165.0 1184.0-1184.8 1185.6-1186.2 1189.6-1191.4 1194.2-1196.4	10.4	0.8	0.8	-	-	-
104	II неокосм	984-1031	47	14.35	0.31	26	0.55	15	996.8-998.0 1006.0-1007.2 1011.8-1012.8 1013.6-1015.2 1026.0-1031.0	10	3.8	0.38	22	15	1.5
	III неокосм	1046-1066	20	10.7	0.54	1	0.05	1	1059.4-1061.4 1062.8-1065.4	4.6	4.6	1	1	1	0.22
	1 верх неюрский	1151-1190	39	2	0.05	-	-	-	1158.8-1160.0 1175.6-1177.4 1180.8-1182.2 1185.0-1187.4 1188.6-1189.6	7.8	-	-	-	-	-

Коллектора продуктивных горизонтов представлены терригенными породами.

II неокосмский горизонт характеризуется средним значением общей толщины коллектора 5,0 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 3,6 м.

Таблица 1.2.6.3-2. Характеристика толщин продуктивных горизонтов

Характеристика толщин							
Толщина	Наименование	I неокомский	II неокомский	III неокомский	I верхнеюрский	среднеюрский	триасовый
Общая	Средняя, м	5,0	24,4	16,9	23,6	23,4	20,1
	Интервал изменения, м.	2,2-13,8	2,0-50,2	9,6-26,2	2,6-41,4	2,8-34,6	5,6-40,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,754	0,666	0,370	0,591	0,484	0,699
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,6	10,4	7,4	4,7	2,8	11,0
	Интервал изменения, м	1,0-6,2	8-12,8	4,2-9,4	2,6-6,4	2,8	7,2-18,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,722	0,188	0,309	0,336	0,0	0,479
Водонасыщенная	Средняя, м	3,5	6,0	8,7	5,5	13,8	6,4
	Интервал изменения, м	0,6-10,8	2,0-10,0	4,8-11,8	3,4-7,8	6,6-31,2	5,6-7,2
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,999	0,610	0,335	0,325	0,741	0,125
Эффективная	Средняя, м	4,0	9,2	12,1	6,1	11,6	9,2
	Интервал изменения, м	0,6-10,8	2,0-22,0	8,6-21,2	2,6-10,4	2,8-31,2	5,6-18,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,838	0,719	0,435	0,468	0,875	0,513

Таблица 1.2.6.3-3. Статические показатели характеристик неоднородности

Пласт	Коэффициент песчаности, д.ед.		Коэффициент расчлененности, д.ед.	
	среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации
I неокомский	0,8	0,438	1,1	0,306
II неокомский	0,5	0,566	4,0	0,456
III неокомский	0,7	0,257	3,0	0,527
I верхнеюрский	0,4	0,764	4,0	0,612
среднеюрский	0,6	0,570	3,0	0,558
триасовый	0,6	0,484	3,0	0,596

Горизонт охарактеризован по семи образцам керна из скважины №104 и среднее значение открытой пористости составляет 0,234 д.ед, открытая пористость по данным ГИС изменяется от 0,270 до 0,290 д.ед, в среднем составляет 0,280 д.ед.

Средняя нефтенасыщенность по горизонту принята по данным ГИС на уровне 0,50 д.ед.

Коэффициент песчаности составляет в среднем 0,5, расчлененности 4,0.

По III неокомскому горизонту нефтенасыщенная толщина колеблется от 4,2 до 9,4 м, в среднем составляя 7,4 м.

Пористость по данным ГИС составляет в среднем 0,275 д.ед. Средняя нефтенасыщенность по горизонту принята по данным ГИС на уровне 0,49 д.ед.

Коэффициент песчаности составляет в среднем 0,7, расчлененности 3.

I верхнеюрский горизонт характеризуется средним значением общей толщины коллектора 23,6 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 4,7 м.

Горизонт охарактеризован по одному образцу керна из скважины №1 из одного интервала и значение открытой пористости составляет 0,250 д.ед, по данным ГИС пористость горизонта в среднем составляет 0,265 д.ед. Нефтенасыщенность в среднем составляет 0,50 д.ед.

Коэффициент песчаности составляет 0,4, расчлененности 4.

По среднеюрскому горизонту нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 2,8 м.

Пористость коллекторов по данным ГИС изменяется в пределах от 0,220 до 0,265 д.ед, в среднем составляет 0,270 д.ед.

Коэффициент песчаности составляет в среднем 0,6. Коэффициент расчлененности равен 3.

Таблица 1.2.6.3-4. Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницае- мость, мД	Коэфф. открытой пористости, д. ед.	Начальная	
				Нефтенасыщенность, д. ед.	Газонасыщен- ность, д. ед.
1	2	3	4	5	6
<b>I неокомский горизонт</b>					
раг ные иссл е- дова ния квал	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-



	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Кол-во скважин, шт.	-	4	1	-
	Кол-во определений, шт.	-	6	2	-
	Среднее значение	-	0,300	0,48	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,228-0,418	0,460-0,500	-
Гидродинамические исследования скважин	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
<b>II неокомский горизонт</b>					
Лабораторн. исследования керн	Кол-во скважин, шт.	-	1	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	7	-	-
	Среднее значение	-	0,234	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,232-0,309	-	-
Геофизические исследования скважин	Кол-во скважин, шт.	-	3	1	-
	Кол-во определений, шт.	-	4	1	-
	Среднее значение	-	0,280	0,50	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,270-0,290	0,50	-
Гидродинамические исслед. скважин,	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
<b>III неокомский горизонт</b>					
рато рные иссл едов ания керна	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-

	Кол-во определенных, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	м	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизич. исследования скважин	Кол-во скважин, шт.	-	1	1	-
	Кол-во определенных, шт.	-	1	2	-
	Среднее значение	-	0,275	0,49	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,275	0,48-0,50	-
Гидро-динамические исследов. скважин	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определенных, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-

Среднеюрский горизонт					
Лабораторн. исследования керна	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определенных, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Кол-во скважин, шт.	-	4	1	-
	Кол-во определенных, шт.	-	5	1	-
	Среднее значение	-	0,240	0,480	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,220-0,260	0,480	-
Гидродинамические исслед. скважин,	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определенных, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Триасовый горизонт					

Лабораторные исследования керна	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-

Геофизич.исследования скважин	Кол-во скважин, шт.	-	2	2	-
	Кол-во определений, шт.	-	2	4	-
	Среднее значение	-	0,18	0,51	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,18-0,18	0,420-0,580	-
Гидродинамические исследов. скважин	Кол-во скважин, шт.	2	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	2	-	-	-
	Среднее значение	150,6	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	16,6-284,6	-	-	-

Триасовый горизонт характеризуется средним значением общей толщины коллектора 20,1 м. Нефтенасыщенная толщина, в среднем составляет 11,0 м.

По геофизическим данным пористость составляет 0,18 д.ед. Нефтенасыщенность в среднем составляет 0,51 д.ед. Проницаемость по гидродинамическим исследованиям скважин в среднем 150,6 мД.

#### 1.2.6.4. Структурные характеристики пород-коллекторов

Выделение продуктивных пород-коллекторов, определение их глубин залегания, эффективных и нефтенасыщенных толщин проведено по данным ГИС по следующим диагностическим признакам:

- Повышенные сопротивления КС для продуктивных коллекторов и низкие для – водоносных.
- Положительное приращение на кривых микрозондирования.
- Сужение диаметра скважины на кавернограмме.
- Понижение значения интенсивности естественной радиоактивности на диаграммах гамма-метода.

Таблица 1.2.6.4-1. Результаты определения кровли и подошвы продуктивных горизонтов, эффективных и нефтенасыщенных толщин

№№ пп	№№ скв	Интервалы горизонтов по каротажу, м	Альтитуда, м	Нобщ. НЭФФ	Интервалы эффективных мощностей, м	Эффективная мощность пластов, м		Примечания
		Абсолютная глубина, м				НН	НВ	
I неокомский горизонт								
1	1	915-926 -923-934	-7,81	11,0 7,5	915-926 924,5-926	- -	6,0 1,5 Σ=7,5	вода вода
2	2	Срезан сбросом						
3	3	915,6-927,2 -924-935	-8,15	11,6 5,2	915,6-916,8 918,8-921 925,4-927,2	- - -	1,2 2,2 1,8 Σ=5,2	вода вода вода
4	4	944-962 -952-970	-8	3,0	944-947 ниже глина	3,0	-	нефть
5	5	930-953 -938-961	-8	23 13,5	930-934 942,5-953	- -	4,0 9,5 Σ=13,5	вода вода
6	6	901-915,5 -909-923	-8	14,5 7,5	901-902,5 904-907	1,5 3,0	- -	нефть нефть



					911-913 914,5-915,5	- - $\Sigma=4,5$	2,0 1,0 $\Sigma=3,0$	вода вода
II неокомский горизонт								
1	1	969,4-1002 -977-1010	-7,81	32,6 12,0	969,4 -972,8 982 – 983,6 991,6-994 995,6 -997,2 999-1002,0	3,4 1,6 2,4 1,6 - $\Sigma=9,0$	- - - 3,0 $\Sigma=3,0$	нефть нефть нефть нефть вода
2	2	822-844 -829-851	-7,48	22 15,0	822-826,6 828-832 833,6-836 840-844	- - - - $\Sigma=15$	4,6 4,0 2,4 4,0	вода вода вода вода
3	3	982,4-1012,4 -990-1020	-8,15		заглинизирован			
4	4	1008-1042 -1016-1050	-8	34 16,2	1008-1010,8 1017,2-1021,6 1027,6-1030,8 1035-1035,6 1036,4-1041,6	- - - - - $\Sigma=16,2$	2,8 4,4 3,2 0,6 5,0	вода вода вода вода вода
5	5	1009-1039 -1017-1047	-8	30 10,2	1009-1011 1016,8-1019,6 1028-1030 1035,6-1039	- - - - $\Sigma=10,2$	2,0 2,8 2,0 3,4	вода вода вода вода
6	6	970-1004 -978-1012	-8	34 9,5	970-972,5 973,5-974,5 976-977,5 979-980 981,2-982,2 1000-1001 1002,5-1004	2,5 1,0 1,5 1,0 1,0 - - $\Sigma=7,0$	- - - - 1,0 1,5 $\Sigma=2,5$	нефть нефть нефть нефть нефть нефть вода
III - неокомский горизонт								
1	1	1029,6-1037 -1037-1045	-7,81	8 4,2	1029,6-1032,4 1036,-1037,76	2,6 1,6 $\Sigma=4,2$	- - -	нефть нефть
2	2	877-888 -884-895	-7,48		заглинизирован			нефть нефть
3	3	1041,6-1051,2 -1050-1059,0	-8,15	9,6 5,0	10,41-1043,2 10,44-1044,8 1047,6-1048,6 1050-1051,2	1,6 0,8 1,0 1,2 $\Sigma=4,6$	- - - - -	нефть нефть нефть нефть
4	4	1077-1087 -1085-1095	-8	10 1,2	В кровле глина 1085,8-1087	-	1,2	вода
5	5	1071-1087 -1079-1087	-8	8 -	заглинизирован			
6	6	1030-1036 -1038-1044	-8	6,0 4,2	1030-1031 1032-1033,2 1034-1036	1,0 1,2 2,0 $\Sigma=4,2$	- - -	нефть нефть нефть
I верхнеюрский горизонт								
1	1	1123,6-1161 -1131-1169	-7,81	37,4 13,6	1123-1124,8 1126,8-1128,4 1132-1133,4 1134,4-1135,4 1139-1141 1150,8-1153,6 1155,2-1157,2 1159,2-1161	1,2 1,6 1,4 0,8 2,0 2,8 2,0 1,8 $\Sigma=11,6$	- - - - - - - -	нефть нефть нефть нефть нефть нефть нефть нефть
2	2	970-1006,4 -977-1014	-7,48	36,4 12	970-972 974-977,6 989,6-990,6 992-993,4 1001,2-1003,6 1005,2-1006,4	- - - - - - $\Sigma=11,6$	2 3,6 1,0 1,4 2,4 1,2	вода вода вода вода вода вода
3	3	1149-1184			плотные глины			
4	4	1190-1226			плотные глины			
5	5				срезан сбросом			
6	6	1128-1167			плотные глины			
Среднеюрский горизонт								
1	1	1266-1280	-7,81	14,0	1266-1271	5,0	-	нефть

		-1274-1288		10,0	1273-1275,5 1276,5-1277,5 1278,5-1280	- - - $\Sigma=5,0$	2,5 1,0 1,5 $\Sigma=5,0$	вода вода вода
2	2	1123-1132 -1130-1139	-7,48	9,0 9,0	1123-1132	-	9,0	вода
4	4	1331,4-1350,4 1339-1358	-8	19,0 2,8	В кровле глина 1343,2-1344,8 1349,2-1350,4	- -	1,6 1,2 $\Sigma=2,8$	вода вода
5	5	1283-1300 -1291-1308	-8	17,0 3,5	В кровле глина 1290-1293,5 В подошве глина	-	3,5 $\Sigma=3,5$	вода
6	6	1265-1282 -1273-1290	-8	17,0 -	заглинизирован			
Пермо-триасовый горизонт								
1	1	1676-1713,6 -1684-1721	-7,81	37,6 23,6	1676-1678,8 1680,8-1682,8 1686-1690,8 1692,8-1695,2 1702-1713,6	3,8 2,0 4,8 2,4 11,6 $\Sigma=23,6$	- - - - -	нефть нефть нефть нефть нефть
2	3	1765-1809 -1773-1817	-8,15	44 8,6	В кроле глина 1779,2-1782 1784,4-1787 1792,4-1793,4 1806,8-1809	- - - -	2,8 2,6 1,0 2,2 $\Sigma=8,6$	вода вода вода вода
3	4				Каротажем, не вскрыт			
4	5							
5	6	1693-1732 -1701-1740	-8		заглинизирован			

#### 1.2.6.5. Характеристика нефти

Исследование состава и свойств пластовых флюидов месторождения Караган началось на стадии геологоразведочных работ. В период разведки (в 1984-1987г.г.) были отобраны и изучены пять глубинных проб пластовой нефти из скважины №1, характеризующим продуктивные горизонты I-верхнеюрский (две пробы) и пермотриасовый (три пробы). Из числа отобранных глубинных проб одна проба, полученная из продуктивного горизонта I-верхнеюрский, признана неподставительной из-за несоответствия величин пластовых параметров нефти и в данной работе не рассматривается. Значения показателей пластовой нефти отражаются в графиках, где не согласуется одна не представительная проба с остальными пробами.

Для характеристики физико-химических свойств нефтей в стандартных условиях были использованы 5 поверхностных проб для продуктивных горизонтов I-неоком, II-неоком и III-неоком из скважин №1 и №6. Изучение состава пластового газа и химико-технологические анализы на товарные свойства не проводились.

После оперативного подсчета запасов исследования пластовых флюидов (в 2007-2008 г.г.) проводились по четырем пробам, отобранным из продуктивных горизонтов I-верхнеюрский (скв. №106 – III блок) и пермотриасовый (скв. №1-II блок и №104 – III блок), анализы которых изучены в лаборатории ТОО НИИ «Каспиймунгаз». Лабораторные исследования пробы пластовой нефти проводились на установке PVT-АСМ-300. Компонентный состав выделившегося газа определен на газожидкостном хроматографе фирмы «Agilent-Technologies».

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях определены по анализам пяти проб нефти, отобранной из продуктивных горизонтов II-неокомский, I-верхнеюрский и пермотриасовый со скважин Г-1, 6, 104 и 106.

В целом анализ значений параметров пластовой нефти по горизонтам показал, что пластовое давление и температура увеличивается с глубиной и в продуктивном горизонте пермотриас значения газосодержания и давления насыщения более высокие и нефть соответственно более легкая, маловязкая, чем нефть продуктивного горизонта I-верхнеюрский.

По полученным результатам построены графики изменения пластового давления и температуры от глубины.

#### Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 10 проб из четырех скважин, из них по I-неокомскому горизонту одна

проба, по II-неокомскому горизонту – три пробы, по III-неокомскому горизонту – две пробы, по I-верхнеюрскому горизонту – две пробы (II и III блоки) и по пермотриасовому горизонту – две пробы (II и III блоки).

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти приведены в таблице 4.1.1. В процессе анализа нефти в поверхностных условиях были определены основные ее параметры, такие как, плотность, кинематическая вязкость, температура застывания и вспышки, фракционные и углеводородные составы, содержание серы, парафина, асфальтено-смолистых веществ и другое.

#### I-неокомский продуктивный горизонт

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти приведен по ранее отобранной пробе из скважины №6 с интервала перфорации 902-907 м.

Нефть I-неокомского продуктивного горизонта является тяжелой, малопарафинистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях составляет 0,9158 г/см<sup>3</sup>. Величина кинематической вязкости нефти при 20оС составляет 886,5 мм<sup>2</sup>/с и при 50оС – 100,02 мм<sup>2</sup>/с. Содержание парафина в нефти составляет 1,15%. Содержание серы равно 0,46%. Температура застывания нефти равна 5оС. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300оС, достигает 13%.

#### II-неокомский продуктивный горизонт

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам анализа трех проб нефти из скважин №1 и №6.

Нефть II-неокомского продуктивного горизонта является тяжелой, высокосмолистой, малопарафинистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,8959 до 0,9179 г/см<sup>3</sup>, в среднем составляя 0,9086 г/см<sup>3</sup>. Величина кинематической вязкости нефти при 20оС в среднем равна 400,3 мм<sup>2</sup>/с и при 50оС – 58,4 мм<sup>2</sup>/с. Содержание парафина в нефти изменяется от 1,43 до 1,50%, в среднем составляет 1,47%. Содержание серы колеблется от 0,46 до 0,67%, в среднем составляя 0,57%. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 28,1 и 3,08% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300оС, в среднем достигает 22%.

#### III-неокомский продуктивный горизонт

Нефть III-неокомского продуктивного горизонта является тяжелой, парафинистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,9001 до 0,9004 г/см<sup>3</sup>, в среднем составляя 0,9003 г/см<sup>3</sup>. Величина кинематической вязкости нефти при 20оС в среднем равна 193,5 мм<sup>2</sup>/с и при 50оС в среднем равна 38,3 мм<sup>2</sup>/с. Содержание парафина в нефти составляет 1,60%. Содержание серы колеблется от 0,47% до 0,54%, в среднем составляя 0,51%. Температура застывания нефти в среднем равна -13оС. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300оС составляет 25%.

#### I-верхнеюрский продуктивный горизонт

Нефть I-верхнеюрского горизонта представлена двумя пробами, отобранной из скважины 1(II блок) и 106 (III блок). Плотность нефти в поверхностных условиях изменяется в пределах от 0,8959 г/см<sup>3</sup> (II блок) до 0,9155 г/см<sup>3</sup> (III блок), в среднем составляя по горизонту 0,9057 г/см<sup>3</sup>. Величина кинематической вязкости нефти при 20оС колеблется в пределах от в среднем составляет 267 мм<sup>2</sup>/с и при 50оС – 49,0 мм<sup>2</sup>/с. Содержание парафина в нефти составляет 2,2%. Содержание серы варьирует в пределах от 0,51% (II блок) до 0,69%(III блок), в среднем по горизонту - 0,6%. Содержание смол и асфальтенов достигает 19,4 и 3,26% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300оС, достигает 28%.

#### Пермотриасовый продуктивный горизонт

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти приведен по новым отобранным двум пробам из скважин №1(II блок) и №104 (III блок) (таблица 4.1.1).

Нефть пермотриасового продуктивного горизонта является средней, смолистой, малопарафинистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,8524 г/см<sup>3</sup> до 0,8538 г/см<sup>3</sup>, в среднем по горизонту составляет 0,8531 г/см<sup>3</sup>. Величина кинематической вязкости нефти при 20оС в среднем составляет 16,3 мм<sup>2</sup>/с и при 50оС – 7,3 мм<sup>2</sup>/с. Содержание парафина в нефти в среднем составляет 1,24%, смол – 13,6%, из них асфальтенов – 1,38% и серы – 0,55%. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300оС в среднем составляет 49%.

#### *Свойства нефти в пластовых условиях*

В целом по месторождению физические свойства нефти в пластовых условиях изучены по 8 представительным пробам, характеризующим I-верхнеюрский (II и III блоки) и пермотриасовый (II и III блоки) продуктивные горизонты.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

**Неокомский продуктивный горизонт**

Изучение свойств нефти в пластовых условиях в неокоме не проводились. Для определения истинных значений флюидальных параметров неокомского горизонта необходимо отобрать глубинных проб нефти и провести их анализ. Из-за отсутствия анализов пластовой нефти подсчетные параметры приводятся по результатам исследования верхнеюрского продуктивного горизонта.

**I-верхнеюрский продуктивный горизонт**

I-верхнеюрский продуктивный горизонт изучен по четырем пробам, из них в II блоке одна проба отобранной из скважины №1, с интервала перфорации 1153-1160 м признана представительной. Изучение свойств пластовой нефти III блока проведено по двум параллельным пробам, отобранной из скважины №106. По результатам анализа плотность пластовой нефти колеблется в пределах от 0,8652 г/см<sup>3</sup> (II-блок) до 0,9001 г/см<sup>3</sup> (III-блок), в среднем по горизонту составляя 0,8770 г/см<sup>3</sup>. Величина давления насыщения нефти газом составляет от 0,90 (II-блок) до 1,78 МПа (III-блок) при пластовом давлении в среднем составляя 12,34 МПа. Газосодержание пластовой нефти – 4,52 м<sup>3</sup>/т (II-блок) и 9,66 м<sup>3</sup>/т (III-блок), в среднем по горизонту составляя 7,7 м<sup>3</sup>/т. Величина объемного коэффициента по горизонту составляет 1,037, соответственно пересчетный коэффициент равен - 0,9643. Динамическая величина вязкости нефти составляет 39,0 мПа\*с (II-блок) и 15,9 мПа\*с (III-блок).

**Пермотриасовый продуктивный горизонт**

Физико-химическая характеристика нефти в пластовых условиях изучена по 5 глубинным пробам из скважин №1 (II-блок) и №104 (III-блок).

По результатам исследования плотность пластовой нефти варьирует в пределах 0,8025-0,8438 г/см<sup>3</sup>, в среднем составляя 0,8279 г/см<sup>3</sup> при средней пластовой температуре 56,30С. Давление насыщения нефти газом меняется от 1,26 до 2,40 МПа, в среднем составляя 1,74 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти изменяется от 11,14 до 20,60 м<sup>3</sup>/т, в среднем составляя 16,89 м<sup>3</sup>/т. Динамическая вязкость нефти в II блоке колеблется в пределах от 1,35 до 3,49 мПа\*с, в III блоке - 4,21 мПа\*с, в среднем по горизонту составляет 2,48 мПа\*с. Величина объемного коэффициента варьирует в пределах от 1,037 до 1,100, в среднем составляя 1,066. Соответственно пересчетный коэффициент равен - 0,938.

**Состав растворенного газа**

Состав и свойства пластового газа анализировалась по двум новым отобранными пробам из I-пермотриасового продуктивного горизонта из скважин №1 (II-блок) и №104 (III-блок).

Сведения компонентного состава выделившегося газа приведено в таблице 2.3.3.

Свойства пластового газа скважины №1 является жирным, низкоуглекислым и азотистым. Основным компонентом газа является метан, содержание которого составляет 30,97% моль. Этана в газе - 5,47% моль, пропана - 24,02% моль. Содержание азота и углекислого газа составляют 6,80 и 0,46% моль соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 1,433.

Компонентный состав выделившегося газа скважины №104 является полусухим и высокоазотистым. Содержание азота в газе больше, чем другие компоненты, который достигает 55,22% моль. Газ характеризуется очень низким содержанием метана – 2,10% моль, этана – 1,87% моль и пропана – 12,97% моль. Сероводород в газе отсутствует. Содержание углекислого газа составляет 0,32% моль. Относительная плотность газа по воздуху равна 1,436.

Поскольку составы газа из скважин №1 и №104 располагаются не адекватно, при дальнейшей работе желательно продублировать отбор проб газа из данных скважин и провести полное их исследование, включая физико-химическую характеристику нефти в пластовых и стандартных условиях.

Для оценки и обоснования пластового флюида рекомендуется в дальнейшем провести полный комплекс анализа проб нефти и газа всех действующих объектов, т.к. на месторождении изучены единичные глубинные пробы нефти и компонентного состава газа.

**1.2.7. Особо охраняемые природные территории**

Историко-культурное наследие, как важнейшее свидетельство исторической судьбы каждого народа, как основа и неперемненное условие его настоящего и будущего развития, как составная часть всей человеческой цивилизации, требует постоянной защиты от всех опасностей. Обеспечение этого положения в Республике Казахстан в соответствии с Законом РК от 26 декабря 2019 года за №288-VIЗРК «Об охране и использовании историко-культурного наследия» является обязанностью для всех юридических и физических лиц.

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

В пределах контрактной территории месторождения Караган, а также близ его расположения отсутствуют памятники, состоящие на учете в органах охраны памятников Комитета культуры РК, имеющих архитектурно-художественную, историко-культурную и археологическую ценность.

В пределах контрактной территории месторождения Караган, а также близ его расположения, нет земель оздоровительного, рекреационного назначения, а также объектов, имеющих статус «Особо охраняемые природные территории».

### **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;
- биоразнообразие;
- 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.

Согласно СП "Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" (20 февраля 2023 года № 26) вблизи поверхностных водных источников устанавливаются водоохранные зоны. Минимальная ширина водоохранной зоны для малых рек (длиной менее 200 км) и озер устанавливается в размере 500 м. В пределах водоохранной зоны не должны базироваться какие-либо временные или тем более постоянные стоянки передвижных лагерей и автотранспорта. Данные природоохранные меры направлены на сохранность естественного состояния водотока.

Согласно ст.270 Экологического Кодекса РК Ширина водоохранной зоны по берегу Каспийского моря принимается равной 2000 метров от отметки среднегодовоего уровня моря за последнее десятилетие, равной минус 27 метров, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 2 статьи 223 настоящего Кодекса.

Все проектируемые скважины расположены за пределами водоохранных зон и полос водных объектов, соответствуют требованиям статьи 125 Водного кодекса Республики Казахстан.

Риска загрязнения поверхностных источников нет, тем не менее недопустим сброс любого вида отходов (жидких, твердых) в водотоки. Недопустима организация мойки автотранспорта. Для этого на промплощадке будет обустроено специальное место, оборудованное ливневой канализацией и системой сбора загрязненных стоков. Кроме того, движение производственного транспорта не должно совершаться через русла водотоков во избежание нарушения целостности берегов.

Характер рельефа района работ исключает возможность больших скоплений дождевых и талых вод в местах проектируемых объектов.

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.

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.

Проведение экологического мониторинга поверхностных вод при реализации проектных решений не предусматривается, в связи с удаленностью объектов.

**1.3.2. Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достигнутого 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**

Месторождение Караган расположена на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Месторождение нефти Караган приурочено к антиклинальной структуре на одноименной площади, выявленной по результатам сейсморазведки МОГТ, выполненной сейсморазведчиками ПО «Эмбанефть». В 1983-1987 гг. на данной площади проведено поисково-разведочное бурение, по результатам которого была установлена продуктивность трех горизонтов в неокомских, одного - в верхнеюрских и одного в пермо-триасовых отложениях.

Структура Караган выделена в 1976-1977 годах по результатам двухмерной площадной сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ). Поисково-разведочное бурение начато в 1983 году, скважиной первооткрывательницей стала скважина №1, в которой при испытании пермотриасовых отложений в 1984 году получен промышленный приток нефти дебитом 16,4 м<sup>3</sup>/сут. через 5 мм штуцер. По результатам поисково-разведочного бурения установлена нефтеносность неокомских, верхнеюрских, среднеюрских и пермотриасовых отложений.

В 2005 году предыдущим недропользователем на месторождении проведены сейсморазведочные работы 3Д и их интерпретация, площадь полной съемки составила 27,44 кв.км.

В 2007-2008 годах предыдущим недропользователем в рамках пробной эксплуатации были пробурены скважины №№104, 106, 109

В 2008 году был произведен Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», утвержденный в ГКЗ (протокол № 783-08-П от 24.12.2008). По результатам Оперативного подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Караган Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых на баланс Государственных запасов были приняты следующие запасы нефти и растворенного газа месторождения Караган:

нефти:

C1 геологические 1228 тыс.т, в том числе извлекаемые 319 тыс.т,

C2 геологические 3390 тыс.т, в том числе извлекаемые 769 тыс.т;

растворенного в нефти газа:

C1 геологические 11 млн.м<sup>3</sup>, в том числе извлекаемые 3 млн.м<sup>3</sup>,

C2 геологические 27 млн.м<sup>3</sup>, в том числе извлекаемые 6 млн.м<sup>3</sup>.

В 2024 г ТОО «Merum Oil» разработан с последующим утверждением на ЦКРР РК «Проект разведочных работ по оценке месторождения Караган» (протокол №57/3 21-22.11.24 г).

При разработке проекта пробной эксплуатации месторождения Караган была использована вся имеющаяся первичная геолого-геофизическая информация.

**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**

Месторождение Караган многопластовое и обладает сложным геологическим строением, продуктивные горизонты имеют невыдержанный характер эффективных толщин и текущей нефтенасыщенности, неоднозначную корреляцию, отдельные водонефтяные контакты, литологический и тектонически-экранированный тип ловушек, характеризуются недостаточным объемом опробований и испытаний, лабораторных анализов керн и проб пластовых флюидов.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Так, залежи нефти по всем пяти продуктивным горизонтам на западе экранируются разрывным нарушением, амплитуда, протяженность которого по данным сейсморазведки 2D неоднозначны. На востоке месторождения II неокомский, в северной части -I верхнеюрский и пермо-триасовый продуктивные горизонты литологически замещаются слабопроницаемыми разностями пород.

Таким образом, уточнение границ распространения литологических замещений и тектонических экранов, существенно влияющих на нефтеотдачу пластов, осуществимо только после бурения дополнительных разведочных скважин и проведения специальных исследовательских работ в период пробной эксплуатации.

Полученные данные при периодическом определении пластовых давлений, времени их восстановления и давлений насыщения, сведения по режимам работы залежей и оценке потенциала упругой энергии пластовых систем будут положены в основу технологической схемы разработки месторождения Караган.

Основной целью пробной эксплуатации месторождения является получение достоверной информации о добычных возможностях всех продуктивных горизонтов и их геолого-физических характеристиках, достаточной для обоснования оптимальной величины извлекаемых запасов нефти и обеспечивающей надежное проектирование разработки месторождения.

Задачами пробной эксплуатации являются:

- Детализация геологической конструкции нефтяных залежей, в том числе их геометрических форм, размеров, глубины залегания и высоты, положения тектонических нарушений и зон литологического выклинивания.

- Определение оптимальных значений коэффициентов продуктивности; рабочих депрессий, среднесуточных дебитов и соответственно объемов добычи нефти по каждой залежи; динамики обводнения пластов – коллекторов, расчет значений относительных фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды.

- Уточнение промыслово-геофизической модели продуктивных горизонтов, в том числе границ залежей и текущих положений ВНК эффективных и нефтенасыщенных толщин, текущей нефтенасыщенности продуктивных горизонтов и эффективной пористости по всем залежам для оценки запасов нефти и растворенного газа промышленных категорий.

- Уточнение стратиграфической принадлежности и литологических свойств пород (в т.ч. минерального состава зерен скелета, состава цемента, глинистости, карбонатности и т.п.) петрофизических и фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов, компонентного состава нефтей,

- Апробирование методов интенсификации притоков нефти.

- Обоснование оптимальной системы сбора, подготовки, хранения, транспортировки и реализации нефти.

- Решение проблем, связанных с утилизацией нефтяного газа.

- Составление финансово-экономической модели пробной эксплуатации месторождения Караган.

Сроки пробной эксплуатации

Исходя из недостаточности априорной информации, слабой изученности нефтенасыщенных горизонтов и сложности геологического строения сроки пробной эксплуатации месторождения Караган определены в 3 года (01.05.2025-30.04.2028гг.).

#### ***1.5.1. Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение***

Для дальнейшего изучения геологического строения рекомендуется пробурить 3 опережающие-добывающие скважины №№101, 105 и 111, а также с целью продолжения мероприятий по доразведке рекомендуется пробурить одну оценочную КР-1.

Аптский горизонт (I объект). Продуктивный горизонт опробован в скважинах №109 и 106, где по скважине 109 получен приток нефти. Запасы нефти оценены по категориям C1 и C2.

Скважина 109 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в северной части залежи и получен приток нефти дебитом 4,3 м3/сут из интервала перфорации 758-760 м.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

Скважина 106 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в южной части залежи, опробования не было и нефтенасыщенные толщины выделены по ГИС.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта

I, II, III неокомские горизонты (II объект). Продуктивный горизонт опробован в скважинах №1, 3, 6, 106, где по скважинам 1, 3, 6, получены притоки нефти. Запасы нефти оценены по категориям C1 и C2.

Скважина 1 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в западной части залежи. Из интервала перфорации 969-972 м получен приток нефти дебитом 0,24 м<sup>3</sup>/сут, из интервала 981-987 м – 2,0 м<sup>3</sup>/сут нефти, из интервала 992-994 м – 1,1 м<sup>3</sup>/сут нефти, из интервала 1031 - 1039 м – 2,7 м<sup>3</sup>/сут нефти.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

Скважина 3 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в восточной части залежи. Из интервала перфорации 1040 – 1051 м получен приток нефти дебитом 0,2 м<sup>3</sup>/сут.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

Скважина 6 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в северной части залежи. Из интервала перфорации 902-907м получен приток нефти дебитом 1,0 м<sup>3</sup>/сут, из интервалов 970-983 – 1 м<sup>3</sup>/сут, из интервалов 1030-1036 – 1,04 м<sup>3</sup>/сут.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

Скважина 111 опережающая добывающая, закладывается в южной части залежи.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

I-среднеюрский, I верхнеюрский горизонт (III объект). Продуктивный горизонт опробован в скважинах №1, 3, 106, где по скважинам 1 и 106, получены притоки нефти. Запасы нефти оценены по категориям C1 и C2.

Скважина 1 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в центральной части залежи. Из интервала перфорации 1123 – 1128 м, 1131-1135 м получены притоки нефти дебитом 7,8 м<sup>3</sup>/сут, из интервалов 1153 - 1160м– 36,5 м<sup>3</sup>/сут, из интервалов 1268 – 1271 м – 0,6 м<sup>3</sup>/сут.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

Скважина 106 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в западной части залежи. Из интервала перфорации 1128 – 1138 м получены притоки нефти дебитом 8,8 м<sup>3</sup>/сут.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

Скважина 101 опережающая добывающая закладывается в центральной части залежи, на границе категорий запасов C1 и C2.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта, и перевод запасов из категории C2 в C1 при получении промышленных приокров нефти. Перевод запасов необходимо провести по радиусу контура питания.

Пермотриасовый горизонт (IV объект). Продуктивный горизонт опробован в скважинах №1 и 104, где по скважинам 1 и 104, получены притоки нефти. Запасы нефти оценены по категориям C1 и C2. Скважина 1 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в центральной части залежи. Из интервала перфорации 1680-1689 м получены притоки нефти дебитом 20,5 м<sup>3</sup>/сут, из интервалов 1706-1716 м– 12,5 м<sup>3</sup>/сут.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта. Скважина 104 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в центральной части залежи. Из интервала перфорации 1645-1651м получен приток нефти дебитом 16,0 м<sup>3</sup>/сут.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта. Скважина 105 опережающая добывающая закладывается в центральной части залежи, на границе категорий запасов C1 и C2.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта, и перевод запасов из категории C2 в C1 при получении промышленных приокров нефти. Перевод запасов необходимо провести по радиусу контура питания. В рамках доразведки закладывается скважина КР-1, с целью опробования неокомских и юрских горизонтов (Таблица 1.5.1-1).

В таблице 1.5.1-1 приведены ориентировочные запасы нефти, переводимые из категории C2 в C1.

горизонт	№скв	S, тыс.м2	Средняя нефтенасыщенность	Открытая пористость	Нефтенасыщенность, доли	Плотность нефти,	Начальные балансов	Коэффициент извлечения	Начальные извлека
----------	------	-----------	---------------------------	---------------------	-------------------------	------------------	--------------------	------------------------	-------------------



			ая толщин а, м	сть, доли ед.	ед.	кг/м <sup>3</sup>	ые запасы нефти, тыс.т	я нефти, доли ед.	емые запасы нефти, тыс. т
II неокомский горизонт	КР-1	378,29	5,3	0,27	0,57	0,9086	280,4	0,200	56,1
III неокомский горизонт	КР-1	187,65	8,8	0,27	0,48	0,9003	192,7	0,200	38,5
III объект юрский горизонт	КР-1	183,51	6,5	0,25	0,54	0,9057	145,8	0,199	29,0
III объект юрский горизонт	101	96,45	8	0,25	0,54	0,9057	94,3	0,199	18,8
IV объект пермотриасовый горизонт	105	23,13	6	0,14	0,49	0,8531	8,1	0,290	2,4
	всего						721,3		144,7

#### 1.5.2. Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин

На данном этапе, в период проведения пробной эксплуатации, новые методы воздействия по увеличению продуктивности скважин не предусматривается.

#### 1.5.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

По способу воздействия на пласт месторождение Караган в период пробной эксплуатации будет функционировать без поддержания пластового давления. Тем не менее, в процессе эксплуатации возможно появление попутной воды. Для закачка попутной воды предусматривается перевод скважины Г-3 под нагнетание воды в альбские водоносные пласты.

#### 1.5.4. Прогноз технологических показателей пробной эксплуатации

Прогноз технологических показателей выполнен для разработки в течение пробной эксплуатации на 3 года (01.05.2025-30.04.2028гг.).

В период пробной эксплуатации предусматривается:

- вывод из консервации скважин (Г-1, Г-3, Г-6, 104, 106 и 109)
- бурение 3-х опережающих добывающих скважин 101, 105 и 111.
- перевод скважины Г-3 под нагнетание воды в законтурную часть II-неокомского горизонта
- а также с целью продолжения мероприятий по доразведке рекомендуется пробурить одну оценочную КР-1.

В основу расчетов проектных показателей пробной эксплуатации скважин положены фактические данные о дебитах скважин, полученных при опробовании и эксплуатации скважин. Для технологических расчетов значения начальных дебитов проектных скважин в зависимости от местоположения представлены в таблице 1.5.4-1.

Расчет динамики добычи по годам проводился с учетом запланированного темпа ввода скважин из бурения (таблица 1.5.4-2).

С учетом необходимости выполнения значительного объема исследовательских работ (опробование, гидродинамические исследования скважин), требующих оценки динамики параметров в течение продолжительного периода, прогноз технологических показателей рассчитан на 3 года, до 30.04.2028 г.

Коэффициент эксплуатации скважин принят на уровне 0,9 д.ед., что связано с проведением исследовательских работ. Коэффициент использования фонда скважин принят на уровне 1,0 д.ед.

Таким образом, в целом фонд скважин к концу периода пробной эксплуатации, т.е. к 30.04.2028 г., составит 10 единиц, в т.ч. ранее пробуренные 6 скважин (№№ Г-1, Г-3, Г-6, 104, 106 и 109), 3 проектные опережающие- добывающие скважины (№№101, 105 и 111), а также оценочная скважина КР-1.

При этом в целом по месторождению прогнозная добыча нефти за 2025, 2026, 2027 и 2028 гг. составит, соответственно, 9,13 тыс.т, 14,65 тыс.т, 16,64 тыс.т и 5,72 тыс.т. Накопленная добыча нефти к 30.04.2028 г. в целом по месторождению составит 72,72 тыс. т нефти.

Таблица 1.5.4-1- Фактические дебиты пробуренных и ожидаемых дебитов проектных скважин

№ п/п	№ скв.	Дата ввода	Статус	Объект	qn, т/сут	qж, т/сут	обв-ть, %
1	109	01.05.2025	Из консервации	I	3,0	3,0	1,04
2	Г-6	01.05.2025	Из консервации	II	3,3	3,3	0,70
3	проект 111	01.07.2027	Ввод из бурения	II	1,8	1,8	0,50
4	106	01.05.2025	Из консервации	III	7,9	8,0	1,04
5	проект 101	01.08.2025	Ввод из бурения	III	11,9	12,0	0,60
6	Г-1	01.05.2025	Из консервации	IV	9,9	10,0	1,04
7	104	01.05.2025	Из консервации	IV	9,9	10,0	1,04
8	проект 105	01.04.2027	Ввод из бурения	IV	8,9	9,0	1,19

Таблица 1.5.4-2- Показатели добычи нефти по скважинам

№ п/п	№ скв.	Дата ввода	Статус	Объект	Ожидаемая добыча нефти, тыс.тонн			
					8 мес.2025	2026	2027	4 мес.2028
1	109	01.05.2025	Из консервации	I	0,65	0,95	0,91	0,30
2	Г-6	01.05.2025	Из консервации	II	0,72	1,06	1,03	0,34
3	проект 111	01.07.2027	Ввод из бурения	II	0,00	0,00	0,30	0,19
4	106	01.05.2025	Из консервации	III	1,75	2,52	2,43	0,79
5	проект 101	01.08.2025	Ввод из бурения	III	1,64	3,82	3,68	1,19
6	Г-1	01.05.2025	Из консервации	IV	2,18	3,15	3,04	0,98
7	104	01.05.2025	Из консервации	IV	2,18	3,15	3,04	0,98
8	проект 105	01.04.2027	Ввод из бурения	IV	0,00	0,00	2,20	0,95
Итого					9,13	14,65	16,64	5,72

Таблица 1.5.4-3- Характеристика основного фонда скважин по объекту I

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, шт	жин из консервационное бурение	Выбытие скважин	Фонд опережающих	ых скважин	Среднегодовой дебит на 1 скважину	нагн стальной, сква
----------------	-----------------------------	--------------------------------	-----------------	------------------	------------	-----------------------------------	---------------------

	всего	опережающих добывающих	нагнетательных			всего	нагнетательных	добывающих скважин на конец периода		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	Газа, тыс.м3/сут	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	13	14	15	16	17
8 мес 2025	0	0	0	1		0	0	1		2,97	3,00	0,023	
2026	0	0	0	0		0	0	1		2,88	3,00	0,022	
2027	0	0	0	0		0	0	1		2,78	3,00	0,021	
4 мес 2028	0	0	0	0		0	0	1		2,71	3,00	0,021	

Таблица 1.5.4-4- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту I

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Тем отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т.	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, млн. м <sup>3</sup>		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих							годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	13	14	15	16	17
8 мес 2025	0,65	7,3	14,0	4,32	48,0	0,092	0,66	4,33	1,0				0,005	0,033
2026	0,95	10,5	25,4	5,27	58,5	0,112	0,99	5,32	4,0				0,007	0,041
2027	0,91	10,1	32,4	6,18	68,7	0,132	0,99	6,30	7,4				0,007	0,048
4 мес 2028	0,30	3,3	11,7	6,48	72,0	0,138	0,33	6,63	9,6				0,002	0,050

Таблица 1.4.5-5- Характеристика основного фонда скважин по объекту II

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, шт			Ввод скважин из консервации, шт	Эксплуатационное бурение, тыс. м.	Выбытие скважин		Фонд опережающих добывающих скважин на конец периода	Фонд нагнетательных скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приемистость 1 нагнетательной, скважины, м <sup>3</sup> /сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных			всего	нагнетательных			нефти, т/сут	жидкости, т/сут	Газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	13	14	15	16	17
8 мес 2025	0	0	0	1		0	0	1		3,28	3,30	0,025	
2026	0	0	0	0		0	0	1		3,21	3,30	0,025	
2027	1	1	0	0	1,8	0	0	2		2,69	2,80	0,021	
4 мес 2028	0	0	0	0		0	0	2		2,43	2,55	0,019	

Таблица 1.5.4-6- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту II

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Тем отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т.	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, млн. м <sup>3</sup>		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих							годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	13	14	15	16	17
8 мес 2025	0,72	0,79	0,82	3,04	3,34	0,007	0,73	3,04	0,7				0,006	0,023
2026	1,06	1,16	1,21	4,09	4,50	0,009	1,08	4,12	2,7				0,008	0,031
2027	1,33	1,46	1,55	5,42	5,95	0,012	1,38	5,51	4,0				0,010	0,042
4 мес 2028	0,53	0,58	0,62	5,95	6,53	0,013	0,56	6,06	4,7				0,004	0,046

Таблица 1.5.4-7- Характеристика основного фонда скважин по объекту III

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, шт			Ввод скважин из консерваций, шт	Эксплуатационное бурение, тыс. м.	Выбытие скважин		Фонд опережающих добывающих скважин на конец периода	Фонд нагнетательных скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приемистость 1 нагнетательной скважины, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных			всего	нагнетательных			нефти, т/сут	жидкости, т/сут	Газа, тыс.м3/сут	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	13	14	15	16	17
8 мес 2025	1	1	0	1	1,8	0	0	2		9,5	9,5	0,1	
2026	0	0	0	0	1,8	0	0	2		9,7	10,0	0,1	
2027	0	0	0	0	1,8	0	0	2		9,3	10,0	0,1	
4 мес 2028	0	0	0	0	1,8	0	0	2		9,1	10,0	0,1	

Таблица 1.5.4-8- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту III

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Тем отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т.	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, млн. м <sup>3</sup>		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих							годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	13	14	15	16	17
8 мес 2025	3,39	1,96	2,27	23,97	13,86	0,04	3,42	24,00	0,83				0,026	0,18
2026	6,34	3,67	4,45	30,32	17,52	0,05	6,57	30,57	3,46				0,049	0,23
2027	6,12	3,54	4,48	36,43	21,06	0,06	6,57	37,14	6,87				0,047	0,28
4 мес 2028	1,98	1,14	1,47	38,41	22,20	0,07	2,18	39,32	9,08				0,015	0,30

Таблица 1.5.4-9- Характеристика основного фонда скважин по объекту IV

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, шт	жи из конс ерв ацио нное буре ние,	Выбытие скважин	Фонд опережающих	ых сква жин	Среднегодовой дебит на 1 скважину	стат ельн ой,
----------------	-----------------------------	------------------------------------	-----------------	------------------	-------------	-----------------------------------	---------------

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

	всего	опережающих добывающих	нагнетательных			всего	нагнетательных	добывающих скважин на конец периода		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	Газа, тыс.м3/сут	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	13	14	15	16	17
8 мес 2025	0	0	0	2	0	0	0	2		9,9	10,0	0,2	
2026	0	0	0	0	0	0	0	2		9,6	10,0	0,2	
2027	1	1	0	0	1,8	0	0	3		9,2	9,7	0,2	
4 мес 2028	0	0	0	0	1,8	0	0	3		8,9	9,7	0,2	

Таблица 1.5.4-10- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту IV

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Тем отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т.	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, млн. м <sup>3</sup>		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих							годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	13	14	15	16	17
8 мес 2025	4,36	9,5	10,5	4,36	9,5	0,03	4,41	4,41	1,04				0,07	0,07
2026	6,31	13,7	17,9	10,67	23,2	0,07	6,57	10,98	3,98				0,11	0,18
2027	8,29	18,0	30,6	18,96	41,2	0,12	8,80	19,78	5,81				0,14	0,32
4 мес 2028	2,92	6,3	12,1	21,88	47,6	0,14	3,16	22,94	7,57				0,05	0,37

Таблица 1.5.4-11- Характеристика основного фонда скважин по месторождению

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, шт	жин из конс лева ацно нное буре ние	Выбытие скважин	Фонд опережающих	ых сква жин	Среднегодовой дебит на 1 скважину	етат ельн ой,
----------------	--------------------------------	--	-----------------	---------------------	-------------------	--------------------------------------	---------------------

	всего	опережающих добывающих	нагнетательных			всего	нагнетательных	добывающих скважин на конец периода		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	Газа, тыс.м3/сут	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	13	14	15	16	17
8 мес 2025	1	1	0	5	1,8	0	0	6	0	7,4	7,4	0,1	
2026	0	0	0	0	1,8	0	0	6	0	7,4	7,7	0,1	
2027	2	2	0	0	5,4	0	0	8	0	7,0	7,4	0,1	
4 мес 2028	0	0	0	0	5,4	0	0	8	0	6,6	7,1	0,1	

Таблица 1.5.4-12- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по месторождению

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Тем отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т.	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, млн. м <sup>3</sup>		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих							годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	13	14	15	16	17
8 мес 2025	9,13	2,86	3,22	35,69	11,19	0,03	9,22	35,78	0,94				0,11	0,31
2026	14,65	4,59	5,45	50,35	15,78	0,04	15,21	50,99	3,66				0,17	0,49
2027	16,64	5,22	6,60	66,99	21,00	0,05	17,74	68,73	6,15				0,20	0,69
4 мес 2028	5,72	1,79	2,32	72,72	22,79	0,06	6,22	74,94	7,95				0,07	0,76



#### ***1.5.5. Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования***

По результатам исследований продукции, извлеченных из разведочных скважин, выполненных в процессе (геологоразведочных работ) ГРП в 1984–1987 гг. и анализа нефти и воды в ТОО «Научный аналитический центр» в 2006 г. нефти месторождения Караган характеризуются как высоковязкие, средней плотности. При этом свойства нефтей из различных горизонтов существенно отличаются.

Соответственно, при его разработке традиционные методы могут оказаться малоэффективными, поэтому в части добычи нефти необходимы поиски новых вариантов технологического процесса с использованием опыта разработки подобных месторождений, апробирование современных достижений науки в области химии нефти. Другим фактором, осложняющим разработку месторождения, является низкая проницаемость пород-коллекторов (по неокомским горизонтам – 123 мД, по I верхнеюрскому – 687 мД и по пермотриасовому горизонту – 20 мД), их расчлененность (число прослоев от 1 до 8).

При опробовании неокомских горизонтов методом компрессирования получены дебиты скважин 1,04-2,7 т/сут, фонтанные притоки по I верхнеюрскому и пермотриасовому горизонтам составили соответственно 5,1-36,5 т/сут и 7,5-20,5 т/сут. Пластовое давление по вышеперечисленным горизонтам соответственно равняется 10 МПа; 11,2 МПа и 16,5 МПа. Исходя из энергетической характеристики месторождения, можно предположить, что залежи будут разрабатываться при слабом водонапорном режиме. Это обосновывает рекомендации по переводу скважин неокомских горизонтов на механизированный способ добычи (ШГН) с самого начала после получения притоков пластового флюида фонтанным способом, с использованием для вызова притока компрессирование и свабирование. Первый верхнеюрский и пермотриасовый горизонты в первые годы планируется эксплуатировать фонтанным способом, с последующим апробированием механизированных способов добычи (ШГН, ЭВН).

Устьевое оборудование будет стандартным, устье скважин оборудуется колонной головкой ОКК1-21-146х245 и фонтанной арматурой АФК1-65х21.

Внутрискважинное оборудование – колонна НКТ 73х5,5.

Рекомендуемое устьевое оборудование пригодно для работы в резко континентальных климатических условиях (от - 400 С до + 450С), рассчитано на рабочее давление в 24 МПа и, кроме того, оборудовано контрольно–измерительными приборами.

Территории скважин должны быть обвалованы земляным валом радиусом 30 м, высотой не менее 0,8 м, шириной бровки по верху вала 0,5 м, откосы с заложением 1:1,5. Через обвалование устраивается пандус для проезда спецтехники с двух противоположных сторон (согласно ВНТП 3-85).

На всех скважинах должна быть предусмотрена возможность выполнения кольцевой (межтрубной) обработки скважин различными реагентами; непрерывная либо циклическая подача ингибиторов, предотвращающих образование гидратов, отложений смол, парафина и солей в выкидных линиях; а также подключение различного рода передвижной техники.

#### ***1.5.6. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин***

Согласно технологической классификации, нефти продуктивных горизонтов месторождения Караган малопарафинистые (1,15-1,6 %), сернистые (0,54-0,67%), высокосмолистые (до 60%), с минимальным содержанием механических примесей и воды.

В процессе эксплуатации нефтяных скважин в условиях данного месторождения могут возникнуть осложнения в виде отложения смол, солей, гидратов на забое скважин и в зоне перфорации, на стенках НКТ и выкидных линий.

Для предупреждения и борьбы с указанными осложнениями могут быть использованы подъемные трубы с покрытием внутренних поверхностей специальными лаками, эмалями, а также тепловое воздействие обработкой горячей нефтью через трубное и затрубное пространство или механическая очистка специальными скребками.

В целях антикоррозийной защиты скважинного оборудования и выкидных линий могут быть использованы водорастворимые ингибиторы коррозии, для приготовления и дозировки которых рекомендуется применять блочные установки типа БР-2,5, ВР-10 или дозировочные насосы НД.

### 1.5.7. Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

На начальном этапе пробной эксплуатации сбор продукции со скважины планируется вести по следующей схеме: извлекаемая нефть, подогретая на устьевом нагревателе, отдельным шлейфом приходит в трехфазный сепаратор, в котором нефть отделяется от растворенного газа при давлениях от 1 до 5 кгс/см<sup>2</sup>.

Отделенная от воды и мехпримесей нефть откачивается центробежными насосами, добавляется деэмульгатор и подогревается в печах ПП-0,63. Подогретая нефть поступает в емкости объемом 70 м<sup>3</sup>, где проходит обессаливание. Таким образом очищенная и обессоленная нефть поступает в емкости для хранения товарной нефти объемом 80-70 м<sup>3</sup> (всего три емкости).

По мере накопления, нефть из емкостей насосами подается на площадку налива в автоцистерны для вывоза с нефтепромысла. На случай аварийного слива нефти предусмотрена дренажная емкость объемом 12,5 м<sup>3</sup>. До завершения строительства объектов инфраструктуры нефтяной газ, выделившийся в сепараторе, будет использоваться в качестве топлива для печи подогрева пластовой жидкости и для поддержания работы дежурной горелки, остатки газа будут сжигаться на факеле.

На площадке сбора нефти предусмотрены емкости для сброса технической воды где, пройдя очистку, соответствующую нормам, указанным в разделе 6.4, будет закачиваться в нагнетательную скважину Г-3. Энергопитание силовых установок будет обеспечиваться дизельной станцией мощностью 75 кВт, для чего предполагается использовать емкость для хранения ГСМ. Факельная площадка, емкости для хранения нефти и ГСМ, дренажная емкость обваловываются высотой в 1 метр.

На заключительном этапе пробной эксплуатации планируется перейти на групповую систему сбора и подготовки нефти.

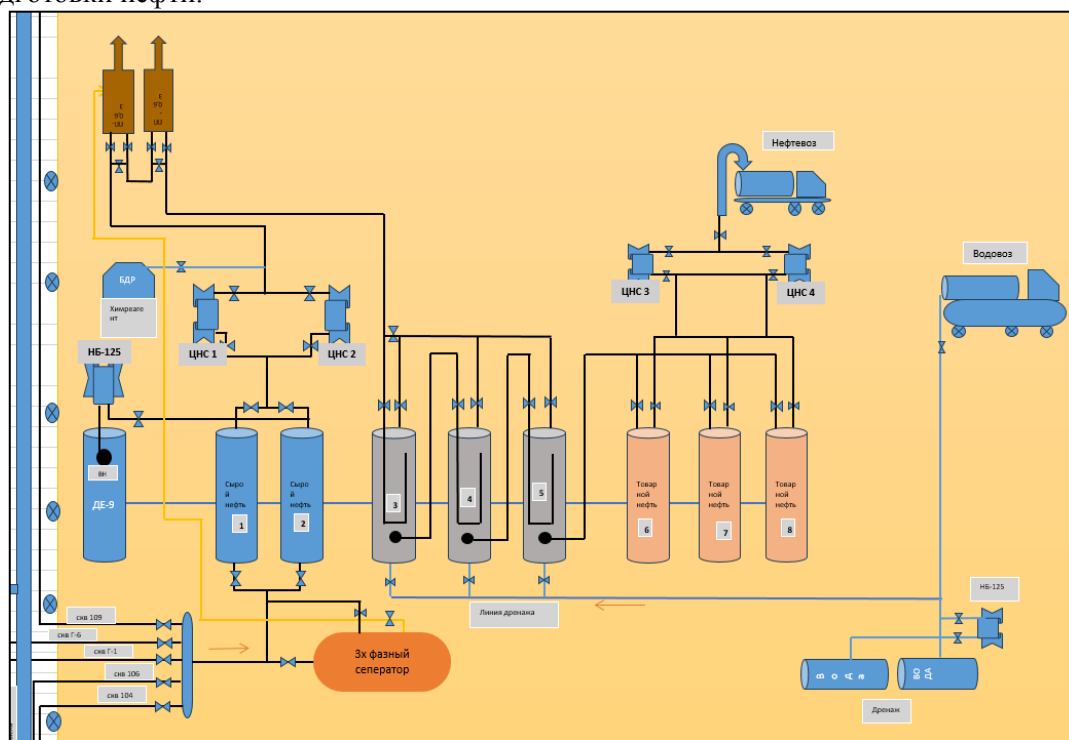


Рисунок 12. Рекомендуемая система внутрипромыслового сбора нефти

### 1.5.8. Рекомендации к качеству воды, используемой для заводнения

В период пробной эксплуатации закачка воды предусматривается в скважину Г-3.

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать условиям:

- водородный показатель (рН). Должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.
- содержание гидрокарбонат-иона - не более 5 мг/моль\*л.
- содержание кальций-иона - не нормируется.
- содержание магний-иона- не нормируется.
- содержание натрия и калий-иона - не нормируется.

- содержание хлор-иона - не нормируется.
- содержание сульфат-иона - не допускается.
- жесткость карбонатная - не более 5 мг/моль\*л.
- показатель стабильности - вода должна быть стабильной.
- набухаемость пластовых глин - вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.

На месторождении рекомендуется следующая технологическая система ППД: попутно-добываемая пластовая вода в 3-х фазном сепараторе отделяется от нефти и газа и направляется в резервуар ДЕ-9 (дренажная емкость-9) пластовой воды, где согласно закону Стокса, частицы мехпримесей оседают в резервуарах.

Вовремя отстоя нефтепродукты непрерывно выводятся в верхнюю часть (эмульгированная нефть) и в нижнюю часть (механические примеси) резервуара. Благодаря расположению патрубка резервуара, мехпримеси и нефтепродукты не уносятся вместе водой с резервуара.

Очищенная пластовая вода с помощью насосов НБ-125, пройдя через сетчатый фильтр от мехпримесей, поступает в нагнетательную скважину Г-3 и закачивается в пласт.

#### **1.5.9. Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения**

В период пробной эксплуатации вторичные и третичные технологии не предусматриваются

#### **1.5.10. Программа утилизации газа**

Приведенные прогнозные данные могут быть откорректированы в процессе пробной эксплуатации по результатам новых данных испытаний продуктивных горизонтов.

Основными направлениями утилизации попутного газа являются его использование на технологические нужды (печей подогрева пластовой жидкости ПП-0,63) и хозяйственно-бытовые нужды нефтепромысла. Остатки нефтяного газа планируется использовать при пуско-наладочных работах и поддержания дежурной горелки факельной установки и сжигать на факелах.

Необходимо отметить, что при получении положительных результатах разведочного бурения и испытаний продуктивных горизонтов и соответственно по итогам последующего пересчета, запасы нефтяного газа могут быть уточнены и откорректированы. В этом случае, по результатам уточненных данных в Программу утилизации будут внесены соответствующие коррективы.

Таблица 1.5.10-1- Прогнозные объемы добычи попутного нефтяного газа

Параметр	Единица измерения	Годы пробной эксплуатации			
		8 мес 2025	2026	2027	4 мес 2028
Объем добычи газа	млн. м <sup>3</sup> /Г	0,11	0,17	0,2	0,07

#### **1.5.11. Схемы утилизации газа**

На начальном этапе пробной эксплуатации предусмотрена схема одноступенчатой сепарации нефти.

Принципиальная схема утилизации газа при данной схеме сбора нефти представлена на рисунке 13.

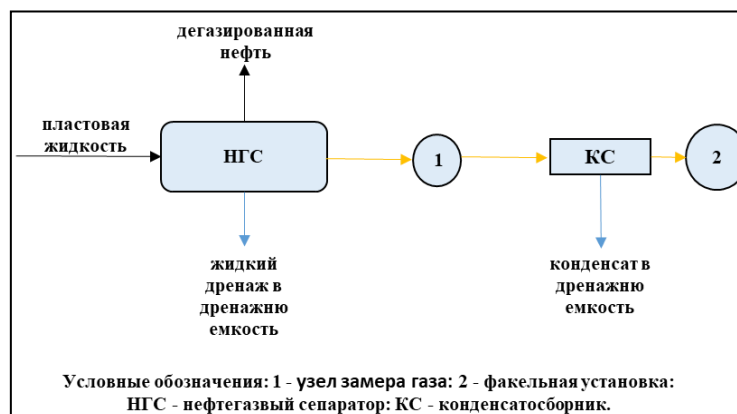


Рисунок 13. Принципиальная схема утилизации попутного нефтяного газа при индивидуальной схеме сбора и подготовки нефти

При групповой схеме сбора и промышленной подготовки нефти утилизации попутного газа планируется по принципиальной схеме, представленной на рисунке 14.

Транспортировка нефтяного газа будет осуществляться следующим образом: пласт - скважина - шлейф – групповая установка – печи подогрева - нефтегазовый сепаратор – газовый сепаратор – объекты утилизации газа. Таким образом, пластовая жидкость (эмульсия) со скважин будет направляться на групповую установку (далее ГУ), где предусмотрены узлы учёта нефти и газа.

Подключение скважин к ГУ предусматривается осуществлять по лучевой схеме. С ГУ эмульсия будет поступать на установку подготовки нефти (УПН), где в поток нефтяной эмульсии из дозатора химреагентов (БДР) подается реагент-деэмульгатор, после чего пластовая жидкость для подогрева будет пропускаться через печи подогрева (ПП-0,63).

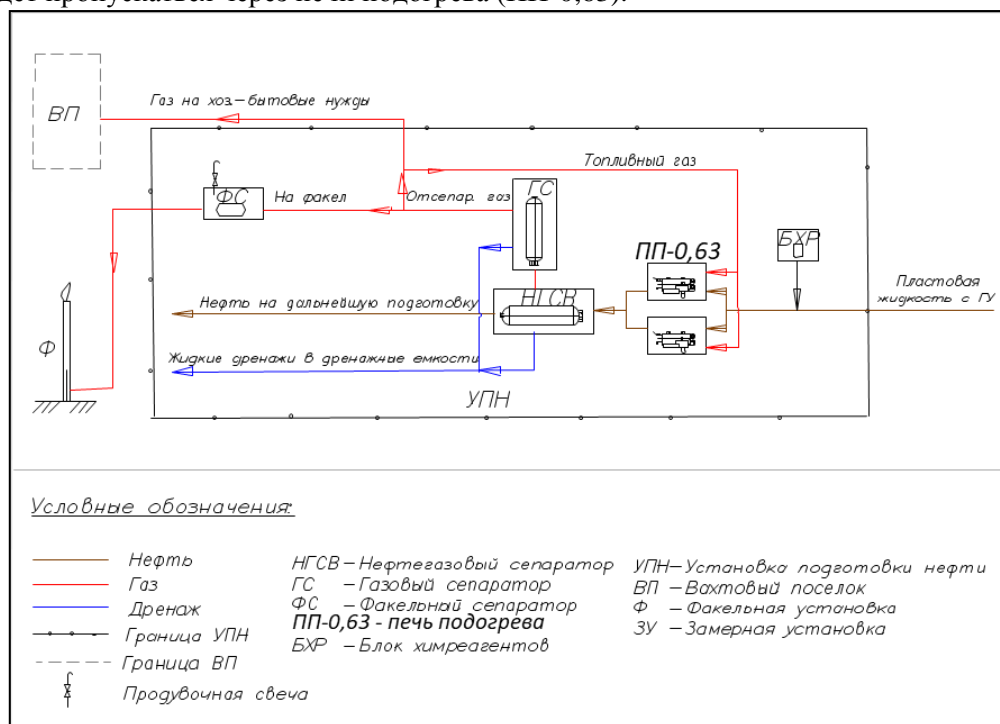


Рисунок 14 - Принципиальная схема утилизации попутного газа при централизованной схеме сбора и промышленной подготовки нефти

Далее пластовая жидкость поступает в трехфазный нефтегазовый сепаратор (НГС), в котором под действием физических сил происходит разделение потока пластовой жидкости на нефть, растворенный газ, пластовую воду и механические примеси.

Разгазированная и частично очищенная от пластовой воды нефть транспортируется для дальнейшей подготовки в отстойник и концевую сепарационную установку (КСУ), после чего товарная нефть откачивается в нефтевозы. Пластовая вода и механические примеси удаляются из нижней части сепаратора посредством дренажа, поступают в дренажные емкости, и далее пластовая вода утилизируется. Для дополнительной очистки от конденсата и влаги попутный газ поступает в вертикальный газосепаратор (ГС), после чего пойдет на частичное использование в хозяйственно-бытовых нуждах, а основная часть будет использована на технологические нужды. Конденсат, улавливаемый на газовом сепараторе, будет дренирован в дренажные емкости.

На случай аварийных ситуаций запроектирована факельная установка (Ф), куда будут направлены сбросы от предохранительных клапанов во время превышения давления. На факельной установке предусматривается сжигание газов, полученных при испытании скважин и пуско-наладочных работах, а также газ, поддерживающий горение факела. Сбросы газа низкого давления будут сжигаться в продувочной свече.

#### 1.5.12. Объемы утилизации газа

При использовании на технологические нужды общий объем газа в первый год ПЭ составит 89,3 тыс. м<sup>3</sup>, во второй год – 131,4 тыс. м<sup>3</sup>, в третий год будет использовано 131,4 тыс. м<sup>3</sup> газа и в 4 год 44,6 тыс.м<sup>3</sup> (таблица 1.5.12-1), предполагается, что работать будет одна печь, а вторая будет находиться в резерве. Печи будут работать только в холодное время года.

Таблица 1.5.12-1- Общй расход топливного газа, направляемого на печи подогрева

Периоды	Период работы печи подогрева, сут.	Суточный расход газа на одну печь, тыс.м3/сут	Суммарный годовой расход газа; тыс. м3
8 мес 2025	124	0,720	89,3
2026	182,5	0,720	131,4
2027	182,5	0,720	131,4
4 мес 2028	62	0,720	44,6

Таким образом, количество газа, используемого на технологические нужды, будет расти от 89,3 до 131,4 тыс.м<sup>3</sup>.

Использование газа на хозяйственно-бытовые нужды предполагает использование для функционального содержания бани, прачечной, столовой, для снабжения горячей водой вахтового поселка, а также отопления жилых и производственных помещений в осенне-зимний период.

На хозяйственные нужды максимальный расчетный часовой расход газа (в м<sup>3</sup>/час) определяется как доля годового расхода по формуле:

$$Q_d^h = K_{\max}^h \times Q_y;$$

где  $K_{\max}^h$  – коэффициент часового максимума расхода газа на 1 человека (таблица 5.6, СП 42-101-2003, 5 стр.);

$Q_y$  - годовой расход газа на 1 человека – 250 м<sup>3</sup> (СП 42-101-2003, 5 стр.);

32 - количество людей, постоянно проживающих в вахтовом поселке.

Путем несложных математических расчетов получаем, что ежегодно на хозяйственные нужды потребуется 85 346 м<sup>3</sup> топливного газа.

Таблица 1.5.12-2- Расчет газа, направляемого на хозяйственно-бытовые нужды

Наименование объектов	Нормативный расход в час	Необходимый объем газа, м <sup>3</sup>
Баня	1/2700	25 929
Прачечная	1/2900	24 177
Пункт общественного питания	1/2000	35 240
Итого		85 346

Расчет нормативного расхода топливного газа на отопление жилых и производственных помещений выполнен по следующей формуле:

$$Q_{\text{от}} = (32 \cdot 20,2) \cdot 1,7 / 100 \cdot 24 \cdot 175 = 46\,116 \text{ м}^3;$$

где 32 – количество людей, занятых на нефтепромысле;

20,2 – площадь жилья в кв. м на каждого вахтового работника;

1,7 м<sup>3</sup> - норма расхода газа на отопление 100 кв. м жилой площади;

175 дней – продолжительность отопительного сезона.

Таким образом, на отопление вахтового поселка может потребоваться 46 116 м<sup>3</sup> газа в год.

Для снабжения вахтового поселка горячей водой по нормативам предусматривается расход топливного газа на 1 человека 165 м<sup>3</sup> /год (СНиП 2.4.08-87, стр 4), что в пересчете на 32 человека составит 5280 м<sup>3</sup>/год.

Суммируя расходы газа на хозяйственно-бытовые нужды, максимальное количество потребляемого газа в год может составить 136,7 тыс. м<sup>3</sup>.

Естественно это количество газа превышает остатки газа, которые могли бы быть направлены в вахтовый поселок к концу ПЭ. Поэтому, на начальных этапах вахтовый поселок будет обеспечиваться за счет электроэнергии, получаемой с дизельных электростанций.

В перспективе в связи с выводом нефтепромысла на полную мощность появиться реальная возможность обеспечения хозяйственно-бытовых объектов природным газом.

Сжигание газа на факельной установке соответствии со ст. 30-5 п.3 Закона РК о внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты РК по вопросам недропользования и проведения нефтяных операций в РК (8.12.2004 г.) в отдельные периоды при испытании скважин возможно сжигание остатков на факелах. Для поддержания работы факельной установки, основной задачей которой является обеспечение бездымного сжигания всех сбросов технологического оборудования, предусмотрен расход газа в зависимости от параметров устройства от 1,2 до 60 м<sup>3</sup>/ч.

### 1.5.13. Обоснование типовой конструкции скважин

С учетом горно-геологических условий бурения и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан для бурения скважин с целью изучения перспектив нефтеносности на Контрактной территории ТОО «MedeoDrillingGroup» на месторождении Караган рекомендуется следующая конструкция скважин.

Глубина спуска обсадных колонн определяется геологическими условиями, в которых бурится скважина. Фактическая глубина башмака обсадной колонны различна для разных скважин - она зависит от залегания продуктивного пласта.

Для скважин проектной глубиной 1300м.

- **Направление** Ø339,7мм х 40 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктором и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

- **Кондуктор** Ø244,5 мм х 700м. Устанавливается для перекрытия неустойчивых меловых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

- **Эксплуатационная колонна** Ø177,8мм х 1300м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Для скважин проектной глубиной 1800м.

- **Направление** Ø339,7 мм х 40 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктором и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

- **Кондуктор** Ø244,5 мм х 700м. Устанавливается для перекрытия неустойчивых меловых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

- **Эксплуатационная колонна** Ø177,8мм х 1800м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Таблица 1.5.13-1 – Рекомендуемая конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
<b>Глубиной 1300м</b>				
Направление	444,5	339,7	40	устье
Кондуктор	311,1	244,5	700	устье
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	1300	устье
<b>Глубиной 1800м</b>				
Направление	444,5	339,7	40	устье
Кондуктор	311,1	244,5	700	устье
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	1800	устье
<b>Примечание:</b> В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

Окончательные решения по конструкции проектных скважин, по выбору типа и компонентного состава бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, методу освоения будут приняты при разработке технических проектов на строительство скважин.

#### **Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ**

Исходя из проектной глубины и конструкции скважин, бурение рекомендуется производить буровой установкой с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной/буровой колонны и ведения аварийных работ. Допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой буровой колонны в воздухе не менее чем на 40 %. Бурение может осуществляться роторным способом.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Обсадные колонны подвешиваются в колонной головке ОКК1-21-168х245 на рабочее давление 21 МПа.

В процессе бурения устье скважины оборудуется ПВО на 21 МПа по типовым схемам ГОСТ 13862-2003.

Буровая установка должна соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан.

Для обеспечения надежной изоляции и качественного цементирования скважин программы цементирования должны быть разработаны в соответствии с нормативными требованиями и

включать следующий комплекс мероприятий.

*Мероприятия по подготовке ствола скважины:* шаблонирование и проработка ствола скважины; применение ингибированных буровых растворов; применение специальных буферных жидкостей, обеспечивающих максимальное вытеснение остатков бурового раствора и буферных жидкостей; обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

*Технология и способ цементирования обсадных колонн:* использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента и предотвращения возможных поглощений.

*Тампонажные растворы и материалы:* использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа G или ПЦТ I-СС-100; выбор реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости; использование эффективных химических реагентов и добавок (*облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, регуляторы сроков схватывания и др.*) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня.

*Технологическая оснастка обсадных колонн:* выбор и расстановка элементов технологической оснастки (*центраторы, турбулизаторы, скребки*) в соответствии с нормами и требованиями Технических проектов на строительство скважин; уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

#### **Технологическое проектирование тампонажного раствора**

Глубина спуска направление Ø339,7 мм составляет 40м, для тампонажа применяется цемент с обычной плотностью 1,80 г/см<sup>3</sup>, цементный раствор поднимается до устья.

Глубина пуска кондуктора Ø244,5 мм составляет 700м, для тампонажа применяется цемент с облученной плотностью 1,56 г/см<sup>3</sup> и обычной плотностью 1,85 г/см<sup>3</sup>, цементный раствор поднимается до устья.

Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается на глубине 1300м, 1800м, для тампонажа применяется цемент с облученной плотностью 1,56 г/см<sup>3</sup> и обычной плотностью 1,89 г/см<sup>3</sup>, цементный раствор поднимается до устья.

#### **Требования к тампонажу**

**Направление** Ø339,7× 40м. Применяется цемент с обычной плотностью для проведения тампонажа. После окончания тампонажа скважин ОЗЦ 12часов.

**Кондуктор** Ø244,5× 700м провести циркулирующую промывку скважины, потом провести тампонаж после выравнивания и крепления устья скважины.

Цементируется тампонажным раствором на основе цемента типа G. Используется тампонажный раствор с двумя порциями, облегченный с плотностью 1,56 г/см<sup>3</sup> и нормальной плотности 1,85 г/см<sup>3</sup>. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более 30 см<sup>3</sup>/30 мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %). В качестве добавок применять понизители водоотдачи, пеногаситель, диспергаторы (при необходимости), замедлители, а в качестве расширителя НРС или аналог СИГБ до 2 %.

Комбинированная буферная жидкость для эффективного удаления остатков бурового раствора со стенок скважины, совместимая с буровым и цементным растворами. После окончания тампонажа скважин ОЗЦ 24 часов.

**3. Эксплуатационная колонна** Ø 177,8 × 1300м, 1800м цементируется тампонажным раствором на основе цемента цемента типа G. Используется тампонажный раствор с двумя порциями, облегченный с плотностью 1,56 г/см<sup>3</sup> и нормальной плотности 1,89 г/см<sup>3</sup>. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более 30 см<sup>3</sup>/30 мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %). В качестве добавок применять понизители водоотдачи, пеногаситель, диспергаторы (при необходимости), замедлители, а в качестве расширителя НРС или аналог СИГБ до 2 %.

Комбинированная буферная жидкость для эффективного удаления остатков бурового раствора со стенок скважины, совместимая с буровым и цементным растворами. Для обеспечения нормального заканчивания скважины и тампонажа, и качества тампонажа, после электрического каротажа проверить несущую способность пласта методом - оставить скважину под давлением на устье скважины или методом фактической плотности в соответствии с фактической плотностью бурового раствора для заканчивания скважины. Значения опорного давления рассчитываются на основе полевых условий (согласно расчетным оценкам). После окончания тампонажа скважин ОЗЦ



72 часов.

После спуска обсадной трубы регулировать производительность бурового раствора, а время промывки скважины составляет не менее 2 циклов.

Реологический метод цементирования используется для цементирования, чтобы обеспечить баланс давления во время строительства.

Применяется переходный резервуар для цементирования, область допустимых отклонений плотности цементного раствора составляет  $\pm 0.02 \text{ г/см}^3$ . Цементировка должна проводиться непрерывно.

Акустический контроль цементирования выполняется через ожидание затвердевания цемента 72 часов после цементирования. Если акустический контроль цементирования затруднен, сначала измерить амплитуду звука запечатанного участка над препятствием, а затем измерить амплитуду звука запечатанного участка под глубиной с препятствием после оправки диаметра скважины. После акустического контроля цементирования применяется головка обсадной колонны на устье скважины для проведения испытания под давлением в обсадной трубе.

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае. Водный раствор хлористой соли закачивается в зону перфорации + 200 м выше зоны перфорации и продавливается буровым раствором, плотность которого должна быть скорректирована.

Для нейтрализации углекислого газа, в рассол необходимо вводить поглотители или нейтрализаторы  $\text{CO}_2$ .

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

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

#### **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**

Цель работы – уточнение имеющейся и получения дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках пластов и залежей, комплексного геолого-физического и гидродинамического исследования скважин для составления проекта разработки.

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.

Наилучшие доступные техники – это технологии, способы, методы, применяемые в процессе деятельности и являющиеся эффективными, передовыми и практически пригодными.

ТОО «Medeo Drilling Group» при заключении договоров на передачу отходов специализированным предприятиям тщательно отслеживает способы и технологии утилизации, переработки, обезвреживания и безопасного удаления отходов.

Подрядные организации, привлеченные для этих работ, должны отвечать всем нормативным требованиям РК, а также внутренним стандартам Компании и иметь опыт в сфере обращения с отходами.

Получение комплексного экологического разрешения по данному проекту не требуется.

#### **1.7. Описание работ по поустутилизации 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 поустутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования в связис 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** **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия

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.).

#### **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 четырехуровневой 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
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<i>Локальный(1)</i>	Площадь воздействия до 1 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный(2)</i>	Площадь воздействия до 10 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Территориальный(3)</i>	Площадь воздействия от 10 до 100 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта

<b>Региональный(4)</b>	Площадь воздействия более 100 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<b>Кратковременный(1)</b>	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
<b>Средней продолжительности(2)</b>	Воздействие отмечается в период от 6 месяцев до 1 года
<b>Продолжительный(3)</b>	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет
<b>Многолетний(постоянный)(4)</b>	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<b>Незначительный(1)</b>	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
<b>Слабый(2)</b>	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается
<b>Умеренный(3)</b>	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов Природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
<b>Сильный(4)</b>	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению
<b>Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)</b>	
<b>Низкая(1-8)</b>	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность
<b>Средняя(9-27)</b>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего у законный предел.
<b>Высокая(28-64)</b>	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент 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	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местное</u> 3	<u>Продолжительное</u> 3	<u>Умеренное</u> 3	28-64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональное</u> 4	<u>Многолетнее</u> 4	<u>Сильное</u> 4		

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, ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<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
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<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
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<i>Нулевое(0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное(1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниями 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 районного 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 ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

### 1.8.1. Оценка воздействия на окружающую среду

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.

Состояние атмосферного воздуха характеризуется содержанием в нём, выбрасываемых промышленными объектами и объектами строительства, загрязняющих веществ. Уровень воздействия рассматриваемых объектов на атмосферу характеризуется, как объёмами, так и компонентным составом выбросов загрязняющих веществ.

Настоящим подразделом в рамках «Проекта пробной эксплуатации месторождения Караган» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

Задача, которая поставлена данным ППЭ, состоит в получении и анализе данных для уточнения геологического строения месторождения, контроля за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик пластовой системы в течение всего времени реализации проекта.

Прогноз технологических показателей выполнен для разработки в течение пробной эксплуатации на естественном упругом режиме истощения пластовой энергии.

В период пробной эксплуатации предусматривается:

- вывод из консервации 6-ти скважин (Г-1, Г-3, Г-6, 104, 106 и 109)
- бурение 3-х опережающих добывающих скважин 101, 105 и 111.
- перевод скважины Г-3 под нагнетание воды в законтурную часть II-неокомского горизонта
- а также с целью продолжения мероприятий по доразведке рекомендуется пробурить одну оценочную КР-1.

Таким образом, в целом фонд скважин к концу периода пробной эксплуатации, т.е. к 30.04.2028 г., составит 10 единиц, в т.ч. ранее пробуренные 6 скважин (№№ Г-1, Г-3, Г-6, 104, 106 и 109), 3 проектные опережающие- добывающие скважины (№№ 101, 105 и 111), а также оценочная скважина КР-1.

Таблица 1.8.1-1. График планируемых работ

№ п/п	№ скв.	Год ввода	Статус
1	109	2025	Из консервации
2	Г-6	2025	Из консервации
3	проект 111	2027	Ввод из бурения
4	106	2025	Из консервации
5	проект 101	2025	Ввод из бурения
6	Г-1	2025	Из консервации
7	104	2025	Из консервации

8	проект 105	2027	Ввод в ППД
9	Г-3	2025	Ввод из бурения
10	оцен.КР-1	2027	бурение

При этом в целом по месторождению прогнозная добыча нефти за 2025, 2026, 2027 и 2028 гг годы составит, соответственно, 9,13 тыс.т, 14,65 тыс.т, 16,64 тыс.т и 5,72 тыс.т. Накопленная добыча нефти к 30.04.2028 г. в целом по месторождению составит 72,72 тыс. т нефти.

Таблица 1.8.1-2. Прогнозные объемы добычи попутного нефтяного газа

Параметр	Единица измерения	Годы пробной эксплуатации			
		8 мес 2025	2026	2027	4 мес 2028
Объем добычи газа	млн. м <sup>3</sup> /г	0,11	0,17	0,2	0,07

Приведенные прогнозные данные могут быть откорректированы в процессе пробной эксплуатации по результатам новых данных испытаний продуктивных горизонтов.

Основными направлениями утилизации попутного газа являются его использование на технологические нужды (печей подогрева пластовой жидкости ПП-0,63) и хозяйственно-бытовые нужды нефтепромысла. Остатки нефтяного газа планируется использовать при пуско-наладочных работах и поддержания дежурной горелки факельной установки и сжигать на факелах.

Необходимо отметить, что при получении положительных результатах разведочного бурения и испытаний продуктивных горизонтов и соответственно по итогам последующего пересчета, запасы нефтяного газа могут быть уточнены и откорректированы. В этом случае, по результатам уточненных данных в Программу утилизации будут внесены соответствующие коррективы.

Таблица 1.8.1-3. Общий расход топливного газа, направляемого на печи подогрева

Периоды	Период работы печи подогрева, сут.	Суточный расход газа на одну печь, тыс.м3/сут	Суммарный годовой расход газа; тыс. м3
8 мес 2025	124	0,720	89,3
2026	182,5	0,720	131,4
2027	182,5	0,720	131,4
4 мес 2028	62	0,720	44,6

Таким образом, количество газа, используемого на технологические нужды, будет расти от 89,3 до 131,4 тыс.м<sup>3</sup>.

Использование газа на хозяйственно-бытовые нужды предполагает использование для функционального содержания бани, прачечной, столовой, для снабжения горячей водой вахтового поселка, а также отопления жилых и производственных помещений в осенне-зимний период.

Путем несложных математических расчетов получаем, что ежегодно на хозяйственные нужды потребуется 85 346 м<sup>3</sup> топливного газа.

Пробная эксплуатация месторождения Караган планируется в мае 2025 года.

Таблица 1.8.1-4. Рекомендуемая конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
<b>Глубиной 1300м</b>				
Направление	444,5	339,7	40	устье
Кондуктор	311,1	244,5	700	устье
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	1300	устье
<b>Глубиной 1800м</b>				
Направление	444,5	339,7	40	устье
Кондуктор	311,1	244,5	700	устье
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	1800	устье
<b>Примечание:</b> В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливаются в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

#### Описание технологических процессов

На начальном этапе пробной эксплуатации сбор продукции со скважины планируется вести по следующей схеме: извлекаемая нефть, подогретая на устьевом нагревателе, отдельным шлейфом

приходит в трехфазный сепаратор, в котором нефть отделяется от растворенного газа при давлениях от 1 до 5 кгс/см<sup>2</sup>. Далее дегазированная нефть поступает в две накопительные емкости.

Отделенная от воды и мехпримесей нефть откачивается центробежными насосами, добавляется деэмульгатор и подогревается в печах ПП-0,63. Подогретая нефть поступает в емкости объемом 70 м<sup>3</sup>, где проходит обессаливание. Таким образом очищенная и обессоленная нефть поступает в емкости для хранения товарной нефти объемом 80-70 м<sup>3</sup> (всего три емкости).

По мере накопления, нефть из емкостей насосами подается на площадку налива в автоцистерны для вывоза с нефтепромысла. На случай аварийного слива нефти предусмотрена дренажная емкость объемом 12,5 м<sup>3</sup>. До завершения строительства объектов инфраструктуры нефтяной газ, выделившийся в сепараторе, будет использоваться в качестве топлива для печи подогрева пластовой жидкости и для поддержания работы дежурной горелки, остатки газа будут сжигаться на факеле.

На площадке сбора нефти предусмотрены емкости для сброса технической воды где, пройдя очистку, соответствующую нормам, указанным в разделе 6.4, будет закачиваться в нагнетательную скважину Г-3. Энергопитание силовых установок будет обеспечиваться дизельной станцией мощностью 75 кВт, для чего предполагается использовать емкость для хранения ГСМ. Факельная площадка, емкости для хранения нефти и ГСМ, дренажная емкость обваловываются высотой в 1 метр.

На заключительном этапе пробной эксплуатации планируется перейти на групповую систему сбора и подготовки нефти.

#### **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.

#### ***Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу***

**ПРИ ВВОДА ИЗ КОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН Г-1, 6, 104, 106 и 109**

На этапе ввода из консервации скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 37 единиц, из них 23 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 14 источник - организованный.

#### ***Подготовительные работы:***

- ист. N 0001 Дизельный генератор 100 квт;
- ист. N 6001, Разработка грунта экскаватором;
- ист. N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы;
- ист. N 6003, Сварочные работы;
- ист. N 6004, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6005, Разработка грунта бульдозером;

#### ***Монтаж установки КРС***

- ист. N 0002, Дизельный генератор САТ С15 кВт, 328;
- ист. N 0003, Дизельный двигатель бурового насоса;
- ист. N 0004, Дизельный двигатель САТ 3406;
- ист. N 0005, Цементировочный агрегат;
- ист. N 0006, Дизельгенератор (вахт.пос.) 300 кВт;
- ист. N 6006, Емкость для дизтоплива;

#### ***Работы по расконсервации скважины:***

- ист. N 0007, Дизельный двигатель САТ С15 мощность 392 кВт;
- ист. N 0008, Привод силового блока;
- ист. N 0009, Дизельный двигатель бурового насоса;
- ист. N 0010, Цементировочный агрегат;
- ист. N 6007, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6008, Насос для перекачки дизельного топлива;
- ист. N 6009, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6010, Емкость для тех масла;
- ист. N 6011, Узел приготовления цементного раствора;
- ист. N 6012, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6013, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6014, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6015, Буровой насос;



- ист. N 6016, Дегазатор бурового раствора;
- ист. N 6017, Сепаратор.

#### ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

- ист. N 0011, Двигатель двигатель ЯМЗ -238;
- ист. N 0012, Дизельгенератор АД-200 (освещение);
- ист. N 0013, Цементировочный агрегат;
- ист. N 0014, Дизельный двигатель силового привода;
- ист. N 6018, Емкость для тех.масла;
- ист. N 6019, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6020, Емкость для нефти;
- ист. N 6021, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6022, Устье скважины;
- ист. N 6023, Дренажная емкость.

При вводе одной скважины из консервации ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу составит 19,335345 г/сек и 219,37401 тонн (от 5-ти скважин №№1, 6, 104, 106 и 109 составит 1096,87005 тонн).

#### ПРИ БУРЕНИЯ ОПЕРЕЖАЮЩИХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН №№101, 105 и 111

На этапе строительство опережающих добывающих скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 46 единиц, из них 28 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 18 источник - организованный.

##### Организованные источники:

- ист. N 0001, Сварочный агрегат.
- ист. N 0002, Дизельная электростанция 200 кВт;
- ист. N 0003-0005, Дизельный двигатель САТ3412В, N-810 кВт;
- ист. N 0006, Дизель – генератор С400D5, N-440 кВт, 1 комплект;
- ист. N 0007, Дизель – генератор резервный NTA-855-G4, N-320 кВт;
- ист. N 0008, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";
- ист. N 0009, Передвижная паровая установка;
- ист. N 0010, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0011, Дизельная электростанция 200 кВт (вахт.пос);
- ист. N 0012, Дизельгенератор мощностью 100 кВт освещение;
- ист. N 0013, Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъемник А-80) мощностью 158 кВт;
- ист. N 0014, Дизельгенератор (резерв);
- ист. N 0015, Паровой котел Бойлер ПKN-2М;
- ист. N 0016, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";
- ист. N 0017, Кислотный агрегат АН-400;
- ист. N 0018, Дизельный двигатель САТ насосного агрегата СКО.

##### Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Участок сварки;
- ист. N 6002, Выбросы пыли, образуемой при работе экскаватором;
- ист. N 6003, Выбросы пыли, образуемой при работе бульдозером ;
- ист. N 6004, Уплотнение грунта катками и трамбовками;
- ист. N 6005, Емкость для хранения дизельного топлива СМР;
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива (вахт.пос.);
- ист. N 6008, Узел приготовления цементного раствора;
- ист. N 6009, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6010, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6011, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6012, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6013, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6014, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6015, Буровой насос;
- ист. N 6016, Дегазатор;
- ист. N 6017, Сепаратор;
- ист. N 6018, Ремонтно-механическая мастерская;
- ист. N 6019, Емкость для хранения дизтоплива;
- ист. N 6020, Емкость для тех.масло;

- ист. N 6021, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6022, Площадка налива нефти;
- ист. N 6023, Насос для нефти;
- ист. N 6024, Устье скважины;
- ист. N 6025, Емкость для нефти;
- ист. N 6026, Газосепаратор;
- ист. N 6027, Конденсатосборник;
- ист. N 6028, Емкость для соляной кислоты.

При бурении одной опережающей добывающей скважины ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу составит 26,081091 г/сек и 347,4051 тонн (от 3-х скважин №101, 105 и 111 составит 1042,2153 тонн),

Выявленные источники выбросов загрязняющих веществ являются ориентировочными, уточнение будет производиться, в дальнейшем, при разработке проекта РООС.

#### ПРИ БУРЕНИИ ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ КР-1

На этапе строительства оценочной скважины, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 44 единиц, из них 27 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 17 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Сварочный агрегат.
- ист. N 0002, Дизельная электростанция 200 кВт;
- ист. N 0003-0005, Дизельный двигатель CAT3412B, N-810 кВт;
- ист. N 0006, Дизель – генератор C400D5, N-440 кВт, 1 комплект;
- ист. N 0007, Дизель – генератор резервный NTA-855-G4, N-320 кВт;
- ист. N 0008, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";
- ист. N 0009, Передвижная паровая установка;
- ист. N 0010, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0011, Дизельная электростанция 200 кВт (вахт.пос);
- ист. N 0012, Дизельгенератор мощностью 100 кВт освещение;
- ист. N 0013, Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъемник А-80) мощностью 158 кВт;
- ист. N 0014, Дизельгенератор (резерв);
- ист. N 0015, Паровой котел Бойлер ПКН-2М;
- ист. N 0016, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";
- ист. N 0017, Факельная установка.

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Участок сварки;
- ист. N 6002, Выбросы пыли, образуемой при работе экскаватором;
- ист. N 6003, Выбросы пыли, образуемой при работе бульдозером ;
- ист. N 6004, Уплотнение грунта катками и трамбовками;
- ист. N 6005, Емкость для хранения дизельного топлива СМР;
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива (вахт.пос.);
- ист. N 6008, Узел приготовления цементного раствора;
- ист. N 6009, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6010, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6011, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6012, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6013, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6014, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6015, Буровой насос;
- ист. N 6016, Дегазатор;
- ист. N 6017, Сепаратор;
- ист. N 6018, Ремонтно-механическая мастерская;
- ист. N 6019, Емкость для хранения дизтоплива;
- ист. N 6020, Емкость для тех.масло;
- ист. N 6021, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6022, Площадка налива нефти;
- ист. N 6023, Насос для нефти;
- ист. N 6024, Устье скважины;

- ист. N 6025, Емкость для нефти;
- ист. N 6026, Газосепаратор;
- ист. N 6027, Конденсатосборник.

При бурении 1-ой оценочной КР-1 скважины выброс загрязняющих веществ в атмосферу составил 33,8926484 г/сек и 233,77634 тонн.

#### В ПЕРИОД ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

На период регламентной работы нефтепромыслового оборудования и нефтепромысла в целом, в год максимальной добычи (на максимальный год эксплуатационного фонда скважин) количество источников загрязнения атмосферы было установлено, 74 источников выбросов, из них организованных источников - 11, неорганизованных источников – 63.

#### Вахтовый поселок

Организованные источники:

- ист. N 0101, Котельная;
- ист. N 0102, Дизельгенератор 100 кВт;
- ист. N 0103, Дизельгенератор (резерв.) 200 кВт;
- ист. N 0104, Дизельгенератор 500 кВт;
- ист. N 0105, Сварочный агрегат;

Неорганизованные источники:

- ист. N 6101, Емкость для дизтоплива 25 м<sup>3</sup>;
- ист. N 6102, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6103, Емкость для тех.масло;
- ист. N 6104, Ремонтная мастерская;
- ист. N 6105, Сварочный пост;
- ист. N 6106, Газовая сварка и резка;
- ист. N 6107, Емкость для дизтоплива 3 м<sup>3</sup>;

#### Скважины (площадки добычи)

Неорганизованные источники:

- ист. N 6108, Накопительная емкость 60 м<sup>3</sup> (по 3 ед.);
- ист. N 6109, Площадка для налива нефти;
- ист. N 6110, Выкидные линии;
- ист. N 6111-6119, Устье скважины
- ист. 6120-6128. Штанго-винтовые насосы (ШВНУ);

#### Площадка установки промысловой подготовки нефти (УППН)

Организованные источники:

- ист. N 0106-0107, Печь подогрева нефти ПП-0,63;
- ист. N 0108, Дежурная горелка факел;
- ист. N 0109, Лаборатория (вытяжной шкаф) химреагентов;
- ист. N 0110, Мотопомпа дизельная;
- ист. N 0111, Мотопомпа бензин;

Неорганизованные источники:

- ист. N 6129, Блочная установка «Спутник» АГЗУ;
- ист. N 6130, Блок гребенок всех скважин на емкость;
- ист. N 6131, Блок дозирования химреагентов;
- ист. N 6132, Насос для закачки химреагентов НД 2,5;
- ист. N 6133, Трехфазный газовый сепаратор;
- ист. N 6134, Вертикальный сепаратор;
- ист. N 6135-6137, Емкость для обессолование и обезвоживание 70м<sup>3</sup>;
- ист. N 6138-6039, Емкость для сбора жидкости 63 м<sup>3</sup>;
- ист. N 6140-6043. Емкость для товарной нефти 63 м<sup>3</sup>;
- ист. N 6144, Емкость для товарной нефти 63 м<sup>3</sup>;
- ист. N 6145, Дренажная емкость 63 м<sup>3</sup>;
- ист. N 6146, Буферная емкость для пластовой воды;
- ист. N 6147, Отстойник для воды;
- ист. N 6148-6049, Поршневой насос для закачки пластовой воды НБ-125;
- ист. N 6150-6153, Насосы ЦНС 33/44;
- ист. N 6154-6155. Насосы НБ-125 для откачки ДЕ;
- ист. N 6156, Нефтеналивной стояк АЦН-100-1;
- ист. N 6157, Емкость для хранения топлива для печи 10 м<sup>3</sup>;

- ист. N 6158, Блок подготовки жидкого топлива;
- ист. N 6159-6160, Насос НША;
- ист. N 6161, Насос НДВ;
- ист. N 6162, Емкость для сырой нефти;
- ист. N 6163, Покрасочные работы.

При эксплуатации объекта от источников выбросов будут выделяться выбросы в объеме (на максимальный год эксплуатационного фонда скважин) 18,261494 г/сек и 531,2257038 тонн в год.

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу вероятен при осуществлении намечаемой деятельности приведены ниже.

**Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при ввода из консервации скважин Г-1, Г-6, 104, 106 и 109 на 2025 год**

Жылыойский район, ввод из консервации \_Караган

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
							от 1-ой скважины		от 5-ти скважин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,01114	0,001283	0,01114	0,006415	0,032075
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,000958	0,0001104	0,000958	0,000552	0,1104
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	7,207650001	83,673104	7,207650001	418,36552	2091,8276
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,171242999	13,5968794	1,171242999	67,984397	226,614657
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,469166666	5,22956	0,469166666	26,1478	104,5912
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1,126000001	13,0739	1,126000001	65,3695	261,478
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,008762529	0,05026645	0,008762529	0,25133225	6,28330625
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	5,831516666	67,985876	5,831516666	339,92938	22,6619587
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,000781	0,00009	0,000781	0,00045	0,018
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	0,00344	0,000396	0,00344	0,00198	0,0132
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,00859578	0,0484442	0,00859578	0,242221	0,00193777
0410	Метан (727*)				50		0,04581115	0,2581383	0,04581115	1,2906915	0,00516277
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,01238778	0,0698218	0,01238778	0,349109	0,00465479
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,2101003	1,423271	0,2101003	7,116355	0,02846542

Заказчик: ТОО «Medeo Drilling Group»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,0016261	0,0978	0,0016261	0,489	0,00326
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,000021238	0,001277	0,000021238	0,006385	0,01277
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000006679	0,000401	0,000006679	0,002005	0,002005
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,000013348	0,000802	0,000013348	0,00401	0,00133667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000011261	0,00014382	0,000011261	0,0007191	143,816
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,112600001	1,30739	0,112600001	6,53695	130,739
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,00017875	0,000803	0,00017875	0,004015	0,01606
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2,925548668	32,538946	2,925548668	162,69473	32,538946
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	0,187786	0,015302	0,187786	0,07651	0,15302
	<b>В С Е Г О :</b>						<b>19,335345</b>	<b>219,37401</b>	<b>19,335345</b>	<b>1096,87005</b>	<b>3020,95302</b>
<b>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</b>											
<b>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</b>											

**Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурение ОПЕРЕЖАЮЩИХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН №№101, 105 и 111****Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурение опережающей добывающей скважины №101 на 2025 год**

Жылыойский район, Бурение опережающе-добывающие скважины \_Караган

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,00267	0,00641	0,16025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,00023	0,000552	0,552
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,507955556	126,994256	3174,8564
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,545039027	20,6365766	343,942943
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0,2	0,1		2	0,000011	0,000002	0,00002
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,570648888	8,00838	160,1676
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1,984572223	23,60096	472,0192
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,008788796	0,11421882	14,2773525
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	8,20943611	110,48586	36,82862
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0001875	0,00045	0,09
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	0,000825	0,00198	0,066
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,008589	0,11046926	0,00441877
0410	Метан (727*)				50		0,045775	0,58902235	0,01178045
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,012378	0,1592927	0,01061951
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,27942	4,3816838	0,08763368
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,01179	0,28	0,00933333
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00015406	0,003659	0,03659
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0000484	0,001149	0,005745
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00009683	0,0023	0,00383333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000015136	0,00021621	216,21
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,144808334	1,967756	196,7756



Заказчик: ТОО «Medeo Drilling Group»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,0000325	0,000292	0,00584
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3,701651778	49,98256	49,98256
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,011	0,0103824	0,069216
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	0,030368	0,0617736	0,617736
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0046	0,004896	0,1224
	<b>В С Е Г О:</b>						<b>26,081091</b>	<b>347,4051</b>	<b>4666,91369</b>
<b>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</b>									
<b>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</b>									

### Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурение опережающих добывающих скважин №105, 111 на 2027 год

Жылыойский район, Бурение опережающе-добывающие скважины \_Караган

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,00267	0,01282	0,16025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,00023	0,001104	0,552
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,507955556	253,988512	3174,8564
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,545039027	41,2731532	343,942943
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0,2	0,1		2	0,000011	0,000004	0,00002
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,570648888	16,01676	160,1676
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1,984572223	47,20192	472,0192
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,008788796	0,22843764	14,2773525
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	8,20943611	220,97172	36,82862
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0001875	0,0009	0,09
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	0,000825	0,00396	0,066

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Medeo Drilling Group»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

0405	Пентан (450)		100	25		4	0,008589	0,22093852	0,00441877
0410	Метан (727*)				50		0,045775	1,1780447	0,01178045
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,012378	0,3185854	0,01061951
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,27942	8,7633676	0,08763368
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,01179	0,56	0,00933333
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00015406	0,007318	0,03659
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0000484	0,002298	0,005745
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00009683	0,0046	0,00383333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000015136	0,00043242	216,21
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,144808334	3,935512	196,7756
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,0000325	0,000584	0,00584
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3,701651778	99,96512	49,98256
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,011	0,0207648	0,069216
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	0,030368	0,1235472	0,617736
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0046	0,009792	0,1224
	<b>В С Е Г О:</b>						<b>26,081091</b>	<b>694,8102</b>	<b>4666,91369</b>
<b>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</b>									
<b>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</b>									

Таблица 1.8-3

**Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурение оценочной скважины КР-1 на 2027 год**

Жылыойский район, Бурение оценочной скважины \_Караган

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,00267	0,00321	0,08025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,00023	0,000276	0,276
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	10,249265857	69,261556899	1731,53892
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,665501951	11,255007996	187,583467

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Medeo Drilling Group»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0,2	0,1		2	0,000011	0,000001	0,00001
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,188407472	8,807870749	176,157415
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1,984572223	11,79998	235,9996
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,008788796	0,04900009	6,12501125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	14,38702195	103,28033749	34,4267792
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0001875	0,000225	0,045
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	0,000825	0,00099	0,033
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,008589	0,04771493	0,0019086
0410	Метан (727*)				50		0,200214646	1,455219287	0,02910439
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,012378	0,06876975	0,00458465
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,27942	1,784642	0,03569284
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,01179	0,11698	0,00389933
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00015406	0,0015272	0,015272
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0000484	0,0004803	0,0024015
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00009683	0,000961	0,00160167
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000015136	0,000108108	108,108
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,144808334	0,983878	98,3878
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,0000325	0,000146	0,00292
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3,701651778	24,818932	24,818932
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,011	0,0051912	0,034608
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	0,030368	0,0308868	0,308868
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0046	0,002448	0,0612
<b>В С Е Г О :</b>							<b>33,8926484</b>	<b>233,77634</b>	<b>2604,08225</b>
<b>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</b>									
<b>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</b>									

**Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на период эксплуатации  
(на максимальный 2027 год эксплуатационного фонда скважин)**

Жылыойский район, ППЭ\_Караган \_ на 2027 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,02381	0,2237	5,5925
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,0006123	0,00413	4,13
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)				0,01		0,00000983	0,0001377	0,01377
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	3,39211861	105,44679451	2136,16986
0302	Азотная кислота (5)		0,4	0,15		2	0,000375	0,005256	0,03504
0303	Аммиак (32)		0,2	0,04		4	0,0000396	0,0005172	0,01293
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,388725922	33,884351583	231,40586
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0,2	0,1		2	0,000099	0,0013875	0,013875
0322	Серная кислота (517)		0,3	0,1		2	0,00002	0,00028067	0,0028067
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,391531683	33,105535893	262,110718
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,278102223	10,1753743	203,507486
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,013897714	0,452829596	56,6036995
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4,509619057	169,45624693	49,818749
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,00025	0,00075	0,15
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	0,0011	0,0033	0,11
0402	Бутан (99)		200			4	0,007334	0,23328	0,0011664
0403	Гексан (135)		60			4	0,00245	0,0779753	0,00129959
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,0132991	0,4496249	0,017985
0410	Метан (727*)				50		0,248329632	17,992397973	0,15984796
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,0202214	0,6814732	0,04543155
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		3,1834674	92,3910818	1,64782164
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		1,073052	35,8847584	0,89807639

Заказчик: ТОО «Medeo Drilling Group»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0139958	0,3511	3,511
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0075208	0,3129465	1,5647325
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00879165	0,220895	0,36815833
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000002801	0,00011385	113,85
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)		4	0,7		2	0,00037	0,0051824	0,00740343
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,028208334	1,07	107
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)		0,35			4	0,00972	0,175	0,5
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)		0,2	0,06		3	0,000144	0,002018	0,03363333
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		5	1,5		4	0,00095	0,000886	0,00059067
2732	Керосин (654*)				1,2		0,0001	0,000116	0,00009667
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,01113625	0,3504735	7,00947
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,00972	0,2632	0,2632
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3,632883199	27,6685534	27,6685534
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,01558	0,32032	2,13546667
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	0,000467	0,0014	0,014
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0046	0,012316	0,3079
	<b>В С Е Г О :</b>						<b>18,261494</b>	<b>531,2257038</b>	<b>3216,68313</b>
<b>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</b>									
<b>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</b>									

*Передвижные источники загрязнения*  
ИТОГОВЫБРОСЫОТСТОЯНКИАВТОМОБИЛЕЙ

<i>Код</i>	<i>При мес ь</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)/впересчет енауглерод/(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.

Согласно статьи 208 Экологического кодекса РК, экологические требования по охране атмосферного воздуха при производстве и эксплуатации транспортных и иных передвижных средств:

1. Запрещается производство в Республике Казахстан транспортных и иных передвижных средств, содержание загрязняющих веществ в выбросах которых не соответствует требованиям технического регламента Евразийского экономического союза.

2. Транспортные и иные передвижные средства, выбросы которых оказывают негативное воздействие на атмосферный воздух, подлежат регулярной проверке (техническому осмотру) на предмет их соответствия требованиям технического регламента Евразийского экономического союза в порядке, определенном законодательством Республики Казахстан.

3. Правительство Республики Казахстан, центральные исполнительные органы и местные исполнительные органы в пределах своей компетенции обязаны осуществлять меры, направленные на стимулирование сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от транспортных и иных передвижных средств.

4. Местные представительные органы областей, городов республиканского значения, столицы в случае выявления по результатам государственного экологического мониторинга регулярного превышения в течение трех последовательных лет нормативов качества атмосферного воздуха на территориях соответствующих административно-территориальных единиц вправе путем принятия соответствующих нормативных правовых актов в пределах своей компетенции по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды вводить ограничения на въезд транспортных и иных передвижных средств или их отдельных видов в населенные пункты или отдельные зоны в пределах населенных пунктов, на территории мест отдыха и туризма, особо охраняемые природные территории, а также регулировать передвижение в их пределах транспортных и иных передвижных средств в целях снижения антропогенной нагрузки на атмосферный воздух.

#### **Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**

Для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха, в соответствии с действующими нормами проектирования в Республике Казахстан используется метод математического моделирования. Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу ЭРА Версия 3.0, реализующей основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

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.

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха. При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и

коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период разработки месторождения проведены предварительные расчеты с учетом максимальной проектной добычи углеводорода.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии следующими действующими методиками:

- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок" Приложение 14 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.08 г. №100-п.;

- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2005;

- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004, Астана 2005г.;

- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;

- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;

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

Расчеты выбросов загрязняющих веществ выполнены для всех источников организованных и неорганизованных выбросов, по всем ингредиентам, при отсутствующим 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.

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.

Сводная таблица результатов расчетов на период ввода скважин из консервации

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммарный	СВЗ	ХЗ	ФТ	Граница области воздействия	Территория предприятия	Количество КСА	ПДК (СВУВ) мг/м3	Класс опасности
0123	Железо (II, III) оксиды (железо оксиды, Железо оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.000756	0.000003	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.40000000	3
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганец (IV) оксид/ (327)	0.002601	0.000012	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.01000000	2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.641632	0.014350	нет расч.	нет расч.	нет расч.	15	0.20000000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.093212	0.002003	нет расч.	нет расч.	нет расч.	15	0.40000000	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.054060	0.000413	нет расч.	нет расч.	нет расч.	14	0.15000000	3
0330	Сера диоксид (Аммириды сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.071682	0.001540	нет расч.	нет расч.	нет расч.	14	0.50000000	3
0333	Сероводород (Дитиросульфид) (518)	0.069047	0.000839	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11	0.00800000	2
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.037174	0.000797	нет расч.	нет расч.	нет расч.	15	5.00000000	4
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.002465	0.000030	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.02000000	2
0344	Фторид неорганический плохо растворимый - (алюминия фторид, хлорид фторид, натрия гексафторалюминат) (Фторид неорганический плохо растворимый) /в пересчете на фтор/ (615)	0.000467	0.000002	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.20000000	2
0405	Пентам (450)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	100.00000000	4
0410	Метам (727*)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	50.00000000	-
0412	Изообутан (2-Метилпропан) (279)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	15.00000000	4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000265	0.000003	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	50.00000000	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	30.00000000	-
0602	Бензол (64)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.30000000	2
0616	Диметилбензол (Смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.20000000	3
0621	Метилбензол (349)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.60000000	3
0703	Вамп/пирен (3,4-Вампирен) (54)	0.019463	0.000149	нет расч.	нет расч.	нет расч.	14	0.00001000	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.071682	0.001540	нет расч.	нет расч.	нет расч.	14	0.05000000	2
2735	Минеральное нефтяное (первичное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	0.000225	0.000003	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.05000000	-
2754	Алканы C12-18 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C18) (в пересчете на C) / Растворители РНК-265П) (10)	0.096798	0.001932	нет расч.	нет расч.	нет расч.	26	1.00000000	4
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксида кремния в %: 70-20 (песок, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углий казахстанских месторождений) (494)	0.016980	0.000075	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	0.30000000	3
07	0301 + 0330	0.705666	0.015738	нет расч.	нет расч.	нет расч.	15		
37	0333 + 1325	0.126639	0.001935	нет расч.	нет расч.	нет расч.	25		
41	0330 + 0342	0.073651	0.001554	нет расч.	нет расч.	нет расч.	15		
44	0330 + 0333	0.126639	0.001935	нет расч.	нет расч.	нет расч.	25		
59	0342 + 0344	0.002636	0.000032	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2		

Сводная таблица результатов расчетов на период бурения скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммарный	СВЗ	ХЗ	ФТ	Граница области воздействия	Территория предприятия	Количество КСА	ПДК (СВУВ) мг/м3	Класс опасности
0123	Железо (II, III) оксиды (железо оксиды, Железо оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.000196	0.000001	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.40000000	3
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганец (IV) оксид/ (327)	0.000675	0.000003	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.01000000	2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.206495	0.021950	нет расч.	нет расч.	нет расч.	19	0.20000000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.098027	0.001783	нет расч.	нет расч.	нет расч.	19	0.40000000	3
0316	Титраниорид (Силиция оксид, Водород фторид) (163)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.20000000	2
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.036692	0.000395	нет расч.	нет расч.	нет расч.	18	0.15000000	3
0330	Сера диоксид (Аммириды сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.111373	0.001993	нет расч.	нет расч.	нет расч.	18	0.50000000	3
0333	Сероводород (Дитиросульфид) (518)	0.074882	0.000831	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11	0.00800000	2
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.043114	0.000775	нет расч.	нет расч.	нет расч.	19	5.00000000	4
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000637	0.000007	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.02000000	2
0344	Фторид неорганический плохо растворимый - (алюминия фторид, хлорид фторид, натрия гексафторалюминат) (Фторид неорганический плохо растворимый) /в пересчете на фтор/ (615)	0.000121	0.000000	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.20000000	2
0405	Пентам (450)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	100.00000000	4
0410	Метам (727*)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	50.00000000	-
0412	Изообутан (2-Метилпропан) (279)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	15.00000000	4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000381	0.000004	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	50.00000000	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	30.00000000	-
0602	Бензол (64)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0.30000000	2
0616	Диметилбензол (Смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0.20000000	3
0621	Метилбензол (349)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0.60000000	3
0703	Вамп/пирен (3,4-Вампирен) (54)	0.023559	0.000172	нет расч.	нет расч.	нет расч.	16	0.00001000	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.073902	0.001325	нет расч.	нет расч.	нет расч.	16	0.05000000	2
2735	Минеральное нефтяное (первичное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.05000000	-
2754	Алканы C12-18 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C18) (в пересчете на C) / Растворители РНК-265П) (10)	0.100965	0.001702	нет расч.	нет расч.	нет расч.	28	1.00000000	4
2902	Вещество неорганическое (116)	0.000651	0.000003	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.50000000	3
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксида кремния в %: 70-20 (песок, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углий казахстанских месторождений) (494)	0.002974	0.000012	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	0.30000000	3
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокристалл) (1027*)	0.003403	0.000014	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.04000000	-
07	0301 + 0330	0.317801	0.023942	нет расч.	нет расч.	нет расч.	19		
37	0333 + 1325	0.140875	0.002110	нет расч.	нет расч.	нет расч.	27		
41	0330 + 0342	0.113948	0.001995	нет расч.	нет расч.	нет расч.	19		
44	0330 + 0333	0.178120	0.002621	нет расч.	нет расч.	нет расч.	29		
59	0342 + 0344	0.000679	0.000008	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2		
ПЛ	2902 + 2908 + 2930	0.002707	0.000011	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6		



Сводная таблица результатов расчетов на период эксплуатации

Код	Наименование минерального вещества и состав групп суммарный	СДЗ	ЗЗ	ОТ	Граница области экз.	Территория предприятия	Кол-во, т/а	ПДК (ОДН) мг/м3	Класс опасности
0123	Малево (II, III) оксиды (малево оксид, Малево оксид) /а пересчете на малево/ (274)	0.001978	0.000007	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.4000000*	3
0143	Марганец и его соединения /а пересчете на марганец (27)	0.002035	0.000007	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.0100000	2
0150	Материй гидроксид (Материй гидроксид, Материй гидроксид) (578*)	См0.05	См0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.0100000	-
0301	Мелкозернистый (Аммо-диоксид) (4)	0.342102	0.003971	нет расч.	нет расч.	нет расч.	12	0.2000000	2
0302	Мелкозернистый (5)	См0.05	См0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.4000000	2
0303	Мелкозернистый (6)	См0.05	См0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.2000000	2
0304	Аммо (II) оксид (Аммо оксид) (6)	0.027790	0.004853	нет расч.	нет расч.	нет расч.	12	0.4000000	3
0316	Гидрохлорид (Силико-диоксид) (153)	См0.05	См0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.2000000	2
0322	Серная кислота (517)	См0.05	См0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.3000000	2
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (53)	0.033947	0.002336	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6	0.1500000	3
0330	Сернистый диоксид (Аммоний сернистый, Сернистый газ, Сернистый газ) (516)	0.018590	0.000331	нет расч.	нет расч.	нет расч.	17	0.3000000	2
0333	Силико-диоксид (Гидрохлорид) (518)	0.137859	0.001336	нет расч.	нет расч.	нет расч.	35	0.0050000	2
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Углеродный газ) (554)	0.013776	0.000239	нет расч.	нет расч.	нет расч.	12	0.3000000	4
0342	Вещество неорганическое, содержащее /а пересчете на фтор/ (617)	0.000962	0.000010	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.0200000	2
0344	Вещество неорганическое, содержащее /а пересчете на фтор/ (617)	0.000159	0.000001	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.2000000	2
0403	Бутан (59)	См0.05	См0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	4	200.000000	4
0405	Бутан (450)	См0.05	См0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	21	100.000000	4
0410	Метан (727*)	См0.05	См0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	20	150.000000	4
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	См0.05	См0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	21	150.000000	4
0415	Вещество неорганическое, содержащее /а пересчете на фтор/ (615)	0.003139	0.000049	нет расч.	нет расч.	нет расч.	45	50.000000	4
0416	Смесь углеводородов предельных (С1-С3) (523*)	0.003573	0.000025	нет расч.	нет расч.	нет расч.	26	50.000000	-
0602	Бензол (64)	0.003747	0.000036	нет расч.	нет расч.	нет расч.	15	0.3000000	2
0616	Диэтилсульфид (Смесь С <sup>+</sup> , С <sup>+</sup> , С <sup>+</sup> ) (203)	0.003017	0.000029	нет расч.	нет расч.	нет расч.	16	0.2000000	3
0621	Метанол (148)	0.003177	0.000011	нет расч.	нет расч.	нет расч.	15	0.6000000	3
0703	Бензол/а/								

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

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 соответствии с Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" п.43. «Для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел)».

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 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – постоянный (4) – продолжительность воздействия более 3 лет;

## ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- 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*

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

Целями производственного экологического контроля являются:

1) получение информации для принятия оператором объекта решений в отношении внутренней экологической политики, контроля и регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;

2) обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;

3) сведение к минимуму негативного воздействия производственных процессов на окружающую среду, жизнь и (или) здоровье людей;

4) повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;

5) оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;

6) формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников оператора объекта;

7) информирование общественности об экологической деятельности предприятия;

8) повышение эффективности системы экологического менеджмента.

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 газовой 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 годовых 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**

Постоянные водотоки и водоемы в пределах геологического отвода под промплощадки проектируемых скважин отсутствуют. На территории месторождения Караган нет водных объектов.

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 (ближайшие населенные пункты: г.Кулсары - 45 км).

Водоснабжение буровых установок водой технического качества предусмотрено из г.Кулсары - 45 км.

Вода, получаемая из водозаборной скважины по предполагаемому химическому анализу, не относится к источнику питьевого водоснабжения - не пригодна для употребления в пищу (данные табл. 4.7. ГТП по химсоставу, минерализации, типам воды и пр. – приведены ниже). Поэтому будет поставляться привозная питьевая вода – автоцистернами и бутилированная вода - г.Кулсары - 45 км.

Хранение технической воды предусматривается в емкостях общим объемом 167 м<sup>3</sup>, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды.

Хозяйственно-питьевые нужды в период мобилизации и демобилизации будут обеспечены привозной и бутилированной водой. Качество воды должно отвечать «Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» № 26 от 20 февраля 2023г. Хозяйственно-питьевая вода на территорию ведения буровых работ будет привозиться в цистернах, которые следует обеззараживать не менее 1 раза в 10 дней. Хранение воды для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд предусматривается в емкостях объемом по 20 м<sup>3</sup>.

#### РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИ ВВОДЕ ИЗ КОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН

Таблица 1.8.4-4. Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

№ пп	Наименование работ	Кол- во чел.	Норма на 1 чел./сут.		Расход воды на скважину, м <sup>3</sup> , для:			
			питье- вой	бытовой	Тех. нужд	питьевых нужд	хозбытовых нужд	Всего
1	Мобилизация (демобилизация), строительно- монтажные	30	20	25	-	1,2	1,5	2,7
2	Монтаж установки КРС	25	20	25	-	2,5	3,13	5,63
3	Работы по реконструкции скважин	25	20	25	334,0	15,0	18,75	367,75
4	Подготовительные работы к испытанию	25	20	25	22,27	1	1,25	24,52
5	Испытание объектов	12	20	25	296,0	64,8	81	145,8
<b>Итого:</b>					<b>652,27</b>	<b>84,5</b>	<b>105,63</b>	<b>546,4</b>

Общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины составит:  $84,5 + 105,63 = 190,13$  м<sup>3</sup>/период (для 14 скважин составляет 2661,82 м<sup>3</sup>). В т.ч. воды питьевого качества: 84,5 м<sup>3</sup>/период.

На буровых установках техническая вода будет расходоваться на приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, мытье оборудования, рабочей площадки, испытания и другие технические нужды. Согласно проектным проработкам объем потребления воды на производственные нужды за период реконструкции и расконсервации скважин составит: 652,27 м<sup>3</sup>/период (для 5-ти скважин составит 3261,35 м<sup>3</sup>).

#### РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ОПЕРЕЖАЮЩИХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

##### Хозяйственно-питьевые нужды

Общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины составит:  $91,8 + 114,8 = 206,6$  м<sup>3</sup> (от 3-х скважин 619,8 м<sup>3</sup>). В т.ч. воды питьевого качества: 114,8 м<sup>3</sup> (от 3-х скважин 344,4 м<sup>3</sup>).

##### Производственные нужды

На буровых установках техническая вода будет расходоваться на приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, мытье оборудования, рабочей площадки, испытания и другие технические нужды. Согласно проектным проработкам объем потребления воды на производственные нужды за период бурения одной скважины составит: 691,4 м<sup>3</sup> (от 3-х скважин 2074,2 м<sup>3</sup>).

Таблица 1.8.4-5. Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

№ пп	Наименование работ	Кол- во чел.	Норма на 1 чел./сут.		Расход воды на скважину, м <sup>3</sup> , для:			
			питье- вой	быто- вой	Тех. нужд	хозбы- товых нужд	питьевых нужд	Всего
1	Мобилизация (демобилизация), строительно- монтажные	30	20	25	-	6,0	7,5	13,5
2	Подготовительные работы к	25	20	25	-	1,0	1,25	2,25

	бурению							
3	Бурение и крепление	40	20	25	407,9	20,0	25,0	452,9
4	Испытание в эксплуатационной колонне	12	20	25	76,9	64,8	81,0	222,7
	<b>Итого:</b>				<b>484,8</b>	<b>91,8</b>	<b>114,8</b>	<b>691,4</b>

#### РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ

При бурении 1-ой оценочной КР-1 скважины: общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины составит:  $172+166,4= 338,4$  м<sup>3</sup>. В т.ч. воды питьевого качества: 166,4 м<sup>3</sup>.

На буровых установках техническая вода будет расходоваться на приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, мытье оборудования, рабочей площадки, испытания и другие технические нужды. Согласно проектным проработкам объем потребления воды на производственные нужды за период бурения одной скважины составит: 1243,8 м<sup>3</sup>.

Таблица 1.8.4-6. Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

№ пп	Наименование работ	Кол- во чел.	Норма на 1 чел./сут.		Расход воды на скважину, м <sup>3</sup> , для:			
			питьево й	быто вой	Тех. нужд	хозбы товых нужд	питьевых нужд	Всего
1	Мобилизация (демобилизация), строительно-монтажные	30	20	25	-	15,0	18,75	33,75
2	Подготовительные работы к бурению	25	20	25	-	1,0	1,25	2,25
3	Бурение и крепление	40	20	25	664,7	48,0	60,0	772,7
4	Испытание в эксплуатационной колонне	12	20	25	579,1	108,0	86,4	773,5
	<b>Итого:</b>				<b>1243,8</b>	<b>172,0</b>	<b>166,4</b>	<b>1582,2</b>

#### РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

При пробной эксплуатации: питьевые нужды 456,25 м<sup>3</sup>/год, бытовые нужды - 54,75 м<sup>3</sup>/год, и на технические нужды 3051,4 м<sup>3</sup>/год.

Таблица 1.8.4-7. Ориентировочный баланс водоотведения и водопотребления при эксплуатации

Потребитель	Норма водопотреб- ление, л	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м <sup>3</sup> /сут.	м <sup>3</sup> /год	м <sup>3</sup> /сут.	м <sup>3</sup> /год
Питьевые нужды	0,125	40	365	1,25	456,25	1	365
Бытовые нужды	0,015	40	365	0,15	54,75	0,12	43,8
<b>Всего</b>	-			<b>1,4</b>	<b>511</b>	<b>1,12</b>	<b>408,8</b>
Технические нужды	8,36	-	365	8,36	3051,4	6,688	2441,12
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>8,36</b>	<b>3051,4</b>	<b>6,688</b>	<b>2441,12</b>

#### Водоотведение.

Хозяйственно-бытовые сточные воды На территории буровой площадки вахтового лагеря предусмотрены две системы временной канализации: хозяйственно-бытовая; производственная. Хозяйственно-бытовые стоки от модулей полевых лагерей по системе временных трубопроводов будут отводиться в септик (20 м<sup>3</sup>), изолированный от поверхностных и подземных вод.

По мере наполнения септика стоки будут откачиваться, и вывозиться специализированными машинами - автоцистернами на специально оборудованные очистные сооружения, стоящие на балансе организаций, имеющих соответствующие разрешения на прием и утилизацию сточных вод, по договору с этими организациями.

Производственные стоки от мойки транспорта отводятся в септик на стоянке, стоки также будут вывозиться по договору на спецпредприятия имеющие специально оборудованные очистные сооружения. Проектные решения рассматривают максимальный возврат производственных стоков и их повторное использование.

Септики после окончания буровых работ будут опорожнены, дезинфицированы. Территория септиков будет рекультивирована.

Сброса сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается.

#### Оценка влияния объекта на подземные воды

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

На основании проведенного анализа можно сформулировать следующие рекомендации по составу природоохранных мер, направленных на предотвращение отрицательного воздействия на водные ресурсы:

- Перед началом работы буровой установки представителем Заказчика будут проверены правильность проведения подготовительных работ, таких как подготовка площадок под агрегатно-высечным и насосным блоками, блоком приготовления раствора, устройство циркуляционной системы приготовления бурового раствора, так как от них во многом зависит качество подземных вод.
- Работы на скважине будут проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования газа.
- Испытания скважин не должны производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, при отсутствии цементного камня за колонной.
- Будут использоваться реагенты для приготовления буровых растворов с сертификатами качества.
- В процессе работ будет осуществляться производственный мониторинг за состоянием почв на площадке скважин. Следы разливов и утечек нефти, нефтепродуктов, бурового раствора и химикатов немедленно ликвидируются. Загрязненный грунт будет снят и по мере накопления в металлических емкостях, направлен на полигон предприятия подрядчика, принимающего отходы на утилизацию.
- Для предотвращения возможных утечек химических реагентов и нефти, необходимо следить за исправностью запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов.

Наилучшим способом утилизации буровых отходов является их первоначальный сбор в металлические емкости с последующим вывозом на специализированный полигон.

При отсутствии в отходах токсичных компонентов и легколетучих соединений допускается их разделение на жидкую и твердую фазы.

По окончании работ на скважинах площадки скважин и территория вокруг будет рекультивирована.

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup> 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 Караган присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

#### **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.).

#### *Шумовое воздействие*

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

представителей животного мира, которые могут мигрировать от объекта проведения работ на более безопасное расстояние.

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

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

Общее воздействие производимого шума на территории месторождения Караган в период проведения работ будет складываться из двух факторов:

- воздействие производственного шума (автотранспортного, специальной технологической техники, бурового оборудования и передвижных дизельгенераторных установок);
- воздействие шума стационарного оборудования, расположенного на площадках скважин, где будут проводиться работы в рамках проекта оценочных работ.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение звука происходит медленнее. При производстве работ следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории, по возможности иметь в наличии звукоотражающие и поглощающие сооружения.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте. Предельно-допустимый уровень шума на рабочих местах не должны превышать 80 дБа.

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

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

#### *Электромагнитное воздействие*

Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно.

Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

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

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

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

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

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

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

Источников электромагнитного излучения на предприятии нет.

#### *Вибрация*

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

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

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

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

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

Наиболее чувствительные к вибрации от механизмов, работающей техники и автотранспорта мелкие животные, которые будут вынуждены мигрировать на более безопасное расстояние от намечаемой деятельности.

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

*Тепловое излучение* или более известное как инфракрасное излучение (ИК) можно разделить на две группы: естественного и техногенного происхождения. Главным естественным источником ИК излучения является Солнце, также относятся действующие вулканы, термальные воды, процессы тепломассопереноса в атмосфере, все нагретые тела, пожары и т.п.

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

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

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

Источников теплового излучения на площадке нет.

#### *Радиационная безопасность*

На основании СП СЭТОРБ Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90) и ГН (ОРБ) Гигиенических нормативов к обеспечению радиационной безопасности от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.В районе намечаемых работ природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

Источники радиационного излучения на площадке отсутствуют.

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.

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазанных грунтов.

Проектные документы для проведения операций по недропользованию должны предусматривать следующие меры, направленные на охрану окружающей среды:

1) применение методов, технологий и способов проведения операций по недропользованию, обеспечивающих максимально возможное сокращение площади нарушаемых и отчуждаемых земель (в том числе опережающее до начала проведения операций по недропользованию строительство подъездных автомобильных дорог по рациональной схеме, применение кустового способа



строительства скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов производства в качестве вторичных ресурсов, их переработка и утилизация, прогрессивная ликвидация последствий операций по недропользованию и другие методы) в той мере, в которой это целесообразно с технической, технологической, экологической и экономической точек зрения, что должно быть обосновано в проектом документе для проведения операций по недропользованию;

2) по предотвращению техногенного опустынивания земель в результате проведения операций по недропользованию;

3) по предотвращению загрязнения недр, в том числе при использовании пространства недр;

4) по охране окружающей среды при приостановлении, прекращении операций по недропользованию, консервации и ликвидации объектов разработки месторождений в случаях, предусмотренных Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании"

5) по предотвращению ветровой эрозии почвы, отвалов вскрышных и вмещающих пород, отходов производства, их окисления и самовозгорания;

6) по изоляции поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения

7) по предотвращению истощения и загрязнения подземных вод, в том числе применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;

8) по очистке и повторному использованию буровых растворов;

9) по ликвидации остатков буровых и горюче-смазочных материалов экологически безопасным способом;

10) по очистке и повторному использованию нефтепромысловых стоков в системе поддержания внутрипластового давления месторождений углеводородов.

При проведении операций по недропользованию недропользователи обязаны обеспечить соблюдение решений, предусмотренных проектными документами для проведения операций по недропользованию, а также следующих требований:

1) конструкции скважин и горных выработок должны обеспечивать выполнение требований по охране недр и окружающей среды;

2) при бурении и выполнении иных работ в рамках проведения операций по недропользованию с применением установок с дизель-генераторным и дизельным приводом выброс неочищенных выхлопных газов в атмосферный воздух от таких установок должен соответствовать их техническим характеристикам и экологическим требованиям;

3) при строительстве сооружений по недропользованию на плодородных землях и землях сельскохозяйственного назначения в процессе проведения подготовительных работ к монтажу оборудования снимается и отдельно хранится плодородный слой для последующей рекультивации территории;

4) для исключения перемещения (утечки) загрязняющих веществ в воды и почву должна предусматриваться инженерная система организованного накопления и хранения отходов производства с гидроизоляцией площадок;

5) в случаях строительства скважин на особо охраняемых природных территориях необходимо применять только безамбарную технологию;

6) при проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов должны предусматриваться меры по уменьшению объемов размещения серы в открытом виде на серных картах и снижению ее негативного воздействия на окружающую среду;

7) 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;

8) при применении буровых растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инвертно-эмульсионных и других) должны быть приняты меры по предупреждению загазованности воздушной среды;

9) захоронение пиррофорных отложений, шлама и керна в целях исключения возможности их возгорания или отравления людей должно производиться согласно проекту и по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения и местными исполнительными органами

10) ввод в эксплуатацию сооружений по недропользованию производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

11) после окончания операций по недропользованию и демонтажа оборудования проводятся



работы по восстановлению (рекультивации) земель в соответствии с проектными решениями, предусмотренными планом (проектом) ликвидации;

12) буровые скважины, в том числе самоизливающиеся, а также скважины, не пригодные к эксплуатации или использование которых прекращено, подлежат оборудованию недропользователем регулируемыми устройствами, консервации или ликвидации в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;

13) бурение поглощающих скважин допускается при наличии положительных заключений уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда, по изучению недр, государственного органа в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, выдаваемых после проведения специальных обследований в районе предполагаемого бурения этих скважин;

14) консервация и ликвидация скважин в пределах контрактных территорий осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании.

Запрещаются:

1) допуск буровых растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды  
2) бурение поглощающих скважин для сброса промышленных, лечебных минеральных и теплоэнергетических сточных вод в случаях, когда эти скважины могут являться источником загрязнения водоносного горизонта, пригодного или используемого для хозяйственно-питьевого водоснабжения или в лечебных целях;

3) устройство поглощающих скважин и колодцев в зонах санитарной охраны источников водоснабжения;

4) сброс в поглощающие скважины и колодцы отработанных вод, содержащих радиоактивные вещества.

Техногенное воздействие на земли месторождения проявляется главным образом в механических нарушениях почвенно-растительных экосистем, обусловленных дорожной дигрессией. 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 км<sup>2</sup>;
- 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 достаточно 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 замасленных участков, в случае возникновения;

- заправка спецтехники будут осуществляться в действующих автозаправках.

#### **Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат**

При реализации комплекса работ, предусмотренного проектом разработки, значимых изменений рельефаме 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 не вызовет.

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

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

Химическое загрязнение территорий производственных площадок при соблюдении 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 газопрооявлениях 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.

#### **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, характеризующимися 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. 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 км<sup>2</sup>;
- 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 достаточно 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 отдаленностью 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 пробной эксплуатации 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.

**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 погребения 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 №ҚРДСМ-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 и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 отдельный 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 пробной эксплуатации месторождения образуются опасные и неопасные виды отходов.

*При вводе скважин из консервации образуются отходы:*

Промасленная ветошь (опасные) - 0,035 тонн,

Отработанные масла (опасные) - 6,244 тонн,

Отработанные ртутьсодержащие лампы (опасные) - 0,0079 тонн,

Металлические емкости из под масла (опасные) - 0,2473 тонн,

Тара из-под химреагентов (опасные) - 0,225 тонн,

Буровой шлам (опасные) - 221,7 тонн,

Отработанный буровой раствор (опасные) - 335,921 тонн,

Огарки сварочных электродов (неопасные) - 0,0018 тонн,

Твердо-бытовые отходы (неопасные) - 1,88 тонн,

Металлолом (неопасные) - 2,02 тонн.

ВСЕГО от 1-ой скважины 568,282 тонн (от 5-ти скв. №1, 6, 104, 106 и 109 отходы 2841,41 тонн).

*При бурении опережающих добывающих скважин:*

Промасленная ветошь (опасные) - 0,1334 тонн,

Отработанные масла (опасные) - 1,7525 тонн,

Отработанные ртутьсодержащие лампы (опасные) - 0,0079 тонн,

Металлические бочки из под масла (опасные) - 1,9749 тонн,

Тара из-под химреагентов (опасные) - 0,225 тонн,

Буровой шлам (опасные) - 719,9325 тонн,

Отработанный буровой раствор (опасные) - 660,6472 тонн,

Огарки сварочных электродов (неопасные) - 0,0045 тонн,

Твердо-бытовые отходы (неопасные) - 14,4 тонн,

Металлолом (неопасные) - 10,0 тонн,

Отходы соляно-кислотной обработки (опасные) - 13,632 тонн.

ВСЕГО от 1-ой скважины 1422,7099 тонн (от 3-х скважин №101, 105 и 111 будет составлять 4268,1297 тонн).

*При бурении 1-ой оценочной КР-1 скважины:*

Промасленная ветошь (опасные) - 0,1334 тонн,

Отработанные масла (опасные) - 1,7525 тонн,

Отработанные ртутьсодержащие лампы (опасные) - 0,0079 тонн,

Металлические бочки из под масла (опасные) - 1,9749 тонн,

Тара из-под химреагентов (опасные) - 0,225 тонн,

Буровой шлам (опасные) - 719,9325 тонн,

Отработанный буровой раствор (опасные) - 660,6472 тонн,

Огарки сварочных электродов (неопасные) - 0,0045 тонн,

Твердо-бытовые отходы (неопасные) -14,4 тонн,  
Металлолом (неопасные) - 10,0 тонн,  
Отходы соляно-кислотной обработки (опасные) - 13,632 тонн.  
ВСЕГО 1422,7099 тонн.

*При пробной эксплуатации:*

Отработанные масла (опасные)- 33,9 т,  
Промасленная ветошь (опасные) - 0,635т,  
Нефтешлам (опасные) - 200 т,  
Буровой шлам (опасные) - 482,52 т,  
Отработанный буровой раствор (опасные) - 588,56 т,  
Отработанные ртутные лампы (опасные) - 0,08 т,  
Емкость из под масло (опасные) - 2,086 т,  
Отработанные аккумуляторы (опасные) - 0,545 т,  
Отработанные масляные фильтры (опасные) - 2,5 т,  
Отработанные автошины (опасные) - 0,56 т,  
Отработанный антифриз (опасные) - 2,0 т,  
Тара из под ЛКМ (опасные) - 0,005 т,  
Тара из под химреагентов (опасные) - 7,5 т,  
Медицинские отходы класса Б (опасные) - 0,025 т,  
Медицинские отходы класса А (неопасные) - 0,03215 т,  
Отработанный картридж (опасные) - 0,0024 т,  
Светодиодные лампы (опасные) - 0,0219 т,  
Металлолом (неопасные) - 5,0 т,  
Коммунальные отходы (неопасные) - 89,97 т,  
Пищевые отходы (неопасные) - 10,25 т,  
Огарки электродов (неопасные) - 0,015 т,  
Изношенная спецодежда и СИЗ (неопасные) - 2,5 т,  
Строительный мусор(неопасные) – 2,5 т,  
ВСЕГО 1434,20745 тонн в год.

Отходы производства временно складировуются и далее сдаются специализированным компаниям. Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено 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. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ. Количество отходов, предусмотренных к переносу за пределы объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей (перенос за пределы объекта двух тонн в год для опасных отходов или двух тысяч тонн в год для неопасных отходов).

*Отработанные ртутьсодержащие лампы* образуются вследствие истощения ресурса времени работы в процессе освещения бытовых, производственных и административных помещений предприятия. По мере выхода из строя отработанные ртутьсодержащие лампы временно хранятся (накапливаются), упакованные в таре завода-изготовителя, в помещении, предназначенном для их хранения. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

*Отработанные масла* образуются после истечения их срока годности (в процессе замены масла) при эксплуатации ДЭС, находящегося на балансе автотранспорта. По мере образования отработанные масла временно хранятся (накапливаются) в герметично закрытых металлических ёмкостях на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

*Промасленная ветошь* образуется на предприятии в процессе использования текстиля при техническом обслуживании оборудования, автотранспорта. По мере образования промасленная ветошь временно хранится (накапливается) в герметично закрытом контейнере на площадках с

бетонированным основанием. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать промасленную ветошь на утилизацию.

*Пустая тара и использованная тара* образуется при расходовании химических реагентов в технологическом процессе производства, временно накапливается в герметичном контейнере. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать тару из-под химреагентов на утилизацию.

*Металлолом* образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Металлолом временно накапливается на оборудованной площадке для сбора металлолома. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать металлолом.

*Огарки сварочных электродов* образуются в результате проведения сварочных работ, которые осуществляются на передвижных постах электродуговой сварки. Отход представляет собой остатки электродов. Огарки сварочных электродов временно хранятся (накапливаются) в контейнере. По мере накопления на договорной основе огарки сварочных электродов передаются в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать электроды.

*Твёрдо-бытовые отходы (ТБО)* образуются в результате непроизводственной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий. ТБО накапливаются в контейнере на площадке предприятия. По мере накопления ТБО вывозятся на полигон ТБО по договору.

*Пищевые отходы* представляют собой остатки еды, которые утратили потребительские свойства при ее использовании, переработке или хранении. По мере образования отходы на объектах временно накапливаются в металлических контейнерах с крышками, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания. Площадки ограждены с трех сторон металлической сеткой. К контейнерам обеспечен свободный подъезд для вывоза данного отхода. Пищевые отходы передаются по договору со специализированной организацией.

*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.

*Фильтры масляные* устанавливаются в маслопроводе двигателей для очистки масла от технических примесей. Вид отхода образуется при техническом осмотре и ремонте транспортной техники, дизельных установок, в процессе регенерации масел. По мере образования отработанные масляные фильтры временно накапливаются в металлических контейнерах с крышкой и маркировкой, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания. Площадки ограждены с трех сторон металлической сеткой. Отработанные масляные фильтры передаются по договору со специализированной организацией, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

*Буровой шлам* образуется при бурении скважин. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов. Металлические контейнеры, которые установлены на специально оборудованной площадке, имеющей твердое бетонное покрытие и ограждение из металлической сетки.

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

*Отходы тары из под ЛКМ* - образуются при использовании лакокрасочных материалов. Собираются в металлический контейнер на строительной площадке и вывозятся в специализированную организацию, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

*Отработанные аккумуляторы* – образуются после истечения срока годности. Передается в специализированное предприятие на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

*Медицинские отходы (класса А и Б)* – это отходы, которые образуются в результате работы медицинских пунктов. Хранятся в контейнерах V=1м<sup>3</sup>, по мере накопления вывозятся подрядной организацией согласно договору.

*Антифриз (отработанный тосол)*. Образуется в процессе обслуживания и ремонта автомобильного транспорта. Антифриз собирается на предприятии в отдельную герметичную,

закрытую емкость. По мере накопления вывозится по договору со специализированной организацией.

*Отработанные автошины* образуются, вследствие истощения ресурса шин в результате эксплуатации спецтехники или автотранспорта. Загрязняющий компонент: резина от автопокрышек. Отработанные шины хранятся на специальной площадке с бетонным покрытием, ограждением, препятствующему развалу отходов. Отходы на площадке временно складываются в стопки по 4-6 шт. Отработанные автошины передаются по договору со специализированной организацией, либо сдаются на переработку оператору РОП.

*Изнущенная спецодежда и средства индивидуальной защиты (СИЗ)* - Истечение срока годности спецодежды рабочего и обслуживающего персонала. При работе на производственных объектах всему рабочему персоналу, выдается спецодежда и средства индивидуальной защиты. Количество и тип спецодежды и средств индивидуальной защиты зависит от назначения. Отходы представляют собой: изношенную спецодежду, спецобувь, каски, рукавицы, перчатки и другое. Норматив образования использованных средств индивидуальной защиты ориентировочно принят 5 кг на человека в год. По мере образования отходы временно накапливаются в контейнерах на специализированной площадке с бетонным основанием и ограждением, и передаются по договору со специализированной организацией.

*Отработанные светодиодные лампы* образуются вследствие истощения ресурса времени работы в процессе освещения бытовых, производственных и административных помещений предприятия. Отработавшие ресурс светодиодные лампы упаковывают в индивидуальную картонную тару из под аналогичных изделий, одновременно сортируя их по типу, длине и диаметру. Затем их плотно укладывают в специальные контейнеры, которые маркируются: указываются марка, параметры изделий и их максимальное число, входящее в тару. Временное хранение светодиодных ламп без тары, либо навалом с использованием коробок из мягкого картона, запрещается.

*Строительный мусор* (остатки древесины, бетона, опалубки, обломки железобетонных изделий, остатки геомембраны, гвоздей, болтов и др.) образуются в процессе проведения строительно-монтажных работ. Данный вид отходов планируется собирать на специализированную площадку на территории с последующим вывозом согласно договору.

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.

Соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

### **1.9.2. Расчет количества образующихся отходов ПРИ ВВОДЕ СКВАЖИН ИЗ КОНСЕРВАЦИИ**

#### **Промасленная ветошь**

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г. № 100-п

Объем образования отхода определяют по формуле:

$$M_{\text{обр}} = M_0 + M + W, \quad \text{т/год}$$

$$M = 0,12 * M_0$$

$$W = 0,15 * M_0$$

где:  $M_0$  – количество сухой ветоши, израсходованной за период

$M$  – норматив содержания масла в ветоши

$W$  – норматив содержания влаги в ветоши

	$M_0$	$M$	$W$	$M_{\text{обр}}, \text{ т}$
--	-------	-----	-----	-----------------------------



на стр. 1 скв	0,105	0,0126	0,0158	0,035
---------------	-------	--------	--------	-------

**Отработанные масла**

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п

Количество отработанных масел при работе дизельгенераторов определяется по формуле:

$$N = N_m * (1 - 0,25), \text{ т/скв.}$$

где: N - количество отработанного моторного масла, 8,32 т;

$N_m$  – потребное количество моторного масла, необходимое для работы дизель-генератора, т (Раздел 2. Сведения об энергоснабжении);

0,25 – доля потерь масла.

$$N = 8,32 * 0,75 = 6,24 \text{ т/скв.}$$

Код	Отход	Кол-во, т/1скв.
130208*	Отработанные моторные масла	6,24

**Отработанные ртутьсодержащие лампы (люминесцентные лампы)**

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу МООС РК от «18» 04 2008г. № 100-п. Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

$$M_{обр} = n * T / T_p, \text{ шт/год,}$$

где: n - количество установленных ламп, шт.

m - масса одной лампы, г.

t - фактический годовой фонд работы лампы, час/пер

k- нормативный срок службы лампы, час

	n	T	T <sub>p</sub>	N, шт	m, кг	M <sub>обр</sub> , т
на стр. 1 скв	90	8880	15000	53,28	0,2	0,0079

**Металлические бочки из-под масла**

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п.

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P * m * 0,001, \text{ т/скв.}$$

где: Q- расход моторного масла, кг;

P - масло на буровую завозят в бочках по 186 кг каждая;

m - вес 1 бочки, (m = 10кг).

	Q, кг	P, кг	m, кг	M <sub>обр</sub> , т
на стр. 1 скв	38800	186	10	0,2473

**Тара из-под химреагентов**

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п.

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

$$M_{отх.} = N * m, \text{ т/год.}$$

Количество тары данного объема - N шт./год,

Средняя масса единичной тары – m, т.

	N, шт	m, т	M <sub>отх</sub> , т
на стр. 1 скв	2250	0,0001	0,225

**Расчет отходов бурения**

где  $K_1$  – коэффициент кавернозности (величина кавернозности, выраженная отношением объемов всех пустот в определенном объеме породы к данному объему породы);

$R$  – радиус интервала скважины, м;  $R=D/2$  ( $D$  диаметр интервала скважины согласно тех. проекту);

$L$  – глубина интервала скважины, м.

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{п}} * 1,25 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ш}} = 65,688 * 1,25 = 82,111 \text{ м}^3$$

где 1,25 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами

Масса бурового шлама рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{ш}} = V_{\text{ш}} * \rho$$

где  $\rho$  - объемный вес бурового шлама, т/м<sup>3</sup>.

$$M_{\text{ш}} = 82,111 \text{ м}^3 * 2,7 \text{ т/м}^3 = 221,7 \text{ т.}$$

Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * V_{\text{п}} * K_1 + 0,5 * V_{\text{ш}}, \text{ м}^3$$

где  $K_1$  - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с [1],  $K_1=1,052$ );

$V_{\text{ц}}$  - объем циркуляционной системы буровой установки, м<sup>3</sup>. Объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с паспортными данными установки ( $V_{\text{ц}} = 300 \text{ м}^3$ );

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * 65,688 \text{ м}^3 * 1,052 + 0,5 * 300 = 270,904 \text{ м}^3$$

Согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

Масса отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

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

где - удельный вес отработанного бурового раствора, т/м<sup>3</sup>.

$$M_{\text{обр}} = 270,904 \text{ м}^3 * 1,24 \text{ т/м}^3 = 335,921 \text{ т.}$$

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

$$V_{\text{бсв}} = 0,25 * V_{\text{обр}}$$

Для 1 скважины

$$V_{\text{бсв}} = 0,25 * 270,904 = 67,726 \text{ м}^3$$

Масса сброса загрязняющего вещества в отводимых буровых сточных водах определяется по формуле:

$$M_i = V_{\text{бсв}} * C_i * 10^{-6}, \text{ т.}$$

Буровые сточные воды к отходам не относятся. Расчет произведен согласно «Методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин.

Приказ и.о. Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 03 мая 2012 года №129-ө. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 7 июня 2012 года №7714».

где  $C_i$  – концентрация  $i$ -го загрязняющего вещества согласно составу отводимых сточных вод, г/м<sup>3</sup>. Ориентировочно концентрация равна  $68,75 \text{ кг/м}^3 \approx 68750 \text{ г/м}^3$

$$M_{\text{илскв}} = 67,726 * 68750 * 10^{-6} = 8,32 \text{ т}$$

$\rho_{\text{ш}}$  – удельный вес бурового шлама

2,7

$\rho_{\text{обр}}$  – удельный вес отработанного бурового раствора

1,24

Расчетные объемы бурения

Наименование отхода бурения	Ед. измерения	от 1-й скважины
Буровой шлам	т.	221,7
Отработанный буровой раствор	т.	335,921
<b>Итого отходы бурения</b>	<b>т.</b>	<b>557,621</b>
Буровые сточные воды	м <sup>3</sup>	8,32
<b>Итого сточная вода</b>	<b>т.</b>	<b>8,736</b>

**Огарки сварочных электродов**

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г. № 100-п

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{огр}} = M * \alpha, \text{ т/год}$$

где:  $M$  – фактический расход электродов, т

$\alpha$  – доля электрода в остатке, равна 0,015

	<b>M</b>	<b>A</b>	<b>M<sub>огр</sub>, т</b>
--	----------	----------	---------------------------

на стр. 1 скв	0,12	0,015	0,0018
---------------	------	-------	--------

**Твердые бытовые отходы**

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п

Годовое накопление бытовых отходов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = n * k * p * t / 365, \quad \text{т/пер},$$

где: n - численность работников;

k – коэффициент удельных санитарных норм образования бытовых отходов на промышленных предприятиях, 0,3 м³/год;

p - средняя плотность отходов, 0,25 т/м³.

Общее количество образования ТБО:

n, чел	t, сут	M <sub>обр</sub> , т
30	305	1,88

**Металлолом**

Металлолом образуется от отчистки территории ранее пробуренных скважин и в процессе проведения ремонтных работ. Объем образования составит

	M <sub>обр</sub> , т
на стр. 1 скв	2,02

Таблица 1.9.2-1. Общий объем образования отходов

Наименование отходов	Образующиеся отходы, тонн	
	От 1-ой скважины	от 5-ти скважин
Промасленная ветошь	0,035	0,175
Отработанные масла	6,244	31,22
Отработанные ртутьсодержащие лампы	0,0079	0,0395
Емкость из под масла	0,2473	1,2365
Тара из-под химреагентов	0,225	1,125
Буровой шлам	221,7	1108,5
Отработанный буровой раствор	335,921	1679,605
Огарки сварочных электродов	0,0018	0,009
Твердо-бытовые отходы	1,88	9,4
Металлолом	2,02	10,1
Всего	568,282	2841,41

Таблица 1.9.2-2. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при вводе скважин из консервации

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	2841,41
в том числе:		
отходов производства	-	2832,01
отходов потребления	-	9,4
<b>Опасные отходы</b>		
Отработанные масла	-	31,22
Буровой шлам		1108,5
ОБР		1679,605
Промасленная ветошь	-	0,175
Использованная тара из-	-	1,125

под химических реагентов (бочки и тара)		
Отработанные люминесцентные лампы		0,0395
Емкость из под масло		1,2365
<b>Неопасные отходы</b>		
ТБО	-	9,4
Металлолом	-	10,1
Огарки сварочных электродов	-	0,009

**ПРИ БУРЕНИИ ОПЕРЕЖАЮЩИХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН****Промасленная ветошь**

Объем образования отхода определяют по формуле:

$$M_{\text{обр}} = M_0 + M + W, \text{ т/год}$$

$$M = 0,12 * M_0, W = 0,15 * M_0$$

где:  $M_0$  – количество сухой ветоши, израсходованной за период

$M$  – норматив содержания масла в ветоши

$W$  – норматив содержания влаги в ветоши

Наименование	$M_0$	$M$	$W$	$M_{\text{обр}}, \text{ т/скв.}$
Промасленная ветошь	0,105	0,0126	0,0158	0,1334

**Отработанные масла**

Количество отработанного масла рассчитано по формуле:

$$M_{\text{обр}} = (N_b * N_d) * 0,25, \text{ т/год}$$

где: 0,25 – доля потерь масла от общего его количества

$N_d$  – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на дизельном топливе, т;

$N_b$  – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на бензине, т;

Наименование	$N_d, \text{ т}$	$M_{\text{обр}}, \text{ т/скв.}$
Отработанные масла	7,01	1,7525

**Отработанные ртутьсодержащие лампы (люминесцентные лампы)**

Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

$$M_{\text{обр}} = n * T / T_p, \text{ шт/год},$$

где:  $n$  – количество установленных ламп, шт.

$m$  – масса одной лампы, г.

$t$  – фактический годовой фонд работы лампы, час/пер

$k$  – нормативный срок службы лампы, час

$n$	$T$	$T_p$	$N, \text{ шт}$	$m, \text{ кг}$	$N, \text{ т/скв.}$
90	6600	15000	39,6	0,2	0,0079

**Металлические бочки из-под масла**

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P * m * 0,001, \text{ т/скв.}$$

где:  $Q$  – расход моторного масла, кг;

$P$  – масло на буровую завозят в бочках по 186 кг каждая;

$m$  – вес 1 бочки, ( $m = 10 \text{ кг}$ ).

$Q, \text{ кг}$	$P, \text{ кг}$	$m, \text{ кг}$	$M_{\text{обр}}, \text{ т/скв.}$
36733	186	10	1,9749

**Тара из-под химреагентов**

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

$$M_{\text{отх.}} = N * m, \text{ т/год.}$$

Количество тары данного объема - N шт./год,

Средняя масса единичной тары – m, т.

N, шт	m, т	M <sub>отх.</sub> , т/скв.
2250	0,0001	0,225

**Расчет объемов отходов бурения** произведена в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производство, сточных вод) согласно приказу Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-ө.

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин рассчитывают с использованием таблицы.

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин

$$V_{\Pi} = n * K_K * R^2 * L$$

2. Объем бурового шлама

$$V_{\text{БШ}} = K_p * V_{\Pi}$$

3. Объем отработанного бурового раствора

$$V_{\text{обр}} = K_p * V_{\Pi} * K + 0,5 * V_{\Pi}$$

K= 1,052 Коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе

4. Объем буровых сточных вод

$$V_{\text{БСВ}} = 2 * V_{\text{ОБР}}$$

№п/п	Наименование	Ед.изм	Интервалы бурения									
			0- 40	40 700	700 1800							
1	Диаметр скважины, D	м	0,4445	0,3111	0,2159							
	Радиус скважины, R	м	0,222	0,156	0,108							
	Радиус скважины, D2	м	0,0494	0,0242	0,0117							
2	Длина интервала ствола скважины, L	м	40	660	1100							
3	Коэффициент кавернозности, K <sub>к</sub>		1,4	1,8	1,8							
4	Объем интервала скважины	м <sup>3</sup>	8,69	90,26	72,45							
5			3,14	3,14	3,14							
6	Коэффициент разуплотнения пород, K <sub>р</sub>		1,4									
7	Объем циркуляционной системы БУ	м <sup>3</sup>	160									
	Итого объем всей скважины, V <sub>п</sub>	м <sup>3</sup>	171,4									
	Объем бурового шлама	м <sup>3</sup>	267,271									
	Объем отработанного раствора, V <sub>обр</sub>	м <sup>3</sup>	532,78									
	Объем буровых сточных вод, V <sub>БСВ</sub>	м <sup>3</sup>	664,9									
	Суммарный объем отходов бурения	м <sup>3</sup>	1 237,2									
	Объем экологической емкости	м <sup>3</sup>	1 361,0									

Наименование отхода бурения	Плотность т/м <sup>3</sup>	Для скважины	
		м <sup>3</sup>	тонн
Буровой шлам	2,7	267,271	721,6317
Отработанный буровой раствор	1,24	532,78	660,6472
<b>Итого отходы бурения</b>			<b>1382,2789</b>
Буровые сточные воды	1,05	664,9	698,145
<b>Итого сточная вода</b>			<b>698,145</b>

**Огарки сварочных электродов**

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{обр}} = M \cdot \alpha, \text{ т/год}$$

где: М – фактический расход электродов, 0,3 т

$\alpha$  – доля электрода в остатке, равна 0,015

М	А	М <sub>обр</sub> , т/скв.
0,3	0,015	0,0045

**Твердые бытовые отходы**

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования объемов 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. Твердые бытовые отходы, нетоксичные, будут размещаться в специальных контейнерах и по мере накопления будут вывозиться согласно договора со специализированной организацией.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:  $V_{\text{сут}} = 360/365 = 0,986$  кг/сутки.

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

$$M = V_{\text{сут}} \times T \times n,$$

Где: n – ориентировочное количество человек, n=40.

T - время проведения проектируемых работ. СМР, подготовительные работы к бурению, бурение и крепление, испытание - 322 дней;

$$M = 0,986 \cdot 322 \cdot 40 = 12699,68 \text{ кг или } 12,7 \text{ тонн.}$$

Наименование	М, т/скв.
ТБО	12,7

**Металлолом**

Металлолом образуется от отчистки территории ранее пробуренных скважин и в процессе проведения КРС. Объем образования составит.

М <sub>обр</sub> , т
10

**Отходы соляно-кислотной обработки**

Расчет объемов отхода при интенсификации пласта (соляно-кислотная обработка) взяты по ранее пробуренных скважин. Мощность пласта 12 м.

Объем подготовки кислотной смеси определяется по формуле:

на 1 п.м продуктивного пласта используется кислота в объеме от 0.1 м<sup>3</sup> до 0.5 м<sup>3</sup> (по результатам лабораторных тестов)

$$V_{\text{об.кисл.}} = H \times V_{1 \text{ п.м.}} = 12 \times 0,5 = 6 \text{ м}^3$$

где H- мощность пласта;  $V_{1 \text{ п.м.}}$ - объем кислоты на 1п.м., согласно лабораторным тестам – 0,5 м<sup>3</sup>)

Расчет объема отходов соляно-кислотной обработки:

$$V_{\text{отходов СКО}} = (V_{\text{об.кисл.}} \times 2,0) = 6 \times 2,0 = 12 \text{ м}^3 \cdot 1,136 = 13,632 \text{ т/скв.}$$

Наименование	V <sub>об.кисл.</sub> , т/скв.
Отходы соляно-кислотной обработки	13,632

Таблица 1.9.2-3. Общий объем образования отходов

Наименование отходов	Образующиеся отходы, тонн
Промасленная ветошь	0,1334
Отработанные масла	1,7525
Отработанные ртутьсодержащие лампы	0,0079
Емкость из под масла	1,9749
Тара из-под химреагентов	0,225
Буровой шлам	721,6317
Отработанный буровой раствор	660,6472
Огарки сварочных электродов	0,0045
Твердо-бытовые отходы	12,7
Металлолом	10,0
Отходы соляно-кислотной обработки	13,632
<b>Всего от 1-ой скважины:</b>	<b>1422,7091</b>
<b>От 3-х скважин</b>	<b>4268,1273</b>

Таблица 1.9.2-4. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при бурении опережающих добывающих скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
<b>на 2025 год (от 1-ой скважины №101)</b>		
Всего	-	1422,7091
в том числе:		
отходов производства	-	1410,0091
отходов потребления	-	12,7
<b>Опасные отходы</b>		
Отработанные масла	-	1,7525
Буровой шлам		721,6317
ОБР		660,6472
Промасленная ветошь	-	0,1334
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	0,225
Отработанные люминесцентные лампы		0,0079
Емкость из под масло		1,9749
Отходы соляно-кислотной обработки		13,632
<b>Неопасные отходы</b>		
ТБО	-	12,7
Металлолом	-	10,0
Огарки сварочных электродов	-	0,0045
<b>на 2027 год (от 2-х скважин №105, 111)</b>		
Всего	-	2845,4182
в том числе:		
отходов производства	-	2820,0182
отходов потребления	-	25,4
<b>Опасные отходы</b>		
Отработанные масла	-	3,505
Буровой шлам		1443,2634
ОБР		1321,2944
Промасленная ветошь	-	0,2668
Использованная тара из-под химических	-	0,45

реагентов (бочки и тара)		
Отработанные люминесцентные лампы		0,0158
Емкость из под масло		3,9498
Отходы соляно-кислотной обработки		27,264
<b>Неопасные отходы</b>		
ТБО	-	25,4
Металлолом	-	20,0
Огарки сварочных электродов	-	0,009

**ПРИ БУРЕНИИ ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ****Промасленная ветошь**

Объем образования отхода определяют по формуле:

$$M_{\text{обр}} = M_0 + M + W, \text{ т/год}$$

$$M = 0,12 * M_0, W = 0,15 * M_0$$

где:  $M_0$  – количество сухой ветоши, израсходованной за период

$M$  – норматив содержания масла в ветоши

$W$  – норматив содержания влаги в ветоши

Наименование	$M_0$	$M$	$W$	$M_{\text{обр}}, \text{ т/скв.}$
Промасленная ветошь	0,105	0,0126	0,0158	0,1334

**Отработанные масла**

Количество отработанного масла рассчитано по формуле:

$$M_{\text{обр}} = (N_b * N_d) * 0,25, \text{ т/год}$$

где: 0,25 – доля потерь масла от общего его количества

$N_d$  – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на дизельном топливе, т;

$N_b$  – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на бензине, т;

Наименование	$N_d, \text{ т}$	$M_{\text{обр}}, \text{ т/скв.}$
Отработанные масла	7,01	1,7525

**Отработанные ртутьсодержащие лампы (люминесцентные лампы)**

Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

$$M_{\text{обр}} = n * T / T_p, \text{ шт/год},$$

где:  $n$  – количество установленных ламп, шт.

$m$  – масса одной лампы, г.

$t$  – фактический годовой фонд работы лампы, час/пер

$k$  – нормативный срок службы лампы, час

$n$	$T$	$T_p$	$N, \text{ шт}$	$m, \text{ кг}$	$N, \text{ т/скв.}$
90	6600	15000	39,6	0,2	0,0079

**Металлические бочки из-под масла**

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P * m * 0,001, \text{ т/скв.}$$

где:  $Q$  – расход моторного масла, кг;

$P$  – масло на буровую завозят в бочках по 186 кг каждая;

$m$  – вес 1 бочки, ( $m = 10 \text{ кг}$ ).

$Q, \text{ кг}$	$P, \text{ кг}$	$m, \text{ кг}$	$M_{\text{обр}}, \text{ т/скв.}$
36733	186	10	1,9749



**Тара из-под химреагентов**

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

$$M_{\text{отх.}} = N * m, \text{ т/год.}$$

Количество тары данного объема - N шт./год,

Средняя масса единичной тары – m, т.

N, шт	m, т	M <sub>отх.</sub> , т/скв.
2250	0,0001	0,225

**Расчет объемов отходов бурения произведена в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производство, сточных вод) согласно приказу Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-ө.**

2. Объем выбуренной породы при строительстве скважин рассчитывают с использованием таблицы.

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин

$$V_{\Pi} = n * K_K * R^2 * L$$

2. Объем бурового шлама

$$V_{\text{БШ}} = K_P * V_{\Pi}$$

3. Объем отработанного бурового раствора

$$V_{\text{обр}} = K_P * V_{\Pi} * K + 0,5 * V_{\text{ц}}$$

K= 1,052 Ккоэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на выбросите, пескоотделителе и илоотделителе

4. Объем буровых сточных вод

$$V_{\text{БСВ}} = 2 * V_{\text{ОБР}}$$

№п/п	Наименование	Ед.изм	Интервалы бурения									
			0- 40	40 700	700 1800							
1	Диаметр скважины, D	м	0,4445	0,3111	0,2159							
	Радиус скважины, R	м	0,222	0,156	0,108							
	Радиус скважины, D2	м	0,0494	0,0242	0,0117							
2	Длина интервала ствола скважины, L	м	40	660	1100							
3	Коэффициент каверности, K <sub>к</sub>		1,4	1,8	1,8							
4	Объем интервала скважины	м³	8,69	90,26	72,45							
5			3,14	3,14	3,14							
6	Коэффициент разуплотнения пород, K <sub>р</sub>		1,4									
7	Объем циркуляционной системы БУ	м³	160									
	Итого объем всей скважины, V <sub>п</sub>	м³	171,4									
	Объем бурового шлама	м³	267,271									
	Объем отработанного раствора, V <sub>ОБР</sub>	м³	532,78									
	Объем буровых сточных вод, V <sub>БСВ</sub>	м³	664,9									
	Суммарный объем отходов бурения	м³	1 237,2									
	Объем экологической емкости	м³	1 361,0									

Наименование отхода бурения	Плотность т/м <sup>3</sup>	Для скважины	
		м <sup>3</sup>	тонн
Буровой шлам	2,7	267,271	721,6317
Отработанный буровой раствор	1,24	532,78	660,6472
<b>Итого отходы бурения</b>			<b>1382,2789</b>
Буровые сточные воды	1,05	664,9	698,145
<b>Итого сточная вода</b>			<b>698,145</b>

**Огарки сварочных электродов**

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{обр}} = M \cdot \alpha, \text{ т/год}$$

где: М – фактический расход электродов, 0,3 т

$\alpha$  – доля электрода в остатке, равна 0,015

М	А	М <sub>обр</sub> , т/скв.
0,3	0,015	0,0045

**Твердые бытовые отходы**

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования объемов 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. Твердые бытовые отходы, нетоксичные, будут размещаться в специальных контейнерах и по мере накопления будут вывозиться согласно договора со специализированной организацией.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:  $V_{\text{сут}} = 360/365 = 0,986$  кг/сутки.

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

$$M = V_{\text{сут}} \times T \times n,$$

Где: n – ориентировочное количество человек, n=40.

T - время проведения проектируемых работ. СМР, подготовительные работы к бурению, бурение и крепление, испытание - 322 дней;

$$M = 0,986 \cdot 322 \cdot 40 = 12699,68 \text{ кг или } 12,7 \text{ тонн.}$$

Наименование	М, т/скв.
ТБО	12,7

**Металлолом**

Металлолом образуется от отчистки территории ранее пробуренных скважин и в процессе проведения КРС. Объем образования составит.

М <sub>обр</sub> , т
10

**Отходы соляно-кислотной обработки**

Расчет объемов отхода при интенсификации пласта (соляно-кислотная обработка) взяты по ранее пробуренных скважин. Мощность пласта 12 м.

Объем подготовки кислотной смеси определяется по формуле:

на 1 п.м продуктивного пласта используется кислота в объеме от 0.1 м<sup>3</sup> до 0.5 м<sup>3</sup> (по результатам лабораторных тестов)

$$V_{\text{об.кисл.}} = H \times V_{1 \text{ п.м.}} = 12 \times 0,5 = 6 \text{ м}^3$$

где H- мощность пласта;  $V_{1 \text{ п.м.}}$  - объем кислоты на 1 п.м., согласно лабораторным тестам – 0,5 м<sup>3</sup>)

Расчет объема отходов соляно-кислотной обработки:

$$V_{\text{отходов СКО}} = (V_{\text{об.кисл.}} \times 2,0) = 6 \times 2,0 = 12 \text{ м}^3 \cdot 1,136 = 13,632 \text{ т/скв.}$$

Наименование	V <sub>об.кисл.</sub> , т/скв.
Отходы соляно-кислотной обработки	13,632

Таблица 1.9.2-5. Общий объем образования отходов

Наименование отходов	Образующиеся отходы, тонн
Промасленная ветошь	0,1334
Отработанные масла	1,7525
Отработанные ртутьсодержащие лампы	0,0079
Металлические бочки из под масла	1,9749
Тара из-под химреагентов	0,225
Буровой шлам	721,6317
Отработанный буровой раствор	660,6472
Огарки сварочных электродов	0,0045
Твердо-бытовые отходы	12,7
Металлолом	10,0
Отходы соляно-кислотной обработки	13,632
<b>Всего:</b>	<b>1422,7091</b>

Таблица 1.9.2-6. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при бурении оценочной скважины

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
<b>на 2027 год (от 1-ой скважины КР-1)</b>		
Всего	-	1422,7091
в том числе:		
отходов производства	-	1410,0091
отходов потребления	-	12,7
<b>Опасные отходы</b>		
Отработанные масла	-	1,7525
Буровой шлам		721,6317
ОБР		660,6472
Промасленная ветошь	-	0,1334
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	0,225
Отработанные люминесцентные лампы		0,0079
Емкость из под масло		1,9749
Отходы соляно-кислотной обработки		13,632
<b>Неопасные отходы</b>		
ТБО	-	12,7
Металлолом	-	10,0
Огарки сварочных электродов	-	0,0045

**ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ****Промасленная ветошь**

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год},$$

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

$M_0$  – поступающее количество ветоши, 0,5 т/год;

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

$$M = 0,12 * M_0$$

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

$$W = 0,15 * M_0$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,5 + 0,06 + 0,075 = 0,635 \text{ т/год}$$

Итоговая таблица:

Код	Отход	Кол-во, т/год
150202*	Промасленная ветошь	0,635

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

### Отработанные масло

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

$$N = N_m * (1 - 0,25), \text{ т/скв.}$$

где: N - количество отработанного моторного масла, т;

$N_m$  – потребное количество моторного масла, необходимое для работы дизель-генератора, т (Раздел 2. Сведения об энергоснабжении);

0,25 – доля потерь масла.

$$N = 45,2 * 0,75 = 33,9 \text{ тонн /год}$$

Код	Отход	Кол-во, т /год
130208*	Отработанные моторные масла	33,9

### Металлолом.

Образование металлолома ожидается в количестве 5,0 тонн /год

Код	Отход	Кол-во, тонн /год
160117	Металлолом	5,0

Предварительно собираются специально отведенном месте.

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:

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

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

$$M = V_{\text{сут}} \times T \times n,$$

Где:

n – ориентировочное количество человек, n = 250

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

$$M = 0,986 \times 250 \times 365 = 89972,5 \text{ кг или } 89,97 \text{ тонн}$$

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м<sup>3</sup> при температуре 0 °C и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

### Отработанные автошины

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 автошины и автомобильные камеры.

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры.

Для легковых	3,7 кг
Для грузовых	19,1 кг
Для автобусов	17,3 кг

### Расчет образования изношенных шин.

№	Тип	Вид	Пробег, км	Уд.вес на 10 тыс.	Итого	вес
---	-----	-----	------------	-------------------	-------	-----

		топлива		км пробега	использ, т
1	Грузовой	Дизель	530	19,1	0,0953
2	Легковой	Бензин	320	3,7	0,0237
Итого					<b>0,56</b>

Данные по изнашиваемости шин даны для асфальтированных покрытий дорог. Для гравийных и грунтовых дорог принимается коэффициент 2, за счёт большей изнашиваемости автомобильных покрышек.

#### **Отработанные аккумуляторные батареи**

Расчет норматива образования произведен, согласно методических рекомендаций по разработке проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления (Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04. 2008г. № 100-п).

Норма образования отхода рассчитывается исходя из числа аккумуляторов ( $n$ ) для группы ( $i$ ) автотранспорта, срока ( $\tau$ ) фактической эксплуатации (2 года для автотранспорта, 3 года для тепловозов, 15 лет для аккумуляторов подстанций), средней массы ( $m_i$ ) аккумулятора и норматива зачета ( $\alpha$ ) при сдаче (80-100%):  $N = \sum n_i \cdot m_i \cdot \alpha \cdot 10^{-3} / \tau$ , т/год.

Отработанные электролиты аккумуляторных батарей.

Норма образования определяется по формуле:  $N = 10^{-3} \cdot \Xi \cdot n / \tau$ , м<sup>3</sup>/год,

где  $\Xi$  - количество электролита в аккумуляторе, л;

$n$  - число аккумуляторов;

$\tau$  - средний срок службы аккумулятора, год.

Плотность раствора электролита – 1,26 т/м<sup>3</sup> (водный раствор серной кислоты в соотношении 3:1)

Следовательно, норма образования отхода по массе составляет:

$$N = 1.26 \cdot 10^{-3} \cdot \Xi \cdot n / \tau, \text{ т/год.}$$

$$N = 1.26 \times 0.001 \times 10 \times 5/2 = 0,545 \text{ т/год}$$

Итого – 0,545 т/год

#### **Нефтьшлам при зачистке резервуаров**

Количество нефтьшлама ( $M$ ), налипшего на стенках резервуара определяется по формуле  $M1 = K \cdot S$

где  $S$  - поверхность налипания, м<sup>2</sup>;

$K$  - коэффициент налипания, кг/м<sup>2</sup>  $K = 1.149 \cdot v^{0.233}$ ,

Где  $v$  - кинематическая вязкость, сСт, принимается 40,0. Для горизонтальных цилиндрических резервуаров  $S = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot H$  ( $R$  - радиус резервуара, м;  $H$  - высота смоченной поверхности стенки, м). Количество нефтьшлама на днище резервуара определяется по формуле:

$M_2 = \pi \cdot R^2 \cdot H \cdot \rho \cdot 0.68$  ( $H$  - высота слоя осадка, 0,68 - концентрация нефтепродуктов в слое шлама в долях).

$$M = M_1 + M_2$$

Количество резервуаров требующих зачистки - 50 ед;

Радиус – 1,38 м, высота стенки – 5 м, средняя высота донных отлож. – 0,2 м, плотность 1,7 кг/м<sup>3</sup>.

Расчет поверхности налипания:  $S = 2 \cdot 3.14 \cdot 1,38 \cdot 1 = 8,66 \text{ м}^2$

Общее количество нефтьшлама от зачистки резервуаров составляет:

$$M = 49,75 + 150,25 = 200 \text{ т/год}$$

#### **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 2,5 т/год.

#### **Пищевые отходы**

Расчет произведен согласно НД: Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления. Приложение №16к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008г. №100-п

Норма образования отхода ( $N$ ) рассчитывается, исходя из среднесуточной нормы накопления на 1 блюдо - 0,0001 м<sup>3</sup>, числа рабочих дней в году ( $n$ ), числа блюд на одного человека ( $m$ ) и числа работающих ( $z$ ).

Плотность отходов - 0,3 т/м<sup>3</sup>.

$N=0,0001 \cdot n \cdot m \cdot z$ , м<sup>3</sup> /год

Всего = 10,25 тонн

#### **Изношенная спецодежда и СИЗ**

Для работы на производстве всем рабочим выдается спецодежда и средства индивидуальной защиты (СИЗ). Количество и тип спецодежды зависит от назначения. Зимняя спецодежда выдается 1 раз в два года, летняя спецодежда – 1 раз в год. Спецодежда по мере загрязнения подвергается химчистке. Количество образования изношенной спецодежды и СИЗ принимается ориентировочно по факту образования. Масса изношенной спецодежды и СИЗ составит 2,5 т/год..

#### **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:

$$N = M_{\text{ост}} \cdot Q,$$

где:

**N**–количество огарков электродов, т/год;

**M<sub>ост</sub>**–расход электродов, т/год;

**Q**-остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$$N = 1,0 \cdot 0,015 = 0,015 \text{ тонн.}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

#### **Объем бурового шлама**

Расчеты проведены согласно Методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин, утвержденный приказом МООС РК от 3 мая 2012 года № 129-ө.

Объем шлама рассчитывается по формуле  $V_m = V_n \cdot 1,2$ ,

где 1,2 -коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

**V<sub>n</sub>** - объем скважины.

Объем скважины рассчитывается по формуле:  $V_n = \pi \cdot K \cdot R^2 \cdot L$ , где

**L**–интервал проходки, м;

**K** - коэффициент каверзости;

**R**– радиус скважины, м.

Объем бурового шлама  $V_m = 148,926 \cdot 1,2 = 178,711$  м<sup>3</sup> или 482,52 тонн.

Как уже упоминалось, токсичные компоненты в буровом шламе отсутствуют. Он неопасен, в обычных условиях химически неактивен. Ограничения по транспортированию отходов отсутствуют. Буровой шлам может использоваться при строительстве внутрипромысловых дорог и буровых площадок. По мере накопления специальной емкости буровой шлам вывозится согласно договору.

#### **Отработанный буровой раствор (ОБР)**

2. Объем отработанного бурового раствора.

$$V_{\text{обр}} = 1,2 \cdot V_n \cdot R + 0,5 \cdot V_{\text{ц}},$$

где **R** – коэффициент потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе в соответствии с РД 39-3-819-82  $R = 1,052$ .

**V<sub>ц</sub>** – объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с ее типом и глубиной бурения.

$$\text{Тогда } V_{\text{обр}} = 1,2 \cdot 148,926 \cdot 1,052 + 0,5 \cdot 200 = 474,645 \text{ м}^3 \text{ или } 588,56 \text{ тонн.}$$

#### **Жестяные банки из-под ЛКМ**

Список литературы:

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

Норма образования отхода определяется по формуле:

$$N = \sum M_i \cdot n + \sum M_{ki} \cdot \alpha_i, \text{ т/год},$$

где

$M_i$  - масса  $i$ -го вида тары, т/год;

$n$  - число видов тары;

$M_{ki}$  - масса краски в  $i$ -ой таре,

$\alpha_i$  - содержание остатков краски в  $i$ -той таре в долях от  $M_{ki}$  (0.01-0.05).

Количество краски, т/год	Масса тары, т $M_i$	Количество тары, шт. , $n$	Масса краски в таре, т $M_{ki}$	Содержание остатков краски в таре, доля $\alpha_i$
0,07	0,00015	14	0,005	0,05

$$P = 0,00015 \times 14 + 0,07 \times 0,05 = 0,005 \text{ т/период}$$

ИТОГО:

Код	Отход	Кол-во, т/год
080111*	Жестяные банки из-под ЛКМ	0,005

Временно накапливается на специальной площадке с последующим вывозом подрядной организацией по договору.

#### Тара из-под химреагентов.

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:

$$M = N \cdot m,$$

где  $N$  – количество тары, шт.;

$m$  – средняя масса тары, т.

$$M = 500 \cdot 0,015 = 7,5 \text{ т.}$$

Объем образования 7,5 тонн.

#### Емкость из-под масла

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P \cdot m \cdot 0,001, \text{ т/скв.}$$

где:  $Q$ - расход моторного масла, кг;

$P$  - масло на буровую завозят в бочках по 186 кг каждая;

$m$  - вес 1 бочки, ( $m = 10\text{кг}$ ).

Q, кг	P, кг	m, кг	Мобрі, т/скв.
38799,6	186	10	2,086

#### Строительные отходы

Ориентировочно образование строительных отходов составит 2,5 т

#### Отработанный антифриз (мосол)

Объемы образования отработанного антифриза рассчитываются исходя из объема антифриза, заливаемого в системы охлаждения и периодичность слива/замены антифриза

**В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отходов антифриза, принят по исходным данным и составит 2,0 т/год.**

**Отработанные светодиодные лампы**

Для освещения производственных и жилых помещений, вахтового поселка установлены светодиодные лампы марки различных марок.

Расчет образования отработанных светодиодных ламп выполнен по формуле (таблица 1.20.1):

$$M = \sum n_i \times m_i \times t_i / k_i, \text{ т/год.}$$

где:  $n_i$  – количество установленных ламп  $i$ -той марки, 100 шт.

$t_i$  – фактическое количество часов работы лампы  $i$ -той марки, 4380 ч/год.

$k_i$  – эксплуатационный срок службы  $i$ -той марки, 30 000 ч.

$m_i$  – вес одной лампы, 0,00015 т

$$M = 100 \times 0,00015 \times 4380 / 30\,000 = 0,0219 \text{ тонн}$$

**Отработанные ртутьсодержащие лампы (люминесцентные лампы)**

Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

$$M_{\text{обр}} = n \times T / T_p, \text{ шт/год,}$$

где:  $n$  – количество установленных ламп, шт.

$m$  – масса одной лампы, г.

$t$  – фактический годовой фонд работы лампы, час/пер

$k$  – нормативный срок службы лампы, час

$n$	$T$	$T_p$	$N$ , шт	$m$ , кг	$N$ , т/скв.
100	6600	15000	39,6	0,2	0,08

**Медицинские отходы**

Количество персонала 250 человек

Объем образования медицинских отходов класса «Б» - шприцы, системы, ватные тампоны и загрязненные бинты, рассчитывается по норме образования отхода согласно п. 2.51 Методики разработки проектов нормативов предельного размещения Приложение 16 к Приказу №100-л от 18.04.2008г., которая составляет: 0,1кг (0,0001 тонн) на одного человека.

Количество человек возможных к посещению медпункта 250 человека в год.

Таким образом, объем образования мед, отходов класса «Б» составит:

$$M = 0,1 \times 250 \times 10^{-3} = 0,025 \text{ т/год}$$

Объем образования медицинских отходов класса «А» - защитные медицинские маски, перчатки, рассчитывается исходя из количества вахтовиков, и периодичности замены средств индивидуальной защиты согласно п.9 Главы 3. Санитарно-эпидемиологические требования к проведению санитарно-противоэпидемических, санитарно-профилактических мероприятий по предупреждению возникновения угрозы распространения COVID-19 Приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 5 июля 2020 года № КР ДСМ-78/2020 «О некоторых вопросах организации и проведения санитарно-противоэпидемических и санитарно-профилактических мероприятий» - в целях правильного использования средств индивидуальной защиты маски и перчатки подлежат своевременной смене (масок каждые 2 часа, перчаток в случае повреждения).

Таким образом, образование масок составит: 250 человек \* 11 часов в смену / 2 часа для замены масок - 1375 использованных масок образуется 6 год.

При весе 0,002 кг за одну маску, общий вес использованных масок в год – 2,75 кг или в тоннах – 0,00275

Перчаток: 250 человек \* //часов в смену /2 часа для замены перчаток - 1375 пар перчаток в год

При весе 9 грамм за одну пару перчаток, общий вес использованных перчаток в год 0,0294 тонн.

Итого объем мед, отходов класса «А», по образованию в год, составит:

$$0,00275 + 0,0294 = 0,03215 \text{ тонн}$$

**Отработанные картриджи**

Расчет образования отхода выполнен согласно «Методики расчета объемов образования отходов». Отходы при эксплуатации офисной техники.

Количество образующихся использованных картриджей (масса) рассчитывается по формуле:

$$M = m \times 0,000001 \times n / r, \text{ м/200}$$



где: 0,00000 - переводной коэффициент из грамм в тонну:

к - количество листов в пачке бумаги; - 500

п - количество использованных пачек бумаги в год - 20

те все использованного картриджа, г: - 600 г. ресурс картридже, листов на одну заправку: - 2500

$M = 600 * 0,000001 * 500 * 20/2500 = 0,0024 \text{ т/год}$

**Таблица 1.9.2-6. 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	-	1434,20745
в том числе отходов производства	-	1333,98745
отходов потребления	-	100,255
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	33,9
Промасленная ветошь	-	0,635
Нефтешлам		200
Буровой шлам		482,52
Отработанный буровой раствор		588,56
Отработанные ртутные лампы		0,08
Емкость из под масло		2,086
Отработанные аккумуляторы		0,545
Отработанные масляные фильтры		2,5
Отработанные автошины		0,56
Отработанный антифриз		2,0
Тара из под ЛКМ		0,005
Тара из под химреагентов		7,5
Медицинские отходы класса Б		0,025
Отработанный картридж		0,0024
Светодиодные лампы		0,0219
Отработанные автошины		
Металлолом	-	5,0
Коммунальные отходы	-	89,97
Пищевые отходы		10,25
Огарки электродов		0,015
Изношенная спецодежда и СИЗ		2,5
Медицинские отходы класса А		0,03215
Изношенный СИЗ		0,5
Строительный мусор		5
Зеркальные		

**Таблица 1.9.2-7–Сведения об утилизации отходов**

Наименование отхода	Код отхода	Методы утилизации
---------------------	------------	-------------------

Нефтешлам	05 01 03*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Тара из-под химреагентов	15 01 10*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Буровой шлам	01 05 06*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанный буровой раствор	01 05 06*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Промасленная ветошь	15 02 02*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные ртутьсодержащие лампы	20 01 21*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные масла	13 02 06*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные масляные фильтра	16 01 07*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Емкость из под масла	15 01 10*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Коммунальные отходы (ТБО) и пищевые отходы	20 03 01, 20 01 08	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Металлолом	17 04 07	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Огарки сварочных электродов	12 01 13	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные автошины	16 01 03	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные светодиодные лампы	20 01 36*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанный картридж	08 03 17*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Медицинские отходы класса «А»	18 01 04	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом

Медицинские отходы класса «Б»	18 01 03*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанный антифриз	16 01 14	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Тара из под ЛКМ	08 01 11*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Строительный мусор	17 01 07	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Изношенная спецодежда и СИЗ	20 01 10	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом

**Таблица 1.9.2-2. Сведения о классификации отходов**

№	Наименование отхода	Код отхода	Качественные характеристики отхода
1	Нефтешлам	05 01 03*	Нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульгированном состоянии, вода.
2	Тара из-под химреагентов	15 01 10*	Железо и его соединения 950000 (95,0%), Триоксид железа 300000 (3,0%), Прочие 200000 (2,0%)
3	Буровой шлам	01 05 06*	выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием.
4	Отработанный буровой раствор	01 05 06*	органические примеси, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.
5	Промасленная ветошь	15 02 02*	ткань (ткань -73%, масло 12%, влага - 15%)
6	Отработанные ртутьсодержащие лампы	20 01 21*	ртуть - 0,03%, стекло - 96,1%, люминофор -0,3%, прочие -3,57%
7	Отработанные масла	13 02 06*	масло - 78%, продукты разложения - 8%, вода - 4%, механические примеси - 3%, присадки - 1%, горючее - до 6%
8	Отработанные масляные фильтры	16 01 07*	Fe-250 000 мг/кг Целлюлоза-387 000 мг/кг Al-173 000 мг/кг Резина-90 000 мг/кг Масло минеральное-100 000 мг/кг
9	Емкость из под масла	15 01 10*	SiO2-900 000 мг/кг Железо-100 000 мг/кг
10	Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	Свинец 31%, кислота серная 5%, полимерные материалы
11	Коммунальные отходы (ТБО) и пищевые отходы	20 03 01, 20 01 08	целлюлоза – 337000 Сi мг/кг (33,70%), органические вещества – 307600 Сi мг/кг (30,76%), щебень – 88000 Сi мг/кг (8,80%), хлопок, х/б ткань – 85000 Сi мг/кг (8,50%), стекло – 56000 Сi мг/кг (5,60%), полимерные материалы – 50000 Сi мг/кг (5,00%), алюминий и его соединения – 40500 Сi мг/кг

			12(4,05%), керамика – 14000 Сг/кг (1,40%), синтетический каучук – 13000 Сг мг/кг(1,30%), железо металлическое – 4000 Сг мг/кг (0,40%), медь – 2700 Сг мг/кг (0,27%), цинк – 1800 Сг мг/кг (0,18%), железо (III) оксид – 400 мг/кг (0,04%)
12	Металлолом	17 04 07	SiO2-0,15%, Al2O3-0,8%, Fe2O3-96,3%, MgO-1,6%, V2O5-0,045%, Na2O-0,1%, K2O-0,09%, TiO2-0,03%, MnO-0,2%, MnO-0,12%, Cu-0,02%, Cr0,01%, Zn0,005%, Co0,008%, Ni0,002%, Mo0,004%
13	Огарки сварочных электродов	12 01 13	SiO2, 1000 мг/кг, MgO 15000, мг/кг, Fe2O3903000, мг/кг, щелочные металлы
14	Отработанные автошины	16 01 03	Синтетический каучук-96%, сталь углеродистая-4%)
15	Отработанные светодиодные лампы	20 01 36*	Корпус (АБС-пластик негорючий) – 30; цоколь (никелированная сталь) – 7,5; плафон (поликарбонат, не поддерживающий горение) – 35; печатная плата (стеклотекстолит фольгированный) – 9; светодиод нитрид-галлиевый – 14; стабилизатор (твердотельный радиоэлектронный компонент) – 1,5; припой свинцово-оловянный – 0,5; провод медный – 0,5; винт крепежный стальной – 2.
16	Отработанный картридж	08 03 17*	Отходы типографских красителей, содержащие опасные вещества
17	Медицинские отходы класса «А»	18 01 04	Диоксид кремния (стеклофаза) 50000 (5%) состав, Хлопок, х/б ткань 70000 (7%) состав, Целлюлоза 200000 (20 %) Вата и бинты 300000 (30,0%) состав Медицинские шприцы и системы 380000 (38,0%)
18	Медицинские отходы класса «Б»	18 01 03*	
19	Отработанный антифриз	16 01 14	Этиленгликоль 530 000 мг/кг Вода-470 000 мг/кг
20	Тара из под ЛКМ	08 01 11*	Уайт-спирит-3%, Железо-95%, триоксид железа-2%
21	Строительный мусор	17 01 07	Железо и его соединения, Целлюлоза Диоксид кремния, Аллюминий и его соединения
22	Изношенная спецодежда и СИЗ	20 01 10	ткань (ткань -73%, масло 12%, влага - 15%)

### 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,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 на производственных объектах, твердых бытовых и медицинских отходов, разработанных в соответствии с пунктом 6 статьи 144 Кодекса Республики Казахстан от 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения», Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 186.

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

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.

#### **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 в образуемых отходах, 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,счетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, в торичному использованию и переработке отходов;
- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения. Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплексамер, 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 участке, 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 участке действует система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на участке;
- 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 участке 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.

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.

Сокращение объемов образования отходов

Сокращение объемов образования отходов предполагает планирование и осуществление мероприятий по уменьшению количества производимых отходов и увеличение доли отходов, которые могут быть использованы как вторсырье.

Сокращение отходов производства связано с внедрением малоотходных технологий. Так, например, сокращение отходов производства и потребления за рубежом направлено на изменение упаковки (в развитых странах упаковочные материалы составляют до 30 % веса и 50 % объема всех отходов). Предлагается, если это возможно, то действовать по следующим принципам:

- Покупать только то, что действительно необходимо;
- Для сведения к минимуму порчи материальных запасов, использовать правило «первым пришло - первым уйдет»;
- Избегать утечек и разливов;
- Покупать материалы целиком или в многооборотной возвратной таре;
- Использовать всё до конца (например, краска, растворители).

Возможности сокращения объемов отходов ограничены, так как они в основном зависят от производственной деятельности.

*Снижение токсичности*

Снижение токсичности отходов достигается заменой токсичных реагентов и материалов, используемых в производственном процессе, на менее токсичные.

*Повторное использование отходов, либо их передачи физическим и юридическим лицам, заинтересованным в их использовании*

После рассмотрения вариантов по сокращению количества отходов, рассматриваются варианты по повторному использованию отходов за счет регенерации/ утилизации, рециклинга отходов.

*Регенерация/утилизация*

После того, как рассмотрены все возможные варианты сокращения количества отходов, оцениваются мероприятия по регенерации и утилизации отходов, как на собственном предприятии, так и на сторонних предприятиях.

*Переработка отходов с использованием наилучших доступных технологий*

После рассмотрения вариантов по сокращению количества, повторному использованию, регенерации/ утилизации отходов изучается возможность их переработки в целях снижения токсичности. Переработка может производиться биохимическим (например, компостирование), термическим (термодесорбция), химическим (осаждение, экстрагирование, нейтрализация) и физическим (фильтрация, центрифугирование) методами.

Компания в ближайшее будущее - на период разработки данной Программы управления отходами – не предусматривает внедрение технологии и установок обезвреживания, переработки и утилизации содержащих отходов.

Показатели мер, направленных на снижение воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Все отходы производства и потребления временно будут складироваться на территории предприятия и по мере накопления отходы вывозятся по договорам в специализированные предприятия на переработку и захоронение, часть отходов (отработанное масло) - на собственные нужды. Безопасное обращение с отходами предполагает их хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках. Постоянный контроль количества отходов, особенно ТБО, и своевременный вывоз на переработку в специализированные предприятия для утилизации захоронения. Твердые бытовые отходы на момент инвентаризации вывозятся по договору на полигон для ТБО в специализированные организации.

*Снижение объемов образования и накопления отходов должно осуществляться за счет:*

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

Возможности значительного сокращения объема достигается путем использованием малоотходных или безотходных технологий в строительстве объектов, а также уменьшение образования отходов в источнике посредством проектирования, вариантов материально-технического снабжения и выбора подрядчиков;

- повторного использования материалов или изделий, которые являются продуктами многократного использования в их первоначальной форме;
- проведения разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, которое является важным моментом в программе мероприятий по их переработке и удалению.

Помимо соображений безопасности, такое разграничение позволяет выявить близкие по характеристикам отходы, которые могут быть объединены для упрощения процессов хранения, очистки, переработки и/или удаления, а также отходы, которые должны оставаться разобщенными.

Если необходимость разобщения несовместимых отходов не будет учтена, то может образоваться такая смесь, которая не будет поддаваться переработке или удалению предпочтительным методом, потребует проведение лабораторных анализов в значительном объеме и приведет к общему удорожанию проводимых мероприятий;

- выбора экологически приемлемого способа удаления отходов.

Часть образующихся отходов, в целях предотвращения вредного воздействия на окружающую среду, для дальнейшей переработки, обезвреживания и/или утилизации передаются сторонним организациям на договорной основе, имеющим необходимые лицензии, часть – на собственный полигон для буровых отходов.

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 км<sup>2</sup> 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 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 размещение различных типов отходов.

Согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарноэпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться,



храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

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 над их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием. Согласно «Классификатору отходов» (№314 от 06.08.2021 г.), все отходы делятся на три категории опасности отходов: опасные, неопасные и зеркальные.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с

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

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- II класс опасности – отходы высокоопасные;
- III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- IV класс опасности – отходы малоопасные.
- V класс опасности – отходы неопасные.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный 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 хранятся 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 материалов не разрешается.

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние 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 специализированных организациях имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

## 2.1. Социально-экономические условия

Область расположена на Прикаспийской низменности, к северу и востоку от Каспийского моря между низовьями Волги на северо-западе и плато Устюрт на юго-востоке. Территория Атырауской области составляет 113 500 км<sup>2</sup>. Область представлена 2 городами, 11 поселками и 184 селами, управляемых 68 представительствами сельской администрации. Административная карта Атырауской области представлена на рисунке 7.

Город Атырау – областной центр. В городе развиты нефтегазоперерабатывающая, рыбная промышленности, машиностроение, растениеводство.

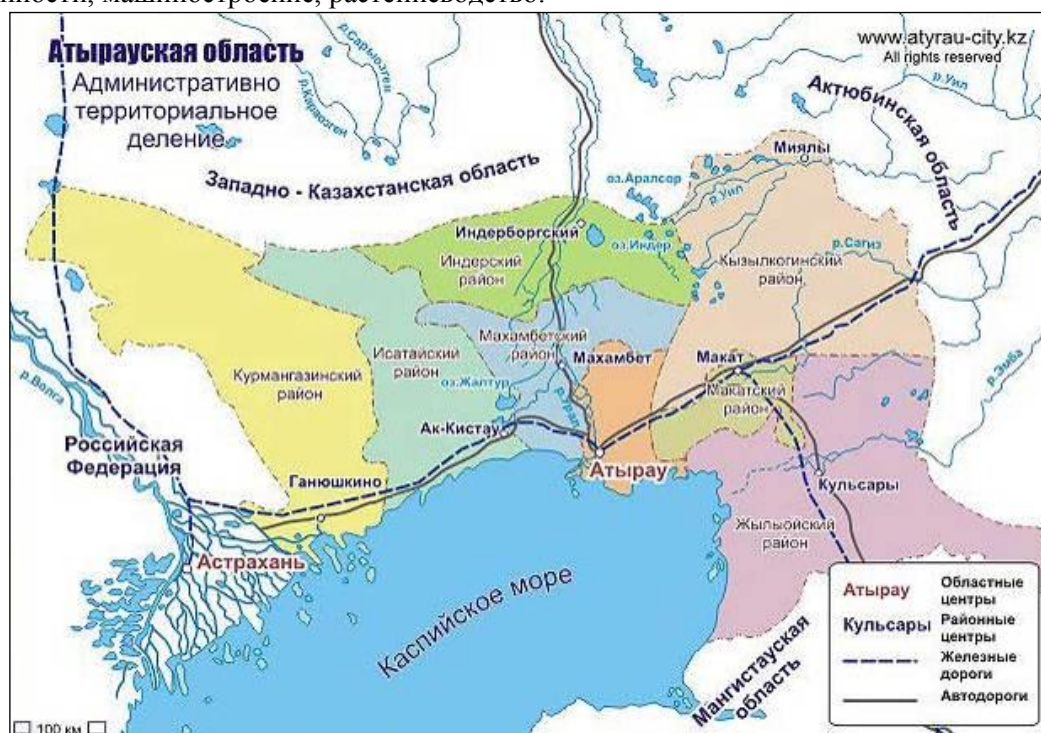


Рисунок 7. Административная карта Атырауской области

Мака́тский райо́н. Районный центр – посёлок Мака́т (30,137 тыс. чел.). Преобладает нефтяная

промышленность.

Махамбетский район. Районный центр – село Махамбет (31,978 тыс. чел.). Основные виды деятельности – растениеводство и скотоводство.

Приоритетными направлениями развития экономики Атырауской области являются топливно-энергетическая, производство стройматериалов, обрабатывающая, агропромышленная и рыбная отрасли.

Природно-ресурсный потенциал. Атырауская область, богатая природными ресурсами, является одним из ведущих регионов Казахстана с интенсивно развивающейся нефтегазовой промышленностью.

На территории области выявлены крупнейшие месторождения нефтегазового и газоконденсатного сырья, разработанные на территории 4-х районов. Государственным балансом запасов РК по Атырауской области учтено 87 месторождений углеводородного сырья, в том числе нефтяных – 66, нефтегазовых и газоконденсатных – 21.

Крупными инвесторами в нефтегазовом секторе области являются ТОО «Тенгизшевройл» реализующее проекты по разработке Тенгизского и Королевского месторождений и компания Аджип ККО, ведущая разработку шельфа Каспия.

Область также располагает уникальными месторождениями различных минералов и строительных материалов. Основу минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых составляют месторождения боратовых руд в Индерском районе.

## **2.2. Социально – экономическое развитие Атырауской области**

### *Уровень жизни*

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2024 г. составили 199047 тенге, что на 17,7% выше, чем в IV квартале 2023 г. Реальные денежные доходы за указанный период выросли на 11,7%.

### *Рынок труда и оплата труда*

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец марта 2024г. составила 7764 человека или 2,4% к рабочей силе.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам в январе-декабре 2023г. составила 296191 тенге. По сравнению с январем-декабрем 2023г. она увеличилась на 12,8%. Индекс реальной заработной платы составил 106,8%.

### *Цены*

Индекс потребительских цен в марте 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. составил 101,6%. Цены на продовольственные товары увеличились на 3,3%, непродовольственные товары - на 1,4%, платные услуги снизились – на 0,2%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в марте 2023г. по сравнению с декабрем 2024г. уменьшились на 1,4%.

### *Национальная экономика*

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2023г. составил в текущих ценах 4911,6 млрд. тенге. В структуре ВРП доля производства товаров составила 59,7%, услуг – 30,8%.

Объем инвестиций в основной капитал в январе-марте 2024г. составил 1006,8 млрд. тенге, что на 10,3% больше, чем в январе-марте 2024г.

### *Торговля*

По отрасли «Торговля (оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов)» индекс физического объема в январе-марте 2023г. составил 151,2%.

Объем розничной торговли за январь-март 2024г. составил 69327,1 млн. тенге или на 0,6% выше уровня соответствующего периода 2023г. (в сопоставимых ценах).

Объем оптовой торговли за январь-март 2024г. составил 601095,4 млн. тенге или в 1,6 раза больше уровня соответствующего периода 2023г. (в сопоставимых ценах).

Реальный сектор экономики. Объем промышленного производства в январе-марте 2024г. составил 1983210 млн. тенге в действующих ценах, что на 8,5% больше, чем в январе-марте 2023г. В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров производство увеличилось на 9,2%, в обрабатывающей промышленности - на 6,7%, в электроснабжении, подаче газа, пара и воздушном кондиционировании - на 5,8%, в водоснабжении, канализационной системе, контроле над сбором и распределением отходов - в 2,1 раза. Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-марте 2024г. составил 8557,1 млн. тенге, что больше на 1,1% чем в январе-марте 2023г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе-марте 2024г. составил 112,5%.

Объем грузооборота в январе-марте 2024г. составил 14094,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и вырос на 5,8% по сравнению соответствующим периодом 2023г. Объем пассажирооборота составил 326,2 млн. пкм и вырос на 5,9%.

### **2.3. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика трудовой деятельности**

Атырауская область находится в западной части РК, граничит на севере с Западно Казахстанской областью, на востоке с Актюбинской, на юго-востоке с Мангистауской, на западе с Астраханской областью России, на юге и юго-востоке омывается водами Каспийского моря. Она находится, в основном, в пределах обширной Прикаспийской низменности.

Кульсары - административный центр Жылыойского района Атырауской области. Город расположен в 11 км от реки Эмба и в 220 км к востоку от областного центра - города Атырау. В Кульсары ведётся добыча нефти: в 40 км на запад от города расположено Айранкольское нефтяное месторождение. В Кульсары переселили жителей посёлка Сарыкамыс, согласно постановлению Правительства Республики Казахстан из-за резкого ухудшения экологической ситуации в результате аварий и плановых выбросов завода «Тенгизшевройл» на месторождении «Тенгиз».

Аккиизтогай [1] или Аккизтогай (каз. Ақкіізтоғай) — село в Жылыойском районе Атырауской области Казахстана. Административный центр Аккизтогайского сельского округа. Находится на левом берегу реки Эмбы, примерно в 28 км к северо-востоку от города Кульсары, административного центра района, на высоте 4 метров над уровнем моря.

Численность и миграция населения. Численность населения области на 1 февраля 2023г. составила 694,1 тыс. человек, в том числе городского – 382,9 тыс. человек (55,2%), сельского – 311,2 тыс. человек (44,8%). Численность населения по сравнению с 1 февралем 2022 года увеличилась на 1,8%. В январе 2023г. по сравнению с январем 2022г. число прибывших в Атыраускую область увеличилось на 21,7%, выбывших из области на 17,1%. Основной миграционный обмен по внешней миграции происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составила 98,6% и 61,1% соответственно. По численности мигрантов, переезжающих в пределах области, сложилось отрицательное сальдо миграции на 117 человек.

Статистика промышленного производства. В январе-марте 2023г. промышленной продукции произведено на 2769939 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 2553754 и 174200 млн. тенге, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 30150 млн. тенге, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – на 11835 млн. тенге.

### **2.4. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории**

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 3230,68 (в соответствующем периоде 2022г. – 1718,32) случаев на 100 тыс. населения, острые кишечные инфекции – 132,66 (102,52), туберкулез органов дыхания – 34,02 (30,92), вирусные гепатиты – 1,32 (0,45), сифилис – 11,96 (15,24) и педикулез – 1,10 (0,22).

Для информации: за анализируемый период текущего года подтверждено 10763 случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 226 случаев, когда вирус неидентифицирован (COVID-2019).

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.

### **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**

Любой относительно крупный проект, предлагаемый к реализации в энергетическом секторе экономики, нуждается в тщательной предварительной оценке возможностей его развития, прежде всего с точки зрения инвесторов, то есть компаний (компаний), заинтересованных в участии в проекте и рассчитывающих на прибыльное вложение своих денег в проект.

Основной целью пробной эксплуатации месторождения является получение достоверной информации о добычных возможностях всех продуктивных горизонтов и их геолого-физических характеристиках, достаточной для обоснования оптимальной величины извлекаемых запасов нефти и обеспечивающей надежное проектирование разработки месторождения.

Задачами пробной эксплуатации являются:

- Детализация геологической конструкции нефтяных залежей, в том числе их геометрических форм, размеров, глубины залегания и высоты, положения тектонических нарушений и зон литологического выклинивания.
- Определение оптимальных значений коэффициентов продуктивности; рабочих депрессий, среднесуточных дебитов и соответственно объемов добычи нефти по каждой залежи; динамики обводнения пластов – коллекторов, расчет значений относительных фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды.
- Уточнение промыслово-геофизической модели продуктивных горизонтов, в том числе границ залежей и текущих положений ВНК эффективных и нефтенасыщенных толщин, текущей нефтенасыщенности продуктивных горизонтов и эффективной пористости по всем залежам для оценки запасов нефти и растворенного газа промышленных категорий.
- Уточнение стратиграфической принадлежности и литологических свойств пород (в т.ч. минерального состава зерен скелета, состава цемента, глинистости, карбонатности и т.п.) петрофизических и фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов, компонентного состава нефтей,
- Апробирование методов интенсификации притоков нефти.
- Обоснование оптимальной системы сбора, подготовки, хранения, транспортировки и реализации нефти.
- Решение проблем, связанных с утилизацией нефтяного газа.
- Составление финансово-экономической модели пробной эксплуатации месторождения Караган.

Сроки пробной эксплуатации

Исходя из недостаточности априорной информации, слабой изученности нефтенасыщенных горизонтов и сложности геологического строения сроки пробной эксплуатации месторождения Караган определены в 3 года (01.05.2025-30.04.2028гг.).

Пробная эксплуатация месторождения Караган планируется в мае 2025 года. 5 скважин вводятся из консервации в 2025 году.

С целью оконтуривания обнаруженных залежей нефти, перевода запасов нефти из категории С2 в категорию С1 и оценки перспектив нефтегазоносности нижележащих нижнепермских отложений планируется бурение одной оценочной скважины КР-1 и 3 опережающих добывающих скважин, со средней проектной глубиной 1550 м.

Технология бурения и конструкция скважины более подробно будет изложена в соответствующих технических проектах на строительство скважины. Других альтернатив и вариантов для достижения целей намечаемой деятельности и вариантов осуществления ее нет.

При планировании намечаемой деятельности, заказчик, совместно с проектировщиком, провели всесторонний анализ технологий производства, расположения строений, режима работы предприятия и выбрали наиболее рациональный вариант. Также выбор рационального варианта осуществления намечаемой деятельности определен в соответствии с пунктом 5 приложения 2 к Инструкции по

организации и проведению экологической оценки (приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан № 280 от 30.07.2021 г), а именно:

✓ Отсутствием обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта намечаемой деятельности.

✓ Все этапы намечаемой деятельности, которые будут осуществлены в соответствии с проектом, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе и в области охраны окружающей среды.

✓ Принятые проектные решения полностью соответствуют заданию на проектирование, позволяют достичь заданных целей и соответствуют заявленным характеристикам объекта.

✓ Для эксплуатации проектируемого объекта требуются ГСМ, электроэнергия. Все эти ресурсы доступны и будут поставляться по договорам либо в порядке единичного закупа.

При проведении оценки воздействия на окружающую среду проводятся общественные слушания, что обеспечит гласность принятия решений и доступность экологической информации, т.е. будут соблюдены права и законные интересы населения затрагиваемой намечаемой деятельностью территории.

Источниками выброса в воздух токсических веществ являются выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания строительной, буровой техники, автотранспорта, факельные установки сжигания попутных газов.

Рабочие на объекте обязаны пользоваться спецодеждой и индивидуальными средствами защиты - специальными противогазовыми респираторами.

На буровой площадке осуществляется постоянный контроль воздушной среды автоматическими стационарными газосигнализаторами, а также переносными газосигнализаторами в местах возможного скопления ЗВ.

Для защиты почвенного покрова, все потенциальные источники загрязнения: емкости с нефтепродуктами, с продуктами добычи, а также образующиеся отходы будут накапливаться на специальных гидроизолированных площадках.

Таким образом, по результатам проведенной оценки, планируемое воздействие проектируемого объекта на человека в целом оценивается как допустимое.

#### **4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

На сегодняшний день альтернативных способов выполнения работ нет.

Цели и задачи: сбор и изучение геолого-геофизической информации, расконсервация, испытание и опробование по ранее пробуренным скважинам, переобработка и переинтерпретация сейсмических материалов 3Д, бурение 3-х опережающих добывающих скважин, а также одной оценочной скважины КР-1 в целях оконтуривания, оценки ранее выявленных залежей, следом проведение подсчета запасов нефти и ТЭО КИН.

Таким образом, предусмотренный настоящим проектом вариант осуществления намечаемой деятельности является самым оптимальным.

##### **4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, утилизации объекта, выполнения отдельных работ)**

Иных характеристик намечаемой деятельности по срокам осуществления деятельности или ее отдельных этапов нет.

##### **4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели**

Различная последовательность работ, разные технологии, машины, оборудование, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели согласно данного проекта пробной эксплуатации не предусмотрены.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

##### **4.3. Различная последовательность работ**

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

##### **4.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели**

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

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. ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ**

### **5.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществлении**

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 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**

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях. Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)
- «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и 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.

### **5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности**

Объект исследования – пробная эксплуатация месторождения Караган.

Цель работы – уточнение имеющейся и получения дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках пластов и залежей, комплексного геолого-физического и гидродинамического исследования скважин для составления проекта разработки.

В проекте приведены общие сведения о месторождении, данные о геологическом строении и фильтрационно-емкостных свойствах пластов-коллекторов продуктивных горизонтов, физико-химических свойствах пластовых флюидов, полученные на основании изучения геолого-промыслового материала по результатам опробования и исследования разведочных скважин.

Проанализировано техническое состояние фонда скважин. Проведен анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов. Дано обоснование методики прогноза технологических показателей и выделения эксплуатационных объектов пробной эксплуатации месторождения Караган.

Приведены прогнозные технологические показатели пробной эксплуатации аптского, неокомского, юрского и пермо-триасового горизонтов месторождения Караган.

Проведено обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Рассмотрены мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин. Рассмотрены требования и рекомендации к системе сбора и подготовки добываемой продукции, а также требования и рекомендации по утилизации попутного нефтяного газа.

Приведены оценки воздействия на атмосферный воздух, геологическую среду, поверхностные и подземные воды, почву, экосистему и биологические ресурсы. Рассмотрены мероприятия по охране труда, промышленной санитарии, пожарной и технической безопасности.

### **5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности**

## **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

**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.

В административном отношении площадь расположена на территории Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан.

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**

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

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.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности – это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

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.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы не будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

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.

Характер воздействия. Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – длительное при планируемой эксплуатации скважин.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как минимальный.

Природоохранные мероприятия. Предусмотреть при следующих этапах разработки при получении ЭРВ в рамках ППМ.

Вывод: В целом воздействия работ при эксплуатации скважин на состояние здоровья населения может быть оценено, как локальное и длительное при планируемой эксплуатации скважин.

## **6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)**

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.

На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения.

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающих угодий весьма незначительное и будет ограничиваться выделением пыли во время автотранспортных работ. Растительный покров близлежащих угодий не будет поврежден.

Участок не входит в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

При проведении работ вырубки или переноса древесно-кустарниковых насаждений не предусмотрено. При проведении работ максимально будут использоваться существующие дороги.

Объемы выбросов незначительны и будут осуществляться на различных локальных участках, продолжительность воздействия также не значительная, т.к. работы носят временный характер. Зона влияния будет ограничиваться территорией воздействия, на которой будет производиться рассеивание загрязняющих веществ.

Фактор беспокойства или антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, свет в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплый период года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитания представителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличения их численности.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

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 биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;

- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;

- 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.

Согласно статьи 241 ЭК РК, потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий.

Согласно статьи 239, п. 5 ЭК РК, запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого

функционирования экологических систем.

Мероприятия по сохранению местообитания и популяции

Воздействие разведочных работ на растительный и животный мир окажет минимальное воздействие при выполнении следующих мероприятий:

- Перед началом проведения разведочных работ необходимо упорядочить дорожную сеть, обустроить подъездные пути к площадке работ, снять верхний плодородный слой и складировать его в отведенных местах, с последующим использованием.

- Недопустимо движение автотранспорта и выполнение работ, связанных с разведкой участка за пределами отведенных площадок и обустроенных дорог.

- Осуществление разведочных работ должно основываться на соблюдении технических требований при проведении данного вида работ и использовании последних технологических разработок в данной области.

- Повсеместно на рабочих местах необходимо соблюдать технику безопасности. Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

- После завершения разведочных работ необходимо осуществить очистку территории, утилизировать промышленные отходы, бытовой мусор, уничтожить антропогенный рельеф (ямы, рытвины) – провести планировку поверхности площадок.

- На нарушенных участках территории и вдоль подъездных дорог рекомендуется проведение рекультивационных работ.

- Организовать огражденные места хранения отходов;

- Поддерживать в чистоте территории площадок и прилегающих площадей.

После завершения работ для ликвидации их негативных последствий необходимо проведение мероприятий по восстановлению первичного рельефа на нарушенных участках местности и устранению загрязнений. Включая отходы со всей территории, затронутой при реализации проекта.

### **6.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)**

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

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы: физические и химические.

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров:

- при движении автотранспорта;
- монтаж и демонтаж технологического оборудования.

К химическим факторам воздействия при производстве вышеуказанных работ – привнос загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных разливах вод с хозяйственными стоками, бытовыми и производственными отходами, сточными водами.

Наибольшая степень деградации почвенного покрова территории, вызвана развитием густой сети полевых дорог для транспортировки технологического оборудования, доставки рабочего персонала.

Интенсивное неупорядоченное движение автотранспорта может привести к разрушению поверхностной солевой корочки и активизации процесса ветрового и солевого переноса. Интенсивное развитие процессов дефляции обуславливается также высокой ветровой активностью, характерной для этой территории. Дорожно-транспортное нарушение почв связано, прежде всего, с их переуплотнением внутри месторождений.

Основными потенциальными факторами химического загрязнения почвенного покрова на территории работ являются:

- загрязнение в результате газопылевых осадений из атмосферы;

По масштабам воздействия все виды химического загрязнения почв относятся к точечным.

Основными задачами охраны окружающей среды, заложенных в проекте являются максимально возможное сохранение почвенного покрова, возможность соблюдения установленных нормативов земельного отвода, проведение рекультивации почвенно- растительного покрова.

При выполнении проектных решений и предложенных мероприятий по охране почвенного покрова ущерба не ожидается.

Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс

мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановления продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

#### 6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Территория не имеет естественных водных объектов, поэтому проведение работ на этой площади не будет оказывать на них влияния.

Воздействия от этого вида хозяйственной деятельности может быть оценено с позиции рационального водопотребления и водоотведения, возможного загрязнения существующих на ограниченном участке техногенных вод, временных водотоков и водосборной площади в случае аварийной ситуации.

Потенциальное воздействие планируемых работ может оказываться на геологическую среду в отношении развития неблагоприятных экзогенных геологических процессов, которые в результате проведения полевых работ могут быть усилены или спровоцированы и на подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта.

Основными источниками потенциального воздействия на геологическую среду и подземные воды при проведении работ, строительных работ будут являться транспорт и спецтехника.

Одним из потенциальных источников воздействия на подземные воды (их загрязнения) могут быть утечки топлива и масел в местах скопления и заправки спецтехники и автотранспорта в период работ.

#### 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 в Жылойском районе не осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к. в Жылойском районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчетным 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 загр. веще- ства	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м <sup>3</sup>	ПДК средне- суточная, мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опас- ности
1	2	3	4	5	6
0301	Азота(IV)диоксид(Азотадиоксид) (4)	0.2	0.04		2
0304	Азот(II)оксид(Азотаоксид)(6)	0.4	0.06		3
0328	Углерод(Сажа, Углеродчерный)(583)	0.15	0.05		3
0330	Сернистый диоксид(Ангидридсернистый, Сернистый газ, Сера(IV)оксид) (516)	0.5	0.05		3
0333	Сероводород(Дигидросульфид)(518)	0.008			2
0337	Углеродоксид(Оксид углерода, Угарный газ)(584)	5	3		4
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(смесьо-,м-,п-изомеров)(203)	0.2			3
0621	Метилбензол(349)	0.6			3
0627	Этилбензол(675)	0.02			3
1301	Проп-2-ен-1-аль(Акролеин, Акрилальдегид)(474)	0.03	0.01		2
1325	Формальдегид(Метаналь)(609)	0.05	0.01		2
2735	Масломинеральнонефтяное (веретенное,машинное,цилиндровое идр.)(716*)			0.05	
2754	АлканыC12-19/впересчетенаC/ (УглеводородыпредельныеC12-C19(в пересчетенаC);Растворитель РПК-265П)(10)	1			4

#### 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 путегидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% игидрозабойки 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 будетвоздействовать 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 процессепроведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или группособей на узколокальных 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 вуправлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительногопокрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазученных грунтов.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительномуулучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу отсоциально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

#### 6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые иценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядоиспользования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране ЗакономРеспублики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использованииобъектов 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;**

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие и 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 поверхностных и подземных вод.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Караган на период пробной эксплуатации, 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.
- Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствий которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем, так же запрещено образования замазученных грунтов.
- 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 происходит образование и накопление производственных отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования. Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные	Фильтрационные утечки	Герметизация технологических

ресурсы	углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
Почвеннорастительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Строительство специальных ограждений.

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 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.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентирована многочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и по его интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определения прямого воздействия детально изложены ниже.

*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/синергичными (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 Караган (1000 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на населенные или застроенные территории.

На рассматриваемой территории отсутствуют объекты чувствительные к воздействиям (например, больницы, школы, культовые объекты, объекты, общедоступные для населения).

Намечаемая деятельность не создаст экологические проблемы под влиянием землетрясений, просадок грунта, оползней, эрозий, наводнений, а также экстремальных или неблагоприятных климатических условий (например, температурных инверсий, туманов, сильных ветров).

**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 ЭМИСИЙ, 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 выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

В работе приведены сведения о геологическом строении и геолого-промысловой характеристике продуктивных горизонтов, физико-химических свойствах пластовых флюидов и запасах нефти и газа. Проанализировано текущее состояние разработки и проведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки, определены причины отклонения фактических показателей от проектных. Рекомендованы мероприятия по совершенствованию системы разработки. Обоснованы исходные данные для проведения технологических расчетов.

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.

При намечаемой деятельности от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Караган следующие вещества с I по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876\*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азотная кислота (5) Аммиак (32) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163) Серная кислота (517) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Сероводород (Дигидросульфид) (518) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) Бутан (99) Гексан (135) Пентан (450) Метан (727\*) Изобутан (2-Метилпропан) (279) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546) Формальдегид (Метаналь) (609) Пропан-2-он (Ацетон) (470) Уксусная кислота (Этановая кислота) (586) Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60) Керосин (654\*) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716\*) Уайт-спирит (1294\*) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Взвешенные частицы (116) 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) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*).

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.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

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 превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере повсем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

Предприятие не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку. Все отходы временно складываются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

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.

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

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 методрасчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативамобразования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета п 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 от18.04.2008 г. № 100-п;

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РеспубликиКазахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходовпроизводства».

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 требование 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, гдеданные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению; требования к раздельному 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 изахоронению 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, приплюсовой 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 негативноговоздействия 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 на предприятии не предусмотрено.

# **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**

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Увеличение количества и энергоемкости, используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период пробной эксплуатации продуктивного горизонта верхнеюрских отложений месторождения Ракушечное требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий воздействия на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период пробной эксплуатации Караган можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовки углеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

## **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 участка 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 участка и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически не вероятные аварии-редкие аварии-вероятные аварии-возможны неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев в 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-не управляемые 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 участка 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

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

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 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. Прямое 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 воздействием 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 МООС 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 км<sup>2</sup>.
- 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 минимум а 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 установки оборудования;

- ✓ Проводится контроль технического состояния оборудования;

- ✓ Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;

- ✓ При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;

- ✓ Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, 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 хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;

- ✓ Движение автотранспорта на участке регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемым и по утвержденной главным инженером предприятия схеме;

- ✓ Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии 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.

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствий которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем, так же запрещено образования замазученных грунтов

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрыво- и пожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются:

- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов, трубопроводов и их соединений;
- размещение вредных, взрыво- и пожароопасных процессов на отдельных открытых площадках;
- защита от повышения давления на напорных трубопроводах;
- аварийное автоматическое закрытие отсекающих задвижек на технологических трубопроводах и прекращение всех погрузочно-разгрузочных операций;
- антикоррозийное покрытие наружных поверхностей всех технологических трубопроводов.

Для исключения аварийных ситуаций на территории месторождения Караган планируется проведение ежедневного контроля за состоянием оборудования и нефтепроводами. Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих на предприятии противоаварийных норм и правил, в том числе:

- обеспечение беспрепятственного доступа аварийных служб к любому участку производства;
- автоматизация технологических процессов слива-налива нефти и дизтоплива;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и контроль за соблюдением этих правил при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, своевременная замена неисправного оборудования.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию. Для исключения утечек, арматуру необходимо содержать в чистоте, регулярно восстанавливать окраску наружной поверхности. Арматуру, которая в процессе эксплуатации находится в открытом или закрытом состоянии, необходимо ежемесячно набивать смазкой и проверять плавность открытия и закрытия.

#### **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 Плате 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 лебедкой, 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 питье- вой 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.

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 85 %;
- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 85 %.

ТБО сортировка согласно морфологического состава (48%) от общей массы, заключение договоров для дальнейшей передачи сторонним организациям на утилизацию или переработку вторичного сырья.

По окончании работ, пройденные поверхностные горные выработки будут засыпаны и рекультивированы.

Предусматривается строгий запрет на охоту и рыбалку в запрещенные сроки и запрещенными методами.

Обеспечение санитарно-гигиенических и экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод; организация зоны санитарной охраны.

Оборудование и т.п. должны быть из числа разрешенных органами санитарно-эпидемиологического надзора.

Осуществление санитарно-гигиенических мероприятий, направленных на поддержание санитарно - гигиенического состояния, предупреждения производственной заболеваемости и травматизма.

Обеспечение мониторинга окружающей среды. Мониторинг состояния пром. площадки заключается в периодическом контроле. Контроль должен проводиться аккредитованными лабораториями, имеющими разрешение на проведение таких исследований. Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдение за уровнем загрязнения почв в соответствии с существующими требованиями по почвам.

В целях предотвращения загрязнения почвы проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением и нарушением рельефа;
- минимизировать нарушение и эрозию почв за счет использования существующих дорог и площадок;
- использование поддонов под механизмами для исключения утечки и проливов ГСМ и предотвращения загрязнения почв нефтепродуктами;
- восстановление нарушенных земель после полного окончания работ на участке с возвратом плодородного слоя на место после завершения работ.

В целях снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предусмотрены следующее мероприятия:

- исключения пыления с автомобильной дороги (с колес и др.) и защиты почвенных ресурсов предусмотреть дороги с организацией пылеподавления, или, необходимо использование специальных шин с низким давлением на почву (бескамерные, низкого и сверхнизкого давления).

Кроме того, предусмотрены мероприятия по пылеподавлению при выполнении земляных работ – организация пылеподавления способом орошения пылящих поверхностей.

По завершению работ, связанных с перемещением грунта, необходимо провести работы по рекультивации земель в соответствии с условиями Кодекса «О недрах и недропользовании» и статьей 238 Экологического кодекса Республики Казахстан.

В целях минимизации возможного воздействия отходов на компоненты окружающей среды необходимо осуществлять ряд следующих мероприятий:

- раздельный сбор различных видов отходов;
- для временного хранения отходов использование специальных контейнеров, установленных на оборудованных площадках;
- обеспечить раздельное хранение твердо-бытовых отходов в контейнерах в зависимости от их вида;
- содержать в чистоте контейнеры, площадки для контейнеров, близлежащую территорию, оборудовать контейнерные площадки в соответствии с санитарными нормами и правилами;
- сбор в специальных емкостях на отведенных площадках и своевременная передача специализированным организациям для дальнейшей утилизации; сбор в специальных емкостях на отведенных площадках и своевременный вывоз на полигон отходов ТБО;
- оборудование специальных площадок, согласно действующих СНиП в РК, для временной парковки спецтехники и автотранспортных средств, а также временного хранения
- необходимого оборудования и материалов, используемых при проведении работ;
- очистка территории от мусора и остатков всех видов отходов, а также вывоз контейнеров с ними для утилизации в согласованные места после завершения строительных работ.

#### ***Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха***

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух рекомендуются ряд технических и организационных мероприятий.

При реализации проектных решений на площади предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране атмосферного воздуха:

- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования.

#### **12.1. 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 Караган 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 газоотводных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- 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.

## **12.2. 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.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды, а также предотвращения вторичного загрязнения грунтовых вод через почву, атмосферные осадки, атмосферу компания разрабатывает и реализует природоохранные мероприятия.

Компанией выполняются и будут выполняться следующие мероприятия по охране водных ресурсов:

- контроль за рациональным использованием воды.

С целью снижения отрицательного воздействия на водные ресурсы и предотвращения неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования.

Особое внимание при этом должно быть обращено на оборудование, которое аккумулирует значительное количество сырья – трубопроводы, резервуары и технологические емкости.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды необходимо проведение ряда природоохранных 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;

- если в процессе эксплуатации месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;

- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

В соответствии ст.222, 224 и 225 требованиями Экологического Кодекса РК предусматривается:

- Не допускается сброс сточных вод независимо от степени их очистки в поверхностные водные объекты в зонах санитарной охраны источников централизованного питьевого водоснабжения, курортов, в местах, отведенных для купания

- Сброс сточных вод в природные поверхностные и подземные водные объекты допускается только при наличии соответствующего экологического разрешения

- Запрещается сброс сточных вод без предварительной очистки, за исключением сбросов шахтных и карьерных вод горно-металлургических предприятий в пруды-накопители и (или) пруды-испарители, а также вод, используемых для водяного охлаждения, в накопители, расположенные в системе замкнутого (оборотного) водоснабжения.

- Недропользователи, проводящие поиск и оценку месторождений и участков подземных вод, а также водопользователи, осуществляющие забор и (или) использование подземных вод, обязаны обеспечить:

- 1) исключение возможности загрязнения подземных водных объектов;

- 2) исключение возможности смешения вод различных водоносных горизонтов и перетока из одних горизонтов в другие, если это не предусмотрено проектом (технологической схемой);

- 3) исключение возможности бесконтрольного нерегулируемого выпуска подземных вод, а в аварийных случаях – срочное принятие мер по ликвидации потерь воды;

- 4) по окончании деятельности – проведение рекультивации на земельных участках, нарушенных в процессе недропользования, забора и (или) использования подземных вод.

- Использование подземных вод питьевого качества для нужд, не связанных с питьевым и (или) хозяйственно-питьевым водоснабжением, не допускается, за исключением случаев, предусмотренных Водным кодексом Республики Казахстан и Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании".

- На водосборных площадях подземных водных объектов, которые используются или могут быть использованы для питьевого и хозяйственно-питьевого водоснабжения, не допускаются захоронение отходов, размещение кладбищ, скотомогильников (биотермических ям) и других объектов, оказывающих негативное воздействие на состояние подземных вод.

- Запрещается ввод в эксплуатацию водозаборных сооружений для подземных вод без оборудования их водорегулирующими устройствами, водоизмерительными приборами, а также без установления зон санитарной охраны и создания пунктов наблюдения за показателями состояния подземных водных объектов в соответствии с водным законодательством Республики Казахстан.

- Запрещается орошение земель сточными водами, если это оказывает или может оказать вредное воздействие на состояние подземных водных объектов.

Также в соответствии с требованиями ст. 112, 115 Водного кодекса РК от 9 июля 2003 года №481 будут соблюдены ограничения правил эксплуатации, предохраняющие водные объекты от загрязнения, засорения, истощения.

### **12.3. Мероприятия по сохранению недр**

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

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

- 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;

- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию;

- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;

- выполнение противокоррозионных мероприятий;

- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;

- проведение мониторинга недр на месторождении.

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

### **12.4. Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров**

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении необходимо внедрение следующих мероприятий:

- инвентаризация и ликвидация бесхозных 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 мелкоколесом, 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.

Для характеристики экологического состояния земель, своевременного выявления изменений, их оценки и прогноза дальнейшего развития, на территории месторождения необходимо постоянное ведение экологического мониторинга земель

#### **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 ям, 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.

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.

#### **МЕРОПРИЯТИЯ, ИСКЛЮЧАЮЩИЕ ОБРАЗОВАНИЕ ЗАМАЗУЧЕННОГО ГРУНТА**

Для исключения разгерметизации объектов хранения, транспортировки нефти и предупреждения аварийных выбросов нефти приняты следующие организационно-технические мероприятия:

- резервуары хранения оснащены дыхательными, предохранительными клапанами и огневыми преградителями, хлопушками;
- осуществляется постоянный контроль за уровнем жидкости в резервуарах;
- осуществляется контроль герметичности соединений трубопроводов и арматуры;
- осуществляется постоянный контроль за состоянием и исправностью технологического оборудования и трубопроводов, контрольно-измерительных приборов и автоматики, предохранительных клапанов.

В процессе эксплуатации защиту трубопроводов и оборудования линейной части трубопроводов от разгерметизации и предупреждение аварийного выхода нефти обеспечивает выполнение следующих технических решений и мероприятий:

- контроль давления на выходе добывающих скважин;
- обслуживание нефтепроводов, проведение текущего ремонта;
- обследование состояния изоляции трубопроводов с последующей заменой дефектных участков изоляции;
- соблюдение технологической дисциплины и повышение квалификации обслуживающего персонала.

С целью исключения образования замазученного грунта в результате пролива нефти проводятся нижеследующие технические мероприятия:

- Обслуживание нефтепроводов, проведение текущего ремонта;
- По результатам оценки технического состояния нефтепроводов проведение капитального ремонта поврежденных участков;
- Проводить ежедневные осмотры всех оборудования;
- Контроль давления на выходе добывающих скважин.

#### **12.5. Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности**

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

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, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений 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 почвеннорастительного 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.

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 №КР 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 СЗЗ.

При выборе газоустойчивого посадочного материала и проведении мероприятий по озеленению учитываются природно-климатические условия района расположения предприятия.

## **12.6. Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира**

Воздействие на животный мир в процессе пробной эксплуатации 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 Мангистаускую областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;

- участие в проведении профилактических и противозидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.

## **12.7. Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов**

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- закупка материалов, используемых в производстве, в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров;
- принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, этим достигается снижение использования сырьевых материалов.

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.

Согласно п.п.1 п.1 статьи 397 Экологического Кодекса РК, проектные документы для проведения операций по недропользованию должны предусматривать следующие меры, направленные на охрану окружающей среды: 1) применение методов, технологий и способов проведения операций по недропользованию, обеспечивающих максимально возможное сокращение площади нарушаемых и отчуждаемых земель (в том числе опережающее до начала проведения операций по недропользованию строительство подъездных автомобильных дорог по рациональной схеме, применение кустового способа строительства скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов производства в качестве вторичных ресурсов, их переработка и утилизация, прогрессивная ликвидация последствий операций по недропользованию и другие методы) в той мере, в которой это целесообразно с технической, технологической, экологической и экономической точек зрения, что должно быть обосновано в проектом документе для проведения операций по недропользованию.

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.

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.



**13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА**

Согласно ст.241 ЭК РК «потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий».

Компенсация потери биоразнообразия должна быть ориентирована на постоянный и долгосрочный прирост биоразнообразия и осуществляется в виде:

- 1) восстановления биоразнообразия, утраченного в результате осуществленной деятельности;
- 2) внедрения такого же или другого, имеющего не менее важное значение для окружающей среды вида биоразнообразия на той же территории или на другой территории, где такое биоразнообразие имеет более важное значение.

Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и биоразнообразия включают:

- 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;

- запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;

- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;

- запрет 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;

- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;

- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.

#### **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 имеющую 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, арте- фактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все зем- ляные 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 ар- хеологической экспертизы

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

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.

#### 14.1. 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.

Таблица 14.1-1– Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении Караган 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 (представлена в разделе 17.2 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Атырауской области 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 неблагоприятных последствий аварийных ситуаций.

Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы внесут положительные изменения в социально-экономической сфере региона.

# **15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ**

В соответствии со ст.78 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. после получения заключения по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду к Проекту необходим обязательный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности.

Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Послепроектный анализ должен быть 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. Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

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.

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. 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.

**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 Отчета 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.

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

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 29.10.10 г.).

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

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.

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 17- 1. Градации интегральной оценки

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км <sup>2</sup> для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100м от линейного объекта

<b>Ограниченный(2)</b>	Площадь воздействия до 10км <sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<b>Местный(3)</b>	Площадь воздействия в пределах 10-100км <sup>2</sup> для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<b>Региональный(4)</b>	Площадь воздействия более 100км <sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении более 10км от линейного объекта
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<b>Кратковременный(1)</b>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<b>Средней продолжительности(2)</b>	От 6 месяцев до 1 года
<b>Продолжительный(3)</b>	От 1 года до 3-х лет
<b>Многолетний(4)</b>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<b>Незначительная(1)</b>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<b>Слабая(2)</b>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<b>Умеренная(3)</b>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<b>Сильная(4)</b>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или эко системы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
<b>Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)</b>	
<b>Воздействие низкой значимости(1-8)</b>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность /ценность
<b>Воздействие средней значимости(9-27)</b>	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
<b>Воздействие высокой значимости(28-64)</b>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных /чувствительных ресурсов

Таблица 17-2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3		
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</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.

## 17.2. 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 17.2-1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

**Таблица 17.2-1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду**

<b>Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)</b>	<b>Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений</b>
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<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
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<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
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<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 среднерайонного уровня
<i>Значительное(4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное(5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 17.2-2.

**Таблица 17.2-2-Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме**  
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ



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. Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
2. "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" Утверждены приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.
3. Инструкции по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280
4. Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива РК. РНД 211.3.02.01-97.
5. Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы, 1996г.
6. Методические указания по расчету выбросов за грязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке твердых бытовых отходов и промотходов. ВНИИГАЗ, М., 1999
7. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №8 к Приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от «12» июня 2014 года №221
8. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-ІІ ЗРК
9. Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-ІІ ЗРК
10. Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-ІІ ЗРК
11. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании»
12. Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения»
13. Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- ІІІ ЗРК
14. Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия»
15. Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года № 593-ІІ
16. Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-І «О радиационной безопасности населения»
17. Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242-ІІ «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан»
18. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр»
19. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71. «Об утверждении гигиенических нормативов «Санитарно- эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».
20. СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»
20. «Методические указания по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду», утвержденную МООС РК приказом N270-о от 29.10.2010 г.

**18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ**

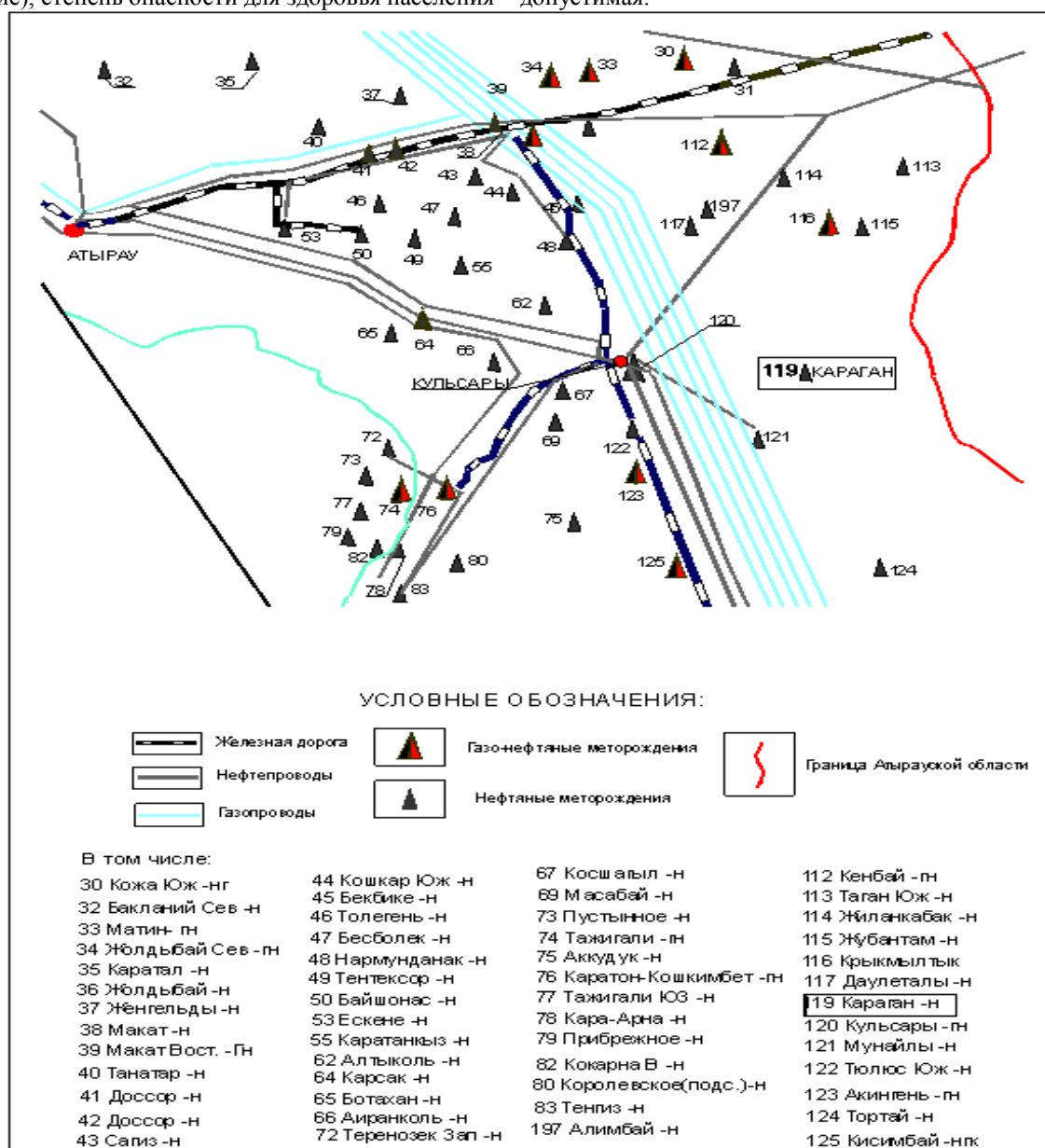
При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

**19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ**

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

**КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ**

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполнен для решений «Проекта пробной эксплуатации месторождения Караган (по состоянию 01.01.2025г.)» показывают что: выполненные расчеты рассеивания по веществам источников выбросов, зона загрязнения не выходит за область воздействия. Воздействие на воздушный бассейн квалифицируется как незначительное (существующее и проектируемое положение), степень опасности для здоровья населения – допустимая.

**Рисунок 1. Обзорная карта**

**1) Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, план с изображением его границ**

ТОО «Medeo Drilling Group» (далее – Компания) проводит геологоразведочные работы согласно Контракту №5351-УВС от 28.06.2024г. на разведку углеводородного сырья на месторождении Караган в Атырауской области Республики Казахстан и геологическому отводу №660-Р-УВ от 19 июня 2024 года, выданному Комитетом геологии Министерства Промышленности и Строительства РК.

Общая площадь геологического отвода составляет 4,296 (четыре целых двести девяносто шесть тысячных) кв. км., глубина отвода- по всему осадочному разрезу.

Данный геологический отвод выдан в рамках контура месторождения до 2030 года.

Месторождение Караган расположено на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан, в пределах планшета L-40-38-A-б. Географически месторождение расположено в южной части Прикаспийской низменности и ограничено координатами: 46°58'30"- 47°00'30" северной широты и 54°41'00"- 54°41'00" восточной долготы. Площадь структуры Караган приурочена к северной окраине крупного солончака Есекжал. Ближайшие населенные пункты - поселок Аккызтогай, находящийся в 22 км к югу от месторождения. В 45

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

км к западу от месторождения расположена железнодорожная станция Кульсары, через которую проходит железнодорожная магистраль Алматы-Атырау-Москва. Областной центр г. Атырау находится в 205 км к северо-западу от месторождения. Местность района представляет собой плоскую, низменную равнину, сформированную солонцеватыми, солонцевато-солончаковыми и солончаковыми бурыми почвами с абсолютными отметками в диапазоне 5-60 м с отсутствием гидросети с резко континентальным климатом со значительными сезонными и суточными колебаниями температуры, достигающими плюс 45 0С летом и минус 39 0С зимой. Осадки редкие, выпадающие в основном в зимний и весенний периоды (около 100-160 мм/год). Снежный покров незначителен (10 см). Для водоснабжения используются артезианские воды, которые в скважинах на низменной равнине дают самоизливы воды дебитом до 400-20 000 л/час. Река Эмба протекает в широтном направлении в 18 км к северу от месторождения. Животный и растительный мир в районе месторождения типичный для полупустынь. Растительность весьма бедная, характерно полное отсутствие ее древесных форм. Населенные пункты между собой связаны автодорогами с асфальтовым и гравийным покрытием. Непосредственно в районе месторождения отсутствуют дороги с улучшенным покрытием. Через середину месторождения, с запада на восток, по краю солончака проходит полевая дорога. Местные источники электроснабжения отсутствуют.

**Таблица 13 – Координаты угловых точек геологического отвода участка**

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
<b>1</b>	47° 00' 12''	54° 39' 25''
<b>2</b>	47° 00' 14''	54° 40' 14''
<b>3</b>	47° 00' 5''	54° 40' 13''
<b>4</b>	46° 59' 59''	54° 40' 35''
<b>5</b>	46° 59' 20''	54° 40' 48''
<b>6</b>	46° 59' 13''	54° 40' 55''
<b>7</b>	46° 59' 4''	54° 40' 52''
<b>8</b>	46° 58' 57''	54° 40' 35''
<b>9</b>	46° 58' 52''	54° 40' 1''
<b>10</b>	46° 58' 52''	54° 38' 59''
<b>11</b>	46° 59' 7''	54° 39' 15''
<b>12</b>	46° 59' 25''	54° 39' 6''
<b>13</b>	46° 59' 43''	54° 39' 16''
<b>14</b>	46° 59' 38''	54° 39' 32''

**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**

Месторождение Караган расположено на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Уровень жизни. Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2024 г. составили 199047 тенге, что на 17,7% выше, чем в IV квартале 2023г. Реальные денежные доходы за указанный период выросли на 11,7%. Рынок труда и оплата труда. Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец марта 2019г. Составила 7764 человека или 2,4% к рабочей силе. Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам в январе-декабре 2024г. Составила 296191 тенге. По сравнению с январем-декабрем 2023г. она увеличилась на 12,8%. Индекс реальной заработной платы составил 106,8%.

Цены. Индекс потребительских цен в марте 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. составил 101,6%. Цены на продовольственные товары увеличились на 3,3%, непродовольственные товары - на 1,4%, платные услуги снизились – на 0,2%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в марте 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. уменьшились на 1,4%.

Национальная экономика. Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2024г. составил в текущих ценах 4911,6 млрд. тенге. В структуре ВРП доля производства товаров составила 59,7%, услуг – 30,8%. Объем инвестиций в основной капитал в январе-марте 2024 г. составил 1006,8 млрд. тенге, что на 10,3% больше, чем в январе-марте 2023 г.

Торговля. По отрасли «Торговля (оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов)» индекс физического объема в январе-марте 2024 г. составил 151,2%.

Объем розничной торговли за январь-март 2024 г. составил 69327,1 млн. тенге или на 0,6% выше уровня соответствующего периода 2023 г. (в сопоставимых ценах).

Объем оптовой торговли за январь-март 2024 г. составил 601095,4 млн. тенге или в 1,6 раза больше уровня соответствующего периода 2023 г. (в сопоставимых ценах).

Реальный сектор экономики. Объем промышленного производства в январе-марте 2024 г. составил 1983210 млн. тенге в действующих ценах, что на 8,5% больше, чем в январе-марте 2023 г. В горнодобывающей

промышленности и разработке карьеров производство увеличилось на 9,2%, в обрабатывающей промышленности - на 6,7%, в электроснабжении, подаче газа, пара и воздушном кондиционировании - на 5,8%, в водоснабжении, канализационной системе, контроле над сбором и распределением отходов - в 2,1 раза.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-марте 2024 г. составил 8557,1 млн. тенге, что больше на 1,1% чем в январе-марте 2023 г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе-марте 2024 г. составил 112,5%.

Объем грузооборота в январе-марте 2024г. составил 14094,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и вырос на 5,8% по сравнению с соответствующим периодом 2023 г. Объем пассажирооборота составил 326,2 млн. пкм и вырос на 5,9%.

Статистика связи. В январе-сентябре 2024г. объем услуг почтовой и курьерской связи составил 658,4 млн. тенге, что на 0,3% больше, чем за январь-сентябрь 2023г.

Объем услуг, оказанных предприятиями электрической связи, в январе-сентябре 2024г. составил 11159,3 млн. тенге, что 4,5% больше, чем в январе-сентябре 2023г. (в сопоставимых ценах).

### **3) Наименование инициатора намечаемой деятельности, его контактные данные**

Товарищество с ограниченной ответственностью "Medeo Drilling Group", 050000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, Г.АЛМАТЫ, АЛМАЛИНСКИЙ РАЙОН, улица Кабанбай батыра, дом № 112, 200640028518, ЕРМЕКОВ ХАРПЕС ЕРМЕКУЛЫ, 87012446946, h.ermekov@gmail.com

### **4) Краткое описание намечаемой деятельности**

Прогноз технологических показателей выполнен для разработки в течение пробной эксплуатации на 3 года (01.05.2025-30.04.2028гг.).

В период пробной эксплуатации предусматривается:

- вывод из консервации скважин (Г-1, Г-3, Г-6, 104, 106 и 109)
- бурение 3-х опережающих добывающих скважин 101, 105 и 111.
- перевод скважины Г-3 под нагнетание воды в законтурную часть II-неокомского горизонта
- а также с целью продолжения мероприятий по доразведке рекомендуется пробурить одну оценочную КР-1.

В основу расчетов проектных показателей пробной эксплуатации скважин положены фактические данные о дебитах скважин, полученных при опробовании и эксплуатации скважин.

С учетом необходимости выполнения значительного объема исследовательских работ (опробование, гидродинамические исследования скважин), требующих оценки динамики параметров в течение продолжительного периода, прогноз технологических показателей рассчитан на 3 года, до 30.04.2028 г.

Коэффициент эксплуатации скважин принят на уровне 0,9 д.ед., что связано с проведением исследовательских работ. Коэффициент использования фонда скважин принят на уровне 1,0 д.ед.

Проектные показатели пробной эксплуатации месторождения приведены в таблицах 4.1.3-4.1.13.

Таким образом, в целом фонд скважин к концу периода пробной эксплуатации, т.е. к 30.04.2028 г., составит 10 единиц, в т.ч. ранее пробуренные 6 скважин (№№ Г-1, Г-3, Г-6, 104, 106 и 109), 3 проектные опережающие добывающие скважины (№№101, 105 и 111), а также оценочная скважина КР-1.

При этом в целом по месторождению прогнозная добыча нефти за 2025, 2026, 2027 и 2028 гг. составит, соответственно, 9,13 тыс.т, 14,65 тыс.т, 16,64 тыс.т и 5,72 тыс.т. Накопленная добыча нефти к 30.04.2028 г. в целом по месторождению составит 72,72 тыс. т нефти.

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.

Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

ПРИ ВВОДА ИЗ КОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН Г-1, 6, 104, 106 и 109

На этапе ввода из консервации скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 37 единиц, из них 23 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 14 источник - организованный.

Подготовительные работы:

- ист. N 0001 Дизельный генератор 100 кВт;
- ист. N 6001, Разработка грунта экскаватором;
- ист. N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы;
- ист. N 6003, Сварочные работы;
- ист. N 6004, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6005, Разработка грунта бульдозером;

Монтаж установки КРС

- ист. N 0002, Дизельный генератор САТ С15 кВт, 328;
- ист. N 0003, Дизельный двигатель бурового насоса;
- ист. N 0004, Дизельный двигатель САТ 3406;
- ист. N 0005, Цементировочный агрегат;
- ист. N 0006, Дизельгенератор (вахт.пос.) 300 кВт;
- ист. N 6006, Емкость для дизтоплива;

Работы по расконсервации скважины:

- ист. N 0007, Дизельный двигатель САТ С15 мощность 392 кВт;
- ист. N 0008, Привод силового блока;
- ист. N 0009, Дизельный двигатель бурового насоса;
- ист. N 0010, Цементируочный агрегат;
- ист. N 6007, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6008, Насос для перекачки дизельного топлива;
- ист. N 6009, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6010, Емкость для тех масла;
- ист. N 6011, Узел приготовления цементного раствора;
- ист. N 6012, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6013, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6014, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6015, Буровой насос;
- ист. N 6016, Дегазатор бурового раствора;
- ист. N 6017, Сепаратор.

ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

- ист. N 0011, Двигатель двигатель ЯМЗ -238;
- ист. N 0012, Дизельгенератор АД-200 (освещение);
- ист. N 0013, Цементируочный агрегат;
- ист. N 0014, Дизельный двигатель силового привода;
- ист. N 6018, Емкость для тех.масла;
- ист. N 6019, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6020, Емкость для нефти;
- ист. N 6021, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6022, Устье скважины;
- ист. N 6023, Дренажная емкость.

При вводе одной скважины из консервации ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу составит 19,335345 г/сек и 219,37401 тонн (от 5-ти скважин №№1, 6, 104, 106 и 109 составит 1096,87005 тонн).

ПРИ БУРЕНИЯ ОПЕРЕЖАЮЩИХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН №№101, 105 и 111

На этапе строительство опережающих добывающих скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 46 единиц, из них 28 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 18 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Сварочный агрегат.
- ист. N 0002, Дизельная электростанция 200 кВт;
- ист. N 0003-0005, Дизельный двигатель САТ3412В, N-810 кВт;
- ист. N 0006, Дизель – генератор С400D5, N-440 кВт, 1 комплект;
- ист. N 0007, Дизель – генератор резервный NTA-855-G4, N-320 кВт;
- ист. N 0008, Цементируочный агрегат "ЦА-320М";
- ист. N 0009, Передвижная паровая установка;
- ист. N 0010, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0011, Дизельная электростанция 200 кВт (вахт.пос);
- ист. N 0012, Дизельгенератор мощностью 100 кВт освещение;
- ист. N 0013, Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъемник А-80) мощностью 158 кВт;
- ист. N 0014, Дизельгенератор (резерв);
- ист. N 0015, Паровой котел Бойлер ПКН-2М;
- ист. N 0016, Цементируочный агрегат "ЦА-320М";
- ист. N 0017, Кислотный агрегат АН-400;
- ист. N 0018, Дизельный двигатель САТ насосного агрегата СКО.

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Участок сварки;
- ист. N 6002, Выбросы пыли, образуемой при работе экскаватором;
- ист. N 6003, Выбросы пыли, образуемой при работе бульдозером ;
- ист. N 6004, Уплотнение грунта катками и трамбовками;
- ист. N 6005, Емкость для хранения дизельного топлива СМР;
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива (вахт.пос.);
- ист. N 6008, Узел приготовления цементного раствора;
- ист. N 6009, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6010, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6011, Блок приготовления бурового раствора;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- ист. N 6012, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6013, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6014, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6015, Буровой насос;
- ист. N 6016, Дегазатор;
- ист. N 6017, Сепаратор;
- ист. N 6018, Ремонтно-механическая мастерская;
- ист. N 6019, Емкость для хранения дизтоплива;
- ист. N 6020, Емкость для тех.масло;
- ист. N 6021, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6022, Площадка налива нефти;
- ист. N 6023, Насос для нефти;
- ист. N 6024, Устье скважины;
- ист. N 6025, Емкость для нефти;
- ист. N 6026, Газосепаратор;
- ист. N 6027, Конденсатосборник;
- ист. N 6028, Емкость для соляной кислоты.

При бурении одной опережающей добывающей скважины ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу составит 26,081091 г/сек и 347,4051 тонн (от 3-х скважин №101, 105 и 111 составит 1042,2153 тонн),

Выявленные источники выбросов загрязняющих веществ являются ориентировочными, уточнение будет производиться, в дальнейшем, при разработке проекта РООС.

#### ПРИ БУРЕНИИ ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ КР-1

На этапе строительство оценочной скважины, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 44 единиц, из них 27 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 17 источник - организованный.

##### Организованные источники:

- ист. N 0001, Сварочный агрегат.
- ист. N 0002, Дизельная электростанция 200 кВт;
- ист. N 0003-0005, Дизельный двигатель CAT3412B, N-810 кВт;
- ист. N 0006, Дизель – генератор C400D5, N-440 кВт, 1 комплект;
- ист. N 0007, Дизель – генератор резервный NTA-855-G4, N-320 кВт;
- ист. N 0008, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";
- ист. N 0009, Передвижная паровая установка;
- ист. N 0010, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0011, Дизельная электростанция 200 кВт (вахт.пос);
- ист. N 0012, Дизельгенератор мощностью 100 кВт освещение;
- ист. N 0013, Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъемник А-80) мощностью 158 кВт;
- ист. N 0014, Дизельгенератор (резерв);
- ист. N 0015, Паровой котел Бойлер ПКН-2М;
- ист. N 0016, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";
- ист. N 0017, Факельная установка.

##### Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Участок сварки;
- ист. N 6002, Выбросы пыли, образуемой при работе экскаватором;
- ист. N 6003, Выбросы пыли, образуемой при работе бульдозером ;
- ист. N 6004, Уплотнение грунта катками и трамбовками;
- ист. N 6005, Емкость для хранения дизельного топлива СМР;
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива (вахт.пос.);
- ист. N 6008, Узел приготовления цементного раствора;
- ист. N 6009, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6010, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6011, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6012, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6013, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6014, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6015, Буровой насос;
- ист. N 6016, Дегазатор;
- ист. N 6017, Сепаратор;
- ист. N 6018, Ремонтно-механическая мастерская;
- ист. N 6019, Емкость для хранения дизтоплива;
- ист. N 6020, Емкость для тех.масло;

- ист. N 6021, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6022, Площадка налива нефти;
- ист. N 6023, Насос для нефти;
- ист. N 6024, Устье скважины;
- ист. N 6025, Емкость для нефти;
- ист. N 6026, Газосепаратор;
- ист. N 6027, Конденсатосборник.

При бурении 1-ой оценочной КР-1 скважины выброс загрязняющих веществ в атмосферу составит 33,8926484 г/сек и 233,77634 тонн.

#### В ПЕРИОД ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

На период регламентной работы нефтепромыслового оборудования и нефтепромысла в целом, в год максимальной добычи (на максимальный год эксплуатационного фонда скважин) количество источников загрязнения атмосферы было установлено, 74 источников выбросов, из них организованных источников - 11, неорганизованных источников - 63.

Вахтовый поселок

Организованные источники:

- ист. N 0101, Котельная;
- ист. N 0102, Дизельгенератор 100 кВт;
- ист. N 0103, Дизельгенератор (резерв.) 200 кВт;
- ист. N 0104, Дизельгенератор 500 кВт;
- ист. N 0105, Сварочный агрегат;

Неорганизованные источники:

- ист. N 6101, Емкость для дизтоплива 25 м<sup>3</sup>;
- ист. N 6102, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6103, Емкость для тех.масло;
- ист. N 6104, Ремонтная мастерская;
- ист. N 6105, Сварочный пост;
- ист. N 6106, Газовая сварка и резка;
- ист. N 6107, Емкость для дизтоплива 3 м<sup>3</sup>;

Скважины (площадки добычи)

Неорганизованные источники:

- ист. N 6108, Накопительная емкость 60 м<sup>3</sup> (по 3 ед.);
- ист. N 6109, Площадка для налива нефти;
- ист. N 6110, Выкидные линии;
- ист. N 6111-6119, Устье скважины
- ист. 6120-6128. Штанго-винтовые насосы (ШВНУ);

Площадка установки промышленной подготовки нефти (УППН)

Организованные источники:

- ист. N 0106-0107, Печь подогрева нефти ПП-0,63;
- ист. N 0108, Дежурная горелка факел;
- ист. N 0109, Лаборатория (вытяжной шкаф) химреагентов;
- ист. N 0110, Мотопомпа дизельная;
- ист. N 0111, Мотопомпа бензин;

Неорганизованные источники:

- ист. N 6129, Блочная установка «Спутник» АГЗУ;
- ист. N 6130, Блок гребенок всех скважин на емкость;
- ист. N 6131, Блок дозирования химреагентов;
- ист. N 6132, Насос для закачки химреагентов НД 2,5;
- ист. N 6133, Трехфазный газовый сепаратор;
- ист. N 6134, Вертикальный сепаратор;
- ист. N 6135-6137, Емкость для обессоливания и обезвоживания 70м<sup>3</sup>;
- ист. N 6138-6039, Емкость для сбора жидкости 63 м<sup>3</sup>;
- ист. N 6140-6043. Емкость для товарной нефти 63 м<sup>3</sup>;
- ист. N 6144, Емкость для товарной нефти 63 м<sup>3</sup>;
- ист. N 6145, Дренажная емкость 63 м<sup>3</sup>;
- ист. N 6146, Буферная емкость для пластовой воды;
- ист. N 6147, Отстойник для воды;
- ист. N 6148-6049, Поршневой насос для закачки пластовой воды НБ-125;
- ист. N 6150-6153, Насосы ЦНС 33/44;
- ист. N 6154-6155. Насосы НБ-125 для откачки ДЕ;
- ист. N 6156, Нефтеналивной стояк АЦН-100-1;
- ист. N 6157, Емкость для хранения топлива для печи 10 м<sup>3</sup>;



- ист. N 6158, Блок подготовки жидкого топлива;
- ист. N 6159-6160, Насос НША;
- ист. N 6161, Насос НДВ;
- ист. N 6162, Емкость для сырой нефти;
- ист. N 6163, Покрасочные работы.

При эксплуатации объекта от источников выбросов будут выделяться выбросы в объеме (на максимальный год эксплуатационного фонда скважин) 18,261494 г/сек и 531,2257038 тонн в год.

При ввода скважин из консервации образуются отходы: промасленная ветошь (опасные) 0,035 тонн, отработанные масла (опасные) 6,244 тонн, отработанные ртутьсодержащие лампы (опасные) 0,0079 тонн, металлические емкости из под масла (опасные) 0,2473 тонн, тара из-под химреагентов (опасные) 0,225 тонн, буровой шлам (опасные) 221,7 тонн, отработанный буровой раствор (опасные) 335,921 тонн, огарки сварочных электродов (неопасные) 0,0018 тонн, твердо-бытовые отходы (неопасные) 1,88 тонн, металлолом (неопасные) 2,02 тонн. ВСЕГО от 1-ой скважины 568,282 тонн (от 5-ти скв. №1, 6, 104, 106 и 109 отходы 2841,41 тонн). При бурении добывающих скважин: промасленная ветошь (опасные) 0,1334 тонн, отработанные масла (опасные) 1,7525 тонн, отработанные ртутьсодержащие лампы (опасные) 0,0079 тонн, металлические бочки из под масла (опасные) 1,9749 тонн, тара из-под химреагентов (опасные) 0,225 тонн, буровой шлам (опасные) 719,9325 тонн, отработанный буровой раствор (опасные) 660,6472 тонн, огарки сварочных электродов (неопасные) 0,0045 тонн, твердо-бытовые отходы (неопасные) 14,4 тонн, металлолом (неопасные) 10,0 тонн, отходы соляно-кислотной обработки (опасные) 13,632 тонн. ВСЕГО от 1-ой скважины 1422,7099 тонн (от 3-х скважин №101, 105 и 111 будет составлять 4268,1297 тонн). При бурении 1-ой оценочной КР-1 скважины: промасленная ветошь (опасные)

0,1334 тонн, отработанные масла (опасные) 1,7525 тонн, отработанные ртутьсодержащие лампы (опасные) 0,0079 тонн, металлические бочки из под масла (опасные) 1,9749 тонн, тара из-под химреагентов (опасные) 0,225 тонн, буровой шлам (опасные) 719,9325 тонн, отработанный буровой раствор (опасные) 660,6472 тонн, огарки сварочных электродов (неопасные) 0,0045 тонн, твердо-бытовые отходы (неопасные) 14,4 тонн, металлолом (неопасные) 10,0 тонн, отходы соляно-кислотной обработки (опасные) 13,632 тонн. ВСЕГО 1422,7099 тонн. При пробной эксплуатации: Отработанные масла (опасные) - 33,9 т, Промасленная ветошь (опасные) - 0,635 т, Нефтьшлам (опасные) - 200 т, Буровой шлам (опасные) 482,52 т, Отработанный буровой раствор (опасные) 588,56 т, Отработанные ртутные лампы (опасные) 0,08 т, Емкость из под масло (опасные) 2,086 т, Отработанные аккумуляторы (опасные) 0,545 т, Отработанные масляные фильтры (опасные) 2,5 т, Отработанные автошины (опасные) 0,56 т, отработанный антифриз (опасные) 2,0 т, тара из под ЛКМ (опасные) 0,005 т, тара из под химреагентов (опасные) 7,5 т, Медицинские отходы класса Б (опасные) 0,025 т, отработанный картридж (опасные) 0,0024 т, светодиодные лампы (опасные) 0,0219 т, Металлолом (неопасные) - 5,0 т, Коммунальные отходы (неопасные) - 89,97 т, Пищевые отходы (неопасные) 10,25 т, Огарки электродов (неопасные) 0,015 т, Изношенная спецодежда и СИЗ (неопасные) 2,5 т, Медицинские отходы класса А (неопасные) 0,03215 т, изношенный СИЗ (неопасные) 0,5 т, строительный мусор (неопасные) 5 т, ВСЕГО 1434,20745 тонн в год. Отходы производства временно складироваться и далее сдаются специализированным компаниям. Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено 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. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ. Количество отходов, предусмотренных к переносу за пределы объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей (перенос за пределы объекта двух тонн в год для опасных отходов или двух тысяч тонн в год для неопасных отходов).

***Сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах***

В 2008 г. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» проведен оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Караган (протокол №783-08-II от 24/12/2008 г.) и поставлены на баланс Государственных запасов были приняты следующие запасы нефти и растворенного газа месторождения Караган:

нефти:

- С1 геологические 1228 тыс.т, в том числе извлекаемые 319 тыс.т,
- С2 геологические 3390 тыс.т, в том числе извлекаемые 769 тыс.т;

растворенного в нефти газа:

- С1 геологические 11 млн.м<sup>3</sup>, в том числе извлекаемые 3 млн.м<sup>3</sup>,
- С2 геологическое 27 млн.м<sup>3</sup>, в том числе извлекаемые 6 млн.м<sup>3</sup>.

***Объемы утилизации газа***

При использовании на технологические нужды общий объем газа в первый год ПЭ составит 89,3 тыс. м<sup>3</sup>, во второй год – 131,4 тыс. м<sup>3</sup>, в третий год будет использовано 131,4 тыс. м<sup>3</sup> газа и в 4 год 44,6 тыс.м<sup>3</sup> (таблица 6.6.2), предполагается, что работать будет одна печь, а вторая будет находиться в резерве. Печи будут работать только в холодное время года.

**Общий расход топливного газа, направляемого на печи подогрева**

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

Периоды	Период работы печи подогрева, сут.	Суточный расход газа на одну печь, тыс.м3/сут	Суммарный годовой расход газа; тыс. м3
8 мес 2025	124	0,720	89,3
2026	182,5	0,720	131,4
2027	182,5	0,720	131,4
4 мес 2028	62	0,720	44,6

Таким образом, количество газа, используемого на технологические нужды, будет расти от 89,3 до 131,4 тыс.м<sup>3</sup>.

*Использование газа на хозяйственно-бытовые нужды* предполагает использование для функционального содержания бани, прачечной, столовой, для снабжения горячей водой вахтового поселка, а также отопления жилых и производственных помещений в осенне-зимний период.

#### **Расчет газа, направляемого на хозяйственно-бытовые нужды**

Наименование объектов	Нормативный расход в час	Необходимый объем газа, м <sup>3</sup>
Баня	1/2700	25 929
Прачечная	1/2900	24 177
Пункт общественного питания	1/2000	35 240
Итого		85 346

*Суммируя расходы газа на хозяйственно-бытовые нужды, максимальное количество потребляемого газа в год может составить 136,7 тыс. м<sup>3</sup>.*

Естественно это количество газа превышает остатки газа, которые могли бы быть направлены в вахтовый поселок к концу ПЭ. Поэтому, на начальных этапах вахтовый поселок будет обеспечиваться за счет электроэнергии, получаемой с дизельных электростанций.

В перспективе в связи с выводом нефтепромысла на полную мощность появиться реальная возможность обеспечения хозяйственно-бытовых объектов природным газом.

*Сжигание газа на факельной установке* соответствии со ст. 30-5 п.3 Закона РК о внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты РК по вопросам недропользования и проведения нефтяных операций в РК (8.12.2004 г.) в отдельные периоды при испытании скважин возможно сжигание остатков на факелах.

Для поддержания работы факельной установки, основной задачей которой является обеспечение бездымного сжигания всех сбросов технологического оборудования, предусмотрен расход газа в зависимости от параметров устройства от 1,2 до 60 м<sup>3</sup>/ч.

#### **Примерная площадь земельного участка, необходимого для осуществления намечаемой деятельности**

Общая площадь геологического отвода составляет 4,296 (четыре целых двести девяносто шесть тысячных) кв. км., глубина отвода - по всему осадочному разрезу.

#### **Краткое описание возможных рациональных вариантов осуществления намечаемой деятельности и обоснование выбранного варианта**

Учитывая геолого-литологическое строение района и непосредственно участка работ, альтернатив по переносу и выбору участков не имеются.

#### **5) Краткое описание существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, включая воздействия на следующие природные компоненты и иные объекты**

*Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.*

По результатам расчетов выбросов загрязняющих веществ и их рассеивания в приземном слое атмосферы, превышений ПДК на границе СЗЗ нет.

При разработке месторождения будут соблюдаться правила пром.санитарии и технологии производства с целью обеспечения безопасности для здоровья трудящихся.

Исходя из выше сказанного, воздействие на жизнь и здоровье людей, а также условия их проживания и деятельности оценивается как незначительное.

*Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)*

Изменения видового состава растительности, ее состояния, продуктивности сообществ в районе намечаемой деятельности исключается. ТОО будет выполнять работы, с условием минимального воздействия на любой вид растительности и строго в границах земельного отвода.

*Для исключения физического уничтожения растительности*

С учетом природоохранных мероприятий проведение работ на месторождении не повлечет за собой изменение видового состава и численности животного мира.

Следовательно, при проведении работ, существенного негативного влияния на растительный и животный мир не произойдет, воздействие допустимое.

*Генетические ресурсы*

В технологическом процессе добычных работ на месторождениях генетические ресурсы не используются.

*Природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы*

#### **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

При проведении работ на месторождении строго будут соблюдаться охранные мероприятия по сохранению растительности и животного мира, улучшению состояния встречающихся растительных и животных сообществ и их воспроизводству.

Немаловажное значение для животных, обитающих в районе месторождения, будут иметь находящиеся на месторождении трудящиеся. Поэтому наряду с усилением охраны растительного и животного мира необходимо проводить экологическое воспитание рабочих и служащих.

Для снижения воздействия на растительный и животный мир после прекращения работ на месторождении, предусматривается рекультивация нарушенных земель. В связи с этим, воздействие намечаемой деятельности на растительный и животный мир оценивается как допустимое.

*Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).*

На территории месторождений отсутствуют земли оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения.

Добычные работы будут проводиться в границах земельного отвода.

Дополнительного изъятия земель проектом не предусмотрено.

*Почвы (в том числе органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)*

Прямое воздействие на почвы района расположения месторождения производится при добычных работах. Косвенное воздействие производится в результате выбросов загрязняющих веществ.

Для предотвращения ветровой эрозии предусмотрено орошение водой рабочих мест ведения работ, технологических дорог и отвала ПРС поливочной машиной. Производится посев трав после завершения формирования отвалов ПРС. После окончания работ будет предусмотрена рекультивация нарушаемых земель. Воздействие допустимое.

*Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)*

Проведение добычных работ на месторождении будет осуществляться с соблюдением мероприятий по охране подземных и поверхностных вод от загрязнения.

Осуществление экологического контроля за производственной деятельностью предприятия позволит своевременно определить возможные превышения целевых показателей качества поверхностных и подземных вод с целью недопущения их загрязнения и сохранения экологического равновесия окружающей природной среды данного района.

*Атмосферный воздух*

При разработке месторождений внедрены следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха согласно приложения 4 Экологического кодекса Республики Казахстан:

- п.1, п.п.3 - выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников.

- п.1, п.п.9 - проведение работ по пылеподавлению на технологических дорогах.

В сухое летнее время с целью снижения запыленности воздушной среды будет организовано пылеподавление на технологических дорогах и рабочих площадках.

Воздействие намечаемой деятельности на атмосферный воздух оценивается как незначительное.

*Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем*

Проведение промышленной добычи на месторождении будет оказывать положительный эффект в первую очередь, на областном и местном уровне воздействий.

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).

*Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты.*

Отработка месторождений потребует больших затрат для обеспечения надежности и безопасности производственного процесса. Финансирование будет осуществляться за счёт собственных и привлеченных финансовых средств. Объекты историко-культурного наследия в районе работ не обнаружено.

#### **6) Информация о вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений, характерных соответственно для намечаемой деятельности и предполагаемого места ее осуществления**

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок. Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при разработке проекта на рассматриваемом месторождении являются:

нарушение технологических процессов; технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности; нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором; отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле; несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ и т.д.

Предупреждение аварийных и чрезвычайных ситуаций как в части их предотвращения (снижения вероятности возникновения), так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них (смягчения последствий) проводится по следующим направлениям: Профессиональная подготовка работника: - первичный инструктаж по безопасным методам работы для вновь принятого или переведенного из одного цеха в другой работника (проводится мастером или начальником цеха); - ежеквартальный инструктаж по безопасным методам работы и содержанию планов ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводятся руководителем организации); - повышение квалификации рабочих по специальным программам в соответствии с Типовым положением (проводится аттестованными преподавателями). Противоаварийная подготовка персонала предусматривает выполнение следующих мероприятий: - разработка планов ликвидации аварий в цехах и на объектах, подконтрольных КЧС МВД РК; а также подготовка планов эвакуации персонала цехов и объектов в случае возникновения аварий; - первичный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала для вновь принятых или переведенных из цеха в цех рабочих (проводится мастером или начальником цеха); - ежеквартальный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводится руководителем организации).

Предусмотрено обязательное обучение всех работников предприятий, учреждений и организаций правилам поведения, способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях.

Занятия с ними проводятся по месту работы в соответствии с программами, разработанными с учетом особенностей производства. Работники также принимают участие в специальных учениях и тренировках.

Для руководителей всех уровней, кроме того, предусмотрено обязательное повышение квалификации в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций при назначении на должность, а в последующем не реже одного раза в пять лет.

В качестве профилактических мер на объектах целесообразно использовать следующее:

- ужесточение пропускного режима при входе и въезде на территорию;
- установка систем сигнализации, аудио–и видеозаписи;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- использование специальных средств и приборов обнаружения взрывчатых веществ и т.д.

Каждый рабочий и служащий объекта при чрезвычайной ситуации должен уметь воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду.

#### **7) *Краткое описание мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду***

Во всех случаях, когда выявлены значительные неблагоприятные воздействия, основная цель заключается в поиске мер по их снижению. Для тех случаев, когда подобрать подходящие мероприятия не представляется возможным, ниже излагаются варианты мероприятий, направленных на компенсации негативных последствий. Кроме того, в соответствующих случаях рекомендованы стимулирующие мероприятия. Стимулирующие мероприятия не следует рассматривать в качестве альтернативы смягчающим или компенсирующим мероприятиям – это мероприятия, выделенные в связи с их способностью обеспечить проекту определенные дополнительные преимущества после того, как реализованы все смягчающие и компенсирующие мероприятия.

По атмосферному воздуху: проведение технического осмотра и профилактических работ технологического оборудования, механизмов и автотранспорта, соблюдение нормативов допустимых выбросов.

По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды.

По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключающие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;

По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов.

По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности. По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений.

По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; установка информационных табличек в местах гнездования птиц; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; установка вторичных глушителей выхлопа на спецтехнику и авто транспорт; регулярное техническое обслуживание

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматривают.

Обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия не требуется.

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах не приводится.

**8) Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду:**

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 ЗРК 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 водоемостикам, 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.
25. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 года.
26. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).

## Приложение №1

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

## ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## Вахтовый поселок

## Источник загрязнения N 0101, Котельная

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **КЗ = Газ (природный)**Расход топлива, тыс.м3/год, **BT = 436.7**Расход топлива, л/с, **BG = 18.9**Месторождение, **M = Сжиженный газ СПБТ по ГОСТ 20448-90**Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/м3(прил. 2.1), **QR = 9054**Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 9054 · 0.004187 = 37.91**Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0**Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **AIR = 0**Сернистость топлива, %(прил. 2.1), **SR = 0**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, **QN = 233**Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, **QF = 233**Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.0841**Кэфф. 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)<sup>0.25</sup> = 0.0841 · (233 / 233)<sup>0.25</sup> = 0.0841**Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 436.7 · 37.91 · 0.0841 · (1-0) = 1.392**Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 18.9 · 37.91 · 0.0841 · (1-0) = 0.0603**Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M\_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 1.392 = 1.114**Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G\_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.0603 = 0.0482****Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Выброс азота оксида (0304), т/год, **M\_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 1.392 = 0.181**Выброс азота оксида (0304), г/с, **G\_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.0603 = 0.00784**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q4 = 0**

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q3 = 0.5**Кэфф. коэффициент, учитывающий долю потери тепла, **R = 0.5**Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), **CCO = Q3 · R · QR = 0.5 · 0.5 · 37.91 = 9.48**Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), **M\_ = 0.001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 436.7 · 9.48 · (1-0 / 100) = 4.14**Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), **G\_ = 0.001 · BG · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 18.9 · 9.48 · (1-0 / 100) = 0.179**

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0482	1.114
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00784	0.181
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.179	4.14

## Источник загрязнения N 0102, Дизельгенератор

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<sub>год</sub>**, т, 550Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки **P<sub>г</sub>**, кВт, 100Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя **b<sub>г</sub>**, г/кВт\*ч, 350Температура отработавших газов **T<sub>ог</sub>**, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов **G<sub>ог</sub>**, кг/с:

## ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 350 * 100 = 0.3052 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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	17.6	0	0.213333333	17.6
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	2.86	0	0.034666667	2.86
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	1.1	0	0.013888889	1.1
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	2.75	0	0.033333333	2.75
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	14.3	0	0.172222222	14.3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.00003025	0	0.000000333	0.00003025
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.275	0	0.003333333	0.275
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	6.6	0	0.080555556	6.6

#### Источник загрязнения N 0103, Дизельгенератор (резерв.) 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): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{zod}$ , т, 450

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 215

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 215 * 200 = 0.37496 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.37496 / 0.531396731 = 0.705612169 \quad (A.4)$$

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

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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)	0.426666667	14.4	0	0.426666667	14.4
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	2.34	0	0.069333333	2.34
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.9	0	0.027777778	0.9
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	2.25	0	0.066666667	2.25
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	11.7	0	0.344444444	11.7
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.00002475	0	0.000000667	0.00002475
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.225	0	0.006666667	0.225
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	5.4	0	0.161111111	5.4

#### Источник загрязнения N 0104, Дизельгенератор 500 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  $B_{200}$ , т, 720

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 500

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 114.15

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 114.15 * 500 = 0.497694 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.497694 / 0.531396731 = 0.936577082 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без	т/год без	% очистки	г/сек с	т/год с
-----	---------	--------------	--------------	--------------	------------	------------

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ



		<i>очистки</i>	<i>очистки</i>		<i>очисткой</i>	<i>очисткой</i>
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.066666667	23.04	0	1.066666667	23.04
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.173333333	3.744	0	0.173333333	3.744
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.069444444	1.44	0	0.069444444	1.44
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.166666667	3.6	0	0.166666667	3.6
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.861111111	18.72	0	0.861111111	18.72
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001667	0.0000396	0	0.000001667	0.0000396
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.016666667	0.36	0	0.016666667	0.36
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.402777778	8.64	0	0.402777778	8.64

**Источник загрязнения N 0105, 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): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{200}$ , т, 350Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 37Удельный расход топлива на экпл./номинал. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 133Температура 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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 133 * 37 = 0.04291112 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.04291112 / 0.531396731 = 0.080751569 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.084688889	12.04	0	0.084688889	12.04
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013761944	1.9565	0	0.013761944	1.9565
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007194444	1.05	0	0.007194444	1.05
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.011305556	1.575	0	0.011305556	1.575
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.074	10.5	0	0.074	10.5

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

	углерода, Угарный газ) (584)					
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000134	0.00001925	0	0.000000134	0.00001925
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001541667	0.21	0	0.001541667	0.21
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.037	5.25	0	0.037	5.25

**Источник загрязнения N 6101, Емкость для дизтоплива 25 м3**

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), **YY = 2.36**Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 1100**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 = 1100**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 = 20**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**Значение Kpsg для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHR = 0.27****GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 20**Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.000783**Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10<sup>-6</sup> + GHR = (2.36 · 1100 + 3.15 · 1100) · 0.1 · 10<sup>-6</sup> + 0.000783 = 0.00139****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 · M / 100 = 99.72 · 0.00139 / 100 = 0.001386**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 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 · M / 100 = 0.28 · 0.00139 / 100 = 0.00000389**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000389
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.001386

**Источник загрязнения N 6102, Насос 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

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****ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

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),  $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.3504$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.3504 / 100 = 0.3494$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.3504 / 100 = 0.000981$

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	0.000981
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.3494

#### Источник загрязнения N 6103, Емкость для тех.масло

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,  $BOZ = 12$

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

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 12$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, 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,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

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),  $GHRI = 0.27$

$GHR = GHRI + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 10$

Сумма  $Ghr_i \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.0000729$

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),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 12 + 0.25 \cdot 12) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.0000735$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000735 / 100 = 0.0000735$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.0000735

#### Источник загрязнения N 6104, Ремонтная 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: Круглошлифовальные станки, с диаметром шлифовального круга - 350 мм

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год,  $T = 300$

Число станков данного типа, шт.,  $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт.,  $NSI = 1$

**Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.018$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.018 \cdot 300 \cdot 1 / 10^6 = 0.00389$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.018 \cdot 1 = 0.0036$

**Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.029$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.029 \cdot 300 \cdot 1 / 10^6 = 0.00626$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.029 \cdot 1 = 0.0058$

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Заточные станки, с диаметром шлифовального круга - 350 мм

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год,  $T = 300$

Число станков данного типа, шт.,  $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт.,  $NSI = 1$

**Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.016$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.016 \cdot 300 \cdot 1 / 10^6 = 0.003456$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.016 \cdot 1 = 0.0032$

**Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.024$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.024 \cdot 300 \cdot 1 / 10^6 = 0.00518$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.024 \cdot 1 = 0.0048$

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Отрезные станки (арматурная сталь)

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год,  $T = 300$

Число станков данного типа, шт.,  $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт.,  $NSI = 1$

**Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.023$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.023 \cdot 300 \cdot 1 / 10^6 = 0.00497$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.023 \cdot 1 = 0.0046$

**Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.055$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.055 \cdot 300 \cdot 1 / 10^6 = 0.01188$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.055 \cdot 1 = 0.011$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2902	Взвешенные частицы (116)	0.011	0.02332
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0046	0.012316

#### Источник загрязнения N 6105, 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

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO<sub>2</sub>,  $KNO_2 = 0.8$

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,  $B = 1000$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час,  $B_{MAX} = 1.2$

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3),  $GIS = 16.31$

в том числе:

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

**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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 1000 / 10^6 = 0.0107$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00356$ **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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 1000 / 10^6 = 0.00092$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0003067$ **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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 1000 / 10^6 = 0.0014$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.000467$ **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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 1000 / 10^6 = 0.0033$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0011$ 

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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 1000 / 10^6 = 0.00075$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00025$ 

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),  $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 1000 / 10^6 = 0.0012$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0004$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 1000 / 10^6 = 0.000195$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.000065$ **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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 1000 / 10^6 = 0.0133$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00443$ 

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00356	0.0107
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0003067	0.00092
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0004	0.0012
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000065	0.000195
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00443	0.0133
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.00025	0.00075
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0011	0.0033
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)	0.000467	0.0014

**Источник загрязнения N 6106, Газовая сварка и резка**

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

при сварочных работах (по величинам удельных

выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO<sub>2</sub>,  $KNO2 = 0.8$ Коэффициент трансформации оксидов азота в NO,  $KNO = 0.13$ 

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Газовая сварка стали с использованием пропан-бутановой смеси

Расход сварочных материалов, кг/год,  $B = 1200$ 

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час,  $B_{MAX} = 1$

Газы:

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3),  $GIS = 15$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 15 \cdot 1200 / 10^6 = 0.0144$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.8 \cdot 15 \cdot 1 / 3600 = 0.00333$

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

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 15 \cdot 1200 / 10^6 = 0.00234$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO \cdot GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.13 \cdot 15 \cdot 1 / 3600 = 0.000542$

Вид сварки: Газовая сварка стали ацетилен-кислородным пламенем

Расход сварочных материалов, кг/год,  $B = 1200$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час,  $B_{MAX} = 1$

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 (Азота диоксид) (4)**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 22 \cdot 1200 / 10^6 = 0.0211$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.8 \cdot 22 \cdot 1 / 3600 = 0.00489$

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

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 22 \cdot 1200 / 10^6 = 0.00343$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO \cdot GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.13 \cdot 22 \cdot 1 / 3600 = 0.000794$

Коэффициент трансформации оксидов азота в  $NO_2$ ,  $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в  $NO$ ,  $KNO = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от резки металлов

Вид резки: Газовая

Разрезаемый материал: Сталь углеродистая

Толщина материала, мм (табл. 4),  $L = 5$

Способ расчета выбросов: по времени работы оборудования

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T = 2920$

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/ч (табл. 4),  $GT = 74$

в том числе:

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

Удельное выделение, г/ч (табл. 4),  $GT = 1.1$

Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1),  $M = GT \cdot T / 10^6 = 1.1 \cdot 2920 / 10^6 = 0.00321$

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2),  $G = GT / 3600 = 1.1 / 3600 = 0.0003056$

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

Удельное выделение, г/ч (табл. 4),  $GT = 72.9$

Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1),  $M = GT \cdot T / 10^6 = 72.9 \cdot 2920 / 10^6 = 0.213$

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2),  $G = GT / 3600 = 72.9 / 3600 = 0.02025$

Газы:

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

Удельное выделение, г/ч (табл. 4),  $GT = 49.5$

Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1),  $M = GT \cdot T / 10^6 = 49.5 \cdot 2920 / 10^6 = 0.1445$

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2),  $G = GT / 3600 = 49.5 / 3600 = 0.01375$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение, г/ч (табл. 4),  $GT = 39$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1),  $M = KNO_2 \cdot GT \cdot T / 10^6 = 0.8 \cdot 39 \cdot 2920 / 10^6 = 0.0911$

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2),  $G = KNO_2 \cdot GT / 3600 = 0.8 \cdot 39 / 3600 = 0.00867$

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

Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1),  $M = KNO \cdot GT \cdot T / 10^6 = 0.13 \cdot 39 \cdot 2920 / 10^6 = 0.0148$

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2),  $G = KNO \cdot GT / 3600 = 0.13 \cdot 39 / 3600 = 0.001408$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.02025	0.213
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0003056	0.00321
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00867	0.1266

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001408	0.02057
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01375	0.1445

**Источник загрязнения N 6107, Емкость для дизтоплива 3 м3**

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), **YY = 2.36**Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 100**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 = 100**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 = 3**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение  $K_{pm}$  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 = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 3**Сумма  $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$ , **GHR = 0.000783**Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10<sup>-6</sup> + GHR = (2.36 · 100 + 3.15 · 100) · 0.1 · 10<sup>-6</sup> + 0.000783 = 0.000838****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 · M / 100 = 99.72 · 0.000838 / 100 = 0.000836**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G\_ = CI · G / 100 = 99.72 · 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 · M / 100 = 0.28 · 0.000838 / 100 = 0.000002346**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G\_ = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.000002346
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.000836

**Скважины (площадки добычи)****Источник загрязнения N 6108, Накопительная емкость 60 м3 (по 3 ед.)**

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 = 30**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.74****KTMAX = 0.74**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 = 3****ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = 3

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, м<sup>3</sup>, ***V*** = 180

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = 16640

Плотность смеси, т/м<sup>3</sup>, ***RO*** = 0.916

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN*** =  $B / (RO \cdot V) = 16640 / (0.916 \cdot 180) = 100.9$

Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = 1.35

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/час, ***VCMAX*** = 1.9

Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** = 800

, ***P*** = 800

Коэффициент, ***KB*** = 2.32

Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** = 80

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS*** =  $0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 80 + 45 = 93$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M*** =  $0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 800 \cdot 93 \cdot (0.74 \cdot 2.32 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 16640 / (10^7 \cdot 0.916) = 9.9$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G*** =  $(0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 800 \cdot 93 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 2.32 \cdot 1.9) / 10^4 = 0.3956$

**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\_*** =  $CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 9.9 / 100 = 7.17$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***\_G\_*** =  $CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.3956 / 100 = 0.2867$

**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\_*** =  $CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 9.9 / 100 = 2.653$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***\_G\_*** =  $CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.3956 / 100 = 0.106$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***\_M\_*** =  $CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 9.9 / 100 = 0.03465$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***\_G\_*** =  $CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.3956 / 100 = 0.001385$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***\_M\_*** =  $CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 9.9 / 100 = 0.0218$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***\_G\_*** =  $CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.3956 / 100 = 0.00087$

**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\_*** =  $CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 9.9 / 100 = 0.0109$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***\_G\_*** =  $CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.3956 / 100 = 0.000435$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***\_M\_*** =  $CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 9.9 / 100 = 0.00594$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***\_G\_*** =  $CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.3956 / 100 = 0.0002374$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002374	0.00594
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2867	7.17
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.106	2.653
0602	Бензол (64)	0.001385	0.03465
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000435	0.0109
0621	Метилбензол (349)	0.00087	0.0218

#### Источник загрязнения N 6109, Площадка для налива нефти

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*** = 16

Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***\_T\_*** = 8760

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G*** =  $X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 16 = 0.00738$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G*** =  $G / 3.6 = 0.00738 / 3.6 = 0.00205$

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ



**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 63.39 / 100 = 0.0013$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0013 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.041$ **Примесь: 0410 Метан (727\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002895$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002895 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00913$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000783$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000783 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000543$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000543 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001712$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000549$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000549 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00173$ 

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.,  $N = 12$ Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 12 = 0.0000691$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0000691 / 3.6 = 0.0000192$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001217$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001217 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000384$ **Примесь: 0410 Метан (727\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000271$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000271 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000855$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 3.82 / 100 = 0.000000733$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000733 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000231$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000509$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000509 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001605$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000515$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000515 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001624$ 

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	16	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000549	0.00174624
0405	Пентан (450)	0.0000543	0.00172805
0410	Метан (727*)	0.0002895	0.0092155
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000783	0.0024931
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0013000	0.0413840

**Источник загрязнения N 6110, Выкидные линии**

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

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,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 63.39 / 100 = 0.00292$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00292 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.092$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 14.12 / 100 = 0.000651$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000651 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02053$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 3.82 / 100 = 0.000176$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000176 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00555$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00385$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001235$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001235 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003895$

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	0.0038950
0405	Пентан (450)	0.0001222	0.0038500
0410	Метан (727*)	0.0006510	0.0205300
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0001760	0.0055500
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0029200	0.0920000

#### Источник загрязнения N 6111-6119. Устье скважины

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.,  $N = 25$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 25 = 0.01153$

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,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.064018$

**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,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.014254$

**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,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003854$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000848$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0026742$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000858$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0027058$

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,  $T = 8760$

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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.64775$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.14428$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.039042$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.027089$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.027373$

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,  $T = 8760$

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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0005758$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000128351$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000347$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002406$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000243$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая	Неочищенный	25	8760

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

арматура (тяжелые углеводороды)	нефтяной газ		
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.03010310
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.02978726
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.15866235
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.04293070
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0205400	0.71234380

**Источник загрязнения N 6120-6128. Штанго-винтовые насосы (ШВНУ)**

Вредные вещества выбрасываются через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

<b>Исходные данные:</b>			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,0317098		
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с/г	0,8571		доли/ед.
углеводород C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , с/г	0,1097		доли/ед.
углеводород C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub> , с/г	0,0323		доли/ед.
сернистый ангидрид, с/г	0,00045		доли/ед.
Фланцы, шт; n <sub>г</sub>	10		шт.
ЗРА, шт; n <sub>г</sub>	6		шт.

**Расчеты:**

$$Y_{ну} = \sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{нуji} * p_i * x_{нуji} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

$Y_{нуj}$  – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

$l$  – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

$m$  – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

$g_{нуji}$  – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

$p_i$  – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

$x_{нуji}$  – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

$c_{ji}$  – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	3,61		мг/с
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,05		
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,07		
выбросы вредного вещества, $Y_{нуC_1-C_5}$	1,34668		мг/с
выбросы вредного вещества, $Y_{нуC_6-C_{10}}$	0,17236		мг/с
выбросы вредного вещества, $Y_{нуC_{12}-C_{19}}$	0,05075		мг/с
выбросы вредного вещества, $Y_{нуCера}$	0,00071		мг/с
валовые выбросы, $Y_{нуC_1-C_5}$	0,00135	г/с	0,0424688 т/г
валовые выбросы, $Y_{нуC_6-C_{10}}$	0,000172	г/с	0,0054356 т/г
валовые выбросы, $Y_{нуC_{12}-C_{19}}$	0,000051	г/с	0,0016004 т/г
валовые выбросы, $Y_{нуCера}$	0,000001	г/с	0,0000223 т/г

Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п

**Площадка установки промышленной подготовки нефти (УППН)****Источник загрязнения N 0106, Печь подогрева нефти ПП-0,63**

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.,  $N = 1$

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

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

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

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час,  $B = 143.6$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы,  $BB = 0$

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

Количество выбросов, кг/час (5.2а),  $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 143.6 \cdot 10^{-3} = 0.2154$

Валовый выброс, т/год,  $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.2154 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.887$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.2154 / 3.6 = 0.0598$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Количество выбросов, кг/час (5.2б),  $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 143.6 \cdot 10^{-3} = 0.2154$

Валовый выброс, т/год,  $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.2154 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.887$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.2154 / 3.6 = 0.0598$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл. 5.1),  $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт.,  $NN = 1$

Тепловая мощность одной топки, МВт,  $MVT = 0.73$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час,  $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.73 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 2628$

где  $3.6 \cdot 10^3$  - переводной коэффициент из МВт в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105),  $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 143.6 / 1 = 6332.8$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах,  $A = 1$

Отношение  $V_{гг}/V_{г}$  при заданном коэфф. избытка воздуха (табл. 5.1),  $V = 0.83$

Так как печи оснащены горелками беспламенного горения

в ф-лу 5.6 вводим коэффициент  $k$ , равный 0.8

Концентрация оксидов азота, кг/м<sup>3</sup> (5.6),  $CNOX = K \cdot 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 0.8 \cdot 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 6332.8 / 2628 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.83 \cdot 10^{-6} = 0.000309$

Объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/ч (5.4),  $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 143.6 \cdot 1.5 = 1688.7$

Объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/с,  $VO = VR / 3600 = 1688.7 / 3600 = 0.469$

Количество выбросов, кг/час (5.3),  $M = VR \cdot CNOX = 1688.7 \cdot 0.000309 = 0.522$

Валовый выброс окислов азота, т/год,  $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.522 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 4.57$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с,  $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.522 / 3.6 = 0.145$

Коэффициент трансформации для NO<sub>2</sub>,  $KNO_2 = 0.8$

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,  $M = KNO_2 \cdot MI = 0.8 \cdot 4.57 = 3.656$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = KNO_2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.145 = 0.116$

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

Валовый выброс, т/год,  $M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 4.57 = 0.594$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.145 = 0.01885$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.116	3.656
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01885	0.594
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0598	1.887
0410	Метан (727*)	0.0598	1.887

#### Источник загрязнения N 0107, Печь подогрева нефти ПП-0,63

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: Жидкое

Общее количество топков, шт.,  $N = 1$

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

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

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час,  $B = 143.6$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы,  $BB = 0$

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

Количество выбросов, кг/час (5.2а),  $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 143.6 \cdot 10^{-3} = 0.2154$

Валовый выброс, т/год,  $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.2154 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.887$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.2154 / 3.6 = 0.0598$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Количество выбросов, кг/час (5.2б),  $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 143.6 \cdot 10^{-3} = 0.2154$

Валовый выброс, т/год,  $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.2154 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.887$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.2154 / 3.6 = 0.0598$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл. 5.1),  $E = 1.37$

Число форсунок на одну топку, шт.,  $NN = 1$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Тепловая мощность одной топки, МВт,  $MVT = 0.73$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час,  $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.73 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 2628$

где  $3.6 \cdot 10^3$  - переводной коэффициент из МВт в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105),  $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.37 \cdot 143.6 / 1 = 5783.9$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах,  $A = 1$

Отношение  $V_{сг}/V_{г}$  при заданном коэф. избытка воздуха (табл.5.1),  $V = 0.85$

Так как печи оснащены горелками беспламенного горения

в ф-лу 5.6 вводим коэффициент  $k$ , равный 0.8

Концентрация оксидов азота, кг/м<sup>3</sup> (5.6),  $CNOX = K \cdot 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 0.8 \cdot 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 5783.9 / 2628 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.85 \cdot 10^{-6} = 0.000289$

Объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/ч (5.4),  $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 143.6 \cdot 1.37 = 1542.4$

Объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/с,  $VO = VR / 3600 = 1542.4 / 3600 = 0.4284$

Количество выбросов, кг/час (5.3),  $M = VR \cdot CNOX = 1542.4 \cdot 0.000289 = 0.446$

Валовый выброс окислов азота, т/год,  $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.446 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 3.91$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с,  $GI = MI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.446 / 3.6 = 0.124$

Коэффициент трансформации для NO<sub>2</sub>,  $KNO_2 = 0.8$

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,  $M = KNO_2 \cdot MI = 0.8 \cdot 3.91 = 3.13$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = KNO_2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.124 = 0.0992$

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

Валовый выброс, т/год,  $M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 3.91 = 0.508$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.124 = 0.01612$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0992	3.13
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01612	0.508
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0598	1.887
0410	Метан (727*)	0.0598	1.887

#### Источник загрязнения N 0108, Дежурная горелка факел

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: ППЭ\_Караган\_на 2027 год (фонд скважин 9 ед.)\_на 11.02

Цех: Территория ЦППН

Источник: 0108

Наименование: Дежурная горелка факел

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

#### 1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

**Таблица процентного содержания составляющих смеси.**

**Состав смеси задавался в объемных долях.**

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH <sub>4</sub> )	30.97	13.5526094	16.043	0.7162
Этан(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	5.47	4.48659522	30.07	1.3424
Пропан(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	24.02	28.8920383	44.097	1.9686
Бутан(C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	20.04	31.7723505	58.124	2.5948
Пентан(C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	7.9	15.5476795	72.151	3.2210268
Азот(N <sub>2</sub> )	6.8	5.19650292	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO <sub>2</sub> )	0.46	0.55222390	44.011	1.9648

Молярная масса смеси  $M$ , кг/моль (прил.3,(5)): **36.6609627**

Плотность сжигаемой смеси  $R_o$ , кг/м<sup>3</sup>: **1.436**

Показатель адиабаты  $K$  (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.04908$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.04908 \cdot (67 + 273) / 36.6609627)^{0.5} = 285.4058849$$

где  $T_o$  - температура смеси, град.С;

Объемный расход  $B$ , м<sup>3</sup>/с: **0.095124**

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Скорость истечения смеси  $W_{ист}$ , м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.095124 / (3.141592654 * 0.75^2) = 0.215316691$$

Массовый расход  $G$ , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.095124 * 1.436 = 136.598064$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к.  $W_{ист} / W_{зг} = 0.000754423 < 0.2$ , горение сажевое.

## 2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси  $n$ : **0.9984**

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

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 4.34) * 36.6609627) = 80.09951123$$

где  $x_i$  - число атомов углерода;

$[нег]_o$  - общее содержание негорючих примесей, %: **4.34**;

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

$$M_i = UB_i * G$$

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	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	2.73196128
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.3278354
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0532732
0410	Метан (727*)	0.0005	0.068299032
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.273196128

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

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 136.5980640 * (3.67 * 0.9984000 * 80.0995112 + 0.5522239) - 2.7319613 - 0.0682990 - 0.2731961 = 398.58917$$

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

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

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

$M_c$  - мощность выброса сажи, г/с;

## 3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания  $Q_{нз}$ , ккал/м<sup>3</sup> (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 30.97 + 152 * 5.47 + 218 * 24.02 + 283 * 20.04 + 349 * 7.9 + 56 * 0 = 17144.155$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (36.6609627)^{0.5} = 0.291$$

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

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.334461839$$

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 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_o$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0.334461839) = 18.76918162$$

где  $x$  - число атомов углерода;

$y$  - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{nc}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 18.76918162 = 19.76918162$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*град.С): **0.4**

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

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1 - E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 67 + (17144.155 * (1 - 0.291) * 0.9984) / (19.76918162 * 0.4) = 1601.681329$$

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

при условии, что  $1500 \leq T_o < 1800$ ,  $C_{nc} = 0.39$

Температура горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1 - E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 67 + (17144.155 * (1 - 0.291) * 0.9984) / (19.76918162 * 0.39) = 1641.032132$$

## 4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси  $V_I$ , м<sup>3</sup>/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.095124 * 19.76918162 * (273 + 1641.032132) / 273 = 13.18455186$$

Длина факела  $L_{фл}$ , м:

## ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

$$L_{\text{фн}} = 15 * d = 15 * 0.75 = 11.25$$

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

$$H = L_{\text{фн}} + h_e = 11.25 + 15 = 26.25$$

где  $h_e$  - высота факельной установки от уровня земли, м;

#### 5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_o$ )

Диаметр факела  $D_{\text{ф}}$ , м (29):

$$D_{\text{ф}} = 0.14 * L_{\text{фн}} + 0.49 * d = 0.14 * 11.25 + 0.49 * 0.75 = 1.9425$$

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

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\text{ф}}^2 = 1.27 * 13.18455186 / 1.9425^2 = 4.437588616$$

#### 6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

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

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

где  $\tau$  - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	2.73196128	86.15513093
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.327835354	10.33861571
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.053273245	1.680025053
0410	Метан (727*)	0.068299032	2.153878273
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.273196128	8.615513093

#### Источник загрязнения N 0109, Лаборатория (вытяжной шкаф) химреагентов

Список литературы: 1. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов 4 категории п.6. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от химических лабораторий Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Оборудование: Химическая лаборатория. Шкаф вытяжной химический ШВ

Чистое время работы одного шкафа, час/год,  $T_{\text{ч}} = 2920$

Общее количество таких шкафов, шт.,  $K_{\text{ШВ}} = 2$

Количество одновременно работающих шкафов, шт.,  $K_1 = 1$

**Примесь: 0302 Азотная кислота /по молекуле  $\text{HNO}_3$ /**

Удельный выброс, г/с (табл. 6.1),  $Q = 0.0005$

Максимальный разовый выброс, г/с (2.1),  $G = Q * K_1 = 0.0005 * 1 = 0.0005$

Непрерывный выброс продолжается менее 20 мин. Время непрерывного выброса, в мин,  $T = 15$  Максимальный разовый выброс, с учетом 20-ти минутного интервала осреднения, г/с,  $G = G * T * 60 / 1200 = 0.0005 * 15 * 60 / 1200 = 0.000375$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G = 0.000375$

Валовый выброс, т/год (2.11),  $M_{\text{в}} = Q * T_{\text{ч}} * 3600 * K_{\text{ШВ}} / 10^6 = 0.0005 * 2920 * 3600 * 1 / 10^6 = 0.005256$

**Примесь: 0316 Гидрохлорид (Водород хлористый; Соляная кислота) /по молекуле  $\text{HCl}$ /**

Удельный выброс, г/с (табл. 6.1),  $Q = 0.000132$

Максимальный разовый выброс, г/с (2.1),  $G = Q * K_1 = 0.000132 * 1 = 0.000132$

Максимальный разовый выброс, с учетом 20-ти минутного интервала осреднения, г/с,  $G = G * T * 60 / 1200 = 0.000132 * 15 * 60 / 1200 = 0.000099$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G = 0.000099$

Валовый выброс, т/год (2.11),  $M_{\text{в}} = Q * T_{\text{ч}} * 3600 * K_{\text{ШВ}} / 10^6 = 0.000132 * 2920 * 3600 * 1 / 10^6 = 0.0013875$

**Примесь: 0322 Серная кислота**

Удельный выброс, г/с (табл. 6.1),  $Q = 0.0000267$  Максимальный разовый выброс, г/с (2.1),  $G = Q * K_1 = 0.0000267 * 1 = 0.0000267$  Максимальный разовый выброс, с учетом 20-ти минутного интервала осреднения, г/с,  $G = G * T * 60 / 1200 = 0.0000267 * 15 * 60 / 1200 = 0.00002002$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G = 0.00002$

Валовый выброс, т/год (2.11),  $M_{\text{в}} = Q * T_{\text{ч}} * 3600 * K_{\text{ШВ}} / 10^6 = 0.0000267 * 2920 * 3600 * 1 / 10^6 = 0.00028067$

**Примесь: 0150 Натрий гидроксид (Натрия гидроокись; Натр едкий; Сода каустическая)**

Удельный выброс, г/с (табл. 6.1),  $Q = 0.0000131$

Максимальный разовый выброс, г/с (2.1),  $G = Q * K_1 = 0.0000131 * 1 = 0.0000131$

Максимальный разовый выброс, с учетом 20-ти минутного интервала осреднения, г/с,  $G = G * T * 60 / 1200 = 0.0000131 * 15 * 60 / 1200 = 0.00000983$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G = 0.00000983$

Валовый выброс, т/год (2.11),  $M_{\text{в}} = Q * T_{\text{ч}} * 3600 * K_{\text{ШВ}} / 10^6 = 0.0000131 * 2920 * 3600 * 1 / 10^6 = 0.0001377$

**Примесь: 0303 Аммиак**

Удельный выброс, г/с (табл. 6.1),  $Q = 0.0000492$

Максимальный разовый выброс, г/с (2.1),  $G = Q * K_1 = 0.0000492 * 1 = 0.0000492$

Максимальный разовый выброс, с учетом 20-ти минутного интервала осреднения, г/с,  $G = G * T * 60 / 1200 = 0.0000492 * 15 * 60 / 1200 = 0.00001845$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G = 0.0000369$

Валовый выброс, т/год (2.11),  $M_{\text{в}} = Q * T_{\text{ч}} * 3600 * K_{\text{ШВ}} / 10^6 = 0.0000492 * 2920 * 3600 * 1 / 10^6 = 0.0005172$

**Примесь: 1555 Этановая кислота (Уксусная кислота)**

Удельный выброс, г/с (табл. 6.1),  $Q = 0.000192$

Максимальный разовый выброс, г/с (2.1),  $G = Q * K_1 = 0.000192 * 1 = 0.000192$

Максимальный разовый выброс, с учетом 20-ти минутного интервала осреднения, г/с,  $G = G * T * 60 / 1200 = 0.000192 * 15 * 60 / 1200 = 0.000144$

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ



Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G = 0.000144$

Валовый выброс, т/год (2.11),  $M = Q * T * 3600 * KOLIV / 10^6 = 0.000192 * 2920 * 3600 * 1 / 10^6 = 0.002018$

**Примесь: 0906 Тетрахлорметан (Углерод четыреххлористый)**

Удельный выброс, г/с (табл. 6.1),  $Q = 0.000493$

Максимальный разовый выброс, г/с (2.1),  $G = Q * K1 = 0.000493 * 1 = 0.000493$

Максимальный разовый выброс, с учетом 20-ти минутного интервала осреднения, г/с,  $G = G * T * 60 / 1200 = 0.000493 * 15 * 60 / 1200 = 0.00037$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G = 0.00037$

Валовый выброс, т/год (2.11),  $M = Q * T * 3600 * KOLIV / 10^6 = 0.000493 * 2920 * 3600 * 1 / 10^6 = 0.0051824$

**Итого**

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0150	Натрий гидроксид	0.00000983	0.0001377
0302	Азотная кислота /по молекуле HNO3/	0.000375	0.005256
0303	Аммиак	0.0000396	0.0005172
0316	Гидрохлорид (Водород хлористый; Соляная кислота) /по молекуле HCl/	0.000099	0.0013875
0322	Серная кислота	0.00002	0.00028067
0906	Тетрахлорметан (Углерод четыреххлористый)	0.00037	0.0051824
1555	Этановая кислота (Уксусная кислота)	0.000144	0.002018

**Источник загрязнения N 0110, Мотопомпа дизельная**

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий (раздел 3) Приложение №3 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

2. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли (раздел 4)

Приложение №12 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Марка автомобиля	Марка топлива	Всего	Макс
Мотопомпа дизельная	Дизельное топливо	1	1
<b>ИТОГО : 1</b>			

## РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Выбросы по периоду: Переходный период ( $t > -5$  и  $t < 5$ )

Мотопомпа дизельная										
Дп. сут	Nk. шт	A	Nk1 шт.	L1. км	L1n. км	Txs. мин	L2. км	L2n. км	Txt. мин	
60	1	1.00	1	5	1	20	1			
ЗВ	Mxx. г/мин	ML. г/км	г/с			т/год				
0337	0.1	0.81	0.00045			0.000426				
2732	0.04	0.18	0.0001			0.000116				
0301	0.05	0.8	0.0003555			0.00029				
0304	0.05	0.8	0.0000578			0.0000471				
0328	0.002	0.054	0.00003			0.0000228				
0330	0.032	0.16	0.000089			0.000099				

**ИТОГО ВЫБРОСЫ:**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0003555	0.0002900
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000578	0.0000471
0328	Углерод (Сажа. Углерод черный) (583)	0.0000300	0.0000228
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый. Сернистый газ. Сера (IV) оксид) (516)	0.0000890	0.0000990
0337	Углерод оксид (Окись углерода. Угарный газ) (584)	0.0004500	0.0004260
2732	Керосин (654*)	0.0001000	0.0001160

**Источник загрязнения N 0111, Мотопомпа бензиновая**

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий (раздел 3) Приложение №3 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

2. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли (раздел 4)

Приложение №12 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Марка автомобиля	Марка топлива	Всего	Макс
Мотопомпа бензиновая	Неэтилированный бензин	1	1
<b>ИТОГО : 1</b>			

## РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Выбросы по периоду: Переходный период ( $t > -5$  и  $t < 5$ )

Мотопомпа бензиновая
----------------------

## ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Дп. сут	Нк. шт	А	Нк1 шт.	Л1. км	Л1н. км	Тхс. мин	Л2. км	Л2н. км	Тхт. мин	
60	1	1.00	1	5	1	20	1			
ЗВ	Мхх. г/мин	МЛ. г/км	г/с			т/год				
0337	2.5	15.57	0.00865			0.00889				
2704	0.2	1.71	0.00095			0.000886				
0301	0.02	0.23	0.0001022			0.0000888				
0304	0.02	0.23	0.0000166			0.00001443				
0330	0.008	0.054	0.00003			0.00003				

ИТОГО ВЫБРОСЫ:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0001022	0.0000888
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000166	0.00001443
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый. Сернистый газ. Сера (IV) оксид) (516)	0.0000300	0.0000300
0337	Углерод оксид (Окись углерода. Угарный газ) (584)	0.0086500	0.0088900
2704	Бензин (нефтяной. малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	0.0009500	0.0008860

Максимальные разовые выбросы достигнуты в переходный период

**Источник загрязнения N 6129, Блочная установка «Спутник» АГЗУ**

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.,  $N = 14$ Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 14 = 0.00646$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.00646 / 3.6 = 0.001794$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 63.39 / 100 = 0.001137$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001137 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03586$ **Примесь: 0410 Метан (727\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002533$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002533 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00799$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000685$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000685 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00216$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000475$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000475 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001498$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000481$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000481 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001517$ 

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.,  $N = 28$ Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 28 = 0.0001613$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0001613 / 3.6 = 0.0000448$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000284$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000896$ **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000633$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000633 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001996$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000171$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000171 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000539$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001187$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001187 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000374$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000012$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000012 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003784$ 

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	14	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	28	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000481	0.00155484
0405	Пентан (450)	0.0000475	0.0015354
0410	Метан (727*)	0.0002533	0.0081896
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000685	0.0022139
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0011370	0.0367560

**Источник загрязнения N 6130, Блок гребенок всех скважин на 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 (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.,  $N = 14$ Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 14 = 0.00646$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.00646 / 3.6 = 0.001794$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 63.39 / 100 = 0.001137$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001137 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03586$ **Примесь: 0410 Метан (727\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002533$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002533 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00799$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000685$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000685 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00216$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000475$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000475 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001498$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$ **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000481$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000481 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001517$

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.,  $N = 28$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 28 = 0.0001613$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0001613 / 3.6 = 0.0000448$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000284$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000896$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000633$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000633 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001996$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000171$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000171 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000539$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001187$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001187 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000374$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000012$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000012 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003784$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	14	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	28	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000481	0.00155484
0405	Пентан (450)	0.0000475	0.0015354
0410	Метан (727*)	0.0002533	0.0081896
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000685	0.0022139
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0011370	0.0367560

**Источник загрязнения N 6131, Блок дозирования химреагентов**

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.,  $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 4 = 0.0000792$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0000792 / 3.6 = 0.000022$

**Примесь: 0402 Бутан (99)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 27.83 / 100 = 0.00000612$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000612 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000193$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 14.7 / 100 = 0.000003234$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003234 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000102$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 7.42$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 7.42 / 100 = 0.000001632$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001632 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000515$

**Примесь: 0403 Гексан (135)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 9.3 / 100 = 0.000002046$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002046 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000645$

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.,  $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 2 = 0.00949$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.00949 / 3.6 = 0.002636$

**Примесь: 0402 Бутан (99)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 27.83 / 100 = 0.000734$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000734 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02315$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 14.7 / 100 = 0.0003875$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003875 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01222$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 7.42 / 100 = 0.0001956$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001956 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00617$

**Примесь: 0403 Гексан (135)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 9.3 / 100 = 0.000245$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000245 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	4	8760
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	2	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0007340	0.0233430
0403	Гексан (135)	0.0002450	0.0077945
0405	Пентан (450)	0.0001956	0.0062215
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0003875	0.0123220

Источник загрязнения N 6132, Насос для закачки химреагентов НД 2,5

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

Исходные данные	Обоз-е	Значение
Утечки из тяжелой жидкости		
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)		
Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q$	$Q$	0,012996
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X$	$X$	0,365
Общее количество данного оборудования, шт.	$N$	17
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T$	$T$	8760
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$	$G$	0,08064
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3,6$	$G$	0,02240
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 100$	$C$	100
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100$	$G$	0,02240
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6$	$M$	0,70641
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)		
Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q$	$Q$	0,000396
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X$	$X$	0,05
Общее количество данного оборудования, шт., $N$	$N$	11
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T$	$T$	2208
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$	$G$	0,000218
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3,6$	$G$	0,000605
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 100$	$C$	100
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100$	$G$	0,000605
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6$	$M$	0,00048090
г/с	$G$	0,02246
т/год	$M$	0,70689

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)	0.02246	0.70689

#### Источник загрязнения N 6133, Трехфазный газовый сепаратор

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.,  $N = 24$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 24 = 0.01107$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.01107 / 3.6 = 0.003075$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 63.39 / 100 = 0.00195$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0615$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 14.12 / 100 = 0.000434$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0137$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001175$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001175 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003705$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000815$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000815 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00257$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000824$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0026$

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.,  $N = 8$

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T_{\text{ср}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 8 = 0.311$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.311 / 3.6 = 0.0864$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 63.39 / 100 = 0.0548$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0548 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.728$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 14.12 / 100 = 0.0122$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0122 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.385$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 3.82 / 100 = 0.0033$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0033 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.104$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 2.65 / 100 = 0.00229$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00229 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0722$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 2.68 / 100 = 0.002316$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.002316 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.073$

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.,  $N = 35$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T_{\text{ср}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 35 = 0.0002016$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0002016 / 3.6 = 0.000056$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000355$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000355 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00112$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 14.12 / 100 = 0.0000079$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000079 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000249$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000214$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000214 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000675$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001484$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000468$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000015$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000015 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000473$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	24	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	8	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	35	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0023160	0.0756473

0405	Пентан (450)	0.0022900	0.0748168
0410	Метан (727*)	0.0122000	0.3989490
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0033000	0.1077725
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0548000	1.7906200

**Источник загрязнения N 6134, Вертикальный сепаратор**

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: Неочищенный нефтяной газ

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.,  $N = 4$ Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T_{\text{ср}} = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 63.39 / 100 = 0.00334$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00334 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1053$ **Примесь: 0410 Метан (727\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 14.12 / 100 = 0.000744$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000744 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02346$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 3.82 / 100 = 0.0002013$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002013 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00635$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001397$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001397 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.004406$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001412$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001412 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00445$ 

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

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.,  $N = 6$ Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T_{\text{ср}} = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 6 = 0.0001188$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0001188 / 3.6 = 0.000033$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000209$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000209 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000659$ **Примесь: 0410 Метан (727\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000466$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000466 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000147$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000126$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000126 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000397$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000875$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000875 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000276$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000884$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000884 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000279$ 

Сводная таблица расчетов:

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**



Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	4	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	6	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001412	0.0044779
0405	Пентан (450)	0.0001397	0.0044336
0410	Метан (727*)	0.0007440	0.0236070
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0002013	0.0063897
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0033400	0.1059590

**Источник загрязнения N 6135-6137, Емкость для обессолование и обезвоживание 70м3**

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 = 30**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.74****KTMAX = 0.74**Режим эксплуатации, **\_NAME\_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **\_NAME\_ = Наземный горизонтальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 70**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 = 70**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 16640**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.916**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 16640 / (0.916 · 70) = 259.5**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 1.9**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 800****. P = 800**Коэффициент, **KB = 2.32**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 80**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 80 + 45 = 93**Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10<sup>7</sup> · RO) = 0.294 · 800 · 93 · (0.74 · 2.32 + 0.13) · 0.1 · 1.35 · 16640 / (10<sup>7</sup> · 0.916) = 9.9**Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10<sup>4</sup> = (0.163 · 800 · 93 · 0.74 · 0.1 · 2.32 · 1.9) / 10<sup>4</sup> = 0.3956****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 · M / 100 = 72.46 · 9.9 / 100 = 7.17**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.3956 / 100 = 0.2867****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 · M / 100 = 26.8 · 9.9 / 100 = 2.653**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.3956 / 100 = 0.106****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 · 9.9 / 100 = 0.03465**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.3956 / 100 = 0.001385$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 9.9 / 100 = 0.0218$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.3956 / 100 = 0.00087$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 9.9 / 100 = 0.0109$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.3956 / 100 = 0.000435$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 9.9 / 100 = 0.00594$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.3956 / 100 = 0.0002374$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002374	0.00594
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2867	7.17
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.106	2.653
0602	Бензол (64)	0.001385	0.03465
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000435	0.0109
0621	Метилбензол (349)	0.00087	0.0218

**Источник загрязнения N 6138-6039, Емкость для сбора жидкости 63 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 (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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 27.83 / 100 = 0.0022$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0022 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0694$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 14.7 / 100 = 0.001161$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001161 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0366$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 7.42 / 100 = 0.000586$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000586 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01848$

**Примесь: 0403 Гексан (135)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 9.3 / 100 = 0.000735$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000735 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0232$

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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 27.83 / 100 = 0.00001837$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001837 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000579$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 14.7 / 100 = 0.0000097$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000097 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000306$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 7.42$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 7.42 / 100 = 0.0000049$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000049 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001545$ **Примесь: 0403 Гексан (135)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 9.3$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000614$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000614 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001936$ 

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	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

**Источник загрязнения N 6140-6043. Емкость для товарной нефти 63 м3**

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,  $TMAX = 30$ Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.74$  $KTMAX = 0.74$ Режим эксплуатации,  $NAME =$  **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров,  $NAME =$  **Наземный горизонтальный**Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 63$ Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$ Категория веществ,  $NAME =$  **A, Б, В**Значение Kpsr(Прил.8),  $KPSR = 0.1$ Значение Kpmax(Прил.8),  $KPM = 0.1$ Коэффициент,  $KPSR = 0.1$ Производительность закачки, м3/час,  $QZ = 1.9$ Производительность откачки, м3/час,  $QOT = 1.9$ Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3,  $V = 63$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 16640$ Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.916$ Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 16640 / (0.916 \cdot 63) = 288.3$ Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.35$ 

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час,  $VCMAX = 1.9$ Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 800$  $P = 800$ Коэффициент,  $KB = 2.32$ Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 80$ Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 80 + 45 = 93$ Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 800 \cdot 93 \cdot (0.74 \cdot 2.32 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 16640 / (10^7 \cdot 0.916) = 9.9$ Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 800 \cdot 93 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 2.32 \cdot 1.9) / 10^4 = 0.3956$ **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),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 9.9 / 100 = 7.17$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.3956 / 100 = 0.2867$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 9.9 / 100 = 2.653$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.3956 / 100 = 0.106$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 9.9 / 100 = 0.03465$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.3956 / 100 = 0.001385$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 9.9 / 100 = 0.0218$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.3956 / 100 = 0.00087$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 9.9 / 100 = 0.0109$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.3956 / 100 = 0.000435$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 9.9 / 100 = 0.00594$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.3956 / 100 = 0.0002374$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002374	0.00594
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2867	7.17
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.106	2.653
0602	Бензол (64)	0.001385	0.03465
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000435	0.0109
0621	Метилбензол (349)	0.00087	0.0218

**Источник загрязнения N 6144, Емкость для товарной нефти 63 м3**

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,  $VV = \text{Выбросы паров нефти и бензинов}$

Нефтепродукт,  $NPNAME = \text{Сырая нефть}$

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = -20$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.13$

$KTMIN = 0.13$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.74$

$KTMAX = 0.74$

Режим эксплуатации,  $NAME = \text{"буферная емкость" (все типы резервуаров)}$

Конструкция резервуаров,  $NAME = \text{Наземный горизонтальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 63$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $NAME = \text{А, Б, В}$

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,  $V = 63$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 16640$

Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.916$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 16640 / (0.916 \cdot 63) = 288.3$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час,  $VCMAX = 1.9$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 800$

,  $P = 800$

Коэффициент,  $KB = 2.32$

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 80$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 80 + 45 = 93$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 800 \cdot 93 \cdot (0.74 \cdot 2.32 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 16640 / (10^7 \cdot 0.916) = 9.9$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 800 \cdot 93 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 2.32 \cdot 1.9) / 10^4 = 0.3956$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 9.9 / 100 = 7.17$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.3956 / 100 = 0.2867$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 9.9 / 100 = 2.653$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.3956 / 100 = 0.106$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 9.9 / 100 = 0.03465$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.3956 / 100 = 0.001385$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 9.9 / 100 = 0.0218$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.3956 / 100 = 0.00087$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 9.9 / 100 = 0.0109$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.3956 / 100 = 0.000435$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 9.9 / 100 = 0.00594$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.3956 / 100 = 0.0002374$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002374	0.00594
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2867	7.17
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.106	2.653
0602	Бензол (64)	0.001385	0.03465
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000435	0.0109
0621	Метилбензол (349)	0.00087	0.0218

#### Источник загрязнения N 6145, Дренажная емкость 63 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 (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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 27.83 / 100 = 0.0022$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0022 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0694$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 14.7 / 100 = 0.001161$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001161 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0366$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 7.42 / 100 = 0.000586$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000586 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01848$

**Примесь: 0403 Гексан (135)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 9.3 / 100 = 0.000735$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000735 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0232$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1),  $Q = 0.000396$

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 27.83 / 100 = 0.00001837$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001837 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000579$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 14.7 / 100 = 0.0000097$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000097 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000306$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 7.42 / 100 = 0.0000049$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000049 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001545$

**Примесь: 0403 Гексан (135)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000614$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000614 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001936$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	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

**Источник загрязнения N 6146, Буферная емкость для пластовой воды**

При эксплуатации скважин на территории площадки предусмотрена емкость для временного хранения пластовой воды  $V=73 \text{ м}^3$

Объем пластового флюида составит - 70 м<sup>3</sup>/сут.

Период хранения составит: 8760 час

Расчет выбросов при хранении пластового флюида выполнен в соответствии с методикой [1] по формуле:

$P_{\text{вал}} = F \cdot q \cdot K_{11}$  кг/час

q - удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения,

принимается по таблице 5.9

K11 - коэффициент, принимаемый по таблице 5.5

F - площадь испарения

Выбросы загрязняющих веществ от емкости для временного хранения

пластовой жидкости сведены в таблицу

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс
1	2	3	4
415	Углеводороды C1-C5	0,0000417	0,001314

Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и

нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от 12 июня 2014 г. №221-п

**Источник загрязнения N 6147, Отстойник для воды**

При эксплуатации скважин на территории площадки предусмотрен отстойник для временного хранения пластовой воды V=73 м3

Объем пластового флюида составит - 70 м3/сут.

Период хранения составит: 8760 час

Расчет выбросов при хранении пластового флюида выполнен в соответствии с методикой [1] по формуле:

$$P_{\text{вал}} = F \cdot q \cdot K_{11} \quad \text{кг/час}$$

q - удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения,

принимается по таблице 5.9

q 0,02 кг/(час\*м2)

K11 - коэффициент, принимаемый по таблице 5.5

K11 0,15

F - площадь испарения

F 0,05 м2

Выбросы загрязняющих веществ от емкости для временного хранения

пластовой жидкости сведены в таблицу

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс
1	2	3	4
415	Углеводороды C1-C5	0,0000417	0,001314

Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и

нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от 12 июня 2014 г. №221-п

### Источник загрязнения N 6148-6049, Поршневой насос для закачки пластовой воды НБ-125

Вредные вещества выбрасываются через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

<b>Исходные данные:</b>			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,0317098		
углеводород C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> , с/г	0,8571		доли/ед.
углеводород C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> , с/г	0,1097		доли/ед.
углеводород C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub> , с/г	0,0323		доли/ед.
сернистый ангидрид, с/г	0,00045		доли/ед.
Фланцы, шт; п/г	10		шт.
ЗРА, шт; п/г	6		шт.
<b>Расчеты:</b>			
$Y_{\text{ну}} = \sum_{j=1}^i Y_{\text{ну}j} = \sum_{j=1}^i g_{\text{ну}j} \cdot p_j \cdot x_{\text{ну}j} \cdot c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y <sub>ну j</sub> – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g <sub>нуj</sub> – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
p <sub>i</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x <sub>нуj</sub> – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c <sub>ji</sub> – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – m потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g <sub>нуj</sub>	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g <sub>нуj</sub>	3,61		мг/с
доля утечки ФС, x <sub>нуj</sub>	0,05		
доля утечки ЗРА, x <sub>нуj</sub>	0,07		
выбросы вредного вещества, Y <sub>нуC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	1,34668		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>нуC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	0,17236		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>нуC<sub>12</sub>-C<sub>19</sub></sub>	0,05075		мг/с
выбросы вредного вещества, Y <sub>нуCера</sub>	0,00071		мг/с
валовые выбросы, Y <sub>нуC<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></sub>	0,00135	г/с	0,0424688 т/г
валовые выбросы, Y <sub>нуC<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></sub>	0,000172	г/с	0,0054356 т/г
валовые выбросы, Y <sub>нуC<sub>12</sub>-C<sub>19</sub></sub>	0,000051	г/с	0,0016004 т/г
валовые выбросы, Y <sub>нуCера</sub>	0,000001	г/с	0,0000223 т/г

Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п

### Источник загрязнения N 6150-6153, Насосы ЦНС 33/44

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

## ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1),  $Q = 0.03$

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),  $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.03 \cdot 1 / 3.6 = 0.00833$

Валовый выброс, т/год (8.2),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.03 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.263$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.263 / 100 = 0.1906$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00604$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.263 / 100 = 0.0705$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00833 / 100 = 0.002232$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.263 / 100 = 0.00092$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00002916$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.263 / 100 = 0.000579$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00001833$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.263 / 100 = 0.0002893$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00000916$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.263 / 100 = 0.0001578$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00833 / 100 = 0.000005$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005	0.0001578
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00604	0.1906
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.002232	0.0705
0602	Бензол (64)	0.00002916	0.00092
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916	0.0002893
0621	Метилбензол (349)	0.00001833	0.000579

Источник загрязнения N 6154-6155. Насосы НБ-125 для откачки ДЕ

РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров.

Астана, 2005

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Количество насосов	п	шт	2		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,00		
2.1	2. Расчет: 2754 Углеводороды C12-C19 Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3.6$ $M_{год} = Q \cdot n \cdot T \cdot 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу	$M_{сек}$ $M_{год}$	г/с т/год		0,02 * 2 / 3,6 0,02 * 2 * 8760,0 * 0,001	0,01111 0,3504



технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		
---	---	------	------	--	--

**Источник загрязнения N 6156, Нефтеналивной стояк АЦН-100-1**

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.,  $N = 16$ Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T_{\text{ср}} = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 16 = 0.00738$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.00738 / 3.6 = 0.00205$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 63.39 / 100 = 0.0013$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0013 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.041$ **Примесь: 0410 Метан (727\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002895$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002895 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00913$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000783$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000783 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000543$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000543 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001712$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000549$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000549 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00173$ 

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.,  $N = 12$ Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T_{\text{ср}} = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 12 = 0.0000691$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0000691 / 3.6 = 0.0000192$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001217$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001217 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000384$ **Примесь: 0410 Метан (727\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000271$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000271 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000855$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 3.82 / 100 = 0.000000733$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000733 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000231$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000509$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000509 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001605$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000515$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000515 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001624$ 

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	16	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000549	0.00174624
0405	Пентан (450)	0.0000543	0.00172805
0410	Метан (727*)	0.0002895	0.0092155
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000783	0.0024931
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0013000	0.0413840

**Источник загрязнения N 6157, Емкость для хранения топлива для печи 10 м3**

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,  $NP = \text{Печное топливо}$ 

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3 (Прил. 12),  $C = 7.41$ Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12),  $YY = 3.22$ Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 317.3$ Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12),  $YYY = 5.81$ Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 317.3$ Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч,  $VC = 100$ Коэффициент (Прил. 12),  $KNP = 0.005$ 

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 10$ Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$ 

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение  $K_{pm}$  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),  $GHRI = 0.27$  $GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.005 \cdot 1 = 0.00135$ Коэффициент,  $KPSR = 0.1$ Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3,  $V = 8$ Сумма  $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.00135$ Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 7.41 \cdot 0.1 \cdot 100 / 3600 = 0.0206$ Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (3.22 \cdot 317.3 + 5.81 \cdot 317.3) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.00135 = 0.001637$ **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),  $CI = 100$ Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.001637 / 100 = 0.001637$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0206 / 100 = 0.0206$ 

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)	0.0206	0.001637

**Источник загрязнения N 6158, Блок подготовки жидкого топлива**

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),  $Q = 0.006588$ **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

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,  $T = 8760$

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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 63.39 / 100 = 0.00203$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.064018$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 14.12 / 100 = 0.000452$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.014254$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003854$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000848$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0026742$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000858$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0027058$

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,  $T = 8760$

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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.64775$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.14428$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.039042$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.027089$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.027373$

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,  $T = 8760$

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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0005758$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000407$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000128351$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000347$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002406$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000243$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.03010310
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.02978726
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.15866235
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.04293070
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0205400	0.71234380

#### Источник загрязнения N 6159-6160, Насос ННЦА

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: Масла

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: 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),  $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.1752 / 100 = 0.1752$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00556$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00556	0.1752

#### Источник загрязнения N 6161, Насос НДВ

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 сальниковым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1),  $Q = 0.03$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NNI = 1$

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T = 8760$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1),  $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.03 \cdot 1 / 3.6 = 0.00833$

Валовый выброс, т/год (8.2),  $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.03 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.263$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.263 / 100 = 0.1906$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00604$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.263 / 100 = 0.0705$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00833 / 100 = 0.002232$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.263 / 100 = 0.00092$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00002916$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.263 / 100 = 0.000579$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00001833$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.263 / 100 = 0.0002893$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00000916$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.263 / 100 = 0.0001578$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00833 / 100 = 0.000005$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005	0.0001578
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00604	0.1906
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.002232	0.0705
0602	Бензол (64)	0.00002916	0.00092
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916	0.0002893
0621	Метилбензол (349)	0.00001833	0.000579

#### Источник загрязнения N 6162, Емкость для сырой 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,  $TMAX = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.74$

$KTMAX = 0.74$

Режим эксплуатации,  $NAME =$  **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров,  $NAME =$  **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 70$

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,  $V = 70$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 16640$

Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.916$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 16640 / (0.916 \cdot 70) = 259.5$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час,  $VCMAX = 1.9$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 800$

,  $P = 800$

Коэффициент,  $KB = 2.32$

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 80$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 80 + 45 = 93$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 800 \cdot 93 \cdot (0.74 \cdot 2.32 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 16640 / (10^7 \cdot 0.916) = 9.9$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 800 \cdot 93 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 2.32 \cdot 1.9) / 10^4 = 0.3956$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 9.9 / 100 = 7.17$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.3956 / 100 = 0.2867$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 9.9 / 100 = 2.653$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.3956 / 100 = 0.106$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 9.9 / 100 = 0.03465$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.3956 / 100 = 0.001385$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 9.9 / 100 = 0.0218$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.3956 / 100 = 0.00087$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 9.9 / 100 = 0.0109$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.3956 / 100 = 0.000435$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 9.9 / 100 = 0.00594$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.3956 / 100 = 0.0002374$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002374	0.00594
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2867	7.17
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.106	2.653
0602	Бензол (64)	0.001385	0.03465
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000435	0.0109
0621	Метилбензол (349)	0.00087	0.0218

#### Источник загрязнения N 6163, Покрасочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.05-2004. Астана, 2005

Технологический процесс: окраска

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн,  $MS = 0.9$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг,  $MSI = 0.1$

Марка ЛКМ: Грунтовка ГФ-021

Способ окраски: Пневматический

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %,  $F2 = 45$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %,  $FPI = 100$

Доля растворителя, для данного способа окраски (табл. 3), %,  $DP = 25$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год,  $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.9 \cdot 45 \cdot 100 \cdot 25 \cdot 10^{-6} = 0.1013$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,  $G = MSI \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1 \cdot 45 \cdot 100 \cdot 25 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.003125$

Расчет выбросов окрасочного аэрозоля:

**Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)**

Доля аэрозоля при окраске, для данного способа окраски (табл. 3), %,  $DK = 30$

Валовый выброс ЗВ (1), т/год,  $M = KOC \cdot MS \cdot (100-F2) \cdot DK \cdot 10^{-4} = 1 \cdot 0.9 \cdot (100-45) \cdot 30 \cdot 10^{-4} = 0.1485$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (2), г/с,  $G = KOC \cdot MSI \cdot (100-F2) \cdot DK / (3.6 \cdot 10^4) = 1 \cdot 0.1 \cdot (100-45) \cdot 30 / (3.6 \cdot 10^4) = 0.00458$

Технологический процесс: окраска

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн,  $MS = 0.9$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг,  $MSI = 0.1$

Марка ЛКМ: Эмаль ПФ-115

Способ окраски: Пневматический

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %,  $F2 = 45$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %,  $FPI = 50$

Доля растворителя, для данного способа окраски (табл. 3), %,  $DP = 25$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год,  $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.9 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 25 \cdot 10^{-6} = 0.0506$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,  $G = MSI \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 25 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.001563$

**Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294\*)**

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %,  $FPI = 50$

Доля растворителя, для данного способа окраски (табл. 3), %,  $DP = 25$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год,  $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.9 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 25 \cdot 10^{-6} = 0.0506$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,  $G = MSI \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 25 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.001563$

Расчет выбросов окрасочного аэрозоля:

**Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)**

Доля аэрозоля при окраске, для данного способа окраски (табл. 3), %,  $DK = 30$

Валовый выброс ЗВ (1), т/год,  $M = KOC \cdot MS \cdot (100-F2) \cdot DK \cdot 10^{-4} = 1 \cdot 0.9 \cdot (100-45) \cdot 30 \cdot 10^{-4} = 0.1485$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (2), г/с,  $G = KOC \cdot MSI \cdot (100-F2) \cdot DK / (3.6 \cdot 10^4) = 1 \cdot 0.1 \cdot (100-45) \cdot 30 / (3.6 \cdot 10^4) = 0.00458$

Технологический процесс: окраска

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн,  $MS = 0.5$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг,  $MSI = 0.1$

Марка ЛКМ: Растворитель Уайт-спирит

Способ окраски: Струйный облив

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %,  $F2 = 100$

**Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294\*)**

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %,  $FPI = 100$

Доля растворителя, для данного способа окраски (табл. 3), %,  $DP = 35$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год,  $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 35 \cdot 10^{-6} = 0.175$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,  $G = MSI \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 35 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.00972$

Технологический процесс: окраска

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн,  $MS = 0.5$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг,  $MSI = 0.1$

Марка ЛКМ: Лак БТ-577

Способ окраски: Кистью, валиком

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %,  $F2 = 63$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %,  $FPI = 57.4$

Доля растворителя, для данного способа окраски (табл. 3), %,  $DP = 28$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год,  $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 63 \cdot 57.4 \cdot 28 \cdot 10^{-6} = 0.0506$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,  $G = MSI \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1 \cdot 63 \cdot 57.4 \cdot 28 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.00281$

**Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294\*)**

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %,  $FPI = 42.6$

Доля растворителя, для данного способа окраски (табл. 3), %,  $DP = 28$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год,  $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 63 \cdot 42.6 \cdot 28 \cdot 10^{-6} = 0.0376$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,  $G = MSI \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1 \cdot 63 \cdot 42.6 \cdot 28 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.002087$

Технологический процесс: окраска

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн,  $MS = 0.5$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг,  $MSI = 0.1$

Марка ЛКМ: Растворитель Ацетон

Способ окраски: Струйный облив

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %,  $F2 = 100$

**Примесь: 1401 Пропан-2-он (Ацетон) (470)**

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %,  $FPI = 100$

Доля растворителя, для данного способа окраски (табл. 3), %,  $DP = 35$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год,  $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 35 \cdot 10^{-6} = 0.175$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с,  $G = MSI \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 35 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.00972$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.003125	0.2025
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.00972	0.175
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.00972	0.2632
2902	Взвешенные частицы (116)	0.00458	0.297

При выводе из консервации скважины (расчеты представлены от 1-ой скважины)

**Подготовительные работы****РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ****Источник загрязнения N 0001, Дизельный генератор**

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, 23.4Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 100Удельный расход топлива на экспл./номинал. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 210Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 210 \cdot 100 = 0.18312 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.18312 / 0.531396731 = 0.344601292 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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	0.7488	0	0.213333333	0.7488
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.12168	0	0.034666667	0.12168
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.0468	0	0.013888889	0.0468
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.117	0	0.033333333	0.117
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	0.6084	0	0.172222222	0.6084
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000001287	0	0.000000333	0.000001287
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.0117	0	0.003333333	0.0117
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	0.2808	0	0.080555556	0.2808

**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ****Источник загрязнения N 6001, Разработка грунта экскаватором**

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

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**



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: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1),  $K_0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2),  $K_1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4),  $K_4 = 1$

Высота падения материала, м,  $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5),  $K_5 = 0.4$

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,  $MGOD = 115.2$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 3.6$

**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),  $M_{\Sigma} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 115.2 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.004424$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G_{\Sigma} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 3.6 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0384$

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)	0.0384	0.004424

#### **С пылеподавлением**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0.85$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 115.2$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 3.6$

**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),  $M_{\Sigma} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 115.2 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.000664$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G_{\Sigma} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 3.6 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.00576$

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)	0.00576	0.000664

### **РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

#### **Источник загрязнения N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы**

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: Песок

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1),  $K_0 = 2$

### **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Кэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2),  $KI = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Кэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4),  $K4 = 1$

Высота падения материала, м,  $GB = 0.5$

Кэффицент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5),  $K5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т,  $Q = 540$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 2.3$

**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),  $M = K0 \cdot KI \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 75 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0324$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K0 \cdot KI \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 2.3 \cdot (1-0) / 3600 = 0.276$

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)	0.276	0.0324

#### С пылеподавлением

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0.85$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 2.3$

**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),  $M = K0 \cdot KI \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 75 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.00486$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K0 \cdot KI \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 2.3 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.0414$

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)	0.0414	0.00486

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 6003, 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

Кэффицент трансформации оксидов азота в NO<sub>2</sub>,  $KNO_2 = 0.8$

Кэффицент 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,  $B = 120$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час,  $B_{MAX} = 3.75$

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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 120 / 10^6 = 0.001283$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 3.75 / 3600 = 0.01114$

**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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 120 / 10^6 = 0.0001104$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.92 \cdot 3.75 / 3600 = 0.000958$

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

**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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 120 / 10^6 = 0.000168$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 3.75 / 3600 = 0.001458$

**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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 120 / 10^6 = 0.000396$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 3.75 / 3600 = 0.00344$

-----  
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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 120 / 10^6 = 0.00009$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 3.75 / 3600 = 0.000781$

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),  $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 120 / 10^6 = 0.000144$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 3.75 / 3600 = 0.00125$

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

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 120 / 10^6 = 0.0000234$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 3.75 / 3600 = 0.000203$

**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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 120 / 10^6 = 0.001596$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 3.75 / 3600 = 0.01385$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.01114	0.001283
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000958	0.0001104
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00125	0.000144
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000203	0.0000234
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01385	0.001596
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000781	0.00009
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.00344	0.000396
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)	0.001458	0.000168

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6004, Емкость 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/м<sup>3</sup> (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,  $BOZ = 11.7$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12),  $YUY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 11.7$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 1.5$

Коэффициент (Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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),  $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 30$

Сумма  $Ghr \cdot Knp \cdot Nr$ ,  $GHR = 0.000783$

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),  $M = (YU \cdot BOZ + YUU \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 11.7 + 3.15 \cdot 11.7) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.00079$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00079 / 100 = 0.000788$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00079 / 100 = 0.00000221$

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	0.00000221
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.000788

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6005, Разработка грунта бульдозером**

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: Плодородный слой

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.9.1),  $K0 = 1$

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,  $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.9.5),  $K5 = 0.4$

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,  $MGOD = 208$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 13$

**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),  $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 208 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00799$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 13 \cdot (1-0) / 3600 = 0.1387$

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)	0.1387	0.00799

#### Монтаж установки КРС

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0002, Дизельный генератор CAT C15

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  $B_{200}$ , т, 105.5Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_2$ , кВт, 328Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_2$ , г/кВт\*ч, 144Температура отработавших газов  $T_{02}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{02}$ , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 * 10^{-6} * b_2 * P_2 = 8.72 * 10^{-6} * 144 * 328 = 0.41186304 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{02}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;Объемный расход отработавших газов  $Q_{02}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.41186304 / 0.531396731 = 0.775057534 \quad (A.4)$$

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  $q_{2i}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_2 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{2i} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NOИтого 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)	0.699733333	3.3760	0	0.699733333	3.376
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.113706667	0.54860	0	0.113706667	0.5486
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.045555556	0.2110	0	0.045555556	0.211
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.109333333	0.52750	0	0.109333333	0.5275
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.564888889	2.7430	0	0.564888889	2.743
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001093	0.000005803	0	0.000001093	0.000005803
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.010933333	0.052750	0	0.010933333	0.05275
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.264222222	1.2660	0	0.264222222	1.266

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0003, Дизельный двигатель бурового насоса

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  $B_{200}$ , т, 122.3

## ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 372

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 66.22

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 66.22 * 372 = 0.214807085 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.214807085 / 0.531396731 = 0.404231099 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.7936	3.9136	0	0.7936	3.9136
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.12896	0.63596	0	0.12896	0.63596
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.051666667	0.2446	0	0.051666667	0.2446
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.124	0.6115	0	0.124	0.6115
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.640666667	3.1798	0	0.640666667	3.1798
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000124	0.000006727	0	0.00000124	0.000006727
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0124	0.06115	0	0.0124	0.06115
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.299666667	1.4676	0	0.299666667	1.4676

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 0004, Дизельный двигатель CAT 3406**

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  $B_{zod}$ , т, 82.68

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 420

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 136

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 136 * 420 = 0.4980864 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.4980864 / 0.531396731 = 0.937315514 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$W_i = q_{ji} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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)	0.896	2.64576	0	0.896	2.64576
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1456	0.429936	0	0.1456	0.429936
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.058333333	0.16536	0	0.058333333	0.16536
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.14	0.4134	0	0.14	0.4134
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.723333333	2.14968	0	0.723333333	2.14968
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000014	0.000004547	0	0.0000014	0.000004547
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.014	0.04134	0	0.014	0.04134
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.338333333	0.99216	0	0.338333333	0.99216

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 0005, 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  $B_{zod}$ , т, 23.75

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_s$ , кВт, 176

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_s$ , 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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_s * P_s = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 176 = 0.331346048 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.375466667	0.76	0	0.375466667	0.76
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	0.1235	0	0.061013333	0.1235
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	0.0475	0	0.024444444	0.0475
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.11875	0	0.058666667	0.11875
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	0.6175	0	0.303111111	0.6175
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.000001306	0	0.000000587	0.000001306
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	0.011875	0	0.005866667	0.011875
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	0.285	0	0.141777778	0.285

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0006, Дизельгенератор (вахт.пос.)

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  $B_{zod}$ , т, 252.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 300

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 166.67

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 166.67 * 300 = 0.43600872 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.43600872 / 0.531396731 = 0.820495676 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.64	8.08	0	0.64	8.08
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.104	1.313	0	0.104	1.313
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.041666667	0.505	0	0.041666667	0.505
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1	1.2625	0	0.1	1.2625
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.516666667	6.565	0	0.516666667	6.565
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000001	0.000013888	0	0.000001	0.000013888
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01	0.12625	0	0.01	0.12625
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.241666667	3.03	0	0.241666667	3.03

**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

**Источник загрязнения N 6006, Емкость 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/м<sup>3</sup>(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 = 593.365**

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 = 593.365**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

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), **GHRI = 0.27**

**GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>, **V = 50**

Сумма Ghri\*Knpr\*Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 593.365 + 3.15 \cdot 593.365) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.00111$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00111 / 100 = 0.001107$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00111 / 100 = 0.00000311$

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	0.00000311
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.001107

## Работы по расконсервации скважины

### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 0007, Дизельный двигатель CAT C15 мощность 392 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, 358.25

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 392

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 225

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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 225 \cdot 392 = 0.769104 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.769104 / 0.531396731 = 1.447325426 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.836266667	11.464	0	0.836266667	11.464
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.135893333	1.8629	0	0.135893333	1.8629
0328	Углерод (Сажа, Углерод)	0.054444444	0.7165	0	0.054444444	0.7165

	черный) (583)					
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.130666667	1.79125	0	0.130666667	1.79125
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.675111111	9.3145	0	0.675111111	9.3145
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001307	0.000019704	0	0.000001307	0.000019704
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013066667	0.179125	0	0.013066667	0.179125
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.315777778	4.299	0	0.315777778	4.299

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0008, Привод силового блока

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, 383Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 200Удельный расход топлива на эксл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 140Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 140 * 200 = 0.24416 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.24416 / 0.531396731 = 0.459468389 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NOИтого 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	12.256	0	0.426666667	12.256
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	1.9916	0	0.069333333	1.9916

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.766	0	0.027777778	0.766
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	1.915	0	0.066666667	1.915
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	9.958	0	0.344444444	9.958
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.000021065	0	0.000000667	0.000021065
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.1915	0	0.006666667	0.1915
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	4.596	0	0.161111111	4.596

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0009, Дизельный двигатель бурового насоса

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, 358.9Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 200Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 140Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 140 * 200 = 0.24416 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.24416 / 0.531396731 = 0.459468389 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NOИтого 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	11.4848	0	0.426666667	11.4848
0304	Азот (II) оксид (Азота	0.069333333	1.86628	0	0.069333333	1.86628

	оксид) (6)					
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.7178	0	0.027777778	0.7178
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	1.7945	0	0.066666667	1.7945
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	9.3314	0	0.344444444	9.3314
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.00001974	0	0.000000667	0.00001974
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.17945	0	0.006666667	0.17945
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	4.3068	0	0.161111111	4.3068

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0010, 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  $B_{год}$ , т, 236Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 176Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 215.9Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 176 = 0.331346048 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NOИтого 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)	0.375466667	7.552	0	0.375466667	7.552

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	1.2272	0	0.061013333	1.2272
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	0.472	0	0.024444444	0.472
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	1.18	0	0.058666667	1.18
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	6.136	0	0.303111111	6.136
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.00001298	0	0.000000587	0.00001298
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	0.118	0	0.005866667	0.118
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	2.832	0	0.141777778	2.832

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6007, Емкость 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/м<sup>3</sup>(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 = 668.075**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 = 668.075**Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч, **VC = 1.5**Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>, **VI = 50**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**Значение Kpsg для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27****GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>, **V = 50**Сумма Ghri\*Knp\*Nr, **GHR = 0.000783**Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10<sup>-6</sup> + GHR = (2.36 · 668.075 + 3.15 · 668.075) · 0.1 · 10<sup>-6</sup> + 0.000783 = 0.00115****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 · M / 100 = 99.72 · 0.00115 / 100 = 0.001147**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163****Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00115 / 100 = 0.00000322$

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	0.00000322
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.001147

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### 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,  $T = 720$

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),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 720) / 1000 = 0.0288$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0288 / 100 = 0.0287$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0288 / 100 = 0.0000806$

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	0.0000806
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.0287

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 6009, Блок приготовления бурового раствора

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.,  $N = 17$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 1200$

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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00138 \cdot 1200 \cdot 3600 / 10^6 = 0.005962$

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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003075 \cdot 1200 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00133$

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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000832 \cdot 1200 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000359$

Примесь: 0405 Пентан (450)

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000577 \cdot 1200 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000249$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000584 \cdot 1200 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000252$

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,  $T = 1200$

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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.185 \cdot 1200 \cdot 3600 / 10^6 = 0.7992$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0412 \cdot 1200 \cdot 3600 / 10^6 = 0.17798$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01114 \cdot 1200 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04812$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773 \cdot 1200 \cdot 3600 / 10^6 = 0.033394$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00782 \cdot 1200 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03378$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	17	1200
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	27	1200

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0078200	0.034032
0405	Пентан (450)	0.0077300	0.033643
0410	Метан (727*)	0.0412000	0.179313
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0111400	0.048479
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1850000	0.805162

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6010, Емкость 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/м<sup>3</sup>(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,  $BOZ = 3.5$

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

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 0.1$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ



Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 10$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

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

Значение  $K_{psg}$  для этого типа резервуаров (Прил. 8),  $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13),  $GHRI = 0.27$

$GHR = GHRI + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 10$

Сумма  $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.0000729$

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),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 3.5 + 0.25 \cdot 0.1) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.000073$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000073 / 100 = 0.000073$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.000073

**Источник загрязнения N 6011, Узел 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 1-й стороны

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла (табл.9.4),  $K4 = 0.1$

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,  $MGOD = 125$

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) (494)**

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24),  $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.5 \cdot 1.2 \cdot 0.1 \cdot 0.6 \cdot 120 \cdot 125 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00162$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.5 \cdot 1.2 \cdot 0.1 \cdot 0.6 \cdot 120 \cdot 0.2 \cdot (1-0) / 3600 = 0.000468$

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)	0.000468	0.00162

**Источник загрязнения N 6012, Емкость бурового шлама**

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	-					
1.1.	Объем емкости	Vж	м <sup>3</sup>	50		
1.2.	Количество емкостей	n	шт.	2		
1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	кг/ч*м <sup>2</sup>	0,02		
1.4.	Общая площадь испарения	F	м <sup>2</sup>	42		
1.5.	Коэф.зависящий от укрытия емкости	K <sub>11</sub>		0,21		
1.6.	Время работы	T	час	1200		
2	<b>Расчет:</b> 2754 Углеводороды C12-C19 Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле:					
	Пр = Fом * g * K <sub>11</sub>	Пр	кг/час	42 * 0,02 * 0,2		0,17640
	Пр = Fом * g * K <sub>11</sub>	Пр	г/с	0,1764 * 1000 / 3600		<b>0,04900</b>
	Пр = Fом * g * K <sub>11</sub>	Пр	т/скв/год	0,0490 / 1000000 * 1200 * 3600		<b>0,21168</b>

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)	0.049000	0.2116800

**Источник загрязнения N 6013, Емкость для хранения бурового раствора**

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1.	Объем емкости	Vж	м <sup>3</sup>	50		
1.2.	Количество рабочих емкостей	n	шт.	4		
1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	кг/ч*м <sup>2</sup>	0,02		
1.4.	Общая площадь испарения	F	м <sup>2</sup>	72		
1.5.	Коэф.зависящий от укрытия емкости	K <sub>11</sub>		0,21		
1.6.	Время работы	T	час	1200,0		
2	<b>Расчет:</b> 2754 Углеводороды C12-C19 Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле:					
2.1.	Пр = Fом * g * K <sub>11</sub>	Пр	кг/час	72 * 0,02 * 0,21		0,3024
	Пр = Fом * g * K <sub>11</sub>	Пр	г/с	0,3 * 1000 / 3600		<b>0,0840</b>
	Пр = Fом * g * K <sub>11</sub>	Пр	т/скв/год	0,08 / 1000000 * 1200,0 * 3600		<b>0,3629</b>

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)	0.0840	0.3629

**Источник загрязнения N 6014, Насос для бурового раствора**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров.  
Астана, 2005

Исходные данные, 2005						
№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	<b>1. Исходные данные:</b>					
1.1	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	1200,00		
2.1	2. Расчет: 2754 Углеводороды C12-C19 Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:  $M_{сек}=Q/3.6$ $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	     $M_{сек}$  $M_{год}$  <				

Итого:

<i>Код</i>	<i>Наименование ВВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00556	0.0240000

*Источник загрязнения N 6015, Буровой насос*

РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров.  
Астана, 2005

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	<b>1. Исходные данные:</b>					
1.1	Количество насосов	п	шт	2		
1.2	Время работы	Т	час/год	1200,00		
2.1	<p>2. Расчет:</p> <p>2754 Углеводороды C12-C19</p> <p>Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:</p> $M_{\text{сек}} = Q / 3.6$ $M_{\text{год}} = Q * n * T * 10^{-3}$ <p>(т/год),</p> <p>удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)</p>	<p><math>M_{\text{сек}}</math></p> <p><math>M_{\text{год}}</math></p> <p><math>Q</math></p>	<p>г/с</p> <p>т/год</p> <p>кг/ч</p>	<p>0,02</p> <p>0,02</p> <p>0,02</p>	<p>* 2 / 3,6</p> <p>* 2 * 1200,0 * 0,001</p>	<p><b>0,01111</b></p> <p><b>0,0480</b></p>

Итого:

<i>Код</i>	<i>Наименование 3В</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные	0.01111	0.048

C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		
---	--	--

**Источник загрязнения N 6016, Дегазатор бурового раствора**

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1.	Объем аппарата	V	м³	1		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	1520		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4.	Время работы	T	час	1200		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	К	313		
2	Количество выбросов углеводородов составит: 2754 Углеводороды C12-C19		Пр	кг/час	$\Pi = 0,037 * \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} * \sqrt{\frac{M n}{T}}$	0,0287
			Пр	г/с	0,0287 * 1000 / 3600	<b>0,0080</b>
			Пр	т/год	0,0080 / 1E+06 * 3600 * 1200	<b>0,0344</b>

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)	0.008	0.0344

**Источник загрязнения N 6017, Сепаратор**

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1.	Объем аппарата	V	м³	1,5		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	4000		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4.	Время работы	T	час	1200		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	К	313		
2	Количество выбросов углеводородов составит: 2754 Углеводороды C12-C19		Пр	кг/час	$\Pi = 0,037 * \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} * \sqrt{\frac{M n}{T}}$	0,0861
			Пр	г/с	0,0861 * 1000 / 3600	<b>0,0239</b>
			Пр	т/год	0,0239 / 1000000 * 3600 * 1200,0	<b>0,1033</b>

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)	0.0239	0.1033
------	---	--------	--------

## ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0011, Двигатель двигатель ЯМЗ -238

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, 234.5Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 169Удельный расход топлива на эксл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 224.85Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 224.85 * 169 = 0.331356948 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.331356948 / 0.531396731 = 0.623558499 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NOИтого 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)	0.360533333	7.504	0	0.360533333	7.504
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.058586667	1.2194	0	0.058586667	1.2194
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.023472222	0.469	0	0.023472222	0.469
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.056333333	1.1725	0	0.056333333	1.1725
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.291055556	6.097	0	0.291055556	6.097
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000563	0.000012898	0	0.000000563	0.000012898
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005633333	0.11725	0	0.005633333	0.11725
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.136138889	2.814	0	0.136138889	2.814

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0012, Дизельгенератор АД-200 (освещение)

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, 225.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 200

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 140

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:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 140 \cdot 200 = 0.24416 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.24416 / 0.531396731 = 0.459468389 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.426666667	7.216	0	0.426666667	7.216
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	1.1726	0	0.069333333	1.1726
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.451	0	0.027777778	0.451
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	1.1275	0	0.066666667	1.1275
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	5.863	0	0.344444444	5.863
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.000012403	0	0.000000667	0.000012403
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.11275	0	0.006666667	0.11275
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	2.706	0	0.161111111	2.706

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 0013, 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  $B_{год}$ , т, 33

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 176

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , 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

## ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Расход отработавших газов  $G_{oz}$ , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_p * P_p = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 176 = 0.331346048 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} * P_p / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.375466667	1.056	0	0.375466667	1.056
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	0.1716	0	0.061013333	0.1716
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	0.066	0	0.024444444	0.066
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.165	0	0.058666667	0.165
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	0.858	0	0.303111111	0.858
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.000001815	0	0.000000587	0.000001815
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	0.0165	0	0.005866667	0.0165
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	0.396	0	0.141777778	0.396

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 0014, Дизельный двигатель силового привода**

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  $B_{zod}$ , т, 175.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_p$ , кВт, 169

Удельный расход топлива на экпл./номинал. режиме работы двигателя  $b_p$ , г/кВт\*ч, 224.85

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_p * P_p = 8.72 * 10^{-6} * 224.85 * 169 = 0.331356948 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.331356948 / 0.531396731 = 0.623558499 \quad (A.4)$$

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
--------	----	-----	----	---	-----	------	----

## ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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)	0.360533333	5.616	0	0.360533333	5.616
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.058586667	0.9126	0	0.058586667	0.9126
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.023472222	0.351	0	0.023472222	0.351
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.056333333	0.8775	0	0.056333333	0.8775
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.291055556	4.563	0	0.291055556	4.563
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000563	0.000009653	0	0.000000563	0.000009653
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005633333	0.08775	0	0.005633333	0.08775
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.136138889	2.106	0	0.136138889	2.106

#### Источник загрязнения N 6018, Емкость 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/м<sup>3</sup>(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,  $BOZ = 3.5$

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

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 0.1$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 10$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

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),  $GHRI = 0.27$

$$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 10$

Сумма  $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ



Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 3.5 + 0.25 \cdot 0.1) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.000073$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000073 / 100 = 0.000073$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.000073

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6019, Емкость 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/м<sup>3</sup>(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,  $BOZ = 334.25$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 334.25$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

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),  $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 50$

Сумма  $Ghr_i \cdot K_{np} \cdot Nr$ ,  $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 334.25 + 3.15 \cdot 334.25) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000967$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000967 / 100 = 0.000964$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000967 / 100 = 0.00000271$

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	0.00000271
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.000964

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6020, 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  $K_t$  (Прил. 7),  $KT = 0.57$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

**KTMIN = 0.57**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 30**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.74****KTMAX = 0.74**Режим эксплуатации, **\_NAME\_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **\_NAME\_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**Категория веществ, **\_NAME\_ = А, Б, В**Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Производительность закачки, м3/час, **QZ = 0.13**Производительность откачки, м3/час, **QOT = 0.13**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 10450**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.916**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 10450 / (0.916 · 50) = 228.2**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 0.13**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 40****, P = 40**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 60**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 60 + 45 = 81**Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · V / (10<sup>7</sup> · RO) = 0.294 · 40 · 81 · (0.74 · 1 + 0.57) · 0.1 · 1.35 · 10450 / (10<sup>7</sup> · 0.916) = 0.192**Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10<sup>4</sup> = (0.163 · 40 · 81 · 0.74 · 0.1 · 1 · 0.13) / 10<sup>4</sup> = 0.000508****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 · M / 100 = 72.46 · 0.192 / 100 = 0.139**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.000508 / 100 = 0.000368****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 · M / 100 = 26.8 · 0.192 / 100 = 0.0515**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.000508 / 100 = 0.0001361****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 · 0.192 / 100 = 0.000672**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.000508 / 100 = 0.000001778****Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **\_M\_ = CI · M / 100 = 0.22 · 0.192 / 100 = 0.000422**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.000508 / 100 = 0.000001118****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 · 0.192 / 100 = 0.000211**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 0.11 · 0.000508 / 100 = 0.000000559****Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.06**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **\_M\_ = CI · M / 100 = 0.06 · 0.192 / 100 = 0.0001152**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 0.06 · 0.000508 / 100 = 0.000000305**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000305	0.0001152
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000368	0.139
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0001361	0.0515
0602	Бензол (64)	0.000001778	0.000672
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000000559	0.000211

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

0621	Метилбензол (349)	0.000001118	0.000422
------	-------------------	-------------	----------

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6021, Насос 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

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,  $T = 8640$ 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),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 8640) / 1000 = 0.3456$ 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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.3456 / 100 = 0.3446$ 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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.3456 / 100 = 0.000968$ 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	0.000968
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.3446

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6022, Устье скважины

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.,  $N = 25$ Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8640$ 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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 63.39 / 100 = 0.00203$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03157$ Примесь: 0410 Метан (727\*)Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 14.12 / 100 = 0.000452$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.007029$ Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001222$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0019$ Примесь: 0405 Пентан (450)Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000848$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00132$ Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000858$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001334$ 

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

## ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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,  $T = 8640$

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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.31944$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.07115$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01925$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01336$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.013499$

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,  $T = 8640$

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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000284$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000633$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000171$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000119$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000012$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	8640
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	8640
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	8640

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.0148450
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.0146919
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.0782423
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.0211671
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0205400	0.3512940

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6023, 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 (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,  $T_{\text{ср}} = 8640$ 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,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001623$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001623 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00252$ Примесь: 0410 Метан (727\*)Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 14.12 / 100 = 0.00003615$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003615 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000562$ Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000978$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000978 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000152$ Примесь: 0405 Пентан (450)Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000678$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000678 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001054$ Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000686$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000686 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001067$ 

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,  $T_{\text{ср}} = 8640$ 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,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 63.39 / 100 = 0.00000609$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000609 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000095$ Примесь: 0410 Метан (727\*)Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 14.12 / 100 = 0.000001356$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001356 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000021$ Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 3.82 / 100 = 0.000000367$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000367 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000057$ Примесь: 0405 Пентан (450)Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000002544$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002544 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000039$ 

## ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002573 \cdot 8640 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000004$ 

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	8640
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	6	8640

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000686	0.0001107
0405	Пентан (450)	0.00000678	0.0001093
0410	Метан (727*)	0.00003615	0.0005830
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.00000978	0.0001577
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0001623	0.0026150

## ПРИ БУРЕНИЕ ОПЕРАЖАЮЩЕЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

От 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): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{200}$ , т, 54.24Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 37Удельный расход топлива на экспл./номинальном режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 133Температура отработавших газов  $T_{02}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{02}$ , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 133 \cdot 37 = 0.04291112 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{02}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;Объемный расход отработавших газов  $Q_{02}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.04291112 / 0.531396731 = 0.080751569 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам:**

## ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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)	0.084688889	1.865856	0	0.084688889	1.865856
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013761944	0.3032016	0	0.013761944	0.3032016
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007194444	0.16272	0	0.007194444	0.16272
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.011305556	0.24408	0	0.011305556	0.24408
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.074	1.6272	0	0.074	1.6272
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000134	0.000002983	0	0.000000134	0.000002983
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001541667	0.032544	0	0.001541667	0.032544
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.037	0.8136	0	0.037	0.8136

**Источники загрязнения N 0002, Дизельная электростанция 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): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{200}$ , т, 350Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 200Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 218Температура 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:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 218 \cdot 200 = 0.380192 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.380192 / 0.531396731 = 0.71545792 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек	т/год	%	г/сек	т/год
-----	---------	-------	-------	---	-------	-------

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

		<i>без очистки</i>	<i>без очистки</i>	<i>очистки</i>	<i>с очисткой</i>	<i>с очисткой</i>
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.426666667	11.2	0	0.426666667	11.2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	1.82	0	0.069333333	1.82
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.7	0	0.027777778	0.7
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	1.75	0	0.066666667	1.75
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	9.1	0	0.344444444	9.1
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.00001925	0	0.000000667	0.00001925
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.175	0	0.006666667	0.175
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	4.2	0	0.161111111	4.2

**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 NO<sub>2</sub>, **KNO<sub>2</sub> = 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 = 600**Фактический максимальный расход сварочных материалов,  
с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 0.9**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),  $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 600 / 10^6 = 0.00641$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00267$ **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),  $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 600 / 10^6 = 0.000552$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00023$ **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),  $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 600 / 10^6 = 0.00084$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00035$ **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),  $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 600 / 10^6 = 0.00198$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 0.9 / 3600 = 0.000825$ 

Газы:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ



**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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 600 / 10^6 = 0.00045$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 0.9 / 3600 = 0.0001875$

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),  $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 600 / 10^6 = 0.00072$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.9 / 3600 = 0.0003$

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

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 600 / 10^6 = 0.000117$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00004875$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,  
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3),  $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 600 / 10^6 = 0.00798$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.9 / 3600 = 0.003325$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00267	0.00641
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.00023	0.000552
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0003	0.00072
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00004875	0.000117
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.003325	0.00798
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001875	0.00045
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000825	0.00198
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)	0.00035	0.00084

**Источник загрязнения N 6002, Выбросы пыли, образуемой при работе экскаватором**

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: Песок

Влажность материала в диапазоне: 3.0 - 5.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1),  $K0 = 1.2$

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,  $Q = 540$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 550$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 1.2$

**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) (494)**

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24),  $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 550 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.256608$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 1.2 \cdot (1-0) / 3600 = 0.15552$

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)	0.15552	0.256608

**Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0.85$**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 550$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 1.2$

**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) (494)**

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24),  $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 550 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.0385$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 1.2 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.02333$

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)	0.02333	0.0385

**Источник загрязнения N 6003, Выбросы пыли, образуемой при работе бульдозером**

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: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1),  $K_0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2),  $K_1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4),  $K_4 = 1$

Высота падения материала, м,  $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5),  $K_5 = 0.4$

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,  $MGOD = 460$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 1.06$

**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) (494)**

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24),  $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 460 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.017664$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 1.06 \cdot (1-0) / 3600 = 0.01131$

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,	0.01131	0.017664

	глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		
--	---	--	--

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0.85$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 460$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 1.6$

**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),  $M_{\Sigma} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 460 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.0026496$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G_{\Sigma} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 1.06 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.001696$

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)	0.001696	0.0026496

#### **Источник загрязнения N 6004, Уплотнение грунта катками и трамбовками**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г
2. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Материал: Глина

**Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)**

Вид работ: Автотранспортные работы

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.4),  $K5 = 0.01$

Число автомашин, работающих в карьере,  $N = 4$

Число ходок (туда и обратно) всего транспорта в час,  $N = 4$

Средняя протяженность 1 ходки в пределах карьера, км,  $L = 0.5$

Средняя грузоподъемность единицы автотранспорта, т,  $G1 = 8$

Коэфф. учитывающий среднюю грузоподъемность автотранспорта (табл.9),  $C1 = 0.8$

Средняя скорость движения транспорта в карьере, км/ч,  $G2 = N \cdot L / N = 4 \cdot 0.5 / 4 = 0.5$

Данные о скорости движения 1 км/ч отсутствуют в таблице 010

Коэфф. учитывающий среднюю скорость движения транспорта в карьере (табл.10),  $C2 = 0.6$

Коэфф. состояния дорог (1 - для грунтовых, 0.5 - для щебеночных, 0.1 - щебеночных, обработанных) (табл.11),  $C3 = 1$

Средняя площадь грузовой платформы, м<sup>2</sup>,  $F = 5$

Коэфф., учитывающий профиль поверхности материала (1.3-1.6),  $C4 = 1.45$

Скорость обдувки материала, м/с,  $G5 = 3.5$

Коэфф. учитывающий скорость обдувки материала (табл.12),  $C5 = 1.2$

Пылевыведение с единицы фактической поверхности материала, г/м<sup>2</sup>\*с,  $Q'2 = 0.004$

Пылевыведение в атмосферу на 1 км пробега  $C1 = 1$ ,  $C2 = 1$ ,  $C3 = 1$ , г,  $QL = 1450$

Коэффициент, учитывающий влажность поверхностного слоя материала, равный  $C6 = k5$ ,  $C6 = 0.01$

Коэфф. учитывающий долю пыли, уносимой в атмосферу,  $C7 = 0.01$

Количество рабочих часов в году,  $RT = 360$

Максимальный разовый выброс пыли, г/сек (7),  $Q = (C1 \cdot C2 \cdot C3 \cdot K5 \cdot N \cdot L \cdot QL \cdot C6 \cdot C7 / 3600) + (C4 \cdot C5 \cdot C6 \cdot Q'2 \cdot F \cdot N) = (0.8 \cdot 0.6 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 4 \cdot 0.5 \cdot 1450 \cdot 0.01 \cdot 0.01 / 3600) + (1.45 \cdot 1.2 \cdot 0.01 \cdot 0.004 \cdot 5 \cdot 4) = 0.001392$

Валовый выброс пыли, т/год,  $Q_{ГОД} = 0.0036 \cdot Q \cdot RT = 0.0036 \cdot 0.001392 \cdot 360 = 0.001804$

Итого выбросы от источника выделения

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)	0.001392	0.001804

#### **Источник загрязнения N 6005, Емкость для хранения дизельного топлива СМР**

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/м<sup>3</sup>(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,  $BOZ = 202.12$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 202.12$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение  $Kp_{max}$  для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $KPM = 0.1$

Значение  $Kp_{sg}$  для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13),  $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 2 = 0.001566$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 100$

Сумма  $G_{hr} \cdot K_{pr} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.001566$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 202.12 + 3.15 \cdot 202.12) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.001566 = 0.001677$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001677 / 100 = 0.001672$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001677 / 100 = 0.0000047$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.0000047
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.001672

#### За период бурения скважины

**Источник загрязнения N 0003-0005, Дизельный двигатель CAT3412B, 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): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{200}$ , т, 117.96

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 810

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 117.28

Температура отработавших газов  $T_{02}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{02}$ , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 117.28 \cdot 810 = 0.828372096 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{02}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{02}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.828372096 / 0.531396731 = 1.558858095 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

Таблица значений выбросов  $q_{ji}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

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:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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)	1.512	3.30288	0	1.512	3.30288
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2457	0.536718	0	0.2457	0.536718
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.07875	0.17694	0	0.07875	0.17694
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.315	0.70776	0	0.315	0.70776
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.1925	2.59512	0	1.1925	2.59512
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000002475	0.000005308	0	0.000002475	0.000005308
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0225	0.047184	0	0.0225	0.047184
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.54	1.1796	0	0.54	1.1796

**Источник загрязнения N 0006, Дизель – генератор C400D5, N-440 кВт, 1 комплект**

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  $B_{200}$ , т, 220

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 440

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 740.5

Температура отработавших газов  $T_{o2}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{o2}$ , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 740.5 * 440 = 2.8411504 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{o2}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{o2}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 2.8411504 / 0.531396731 = 5.346571091 \quad (A.4)$$

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
--------	----	-----	----	---	-----	------	----

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5
---	-----	-----	-----	-----	-----	------	--------

Таблица значений выбросов  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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)	0.938666667	7.04	0	0.938666667	7.04
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.152533333	1.144	0	0.152533333	1.144
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.061111111	0.44	0	0.061111111	0.44
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.146666667	1.1	0	0.146666667	1.1
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.757777778	5.72	0	0.757777778	5.72
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001467	0.0000121	0	0.000001467	0.0000121
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.014666667	0.11	0	0.014666667	0.11
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.354444444	2.64	0	0.354444444	2.64

**Источник загрязнения N 0007, Дизель – генератор резервный NTA-855-G4, N-320 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  $B_{200}$ , т, 215.92

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 320

Удельный расход топлива на экспл./номинальном режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 150

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 150 * 320 = 0.41856 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.41856 / 0.531396731 = 0.787660096 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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)	0.682666667	6.90944	0	0.682666667	6.90944
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.110933333	1.122784	0	0.110933333	1.122784
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.044444444	0.43184	0	0.044444444	0.43184
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.106666667	1.0796	0	0.106666667	1.0796
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.551111111	5.61392	0	0.551111111	5.61392
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001067	0.000011876	0	0.000001067	0.000011876
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.010666667	0.10796	0	0.010666667	0.10796
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.257777778	2.59104	0	0.257777778	2.59104

#### Источник загрязнения N 0008, 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): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{200}$ , т, 175.2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 169

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 848.42

Температура отработавших газов  $T_{02}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{02}$ , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 848.42 * 169 = 1.250299586 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{02}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{02}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 1.250299586 / 0.531396731 = 2.352855245 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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  $M_i$ , т/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для  $NO_2$  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)	0.360533333	5.6064	0	0.360533333	5.6064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.058586667	0.91104	0	0.058586667	0.91104
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.023472222	0.3504	0	0.023472222	0.3504
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.056333333	0.876	0	0.056333333	0.876
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.291055556	4.5552	0	0.291055556	4.5552
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000563	0.000009636	0	0.000000563	0.000009636
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005633333	0.0876	0	0.005633333	0.0876
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.136138889	2.1024	0	0.136138889	2.1024

**Источник загрязнения N 0009, Передвижная паровая установка**

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 310**

Расход топлива, г/с, **BG = 29.9**

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 (Азота 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)<sup>0.25</sup> = 0.03116 · (0.1 / 0.1)<sup>0.25</sup> = 0.03116**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 310 · 42.75 · 0.03116 · (1-0) = 0.413**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 29.9 · 42.75 · 0.03116 · (1-0) = 0.0398**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M\_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.413 = 0.3304**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G\_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.0398 = 0.03184**

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

Выброс азота оксида (0304), т/год, **M\_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.413 = 0.0537**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **G\_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.0398 = 0.00517**

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ**

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

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**



Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2),  $M_{SO_2} = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1 - NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BT = 0.02 \cdot 310 \cdot 0.3 \cdot (1 - 0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 310 = 1.823$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2),  $G_{SO_2} = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1 - NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BG = 0.02 \cdot 29.9 \cdot 0.3 \cdot (1 - 0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 29.9 = 0.1758$

#### РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

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

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2),  $Q_4 = 0$

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2),  $Q_3 = 0.5$

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла,  $R = 0.65$

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м<sup>3</sup> (ф-ла 2.5),  $CCO = Q_3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4),  $M_{CO} = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 310 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 4.31$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4),  $G_{CO} = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 29.9 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.416$

#### РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

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

Коэффициент(табл. 2.1),  $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1),  $M_{TP} = BT \cdot AR \cdot F = 310 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0775$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1),  $G_{TP} = BG \cdot AIR \cdot F = 29.9 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00748$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.03184	0.3304
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00517	0.0537
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00748	0.0775
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1758	1.823
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.416	4.31

#### Источник загрязнения N 0010, Смесительная машина СМН-20

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, 174.2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 132

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 88

Температура отработавших газов  $T_{O_2}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{O_2}$ , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 88 \cdot 132 = 0.10129152 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{O_2}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{O_2}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.10129152 / 0.531396731 = 0.190613743 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

**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)	0.2816	5.5744	0	0.2816	5.5744
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.04576	0.90584	0	0.04576	0.90584
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.018333333	0.3484	0	0.018333333	0.3484
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.044	0.871	0	0.044	0.871
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.227333333	4.5292	0	0.227333333	4.5292
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000044	0.000009581	0	0.00000044	0.000009581
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0044	0.0871	0	0.0044	0.0871
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.106333333	2.0904	0	0.106333333	2.0904

**Источник загрязнения N 0011, Дизельная электростанция 200 кВт (вахт.пос)**

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  $B_{200}$ , т, 534Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 200Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 218Температура отработавших газов  $T_{02}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{02}$ , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 218 \cdot 200 = 0.380192 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{02}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;Объемный расход отработавших газов  $Q_{02}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.380192 / 0.531396731 = 0.71545792 \quad (\text{A.4})$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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)	0.426666667	17.088	0	0.426666667	17.088
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	2.7768	0	0.069333333	2.7768
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	1.068	0	0.027777778	1.068
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	2.67	0	0.066666667	2.67
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	13.884	0	0.344444444	13.884
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.00002937	0	0.000000667	0.00002937
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.267	0	0.006666667	0.267
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	6.408	0	0.161111111	6.408

**Источник загрязнения N 6006, 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**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup> (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 = 665.62**Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YUY = 3.15**Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 665.62**Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч, **VC = 10**Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>, **VI = 30**Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 0.1**Значение Kpsg для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), **GHRI = 0.27****GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 2 = 0.001566**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>, **VI = 20**Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 0.1**Значение Kpsg для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), **GHRI = 0.27****GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0.001566 + 0.27 · 0.0029 · 2 = 0.00313**

Проводился дополнительный расчет по формуле 5.1.7

Коэффициент Kpsg = сумма((Kpsr(i)·V(i)·Nr(i))/(V(i)·Nr(i))), **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>, **V = 100**Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.00313**Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 10 / 3600 = 0.001089**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 665.62 + 3.15 \cdot 665.62) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.00313 = 0.0035$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0035 / 100 = 0.00349$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0035 / 100 = 0.0000098$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.0000098
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.00349

**Источник загрязнения N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива (вахт.пос.)**

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),  $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 267$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 267$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч,  $VC = 10$

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,  $NR = 2$

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),  $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 2 = 0.001566$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 60$

Сумма  $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$ ,  $GHR = 0.001566$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 267 + 3.15 \cdot 267) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.001566 = 0.001713$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001713 / 100 = 0.001708$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001713 / 100 = 0.0000048$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.0000048
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.001708

**Источник загрязнения N 6008, Узел 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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 2-х сторон частично

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4),  $K4 = 0.5$

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,  $MGOD = 416$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 0.3$

**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),  $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.5 \cdot 1.2 \cdot 0.5 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 416 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.01798$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.5 \cdot 1.2 \cdot 0.5 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 0.3 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0036$

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)	0.0036	0.01798

#### Источник загрязнения N 6009, 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.,  $NI = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T = 1440$

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),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 2 \cdot 1440) / 1000 = 0.1152$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.1152 / 100 = 0.1149$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.1152 / 100 = 0.0003226$

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	0.0003226
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.1149

#### Источник загрязнения N 6010, 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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт,  $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup> (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,  $BOZ = 2.38$

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

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 2.38$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 1.5$

Коэффициент (Прил. 12),  $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 6$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

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

Значение  $K_{psg}$  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, м<sup>3</sup>,  $V = 12$

Сумма  $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.0001458$

Максимальный из разовых выбросов, 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),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 2.38 + 0.25 \cdot 2.38) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0001458 = 0.000146$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000146 / 100 = 0.000146$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.000146

**Источник загрязнения N 6011, Блок приготовления бурового раствора**

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.,  $N = 17$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 1440$

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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00138 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00715$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003075 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00159$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000832 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000431$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000577 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000299$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000584$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000584 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000303$

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,  $T = 1440$

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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.185 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.95904$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0412 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.21359$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01114 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.05775$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.040072$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00782 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04054$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	17	1440
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	27	1440

Итоговая таблица от 1-ой скважины:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0078200	0.040843
0405	Пентан (450)	0.0077300	0.040371
0410	Метан (727*)	0.0412000	0.215180
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0111400	0.058181
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1850000	0.966190

**Источник загрязнения N 6012, Емкость для хранения бурового раствора**

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1.	Объем емкости	Vж	м <sup>3</sup>	50		
1.2.	Количество рабочих емкостей	n	шт.	4		
1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	кг/ч*м <sup>2</sup>	0,02		
1.4.	Общая площадь испарения	F	м <sup>2</sup>	72		
1.5.	Кэф.зависящий от укрытия емкости	K <sub>11</sub>		0,21		
1.6.	Время работы	T	час	1440,0		

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

2	<b>Расчет:</b> 2754 Углеводороды C12-C19 Кол-во выбросов углеводородов произ. по формуле: Пр = Fом * g * K <sub>11</sub>									
2.1.	Пр	кг/час	72	*	0,02	*	0,21			0,3024
	Пр	г/с	0,3	*	1000	/3600				<b>0,0840</b>
	Пр	т/скв/год	0,08	/	1000000	*	1440,0	*	3600	<b>0,4355</b>

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.084	0.4355

**Источник загрязнения N 6013, Емкость бурового шлама**

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет				Результат
1	-								
1.1.	Объем емкости	Vж	м <sup>3</sup>	40					
1.2.	Количество емкостей	n	шт.	2					
1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	кг/ч*м <sup>2</sup>	0,02					
1.4.	Общая площадь испарения	F	м <sup>2</sup>	42					
1.5.	Кэф.зависящий от укрытия емкости	K <sub>11</sub>		0,21					
1.6.	Время работы	T	час	1440					
2	<b>Расчет:</b> 2754 Углеводороды C12-C19 Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле: Пр = Fом * g * K <sub>11</sub>								
	Пр	кг/час		42	*	0,02	*	0,2	0,17640
	Пр	г/с		0,1764	*	1000	/3600		<b>0,04900</b>
	Пр	т/скв/год		0,0490	/	1000000	*	1440 * 3600	<b>0,25402</b>

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)	0.049	0.25402

**Источник загрязнения N 6014, Насос для бурового раствора**

РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Астана, 2005

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	<b>1. Исходные данные:</b>					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	1440,0		
	2. Расчет:					



2.1	2754 Углеводороды C12-C19 Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3.6$ $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	$M_{сек}$ $M_{год}$	г/с т/год	0,02 * 2 / 3,6 0,02 * 2 * 1440,0 * 0,001	0,01111 0,05760
		Q	кг/ч	0,02	

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)	0.01111	0.05760

Источник загрязнения N 6015, Буровой насос

РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Астана, 2005

Катана, 2005						
№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	<b>1. Исходные данные:</b>					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	1440,00		
2.1	2. Расчет: 2754 Углеводороды C12-C19 Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:  M <sub>сек</sub> =Q/3.6 M <sub>год</sub> = Q * n * T * 10 <sup>-3</sup> (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	M <sub>сек</sub>  M <sub>год</sub>  Q	г/с  т/год  кг/ч	    0,02	  0,02 * 2 / 3,6  0,02 * 2 * 1440,0 * 0,001	      <b>0,01111</b>  <b>0,0576</b>

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)	0.01111	0.0576

Источник загрязнения N 6016, Дегазатор

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-	Расчет	Результат
---	--------------	--------	----------	------	--------	-----------

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

п.п.				во		
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1.	Объем аппарата	V	м <sup>3</sup>	1		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	1520		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4.	Время работы	T	час	1440		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	К	313		
2	Количество выбросов углеводородов составит: 2754 Углеводороды C12-C19		Пр	кг/час	$\Pi = 0,037 * \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} * \sqrt{\frac{M n}{T}}$	0,0287
			Пр	г/с	0,0287 * 1000 / 3600	<b>0,0080</b>
			Пр	т/год	0,0080 / 1E+06 * 3600 * 1440	<b>0,0413</b>

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)	0.008	0.0413

**Источник загрязнения N 6017, Сепаратор**

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1.	Объем аппарата	V	м <sup>3</sup>	1,5		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	4000		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4.	Время работы	T	час	1440		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	К	313		
2	Количество выбросов углеводородов составит: 2754 Углеводороды C12-C19		Пр	кг/час	$\Pi = 0,037 * \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} * \sqrt{\frac{M n}{T}}$	0,0861
			Пр	г/с	0,0861 * 1000 / 3600	<b>0,0239</b>
			Пр	т/год	0,0239 / 1000000 * 3600 * 1440,0	<b>0,1239</b>

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)	0.0239	0.1239

**Источник загрязнения N 6018, Ремонтно-механическая мастерская**

Список литературы:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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,  $T = 100$

Число станков данного типа, шт.,  $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт.,  $NSI = 1$

**Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.011$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.000792$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.011 \cdot 1 = 0.0022$

**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),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.016 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001152$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.016 \cdot 1 = 0.0032$

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Отрезные станки (арматурная сталь)

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год,  $T = 100$

Число станков данного типа, шт.,  $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт.,  $NSI = 1$

**Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.023$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.023 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001656$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.023 \cdot 1 = 0.0046$

**Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.055$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.055 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.00396$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.055 \cdot 1 = 0.011$

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,  $T = 100$

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),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.0000792$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 1 = 0.00022$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2902	Взвешенные частицы (116)	0.0110000	0.0051912
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0046000	0.0024480

#### При испытании скважины

**Источник загрязнения N 0012, Дизельгенератор мощностью 100 кВт освещение**

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, 650

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_э$ , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 10.926

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:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 10.926 \cdot 100 = 0.009527472 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.009527472 / 0.531396731 = 0.017929113 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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	20.8	0	0.213333333	20.8
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	3.38	0	0.034666667	3.38
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	1.3	0	0.013888889	1.3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	3.25	0	0.033333333	3.25
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	16.9	0	0.172222222	16.9
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.00003575	0	0.000000333	0.00003575
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.325	0	0.003333333	0.325
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	7.8	0	0.080555556	7.8

**Источник загрязнения N 0013, Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъемник А-80) мощностью 158 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  $B_{zod}$ , т, 875

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 158

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 214

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 214 * 158 = 0.29484064 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.29484064 / 0.531396731 = 0.554840899 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.337066667	28.0	0	0.337066667	28
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.054773333	4.55	0	0.054773333	4.55
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.021944444	1.75	0	0.021944444	1.75
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.052666667	4.375	0	0.052666667	4.375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.272111111	22.75	0	0.272111111	22.75
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000527	0.000048125	0	0.000000527	0.000048125
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005266667	0.4375	0	0.005266667	0.4375
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.127277778	10.5	0	0.127277778	10.5

#### Источник загрязнения N 0014, Дизельгенератор (резерв)

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  $B_{zod}$ , т, 225

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 10.926

Температура отработавших газов  $T_{oz}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{O_2}$ , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_g \cdot P_g = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 10.926 \cdot 100 = 0.009527472 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{O_2}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{O_2}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.009527472 / 0.531396731 = 0.017929113 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_g / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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	7.2	0	0.213333333	7.2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	1.17	0	0.034666667	1.17
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.45	0	0.013888889	0.45
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	1.125	0	0.033333333	1.125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	5.85	0	0.172222222	5.85
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000012375	0	0.000000333	0.000012375
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.1125	0	0.003333333	0.1125
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	2.7	0	0.080555556	2.7

**Источник загрязнения N 0015, Паровой котел Бойлер ПКН-2М**

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **КЗ = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 250.74**

Расход топлива, г/с, **BG = 16.12**

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**

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

Предельное содержание серы в топливе, % не более (прил. 2.1),  $SIR = 0.3$

#### РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

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

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт,  $QN = 1$

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт,  $QF = 1$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2),  $KNO = 0.011$

Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений,  $B = 0$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а),  $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.011 \cdot (1 / 1)^{0.25} = 0.011$

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7),  $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 250.74 \cdot 42.75 \cdot 0.011 \cdot (1-0) = 0.118$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7),  $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 16.12 \cdot 42.75 \cdot 0.011 \cdot (1-0) = 0.00758$

Выброс азота диоксида (0301), т/год,  $M = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.118 = 0.0944$

Выброс азота диоксида (0301), г/с,  $G = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.00758 = 0.00606$

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

Выброс азота оксида (0304), т/год,  $M = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.118 = 0.01534$

Выброс азота оксида (0304), г/с,  $G = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.00758 = 0.000985$

#### РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

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

Доля окислов серы, связываемых золой топлива (п. 2.2),  $NSO2 = 0.02$

Содержание сероводорода в топливе, % (прил. 2.1),  $H2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2),  $M = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 250.74 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 250.74 = 1.474$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2),  $G = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 16.12 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 16.12 = 0.0948$

#### РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

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

Потери тепла от механической неполноты сгорания, % (табл. 2.2),  $Q4 = 0$

Тип топki: 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.м<sup>3</sup> (ф-ла 2.5),  $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4),  $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 250.74 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 3.485$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4),  $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 16.12 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.224$

#### РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

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

Коэффициент (табл. 2.1),  $F = 0.01$

Тип топki: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1),  $M = BT \cdot AR \cdot F = 250.74 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0627$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1),  $G = BG \cdot AIR \cdot F = 16.12 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00403$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00606	0.0944
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000985	0.01534
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00403	0.0627
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0948	1.474
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.224	3.485

#### Источник загрязнения N 0016, 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): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 142

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_g$ , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_g$ , г/кВт\*ч, 848.42

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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_g \cdot P_g = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 848.42 \cdot 169 = 1.250299586 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup> ;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 1.250299586 / 0.531396731 = 2.352855245 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.360533333	4.544	0	0.360533333	4.544
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.058586667	0.7384	0	0.058586667	0.7384
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.023472222	0.284	0	0.023472222	0.284
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.056333333	0.71	0	0.056333333	0.71
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.291055556	3.692	0	0.291055556	3.692
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000563	0.00000781	0	0.000000563	0.00000781
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005633333	0.071	0	0.005633333	0.071
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.136138889	1.704	0	0.136138889	1.704

#### Источник загрязнения N 6019, Емкость для хранения 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), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 1071.37**

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 = 1071.37**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м3/ч, **VC = 10**

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 = 4**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение KpSR для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ



Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13),  $GHRI = 0.27$

$$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 4 = 0.00313$$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 200$

Сумма  $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.00313$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 1071.37 + 3.15 \cdot 1071.37) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.00313 = 0.00372$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00372 / 100 = 0.00371$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00372 / 100 = 0.00001042$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.00001042
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.00371

**Источник загрязнения N 6020, Емкость для тех.масло**

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/м<sup>3</sup> (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,  $BOZ = 4.63$

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

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 4.63$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 1.5$

Коэффициент (Прил. 12),  $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 6$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

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),  $GHRI = 0.27$

$$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 2 = 0.0001458$$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 12$

Сумма  $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.0001458$

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),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 4.63 + 0.25 \cdot 4.63) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0001458 = 0.000146$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000146 / 100 = 0.000146$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.000146

**Источник загрязнения N 6021, Насос для дизтоплива**

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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.,  $NI = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T = 6480$

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),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 2 \cdot 6480) / 1000 = 0.518$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.518 / 100 = 0.517$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.518 / 100 = 0.00145$

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	0.00145
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.517

#### **Источник загрязнения N 6022, Площадка налива 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,  $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 100$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.72$

$KTMAX = 0.72$

Режим эксплуатации,  $NAME =$  **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров,  $NAME =$  **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $NAME =$  **A, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8),  $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8),  $KPM = 0.1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 100$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 16849.8$

Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.814$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 16849.8 / (0.814 \cdot 100) = 207$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час,  $VCMAX = 3.9$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 40$

,  $P = 40$

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),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 40 \cdot 105 \cdot (0.72 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 16849.8 / (10^7 \cdot 0.814) = 0.393$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 40 \cdot 105 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3.9) / 10^4 = 0.01922$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.393 / 100 = 0.285$

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.01922 / 100 = 0.01393$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.393 / 100 = 0.1053$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00515$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.393 / 100 = 0.001376$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.01922 / 100 = 0.0000673$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.393 / 100 = 0.000865$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.01922 / 100 = 0.0000423$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.393 / 100 = 0.000432$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00002114$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.393 / 100 = 0.000236$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00001153$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001153	0.000236
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01393	0.285
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00515	0.1053
0602	Бензол (64)	0.0000673	0.001376
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002114	0.000432
0621	Метилбензол (349)	0.0000423	0.000865

#### **Источник загрязнения N 6023, Насос для нефти**

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.,  $NI = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T = 6480$

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),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.02 \cdot 2 \cdot 6480) / 1000 = 0.259$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.259 / 100 = 0.1877$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.259 / 100 = 0.0694$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.259 / 100 = 0.000907$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.259 / 100 = 0.00057$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.259 / 100 = 0.000285$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.259 / 100 = 0.0001554$

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	0.0001554
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403	0.1877
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149	0.0694
0602	Бензол (64)	0.00001946	0.000907
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000612	0.000285
0621	Метилбензол (349)	0.00001223	0.00057

**Источник загрязнения N 6024, Устье скважины**

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.,  $N = 25$ Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T_{\text{ср}} = 8760$ 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,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 63.39 / 100 = 0.00203$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.064018$ **Примесь: 0410 Метан (727\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 14.12 / 100 = 0.000452$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.014254$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001222$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003854$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000848$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0026742$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000858$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0027058$ 

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,  $T_{\text{ср}} = 8760$ 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,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.64775$ **Примесь: 0410 Метан (727\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.14428$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.039042$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$ Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.027089$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.027373$

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,  $T = 8760$

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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0005758$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000128351$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000347$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002406$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000243$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.03010310
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.02978726
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.15866235
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.04293070
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0205400	0.71234380

#### Источник загрязнения N 6025, 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,  $TMIN = 10$

Коэффициент  $Kt$  (Прил.7),  $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 100$

Коэффициент  $Kt$  (Прил.7),  $KT = 0.72$

$KTMAX = 0.72$

Режим эксплуатации,  $NAME =$  **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров,  $NAME =$  **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 2$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $NAME = A, B, B$

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

Значение  $K_{pmax}$ (Прил.8),  $KPM = 0.1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 100$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 16849.8$

Плотность смеси, т/м<sup>3</sup>,  $RO = 0.814$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 16849.8 / (0.814 \cdot 100) = 207$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/час,  $VCMAX = 3.9$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 40$

,  $P = 40$

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),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 40 \cdot 105 \cdot (0.72 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 16849.8 / (10^7 \cdot 0.814) = 0.393$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 40 \cdot 105 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3.9) / 10^4 = 0.01922$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.393 / 100 = 0.285$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.01922 / 100 = 0.01393$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.393 / 100 = 0.1053$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00515$

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.393 / 100 = 0.001376$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.01922 / 100 = 0.0000673$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.393 / 100 = 0.000865$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.01922 / 100 = 0.0000423$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.393 / 100 = 0.000432$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00002114$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.393 / 100 = 0.000236$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00001153$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001153	0.000236
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01393	0.285
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00515	0.1053
0602	Бензол (64)	0.0000673	0.001376
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002114	0.000432
0621	Метилбензол (349)	0.0000423	0.000865

#### Источник загрязнения N 6026, Газосепаратор

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

Исходные данные:				Расчетная формула:	Результат
Давление в аппарате	P	7000	гПа	$P = 0,004 * \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
Объем аппарата	V	1,5	м <sup>3</sup>		
Коэффициент, зависящий от	Kg	0,57			

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ср. темп. кипения жидкости					
Время работы	Т	6480	час		
Расчеты выбросов: углеводороды C1-C5	Пр	кг/час	0,004*( 7000 * 1,5 / 1011) <sup>0.8</sup> / 0,57	0,04564	
		г/с	0,04564 * 1000 / 3600	0,01268	
		т/год	0,04564 / 1000 * 6480	0,29575	

Итоговая таблица

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01268	0,29575
------	--	---------	---------

**Источник загрязнения N 6027, Конденсатосборник**

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол- во	Расчет	Результат
1	<b><u>Исходные данные:</u></b>					
1.1.	Объем аппарата	V	м³	2		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	5000		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	63		
1.4.	Время работы	T	час	6480		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	К	303		
2	Количество выбросов углеводородов C1-C5 составит:		Пр	кг/час		0,1055
			Пр	г/с	0,1055 * 1000 / 3600	0,02931
			Пр	т/год	0,0293 / 1000000 * 3600 * 6480	0,68351

Итоговая таблица

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.02931	0.68351
------	--	---------	---------

**При интенсификации притока из пласта соляно-кислотной обработкой (СКО)****Источник загрязнения N 0017, Кислотный агрегат АН-400**

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  $B_{200d}$ , т, 15Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 110Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 315Температура отработавших газов  $T_{02}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{02}$ , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 * 10^{-6} * b_g * P_g = 8.72 * 10^{-6} * 315 * 110 = 0.302148 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{O_2}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{O_2}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.302148 / 0.531396731 = 0.568592132 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_g / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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)	0.234666667	0.48	0	0.234666667	0.48
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.038133333	0.078	0	0.038133333	0.078
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.015277778	0.03	0	0.015277778	0.03
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.036666667	0.075	0	0.036666667	0.075
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.189444444	0.39	0	0.189444444	0.39
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000367	0.000000825	0	0.000000367	0.000000825
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003666667	0.0075	0	0.003666667	0.0075
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.088611111	0.18	0	0.088611111	0.18

#### Источник загрязнения N 0018, Дизельный двигатель САТ насосного агрегата СКО

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, 11

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_g$ , кВт, 175

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_g$ , г/кВт\*ч, 737.14

Температура отработавших газов  $T_{O_2}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{O_2}$ , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 * 10^{-6} * b_g * P_g = 8.72 * 10^{-6} * 737.14 * 175 = 1.12487564 \quad (A.3)$$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ



Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 1.12487564 / 0.531396731 = 2.116828302 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.373333333	0.352	0	0.373333333	0.352
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.060666667	0.0572	0	0.060666667	0.0572
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024305556	0.022	0	0.024305556	0.022
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058333333	0.055	0	0.058333333	0.055
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.301388889	0.286	0	0.301388889	0.286
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000583	0.000000605	0	0.000000583	0.000000605
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005833333	0.0055	0	0.005833333	0.0055
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.140972222	0.132	0	0.140972222	0.132

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6028, Емкость для соляной кислоты**

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)	Kср	0,69	
	Kрmax	0,98	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки	Vчmax	0,3854	м3/час
Массовая доля вещества, в долях единицы (Xi=Ci/100)	Xi	0,13	
Массовая доля вещества	Ci	13	%

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Опытный коэффициент, принимается по Приложению 9	Кв	1,81	
молекулярная масса паров жидкости	mi	36	
Плотность жидкости	гж	1,136	т/м3
Коэффициент оборачиваемости	Коб	2,5	
Расход соляной кислоты	В	7,952	т

Выбросы паров жидкости рассчитываются по формулам:

- максимальные выбросы (М, 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<sub>tmin</sub>, P<sub>tmax</sub> - давление насыщенных паров жидкости при минимальной и максимальной температуре жидкости и соответственно, мм.рт.ст;

K<sub>рр</sub>, K<sub>рmax</sub> - опытные коэффициенты по Приложению 8;

V<sub>чmax</sub> - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м3/час;

t<sub>жmin</sub>, t<sub>жmax</sub> - минимальная и максимальная температура жидкости в резервуаре соответственно, °C;

m - молекулярная масса паров жидкости;

Кв - опытный коэффициент, принимается по Приложению 9;

гж - плотность жидкости, т/м3;

Коб - коэффициент оборачиваемости, принимается по Приложению 10;

В - количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года, т/ период.

Кислотная жидкость в объёме максимально 7 м3/период \*1,136 плотность = 7,952 т/период

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0316	Гидрохлорид (соляная кислота, водород хлорид) (163)	0.0000110	0.0000010

## ПРИ БУРЕНИЯ ОЦЕНОЧНОЙ 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): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{200}$ , т, 27.12

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_g$ , кВт, 37

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_g$ , г/кВт\*ч, 133

Температура отработавших газов  $T_{o2}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{o2}$ , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_g \cdot P_g = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 133 \cdot 37 = 0.04291112 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{o2}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{o2}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.04291112 / 0.531396731 = 0.080751569 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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)	0.084688889	0.932928	0	0.084688889	0.932928
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013761944	0.1516008	0	0.013761944	0.1516008
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007194444	0.08136	0	0.007194444	0.08136
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.011305556	0.12204	0	0.011305556	0.12204
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.074	0.8136	0	0.074	0.8136
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000134	0.000001492	0	0.000000134	0.000001492
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001541667	0.016272	0	0.001541667	0.016272
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.037	0.4068	0	0.037	0.4068

#### Источник загрязнения N 0002, Дизельная электростанция 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): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{200}$ , т, 175

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 218

Температура отработавших газов  $T_{O_2}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{O_2}$ , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 218 * 200 = 0.380192 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{O_2}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{O_2}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.380192 / 0.531396731 = 0.71545792 \quad (A.4)$$

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
--------	----	-----	----	---	-----	------	----

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5
---	-----	-----	-----	-----	-----	------	--------

Таблица значений выбросов  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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)	0.426666667	5.60	0	0.426666667	5.6
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	0.910	0	0.069333333	0.91
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.350	0	0.027777778	0.35
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	0.8750	0	0.066666667	0.875
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	4.550	0	0.344444444	4.55
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.000009625	0	0.000000667	0.000009625
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.08750	0	0.006666667	0.0875
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	2.10	0	0.161111111	2.1

#### 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 NO<sub>2</sub>,  $K_{NO2} = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO,  $K_{NO} = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год,  $B = 300$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час,  $B_{MAX} = 0.9$

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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 300 / 10^6 = 0.00321$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00267$

**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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 300 / 10^6 = 0.000276$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.92 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00023$

**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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 300 / 10^6 = 0.00042$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.4 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00035$

**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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 300 / 10^6 = 0.00099$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 0.9 / 3600 = 0.000825$ 

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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 300 / 10^6 = 0.000225$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 0.9 / 3600 = 0.0001875$ 

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),  $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 300 / 10^6 = 0.00036$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.9 / 3600 = 0.0003$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 300 / 10^6 = 0.0000585$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00004875$ **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),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 300 / 10^6 = 0.00399$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.9 / 3600 = 0.003325$ 

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00267	0.00321
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.00023	0.000276
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0003	0.00036
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00004875	0.0000585
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.003325	0.00399
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001875	0.000225
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000825	0.00099
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)	0.00035	0.00042

**Источник загрязнения N 6002, Выбросы пыли, образуемой при работе экскаватором**

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: Песок

Влажность материала в диапазоне: 3.0 - 5.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1),  $K0 = 1.2$ 

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,  $Q = 540$ 

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0$ **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 275$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 1.2$

**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) (494)**

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24),  $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 275 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.128304$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 1.2 \cdot (1-0) / 3600 = 0.15552$

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)	0.15552	0.10692

**Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0.85$**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 275$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 1.2$

**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) (494)**

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24),  $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 275 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.01925$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 1.2 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.02333$

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)	0.02333	0.01925

#### **Источник загрязнения N 6003, Выбросы пыли, образуемой при работе бульдозером**

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: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.9.1),  $K0 = 1$

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,  $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.9.5),  $K5 = 0.4$

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,  $MGOD = 230$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 1.06$

**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) (494)**

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24),  $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 230 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.008832$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 1.06 \cdot (1-0) / 3600 = 0.01131$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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)	0.01131	0.008832

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0.85$ Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 230$ Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 1.6$ 

**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),  $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 230 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.0013248$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 1.06 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.001696$

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)	0.001696	0.0013248

**Источник загрязнения N 6004, Уплотнение грунта катками и трамбовками**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

2. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Материал: Глина

**Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)**

Вид работ: Автотранспортные работы

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.4),  $K5 = 0.01$ Число автомашин, работающих в карьере,  $N = 4$ Число ходок (туда и обратно) всего транспорта в час,  $N = 4$ Средняя протяженность 1 ходки в пределах карьера, км,  $L = 0.5$ Средняя грузоподъемность единицы автотранспорта, т,  $G1 = 8$ Коэфф. учитывающий среднюю грузоподъемность автотранспорта (табл.9),  $C1 = 0.8$ Средняя скорость движения транспорта в карьере, км/ч,  $G2 = N \cdot L / N = 4 \cdot 0.5 / 4 = 0.5$ 

Данные о скорости движения 1 км/ч отсутствуют в таблице 010

Коэфф. учитывающий среднюю скорость движения транспорта в карьере (табл.10),  $C2 = 0.6$ Коэфф. состояния дорог (1 - для грунтовых, 0.5 - для щебеночных, 0.1 - щебеночных, обработанных) (табл.11),  $C3 = 1$ Средняя площадь грузовой платформы, м<sup>2</sup>,  $F = 5$ Коэфф., учитывающий профиль поверхности материала (1.3-1.6),  $C4 = 1.45$ Скорость обдувки материала, м/с,  $G5 = 3.5$ Коэфф. учитывающий скорость обдувки материала (табл.12),  $C5 = 1.2$ Пылевыведение с единицы фактической поверхности материала, г/м<sup>2</sup>\*с,  $Q'2 = 0.004$ Пылевыведение в атмосферу на 1 км пробега  $C1 = 1$ ,  $C2 = 1$ ,  $C3 = 1$ , г,  $QL = 1450$ Коэффициент, учитывающий влажность поверхностного слоя материала, равный  $C6 = k5$ ,  $C6 = 0.01$ Коэфф. учитывающий долю пыли, уносимой в атмосферу,  $C7 = 0.01$ Количество рабочих часов в году,  $RT = 180$ 

Максимальный разовый выброс пыли, г/сек (7),  $Q = (C1 \cdot C2 \cdot C3 \cdot K5 \cdot N \cdot L \cdot QL \cdot C6 \cdot C7 / 3600) + (C4 \cdot C5 \cdot C6 \cdot Q'2 \cdot F \cdot N) = (0.8 \cdot 0.6 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 4 \cdot 0.5 \cdot 1450 \cdot 0.01 \cdot 0.01 / 3600) + (1.45 \cdot 1.2 \cdot 0.01 \cdot 0.004 \cdot 5 \cdot 4) = 0.001392$

Валовый выброс пыли, т/год,  $QGOД = 0.0036 \cdot Q \cdot RT = 0.0036 \cdot 0.001392 \cdot 180 = 0.000902$ 

Итого выбросы от источника выделения

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)	0.001392	0.000902

**Источник загрязнения N 6005, Емкость для хранения дизельного топлива СМР**

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/м<sup>3</sup>(Прил. 12),  $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12),  $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 101.06$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 101.06$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение  $K_{pm}$  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),  $G_{HRI} = 0.27$

$G_{HR} = G_{HRI} \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 50$

Сумма  $G_{HRI} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $G_{HR} = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (2.36 \cdot 101.06 + 3.15 \cdot 101.06) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000839$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000839 / 100 = 0.000837$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000839 / 100 = 0.00000235$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.00000235
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.000837

#### За период бурения скважины

Источник загрязнения N 0003-0005, Дизельный двигатель CAT3412B, 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): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{200}$ , т, 58.98

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 810

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 117.28

Температура отработавших газов  $T_{o2}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{o2}$ , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 117.28 \cdot 810 = 0.828372096 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{o2}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ



Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.828372096 / 0.531396731 = 1.558858095 \quad (A.4)$$

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
B	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

Таблица значений выбросов  $q_{ji}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

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 NO<sub>2</sub> 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)	1.512	1.65144	0	1.512	1.65144
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2457	0.268359	0	0.2457	0.268359
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.07875	0.08847	0	0.07875	0.08847
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.315	0.35388	0	0.315	0.35388
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.1925	1.29756	0	1.1925	1.29756
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000002475	0.000002654	0	0.000002475	0.000002654
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0225	0.023592	0	0.0225	0.023592
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.54	0.5898	0	0.54	0.5898

**Источник загрязнения N 0006, Дизель – генератор C400D5, N-440 кВт, 1 комплект**

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  $B_{zod}$ , т, 110

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 440

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 740.5

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 740.5 * 440 = 2.8411504 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 2.8411504 / 0.531396731 = 5.346571091 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.938666667	3.520	0	0.938666667	3.52
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.152533333	0.572	0	0.152533333	0.572
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.061111111	0.220	0	0.061111111	0.22
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.146666667	0.550	0	0.146666667	0.55
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.757777778	2.860	0	0.757777778	2.86
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001467	0.00000605	0	0.000001467	0.00000605
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.014666667	0.0550	0	0.014666667	0.055
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.354444444	1.320	0	0.354444444	1.32

**Источник загрязнения N 0007, Дизель – генератор резервный NTA-855-G4, N-320 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  $B_{zod}$ , т, 107.96

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 320

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 150

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 150 * 320 = 0.41856 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.41856 / 0.531396731 = 0.787660096 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.682666667	3.45472	0	0.682666667	3.45472
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.110933333	0.561392	0	0.110933333	0.561392
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.044444444	0.21592	0	0.044444444	0.21592
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.106666667	0.5398	0	0.106666667	0.5398
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.551111111	2.80696	0	0.551111111	2.80696
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001067	0.000005938	0	0.000001067	0.000005938
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.010666667	0.05398	0	0.010666667	0.05398
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.257777778	1.29552	0	0.257777778	1.29552

#### Источник загрязнения N 0008, 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): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{zod}$ , т, 87.6

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 169

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 848.42

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 848.42 * 169 = 1.250299586 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup> ;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 1.250299586 / 0.531396731 = 2.352855245 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.360533333	2.8032	0	0.360533333	2.8032
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.058586667	0.45552	0	0.058586667	0.45552
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.023472222	0.1752	0	0.023472222	0.1752
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.056333333	0.438	0	0.056333333	0.438
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.291055556	2.2776	0	0.291055556	2.2776
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000563	0.000004818	0	0.000000563	0.000004818
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005633333	0.0438	0	0.005633333	0.0438
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.136138889	1.0512	0	0.136138889	1.0512

**Источник загрязнения N 0009, Передвижная паровая установка**

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 155**

Расход топлива, г/с, **BG = 29.9**

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 (Азота 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**

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а),  $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.03116 \cdot (0.1 / 0.1)^{0.25} = 0.03116$   
 Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7),  $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 155 \cdot 42.75 \cdot 0.03116 \cdot (1-0) = 0.2065$   
 Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7),  $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 29.9 \cdot 42.75 \cdot 0.03116 \cdot (1-0) = 0.0398$   
 Выброс азота диоксида (0301), т/год,  $M_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.2065 = 0.1652$   
 Выброс азота диоксида (0301), г/с,  $G_ = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.0398 = 0.03184$

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

Выброс азота оксида (0304), т/год,  $M_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.2065 = 0.02685$

Выброс азота оксида (0304), г/с,  $G_ = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.0398 = 0.00517$

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ**

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

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2),  $NSO2 = 0.02$

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1),  $H2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2),  $M_ = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 155 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 155 = 0.911$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2),  $G_ = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 29.9 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 29.9 = 0.1758$

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА**

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

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2),  $Q4 = 0$

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2),  $Q3 = 0.5$

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла,  $R = 0.65$

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м<sup>3</sup> (ф-ла 2.5),  $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4),  $M_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 155 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 2.155$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4),  $G_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 29.9 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.416$

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ**

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

Коэффициент(табл. 2.1),  $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1),  $M_ = BT \cdot AR \cdot F = 155 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.03875$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1),  $G_ = BG \cdot A1R \cdot F = 29.9 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00748$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.03184	0.1652
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00517	0.02685
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00748	0.03875
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1758	0.911
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.416	2.155

**Источник загрязнения N 0010, Смесительная машина СМН-20**

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  $B_{200}$ , т, 87.1

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 132

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 88

Температура отработавших газов  $T_{02}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{02}$ , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 88 \cdot 132 = 0.10129152 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{02}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{02}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.10129152 / 0.531396731 = 0.190613743 \quad (A.4)$$

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
--------	----	-----	----	---	-----	------	----

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5
---	-----	-----	-----	-----	-----	------	--------

Таблица значений выбросов  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.2816	2.7872	0	0.2816	2.7872
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.04576	0.45292	0	0.04576	0.45292
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.018333333	0.1742	0	0.018333333	0.1742
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.044	0.4355	0	0.044	0.4355
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.227333333	2.2646	0	0.227333333	2.2646
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000044	0.000004791	0	0.00000044	0.000004791
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0044	0.04355	0	0.0044	0.04355
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.106333333	1.0452	0	0.106333333	1.0452

**Источник загрязнения N 0011, Дизельная электростанция 200 кВт (вахт.пос)**

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  $B_{zod}$ , т, 267

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номинальном режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 218

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 218 * 200 = 0.380192 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.380192 / 0.531396731 = 0.71545792 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.426666667	8.5440	0	0.426666667	8.544
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	1.38840	0	0.069333333	1.3884
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.5340	0	0.027777778	0.534
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	1.3350	0	0.066666667	1.335
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	6.9420	0	0.344444444	6.942
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.000014685	0	0.000000667	0.000014685
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.13350	0	0.006666667	0.1335
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	3.2040	0	0.161111111	3.204

#### Источник загрязнения N 6006, 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

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup>(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,  $BOZ = 332.81$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 332.81$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

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),  $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 20$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

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),  $KPSR = 0.1$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13),  $GHRI = 0.27$

$$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0.000783 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.001566$$

Проводился дополнительный расчет по формуле 5.1.7

Коэффициент  $Kpsr$  = сумма  $((Kpsr(i) \cdot V(i) \cdot Nr(i)) / (V(i) \cdot Nr(i)))$ ,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 50$

$$\text{Сумма } Ghri \cdot Knp \cdot Nr, GHR = 0.001566$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), } G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$$

$$\text{Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), } M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 332.81 + 3.15 \cdot 332.81) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.001566 = 0.00175$$

**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),  $CI = 99.72$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.2.5), } M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00175 / 100 = 0.001745$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), } G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14),  $CI = 0.28$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.2.5), } M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00175 / 100 = 0.0000049$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), } G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.0000049
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.001745

**Источник загрязнения N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива (вахт.пос.)**

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/м<sup>3</sup> (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,  $BOZ = 133.5$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12),  $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 133.5$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 10$

Коэффициент (Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

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),  $GHRI = 0.27$

$$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 30$

$$\text{Сумма } Ghri \cdot Knp \cdot Nr, GHR = 0.000783$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), } G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$$

$$\text{Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), } M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 133.5 + 3.15 \cdot 133.5) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000857$$

**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),  $CI = 99.72$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.2.5), } M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000857 / 100 = 0.000855$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), } G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14),  $CI = 0.28$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.2.5), } M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000857 / 100 = 0.0000024$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), } G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
-----	-----------------	------------	--------------

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ



0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.0000024
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.000855

**Источник загрязнения N 6008, Узел 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),  $K_0 = 1.5$ 

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2),  $K_1 = 1.2$ 

Местные условия: склады, хранилища открытые с 2-х сторон частично

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4),  $K_4 = 0.5$ Высота падения материала, м,  $GB = 0.5$ Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5),  $K_5 = 0.4$ 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,  $MGOD = 208$ Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 0.3$ 

**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),  $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.5 \cdot 1.2 \cdot 0.5 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 208 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00899$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.5 \cdot 1.2 \cdot 0.5 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 0.3 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0036$

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)	0.0036	0.00899

**Источник загрязнения N 6009, 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,  $T = 1440$ 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),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 1440) / 1000 = 0.0576$ 

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0576 / 100 = 0.0574$ 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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0576 / 100 = 0.0001613$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$ 

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.0001613
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.0574

**Источник загрязнения N 6010, 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,  $NP = \text{Масла}$ 

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup> (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,  $BOZ = 1.19$ Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12),  $YYY = 0.25$ Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 1.19$ Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 1.5$ Коэффициент (Прил. 12),  $KNP = 0.00027$ 

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 6$ Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$ 

Категория веществ: А, Б, В

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),  $GHR = 0.27$  $GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$ Коэффициент,  $KPSR = 0.1$ Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 6$ Сумма  $Ghr_i \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.0000729$ 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),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 1.19 + 0.25 \cdot 1.19) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.000073$ **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),  $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000073 / 100 = 0.000073$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$ 

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.000073

**Источник загрязнения N 6011, Блок приготовления бурового раствора**

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.,  $N = 17$ Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 1440$ 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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00138 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00715$ **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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003075 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00159$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000832 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000431$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000577 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000299$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000584 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000303$

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,  $T = 1440$

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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.185 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.95904$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0412 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.21359$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01114 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.05775$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.040072$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00782 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04054$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	17	1440
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	27	1440

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0078200	0.040843
0405	Пентан (450)	0.0077300	0.040371
0410	Метан (727*)	0.0412000	0.215180
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0111400	0.058181
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1850000	0.966190

**Источник загрязнения N 6012, Емкость для хранения бурового раствора**

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1.	Объем емкости	Вж	м <sup>3</sup>	50		
1.2.	Количество рабочих емкостей	п	шт.	4		

1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	кг/ч*м <sup>2</sup>	0,02					
1.4.	Общая площадь испарения	F	м <sup>2</sup>	72					
1.5.	Кэф.зависящий от укрытия емкости	K <sub>11</sub>		0,21					
1.6.	Время работы	T	час	1440,0					
2	<b>Расчет:</b> 2754 Углеводороды C12-C19 Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле: Пр = Fом * g * K <sub>11</sub>	Пр	кг/час	72	*	0,02	*	0,21	0,3024
2.1.		Пр	г/с	0,3	*	1000	/3600		<b>0,0840</b>
		Пр	т/скв/год	0,08	/	1000000	*	1440,0 * 3600	<b>0,4355</b>

Итого:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс з/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
2754	Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.084	0.4355

***Источник загрязнения N 6013, Емкость бурового шлама***

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61 -п от 24.02.2004 г.

№	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	-									
1.1.	Объем емкости	Vж	м <sup>3</sup>	40						
1.2.	Количество емкостей	n	шт.	2						
1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	кг/ч*м <sup>2</sup>	0,02						
1.4.	Общая площадь испарения	F	м <sup>2</sup>	42						
1.5.	Кэф.зависящий от укрытия	K <sub>11</sub>		0,21						
1.6.	емкости									
1.6.	Время работы	T	час	1440						
2	<b>Расчет:</b> 2754 Углеводороды C12-C19 Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле: Пр = Fом * g * K <sub>11</sub>									
		Пр	кг/час		42	*	0,02	*	0,2	0,17640
		Пр	г/с		0,1764	*	1000	/3600		<b>0,04900</b>
		Пр	т/скв/год		0,0490	/	1000000	*	1440 * 3600	<b>0,25402</b>

Итого:

<i>Код</i>	<i>Наименование 3В</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.049	0.25402

**Источник загрязнения N 6014, Насос для бурового раствора**

РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Астана, 2005

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	<b>1. Исходные данные:</b>					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	1440,0		
2.1	2. Расчет: 2754 Углеводороды C12-C19 Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3,6$ $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	$M_{сек}$  $M_{год}$  О	г/с  т/год  кг/ч	    0,02	    0,02    *    2    /         3,6    0,02    *    2    *      1440,0    *    0,001	    <b>0,01111</b>    <b>0,05760</b>

Итого:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01111	0.05760

**Источник загрязнения N 6015, Буровой насос**

РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров.  
Астана. 2005

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	<b>1. Исходные данные:</b>					
1.1	Количество насосов	п	шт	2		
1.2	Время работы	Т	час/год	1440,00		
2.1	<p>2. Расчет:</p> <p>2754 Углеводороды C12-C19</p> <p>Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:</p> <p><math>M_{сек} = Q / 3.6</math></p> <p><math>M_{год} = Q * п * Т * 10^{-3}</math> (т/год),</p> <p>удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)</p>	<p><math>M_{сек}</math></p> <p><math>M_{год}</math></p> <p>О</p>	<p>г/с</p> <p>т/год</p> <p>кг/ч</p>	<p>0,02</p> <p>0,02</p> <p>0,02</p>	<p>* 2 / 3,6</p> <p>* 2 * 1440,0 * 0,001</p>	<p><b>0,01111</b></p> <p><b>0,0576</b></p>

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01111	0.0576

**Источник загрязнения N 6016, Дегазатор**

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1.	Объем аппарата	V	м³	1		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	1520		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4.	Время работы	T	час	1440		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	К	313		
2	Количество выбросов углеводородов составит: 2754 Углеводороды C12-C19		Пр	кг/час	$\Pi = 0,037 * \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} * \sqrt{\frac{M n}{T}}$	0,0287
			Пр	г/с	0,0287 * 1000 / 3600	<b>0,0080</b>
			Пр	т/год	0,0080 / 1E+06 * 3600 * 1440	<b>0,0413</b>

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.008	0.0413

**Источник загрязнения N 6017, Сепаратор**

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1.	Объем аппарата	V	м³	1,5		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	4000		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4.	Время работы	T	час	1440		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	К	313		
2	Количество выбросов углеводородов составит: 2754 Углеводороды C12-C19		Пр	кг/час	$\Pi = 0,037 * \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} * \sqrt{\frac{M n}{T}}$	0,0861
			Пр	г/с	0,0861 * 1000 / 3600	<b>0,0239</b>

			Пр	т/год	0,0239	/	1000000	*	3600	*	1440,0	<b>0,1239</b>
--	--	--	----	-------	--------	---	---------	---	------	---	--------	---------------

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)	0.0239	0.1239

**Источник загрязнения N 6018, 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,  $T = 100$ Число станков данного типа, шт.,  $KOLIV = 1$ Число станков данного типа, работающих одновременно, шт.,  $NSI = 1$ **Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)**Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.011$ Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$ Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.000792$ Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.011 \cdot 1 = 0.0022$ **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),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.016 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001152$ Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.016 \cdot 1 = 0.0032$ 

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Отрезные станки (арматурная сталь)

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год,  $T = 100$ Число станков данного типа, шт.,  $KOLIV = 1$ Число станков данного типа, работающих одновременно, шт.,  $NSI = 1$ **Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)**Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.023$ Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$ Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.023 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001656$ Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.023 \cdot 1 = 0.0046$ **Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)**Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.055$ Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$ Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.055 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.00396$ Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.055 \cdot 1 = 0.011$ 

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,  $T = 100$ 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),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.0000792$ Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 1 = 0.00022$ 

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2902	Взвешенные частицы (116)	0.0110000	0.0051912
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0046000	0.0024480

**При испытании скважины****Источник загрязнения N 0012, Дизельгенератор мощностью 100 кВт освещение****ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

## 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  $B_{200}$ , т, 325

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 100

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 10.926

Температура отработавших газов  $T_{o2}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{o2}$ , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 10.926 \cdot 100 = 0.009527472 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{o2}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{o2}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.009527472 / 0.531396731 = 0.017929113 \quad (A.4)$$

## 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  $q_{ji}$  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  $M_i$ , т/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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	10.4	0	0.213333333	10.4
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	1.69	0	0.034666667	1.69
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.65	0	0.013888889	0.65
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	1.625	0	0.033333333	1.625
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	8.45	0	0.172222222	8.45
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000017875	0	0.000000333	0.000017875
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.1625	0	0.003333333	0.1625
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	3.9	0	0.080555556	3.9

**Источник загрязнения N 0013, Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъемник А-80) мощностью 158 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  $B_{200}$ , т, 437.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 158

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 214

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:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 214 \cdot 158 = 0.29484064 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.29484064 / 0.531396731 = 0.554840899 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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)	0.337066667	14	0	0.337066667	14
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.054773333	2.275	0	0.054773333	2.275
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.021944444	0.875	0	0.021944444	0.875
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.052666667	2.1875	0	0.052666667	2.1875
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.272111111	11.375	0	0.272111111	11.375
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000527	0.000024063	0	0.000000527	0.000024063
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005266667	0.21875	0	0.005266667	0.21875
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.127277778	5.25	0	0.127277778	5.25

**Источник загрязнения N 0014, Дизельгенератор (резерв)**

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, 112.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 10.926

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:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 10.926 \cdot 100 = 0.009527472 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.009527472 / 0.531396731 = 0.017929113 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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	3.60	0	0.213333333	3.6
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.5850	0	0.034666667	0.585
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.2250	0	0.013888889	0.225
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.56250	0	0.033333333	0.5625
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	2.9250	0	0.172222222	2.925
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000006188	0	0.000000333	0.000006188
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.056250	0	0.003333333	0.05625
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	1.350	0	0.080555556	1.35

**Источник загрязнения N 0015, Паровой котел Бойлер ПКН-2М**

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Вид топлива, **КЗ = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 125.37**

Расход топлива, г/с, **BG = 16.12**

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 (Азота диоксид) (4)**

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, **QN = 1**

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, **QF = 1**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.011**

Кэфф. 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)<sup>0.25</sup> = 0.011 · (1 / 1)<sup>0.25</sup> = 0.011**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 125.37 · 42.75 · 0.011 · (1-0) = 0.059**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 16.12 · 42.75 · 0.011 · (1-0) = 0.00758**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M\_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.059 = 0.0472**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G\_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.00758 = 0.00606**

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

Выброс азота оксида (0304), т/год, **M\_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.059 = 0.00767**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **G\_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.00758 = 0.000985**

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ**

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

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **M\_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 125.37 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 125.37 = 0.737**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **G\_ = 0.02 · BG · SIR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 16.12 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 16.12 = 0.0948**

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА**

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

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q4 = 0**

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q3 = 0.5**

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, **R = 0.65**

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), **CCO = Q3 · 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 · 125.37 · 13.9 · (1-0 / 100) = 1.743**

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), **G\_ = 0.001 · BG · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 16.12 · 13.9 · (1-0 / 100) = 0.224**

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ**

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

Коэффициент(табл. 2.1), **F = 0.01**

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), **M\_ = BT · AR · F = 125.37 · 0.025 · 0.01 = 0.03134**

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), **G\_ = BG · AIR · F = 16.12 · 0.025 · 0.01 = 0.00403**

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00606	0.0472
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000985	0.00767
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00403	0.03134
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0948	0.737
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.224	1.743

**Источник загрязнения N 0016, 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): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год **B<sub>год</sub>**, т, 71

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки **P<sub>э</sub>**, кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номинальном режиме работы двигателя **b<sub>э</sub>**, г/кВт\*ч, 848.42

Температура отработавших газов **T<sub>оз</sub>**, К, 400

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{oz}$ , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_g * P_g = 8.72 * 10^{-6} * 848.42 * 169 = 1.250299586 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 1.250299586 / 0.531396731 = 2.352855245 \quad (A.4)$$

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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_g / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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)	0.360533333	2.272	0	0.360533333	2.272
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.058586667	0.3692	0	0.058586667	0.3692
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.023472222	0.142	0	0.023472222	0.142
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.056333333	0.355	0	0.056333333	0.355
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.291055556	1.846	0	0.291055556	1.846
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000563	0.000003905	0	0.000000563	0.000003905
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005633333	0.0355	0	0.005633333	0.0355
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.136138889	0.852	0	0.136138889	0.852

#### Источник загрязнения N 0017, Факел

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: Бурение оценочной скважины\_Караган

Цех: Испытание

Источник: 0017

Наименование: Факел

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

Тип месторождения: бессернистое

## 1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH <sub>4</sub> )	30.97	13.5526094	16.043	0.7162
Этан(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	5.47	4.48659522	30.07	1.3424
Пропан(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	24.02	28.8920383	44.097	1.9686
Бутан(C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	20.04	31.7723505	58.124	2.5948
Пентан(C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	7.9	15.5476795	72.151	3.2210268
Азот(N <sub>2</sub> )	6.8	5.19650292	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO <sub>2</sub> )	0.46	0.55222390	44.011	1.9648

Молярная масса смеси  $M$ , кг/моль (прил.3,(5)): **36.6609627**Плотность сжигаемой смеси  $R_o$ , кг/м<sup>3</sup>: **1.436**Показатель адиабаты  $K$  (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.04908$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.04908 * (67 + 273) / 36.6609627)^{0.5} = 285.4058849$$

где  $T_o$  - температура смеси, град.С;Объемный расход  $B$ , м<sup>3</sup>/с: **0.215097**Скорость истечения смеси  $W_{ист}$ , м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.215097 / (3.141592654 * 0.2^2) = 6.846750159$$

Массовый расход  $G$ , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.215097 * 1.436 = 308.879292$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к.  $W_{ист} / W_{зв} = 0.02398952 < 0.2$ , горение сажевое.

## 2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси  $n$ : **0.9984**Массовое содержание углерода  $[C]_m$ , % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \frac{\sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o)}{((100 - [нег]_o) * M)} = 100 * 12 * \frac{\sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o)}{((100 - 4.34) * 36.6609627)} = 80.09951123$$

где  $x_i$  - число атомов углерода; $[нег]_o$  - общее содержание негорючих примесей, %: **4.34**;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи  $M_i$ , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

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	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	6.17758584
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.7413103
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.1204629
0410	Метан (727*)	0.0005	0.154439646
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.617758584

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

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 308.8792920 * (3.67 * 0.9984000 * 80.0995112 + 0.5522239) - 6.1775858 - 0.1544396 - 0.6177586 = 901.3007726$$

где  $[CO2]_m$  - массовое содержание диоксида углерода, %; $M_{co}$  - мощность выброса оксида углерода, г/с; $M_{ch4}$  - мощность выброса метана, г/с; $M_c$  - мощность выброса сажи, г/с;

## 3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

## ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Низшая теплота сгорания  $Q_{nc}$ , ккал/м<sup>3</sup>: **9059.4**

Доля энергии теряемая за счет излучения  $E$  (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (36.6609627)^{0.5} = 0.291$$

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

$$[O2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 0.334461839$$

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 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_o$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0.334461839) =$$

**18.76918162**

где  $x$  - число атомов углерода;

$y$  - число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{nc}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 18.76918162 = 19.76918162$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*град.С): **0.4**

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

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 67 + (9059.4 * (1-0.291) * 0.9984) / (19.76918162 * 0.4) = 877.9639717$$

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

при условии, что  $800 \leq T_o < 1000$ ,  $C_{nc} = 0.36$

Температура горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 67 + (9059.4 * (1-0.291) * 0.9984) / (19.76918162 * 0.36) = 968.0710797$$

#### 4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси  $V_I$ , м<sup>3</sup>/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.215097 * 19.76918162 * (273 + 968.0710797) / 273 = 19.33112161$$

Длина факела  $L_{фн}$ , м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

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

$$H = L_{фн} + h_e = 3 + 15 = 18$$

где  $h_e$  - высота факельной установки от уровня земли, м;

#### 5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_o$ )

Диаметр факела  $D_\phi$ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

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

$$W_o = 1.27 * V_I / D_\phi^2 = 1.27 * 19.33112161 / 0.518^2 = 91.49582014$$

#### 6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

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

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где  $\tau$  - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **2160**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	6.17758584	48.03690749
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.741310301	5.764428899
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.120462924	0.936719696
0410	Метан (727*)	0.154439646	1.200922687
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.617758584	4.803690749

#### Источники загрязнения N 6019, Емкость для хранения 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/м<sup>3</sup>(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,  $BOZ = 535.685$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 3.15$

#### ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 535.685$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 10$

Коэффициент (Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

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),  $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 2 = 0.001566$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 100$

Сумма  $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.001566$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 535.685 + 3.15 \cdot 535.685) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.001566 = 0.00186$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00186 / 100 = 0.001855$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00186 / 100 = 0.00000521$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.00000521
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.001855

#### **Источник загрязнения N 6020, Емкость для тех.масло**

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/м<sup>3</sup> (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,  $BOZ = 2.315$

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

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 2.315$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 1.5$

Коэффициент (Прил. 12),  $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 6$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение  $K_{pm}$  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),  $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 6$

Сумма  $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.0000729$

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),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 2.315 + 0.25 \cdot 2.315) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.000073$

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000073 / 100 = 0.000073$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$ 

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.000073

**Источник загрязнения N 6021, Насос 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

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,  $T = 2160$ 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),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 2160) / 1000 = 0.0864$ **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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0864 / 100 = 0.0862$ 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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0864 / 100 = 0.000242$ 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	0.000242
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.0862

**Источник загрязнения N 6022, Площадка налива 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,  $TMIN = 10$ Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.42$  $KTMIN = 0.42$ Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 100$ Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.72$  $KTMAX = 0.72$ Режим эксплуатации,  $NAME =$  **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров,  $NAME =$  **Наземный горизонтальный**Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 50$ Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$ Категория веществ,  $NAME =$  **А, Б, В**Значение Kpsr(Прил.8),  $KPSR = 0.1$ Значение Kpmax(Прил.8),  $KPM = 0.1$ Коэффициент,  $KPSR = 0.1$ Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3,  $V = 50$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 8424.9$ Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.814$ Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 8424.9 / (0.814 \cdot 50) = 207$ Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.35$ Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час,  $VCMAX = 3.9$ Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 40$



**$P = 40$** 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),  **$M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 40 \cdot 105 \cdot (0.72 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 8424.9 / (10^7 \cdot 0.814) = 0.1967$** Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  **$G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 40 \cdot 105 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3.9) / 10^4 = 0.01922$** **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),  **$M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1967 / 100 = 0.1425$** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  **$G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.01922 / 100 = 0.01393$** **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),  **$M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1967 / 100 = 0.0527$** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  **$G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00515$** **Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  **$CI = 0.35$** Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  **$M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1967 / 100 = 0.000688$** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  **$G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.01922 / 100 = 0.0000673$** **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  **$CI = 0.22$** Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  **$M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1967 / 100 = 0.000433$** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  **$G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.01922 / 100 = 0.0000423$** **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),  **$M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1967 / 100 = 0.0002164$** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  **$G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00002114$** **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  **$CI = 0.06$** Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  **$M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1967 / 100 = 0.000118$** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  **$G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00001153$** 

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001153	0.000118
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01393	0.1425
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00515	0.0527
0602	Бензол (64)	0.0000673	0.000688
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002114	0.0002164
0621	Метилбензол (349)	0.0000423	0.000433

**Источник загрязнения N 6023, Насос для нефти**

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 &gt;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,  **$T = 2160$** 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),  **$M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.02 \cdot 1 \cdot 2160) / 1000 = 0.0432$** **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),  **$M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0432 / 100 = 0.0313$** 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),  **$M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0432 / 100 = 0.01158$** 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),  **$M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0432 / 100 = 0.0001512$** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  **$G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001946$** **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$ Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0432 / 100 = 0.000095$ 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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0432 / 100 = 0.0000475$ 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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0432 / 100 = 0.0000259$ 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	0.0000259
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403	0.0313
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149	0.01158
0602	Бензол (64)	0.00001946	0.0001512
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000612	0.0000475
0621	Метилбензол (349)	0.00001223	0.000095

**Источник загрязнения N 6024, Устье скважины**

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.,  $N = 25$ Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 2160$ 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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 63.39 / 100 = 0.00203$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01578$ **Примесь: 0410 Метан (727\*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 14.12 / 100 = 0.000452$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003515$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001222$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0009502$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000848$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000659$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000858$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000667$ 

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,  $T = 2160$ 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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$ Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.15972$ **Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03557$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00963$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.006679$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00675$

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,  $T = 2160$

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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000142$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000316$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000855$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000593$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 2160 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00006003$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	2160
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	2160
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	2160

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.00747703
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.00734393
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.03911660
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.01058875
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0205400	0.17564200

**Источник загрязнения N 6025, 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**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Нефтепродукт,  $NPNAME = \text{Сырая нефть}$

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 100$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.72$

$KTMAX = 0.72$

Режим эксплуатации,  $NAME = \text{"буферная емкость" (все типы резервуаров)}$

Конструкция резервуаров,  $NAME = \text{Наземный горизонтальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $NAME = A, B, B$

Значение Kpsr(Прил.8),  $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8),  $KPM = 0.1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 8424.9$

Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.814$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 8424.9 / (0.814 \cdot 50) = 207$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час,  $VCMAX = 3.9$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 40$

,  $P = 40$

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),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B /$

$(10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 40 \cdot 105 \cdot (0.72 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 8424.9 / (10^7 \cdot 0.814) = 0.1967$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) /$

$10^4 = (0.163 \cdot 40 \cdot 105 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3.9) / 10^4 = 0.01922$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1967 / 100 = 0.1425$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.01922 / 100 = 0.01393$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1967 / 100 = 0.0527$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00515$

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1967 / 100 = 0.000688$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.01922 / 100 = 0.0000673$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1967 / 100 = 0.000433$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.01922 / 100 = 0.0000423$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1967 / 100 = 0.0002164$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00002114$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1967 / 100 = 0.000118$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00001153$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001153	0.000118
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01393	0.1425
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00515	0.0527
0602	Бензол (64)	0.0000673	0.000688
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002114	0.0002164
0621	Метилбензол (349)	0.0000423	0.000433

Источник загрязнения N 6026, Газосепаратор

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

Исходные данные:				Расчетная формула:	Результат
Давление в аппарате	P	7000	гПа	$П = 0,004 * \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
Объем аппарата	V	1,5	м³		
Коэффициент, зависящий от ср. темп. кипения жидкости	Kg	0,57			
Время работы	T	2160	час		
Расчеты выбросов: углеводороды C1-C5				$0,004 * (7000 * 1,5 / 1011)^{0.8} / 0,57$	0,04564
				$0,04564 * 1000 / 3600$	<b>0,01268</b>
				$0,04564 / 1000 * 2160$	<b>0,09858</b>

Итоговая таблица

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01268	0.09858
------	--	---------	---------

**Источник загрязнения N 6027, Конденсатосборник**

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

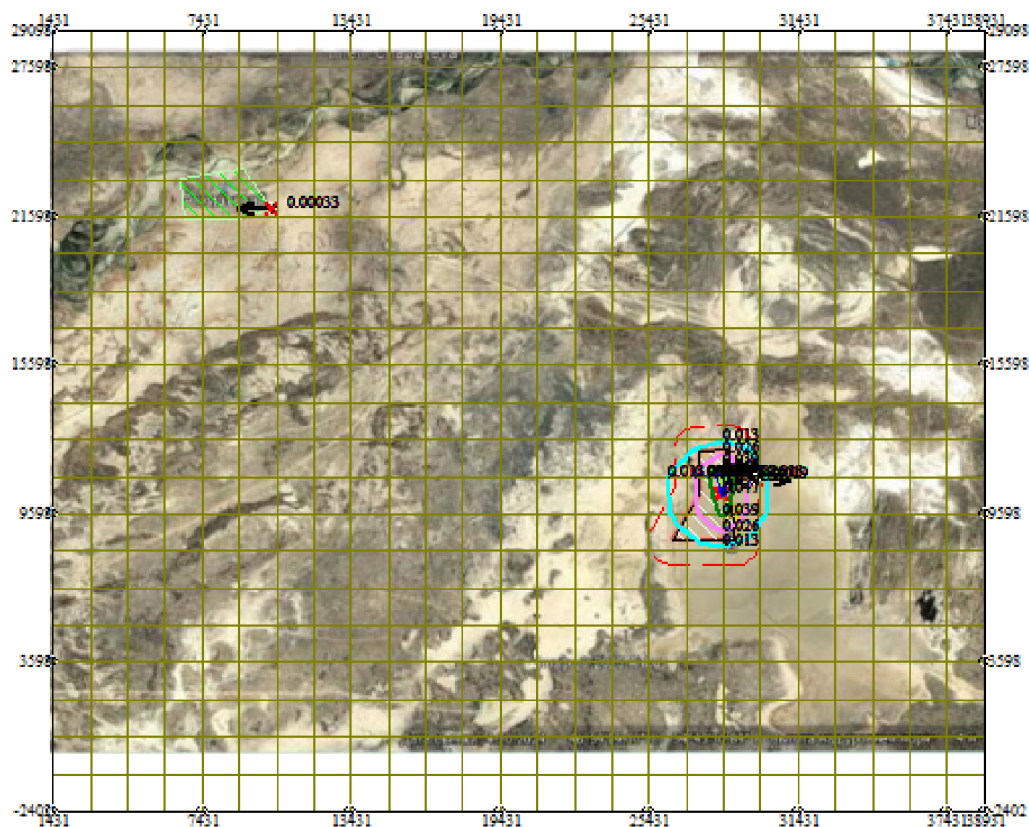
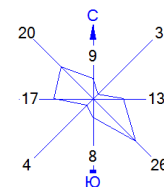
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	<b>Исходные данные:</b>				$П = 0,037 * \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} * \sqrt{Mn/T}$	
1.1.	Объем аппарата	V	м³	2		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	5000		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	63		
1.4.	Время работы	T	час	2160		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	К	303		
2	Количество выбросов углеводородов C1-C5 составит:					
			Пр	кг/час		0,1055
			Пр	г/с	$0,1055 * 1000 / 3600$	<b>0,02931</b>
			Пр	т/год	$0,0293 / 1000000 * 3600 * 2160$	<b>0,22793</b>

Итоговая таблица

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.02931	0.22793
------	--	---------	---------

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2.****Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний  
ЭКСПЛУАТАЦИЯ**

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_ на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 6042 0322+0330

**Условные обозначения:**

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- \* Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

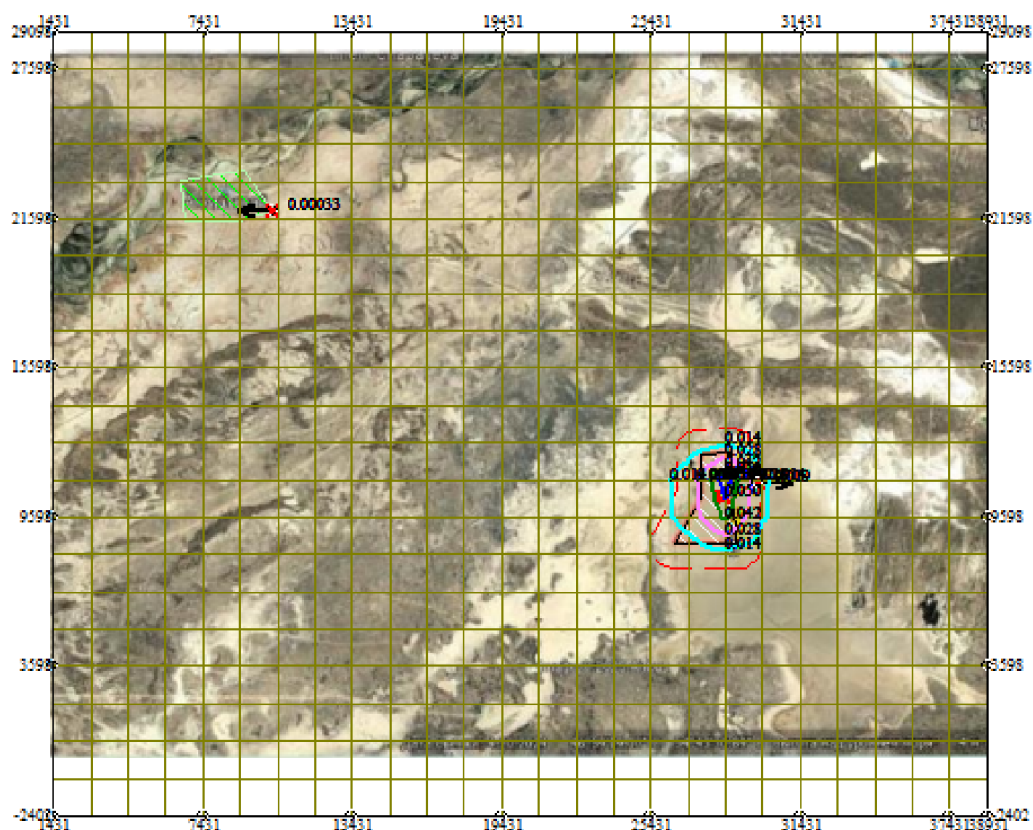
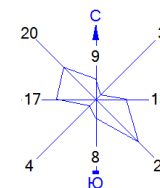
**Изолинии в долях ПДК**

- 0.013 ПДК
- 0.026 ПДК
- 0.039 ПДК
- 0.047 ПДК
- 0.050 ПДК

0 2314 6942м.  
 Масштаб 1:231400

Макс концентрация 0.0525586 ПДК достигается в точке  $x=28431$   $y=11098$   
 При опасном направлении 192° и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек 26\*22  
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_ на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 6041 0330+0342



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

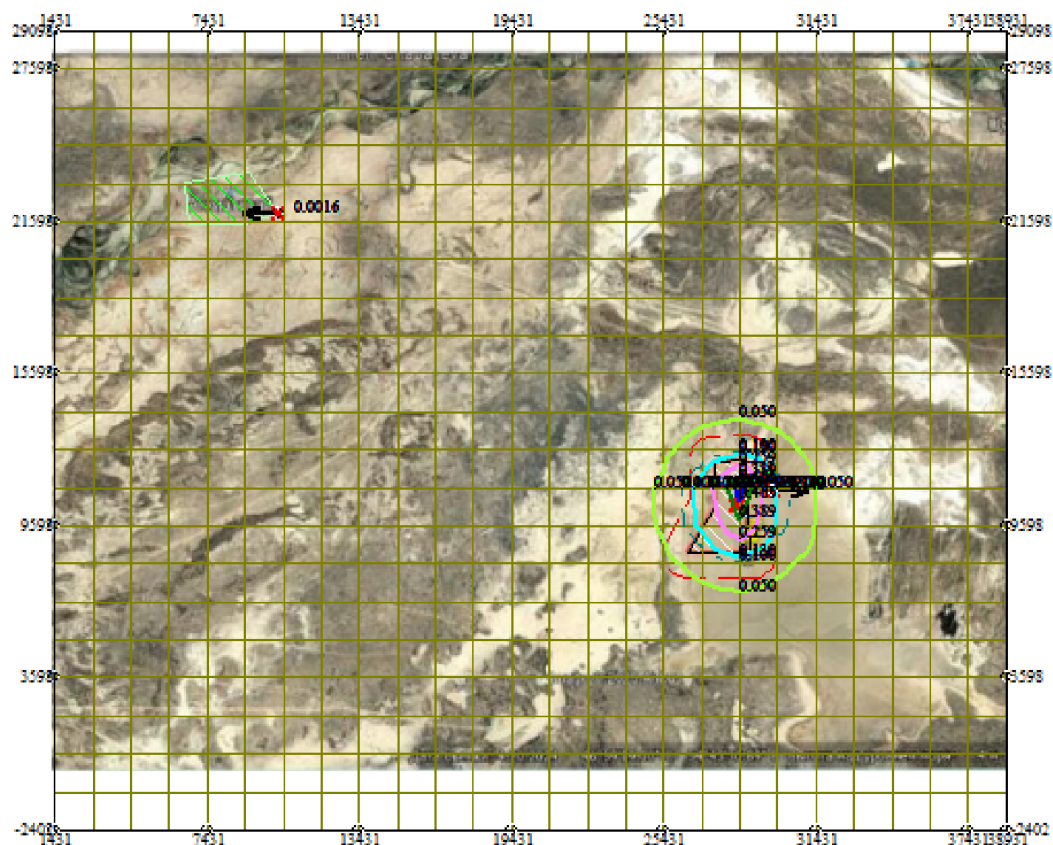
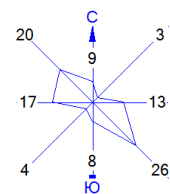
- 0.014 ПДК
- 0.028 ПДК
- 0.042 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.050 ПДК

0 2314 6942м.  
 Масштаб 1:231400

Макс концентрация 0.0558596 ПДК достигается в точке  $x = 28431$   $y = 11098$   
 При опасном направлении  $192^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 6037 0333+1325



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

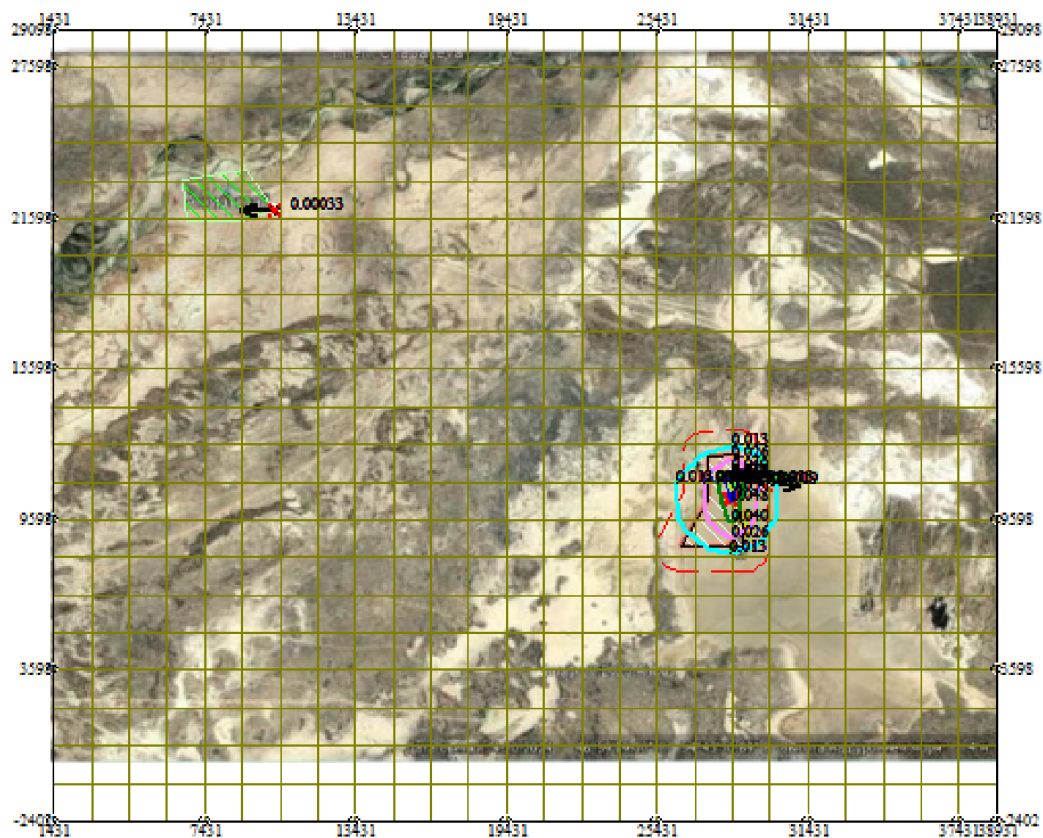
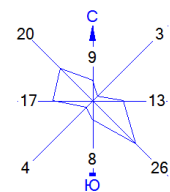
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.130 ПДК
- 0.259 ПДК
- 0.389 ПДК
- 0.466 ПДК

0 2314 6942м.  
 Масштаб 1:231400

Макс концентрация 0.5181551 ПДК достигается в точке  $x=28431$   $y=11098$   
 При опасном направлении  $191^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчёт на существующее положение.



Город : 010 Жылыойский район  
Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
Вар.№ 3  
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
6003 0303+1325

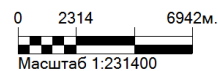


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01  
 Территория предприятия  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

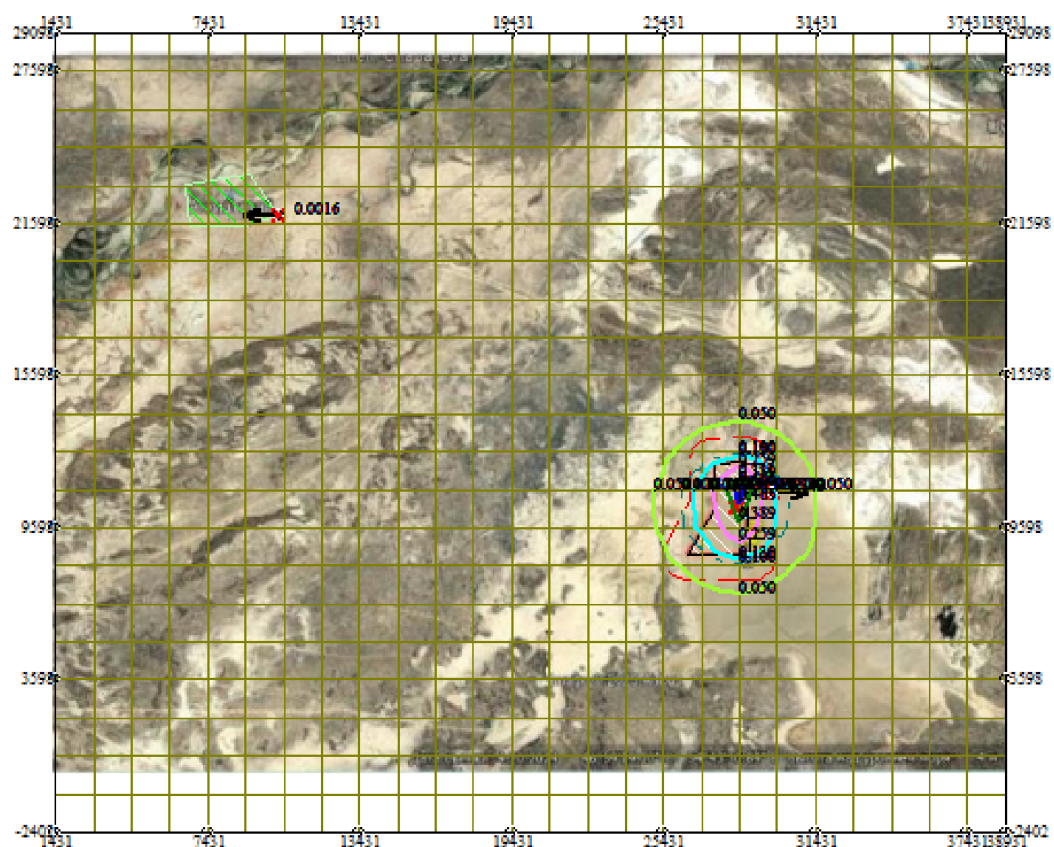
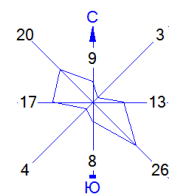
Изолинии в долях ПДК

- 0.013 ПДК  
0.026 ПДК  
0.040 ПДК  
0.048 ПДК  
0.050 ПДК



Макс концентрация 0.0527759 ПДК достигается в точке  $x = 28431$   $y = 11098$   
При опасном направлении  $192^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 6002 0303+0333+1325

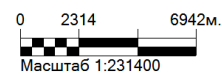


## Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- \* Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

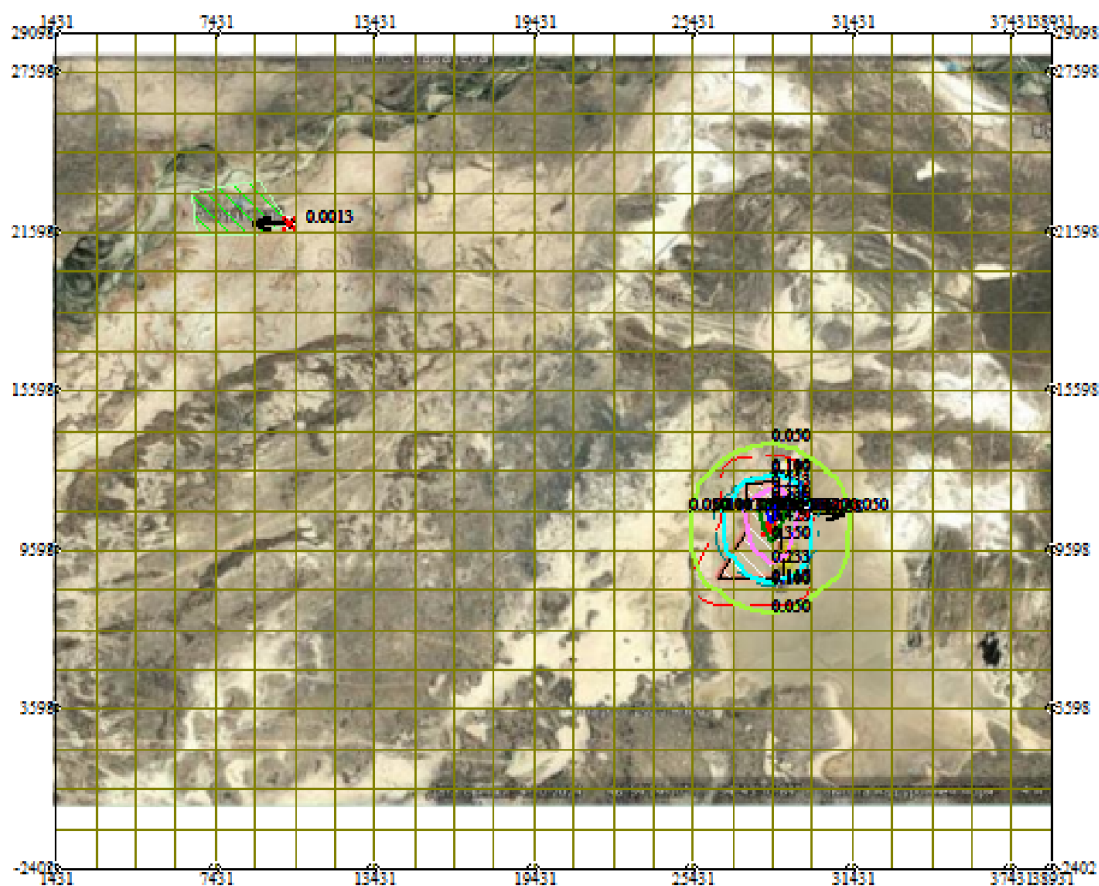
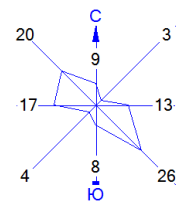
## Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.130 ПДК
- 0.259 ПДК
- 0.389 ПДК
- 0.466 ПДК



Макс концентрация 0.5181828 ПДК достигается в точке  $x=28431$   $y=11098$   
 При опасном направлении  $191^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 6001 0303+0333



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

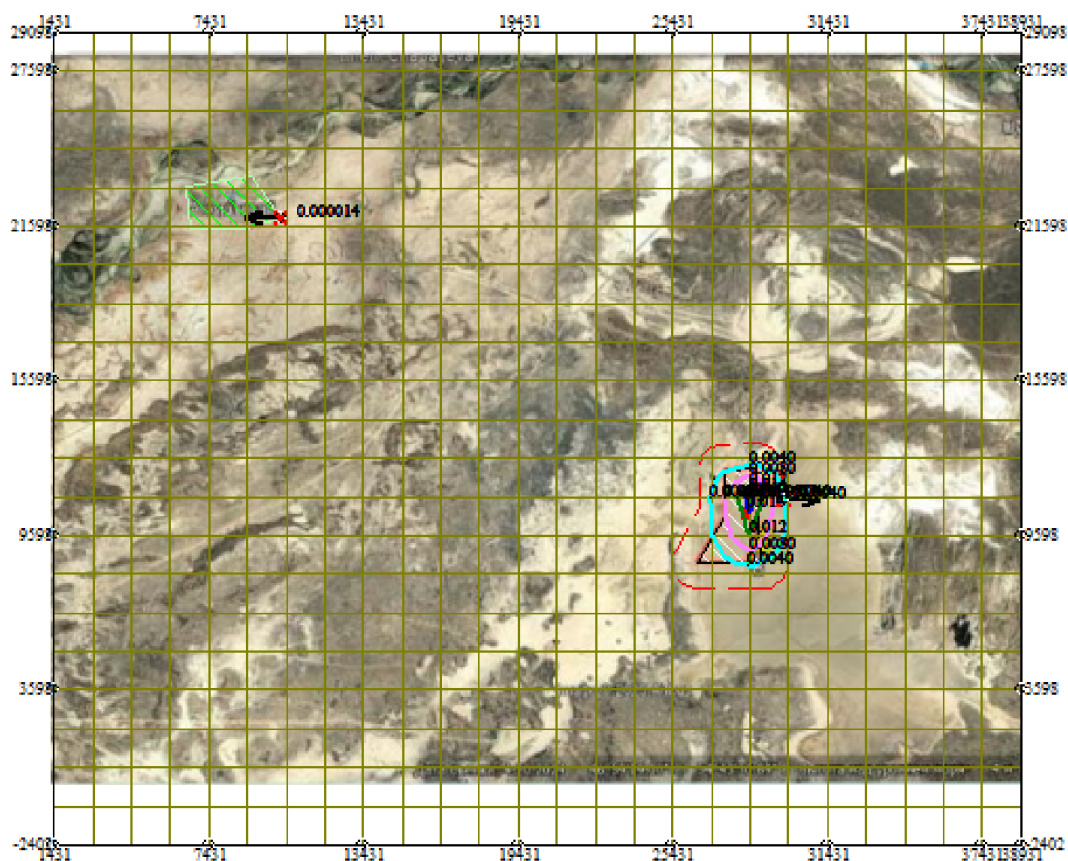
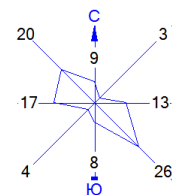
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.117 ПДК
- 0.233 ПДК
- 0.350 ПДК
- 0.420 ПДК

0 2314 6942м.  
 Масштаб 1:231400

Макс концентрация 0.4661748 ПДК достигается в точке  $x = 28431$   $y = 11098$   
 При опасном направлении  $191^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_ на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)

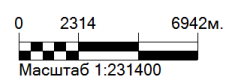


Условные обозначения:

- Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
  - Территория предприятия
  - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
  - Максим. значение концентрации
  - Расч. прямоугольник N 01

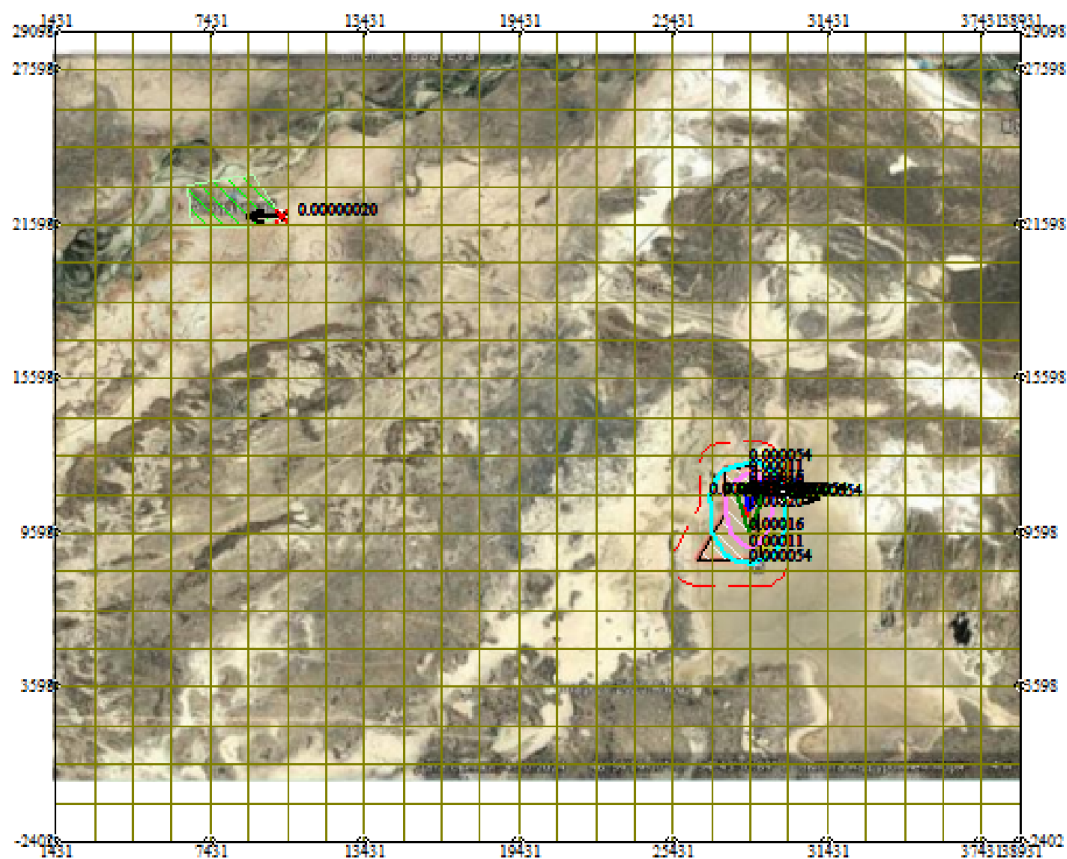
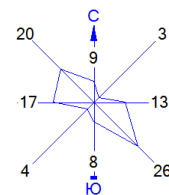
Изолинии в долях ПДК

- 0.0040 ПДК  
0.0080 ПДК  
0.012 ПДК  
0.014 ПДК



Макс концентрация 0.0160106 ПДК достигается в точке  $x = 28431$   $y = 11098$   
 При опасном направлении  $191^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

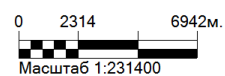


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

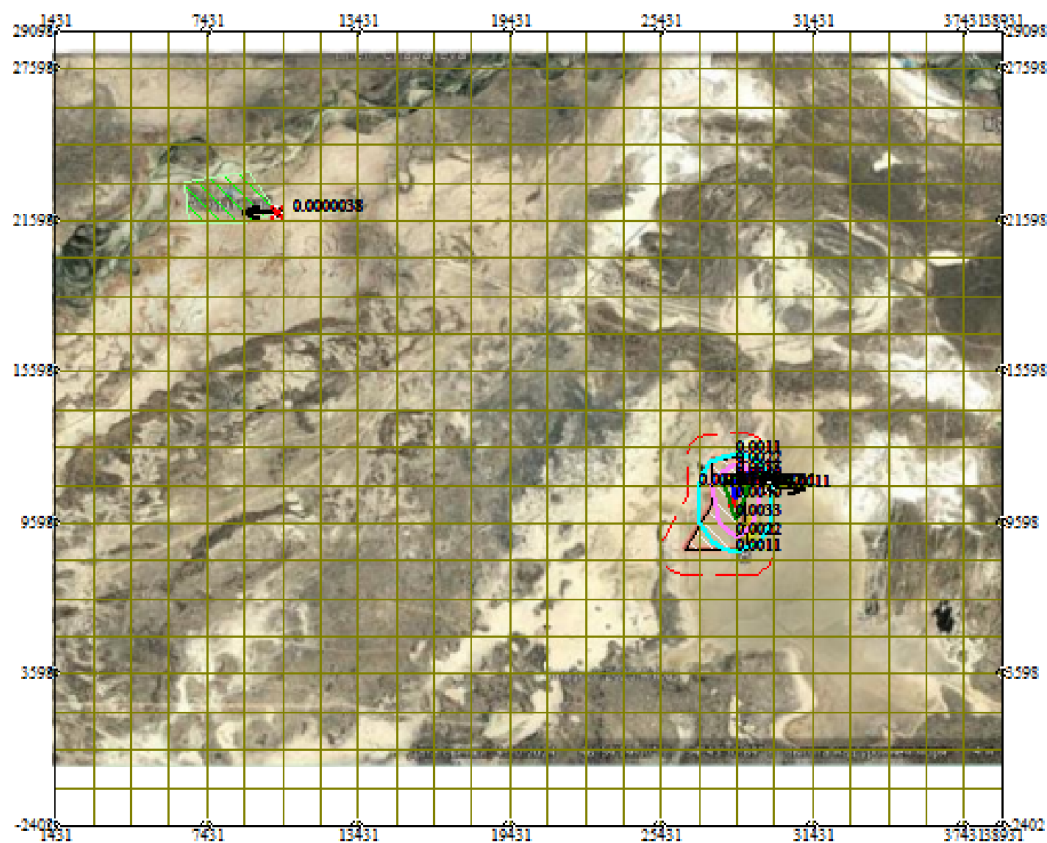
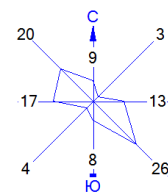
Изолинии в долях ПДК

- 0.000054 ПДК
- 0.00011 ПДК
- 0.00016 ПДК
- 0.00020 ПДК



Макс концентрация 0.000217 ПДК достигается в точке  $x = 28431$   $y = 11098$   
 При опасном направлении  $192^\circ$  и опасной скорости ветра  $9 \text{ м/с}$   
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $37500 \text{ м}$ , высота  $31500 \text{ м}$ ,  
 шаг расчетной сетки  $1500 \text{ м}$ , количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_ на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 2902 Взвешенные частицы (116)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

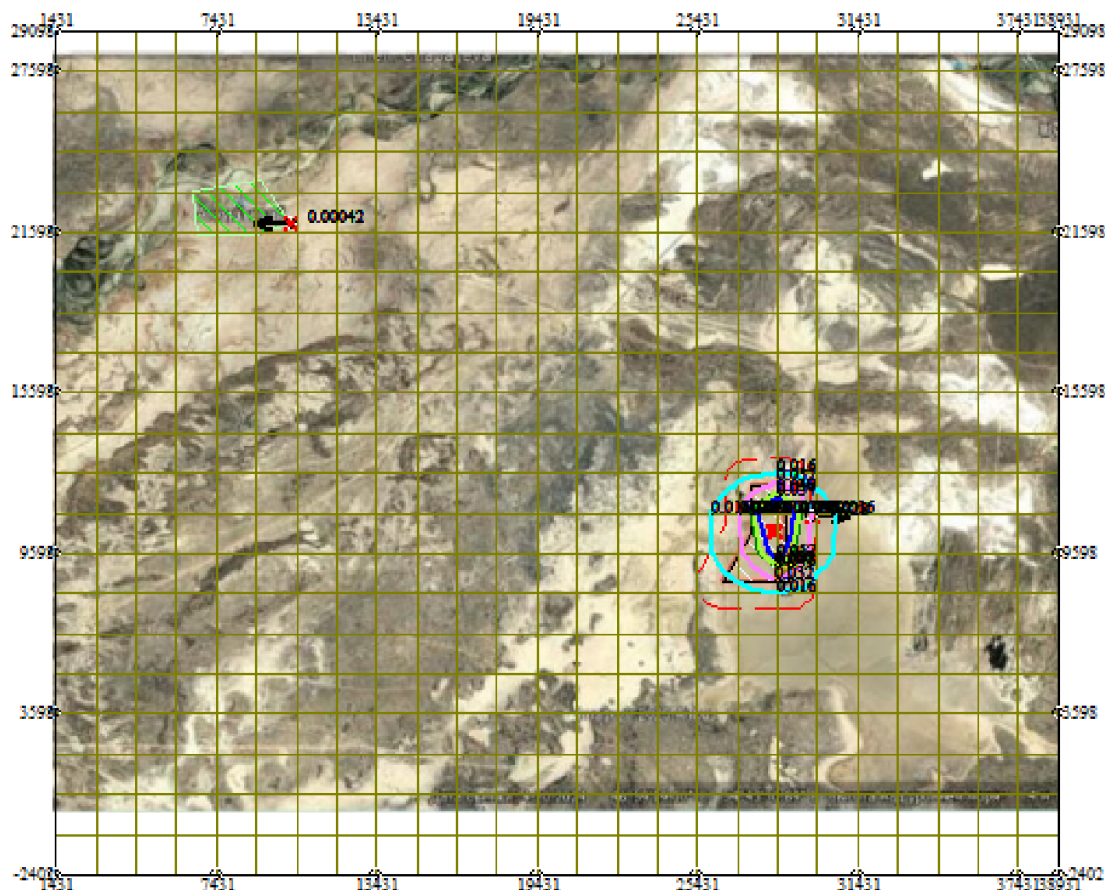
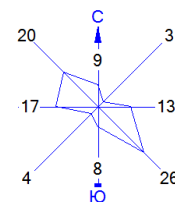
- 0.0011 ПДК
- 0.0022 ПДК
- 0.0033 ПДК
- 0.0040 ПДК

0 2314 6942м.  
 Масштаб 1:231400

Макс концентрация 0.0044278 ПДК достигается в точке  $x = 28431$   $y = 11098$   
 При опасном направлении  $191^\circ$  и опасной скорости ветра  $9 \text{ м/с}$   
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $37500 \text{ м}$ , высота  $31500 \text{ м}$ ,  
 шаг расчетной сетки  $1500 \text{ м}$ , количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

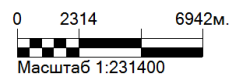


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

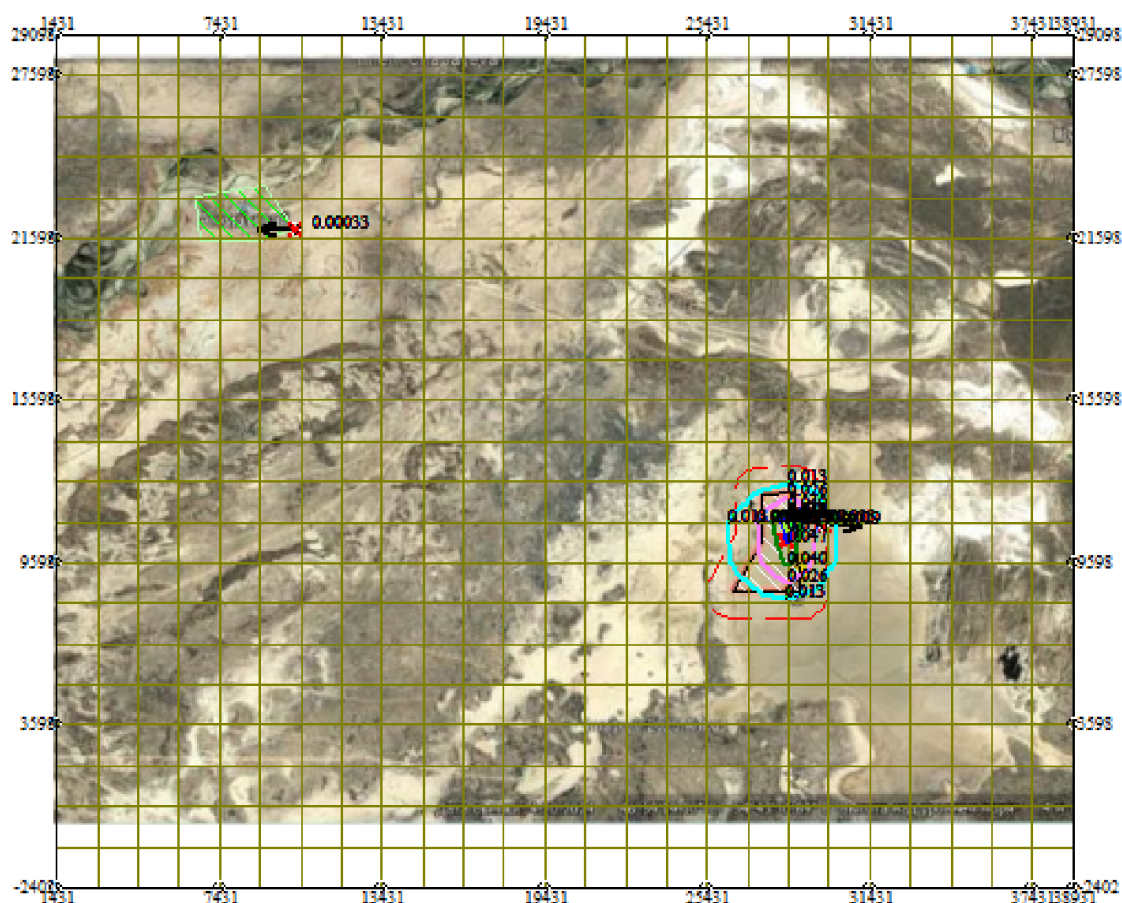
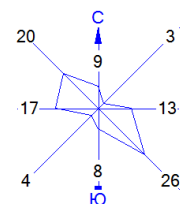
Изолинии в долях ПДК

- 0.016 ПДК
- 0.032 ПДК
- 0.048 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.057 ПДК



Макс концентрация 0.0830616 ПДК достигается в точке x= 28431 y= 11098  
 При опасном направлении 191° и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек 26\*22  
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

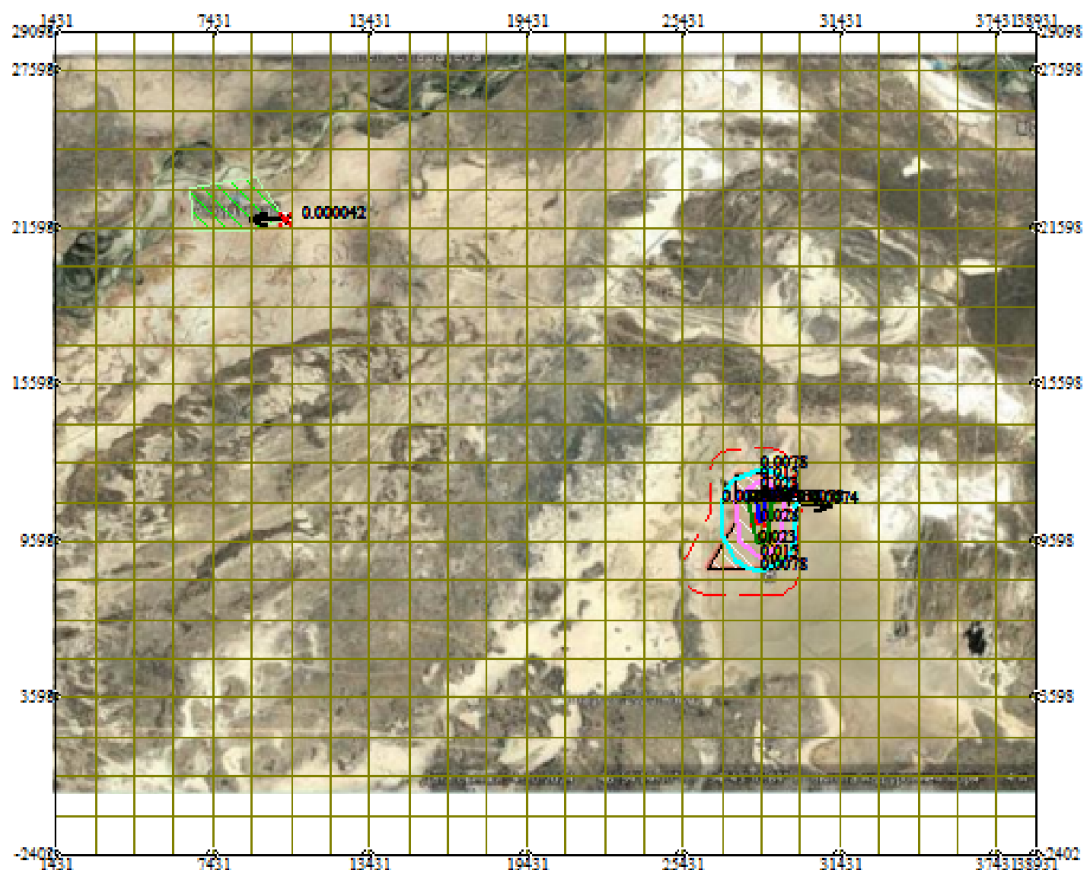
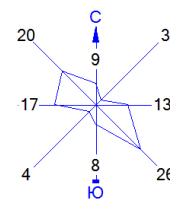
- 0.013 ПДК
- 0.026 ПДК
- 0.040 ПДК
- 0.047 ПДК
- 0.050 ПДК

0 2314 6942м.  
 Масштаб 1:231400

Макс концентрация 0.0527485 ПДК достигается в точке  $x=28431$   $y=11098$   
 При опасном направлении  $192^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

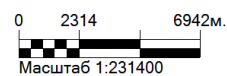


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

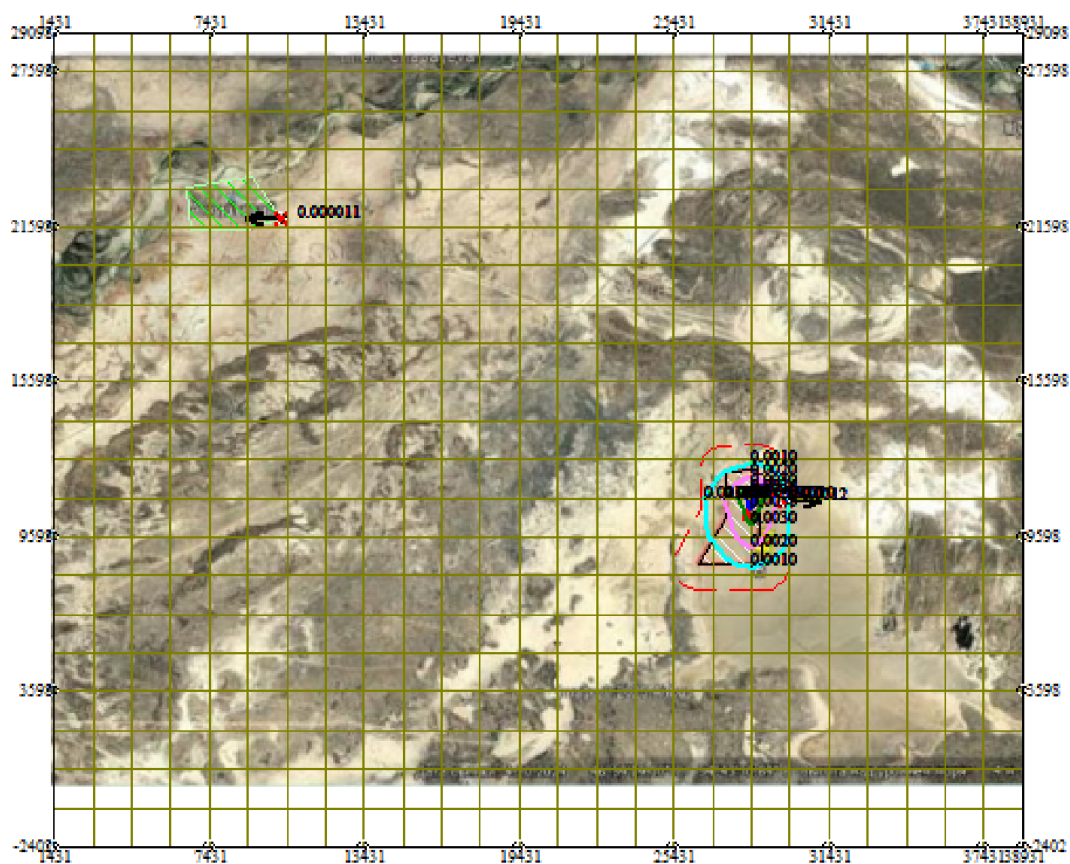
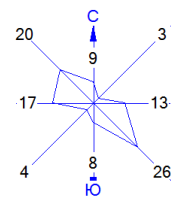
Изолинии в долях ПДК

- 0.0078 ПДК
- 0.015 ПДК
- 0.023 ПДК
- 0.028 ПДК



Макс концентрация 0.0309558 ПДК достигается в точке  $x=28431$   $y=11098$   
 При опасном направлении  $192^\circ$  и опасной скорости ветра 2.12 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0621 Метилбензол (349)

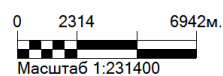


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

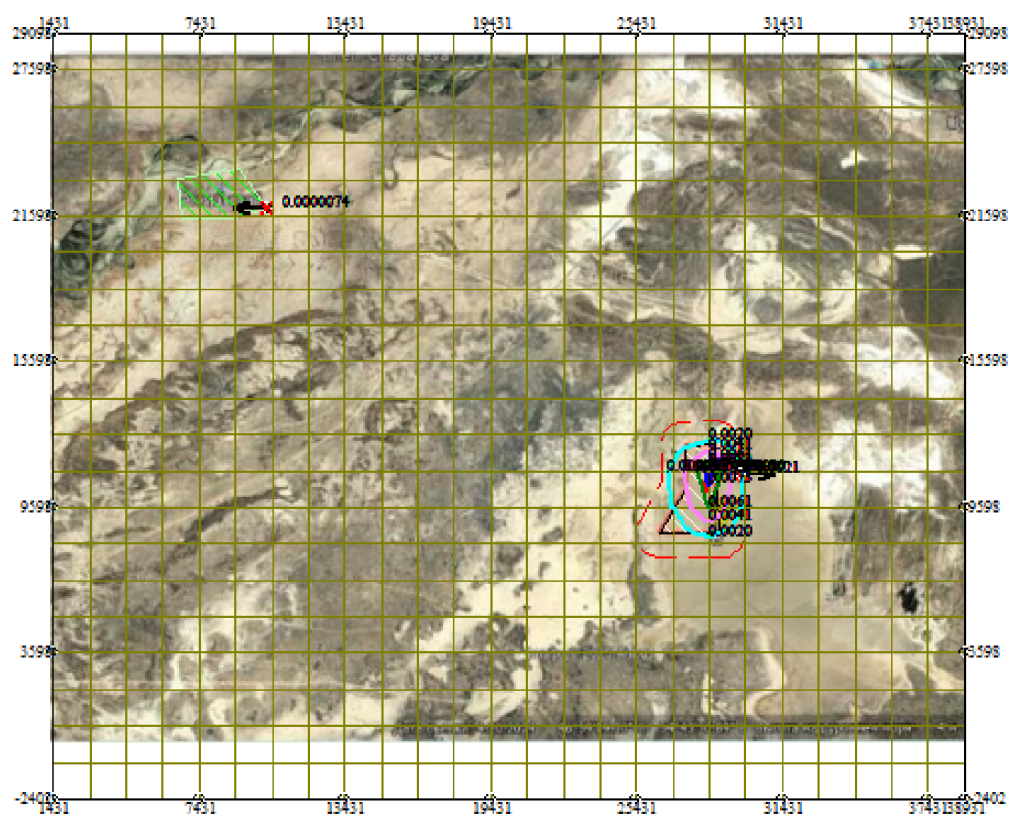
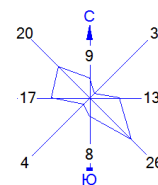
Изолинии в долях ПДК

- 0.0010 ПДК
- 0.0020 ПДК
- 0.0030 ПДК
- 0.0036 ПДК



Макс концентрация 0.0040245 ПДК достигается в точке  $x = 28431$   $y = 11098$   
 При опасном направлении  $191^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

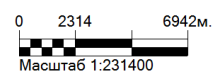


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

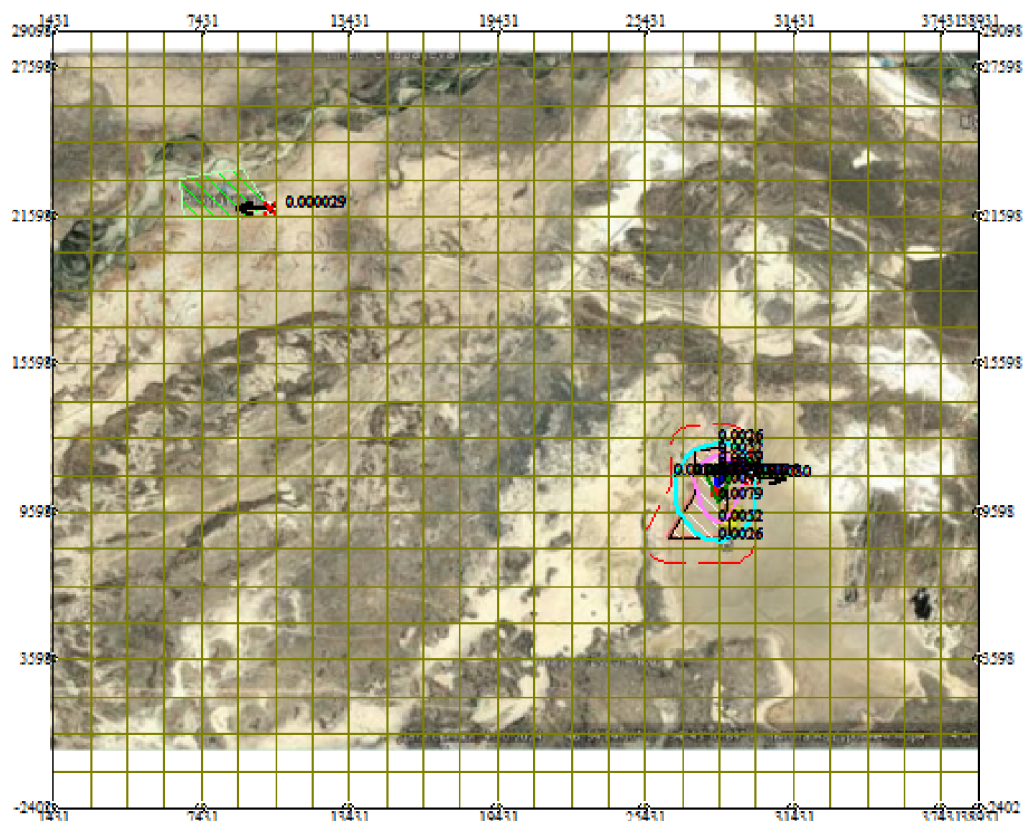
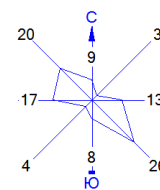
- 0.0020 ПДК
- 0.0041 ПДК
- 0.0061 ПДК
- 0.0073 ПДК



Макс концентрация 0.0081406 ПДК достигается в точке  $x=28431$   $y=11098$   
 При опасном направлении  $193^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_ на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

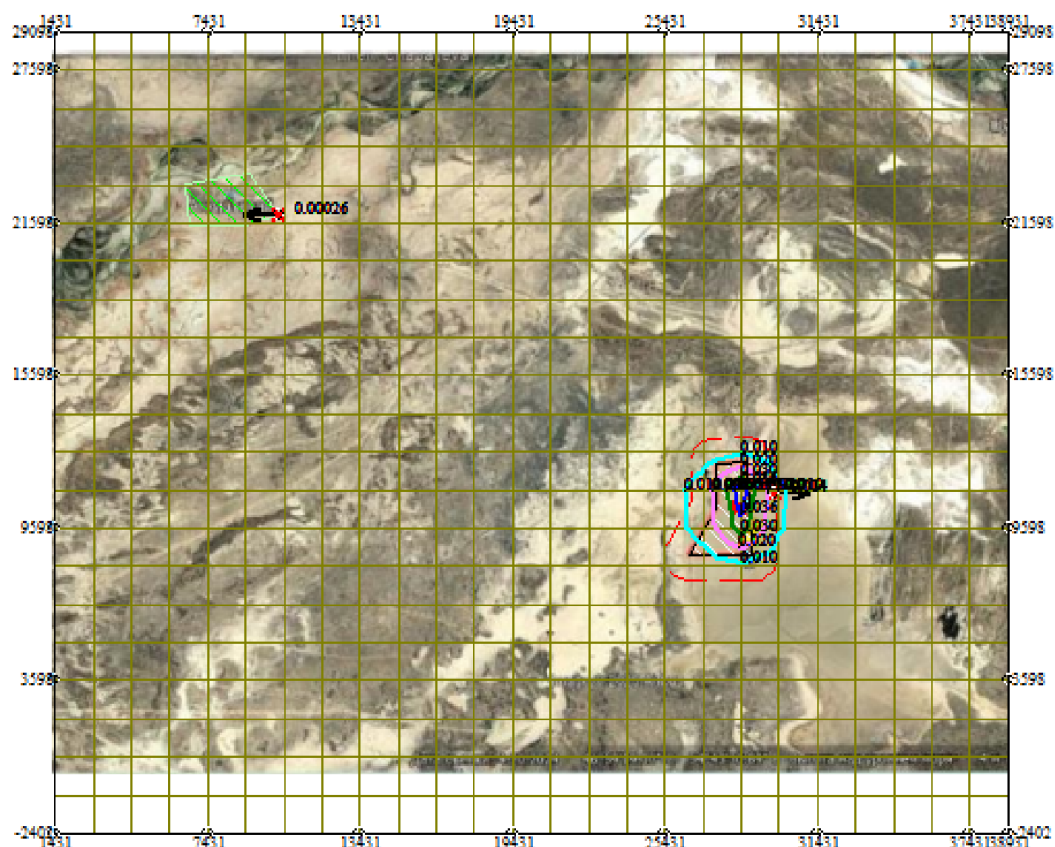
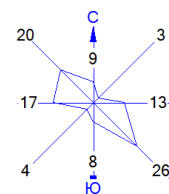
Изолинии в долях ПДК

- 0.0026 ПДК
- 0.0052 ПДК
- 0.0079 ПДК
- 0.0094 ПДК

0 2314 6942м.  
 Масштаб 1:231400

Макс концентрация 0.0104649 ПДК достигается в точке  $x=28431$   $y=11098$   
 При опасном направлении  $191^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

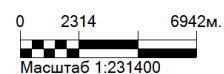


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

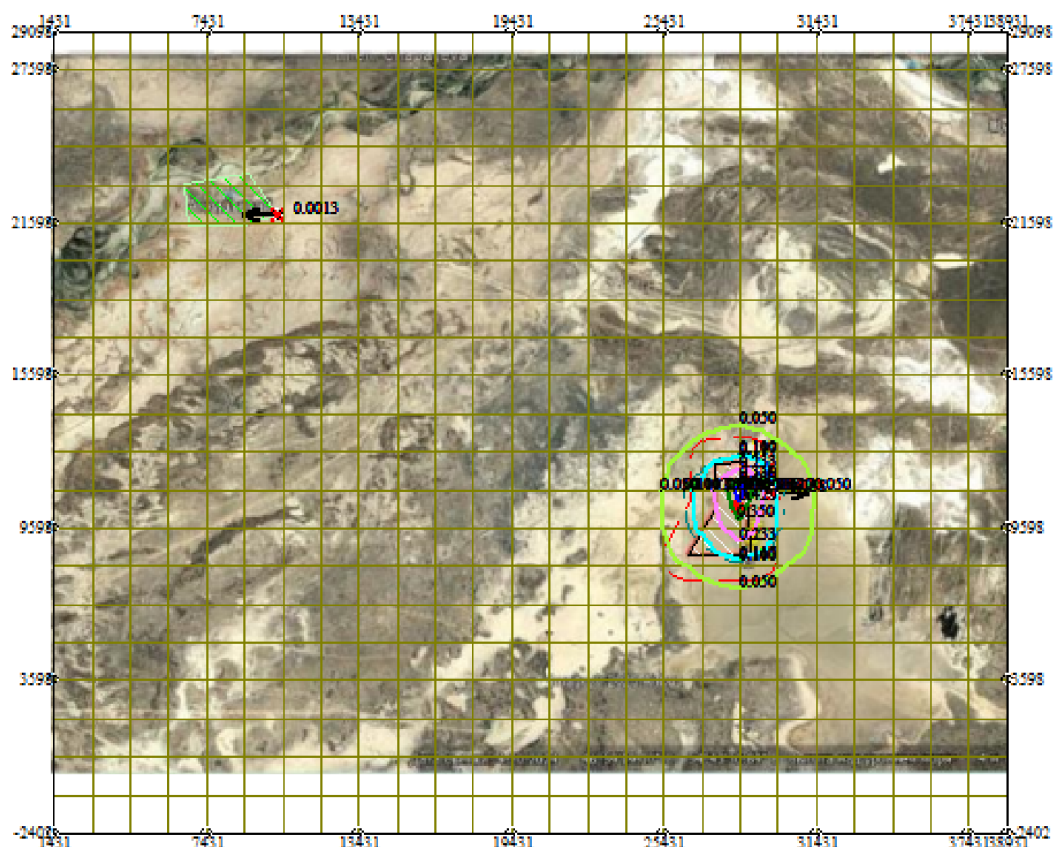
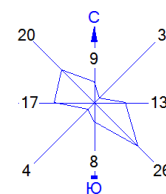
Изолинии в долях ПДК

- 0.010 ПДК
- 0.020 ПДК
- 0.030 ПДК
- 0.036 ПДК



Макс концентрация 0.0412045 ПДК достигается в точке  $x = 28431$   $y = 11098$   
 При опасном направлении  $192^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

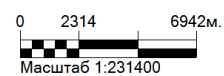


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

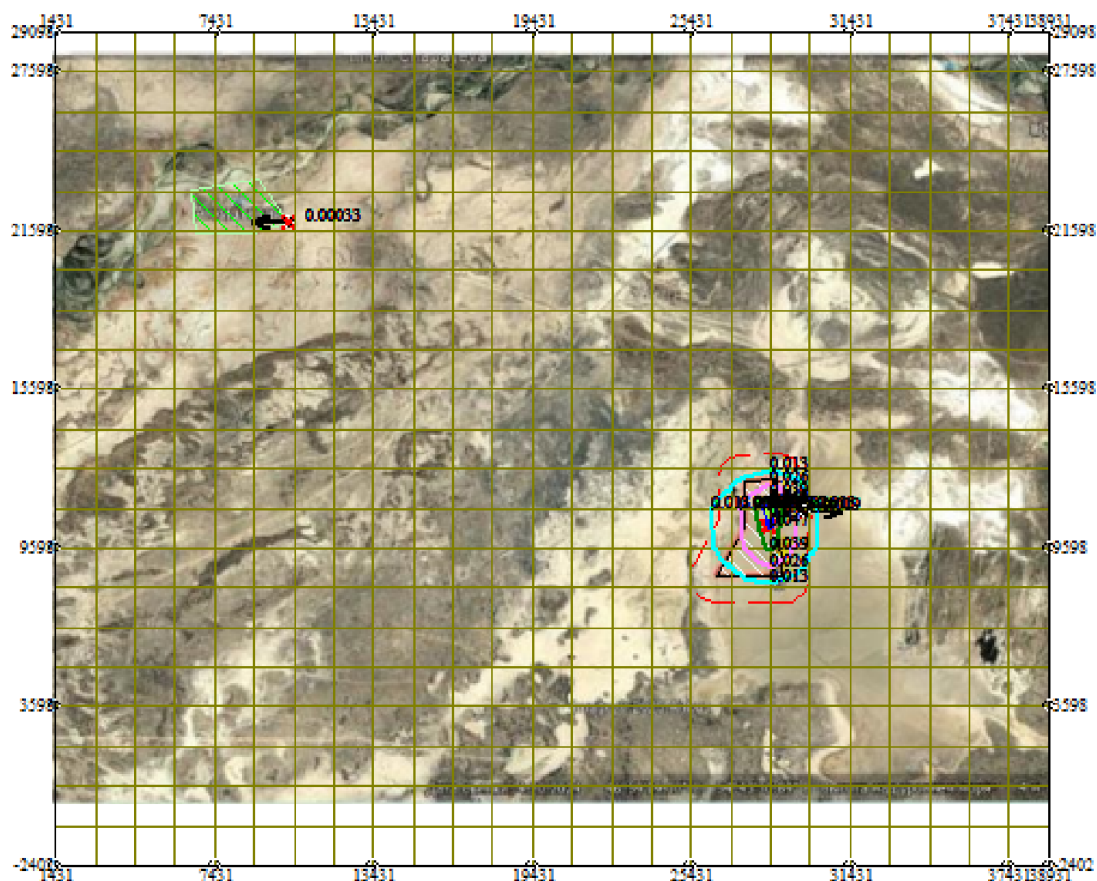
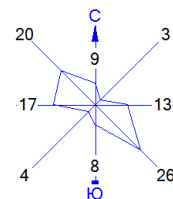
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.117 ПДК
- 0.233 ПДК
- 0.350 ПДК
- 0.420 ПДК



Макс концентрация 0.4661471 ПДК достигается в точке  $x = 28431$   $y = 11098$   
 При опасном направлении  $191^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчёт на существующее положение.



Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

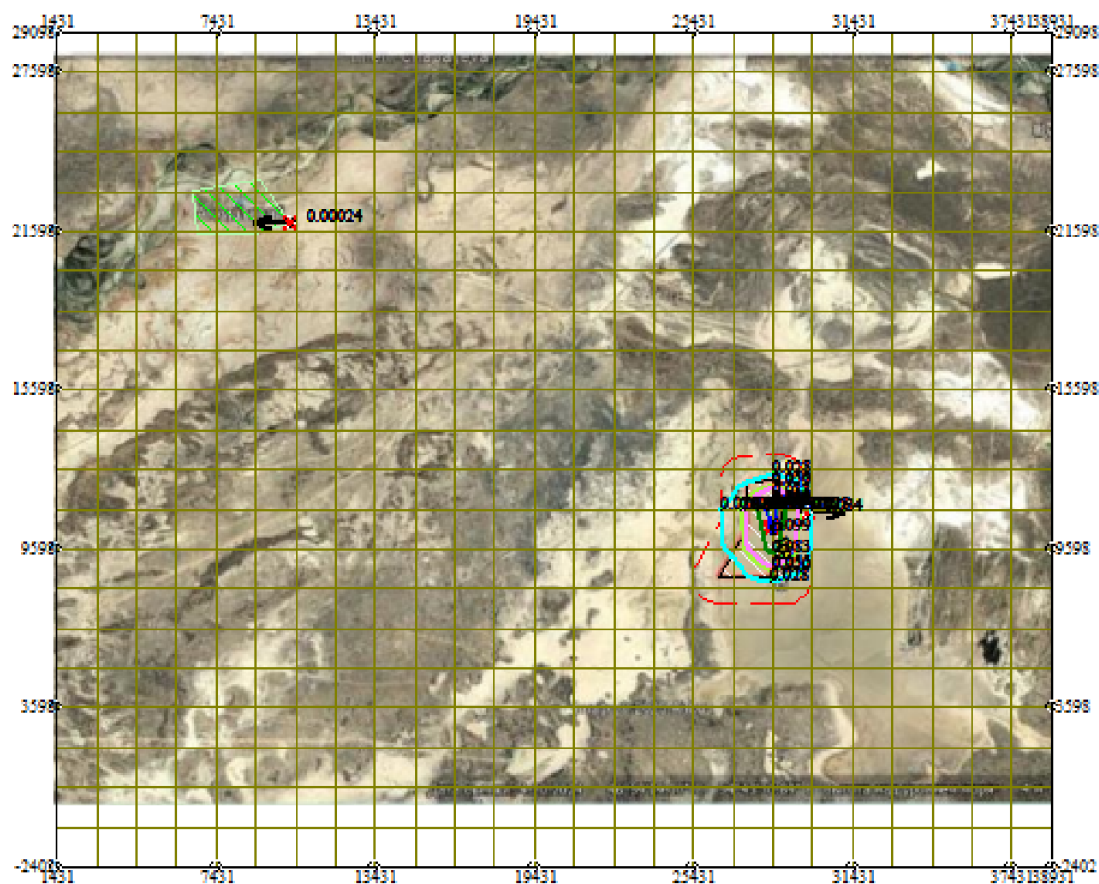
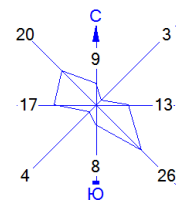
Изолинии в долях ПДК

- 0.013 ПДК
- 0.026 ПДК
- 0.039 ПДК
- 0.047 ПДК
- 0.050 ПДК

0 2314 6942м.  
 Масштаб 1:231400

Макс концентрация 0.0525493 ПДК достигается в точке  $x=28431$   $y=11098$   
 При опасном направлении  $192^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

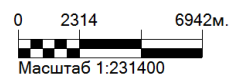


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

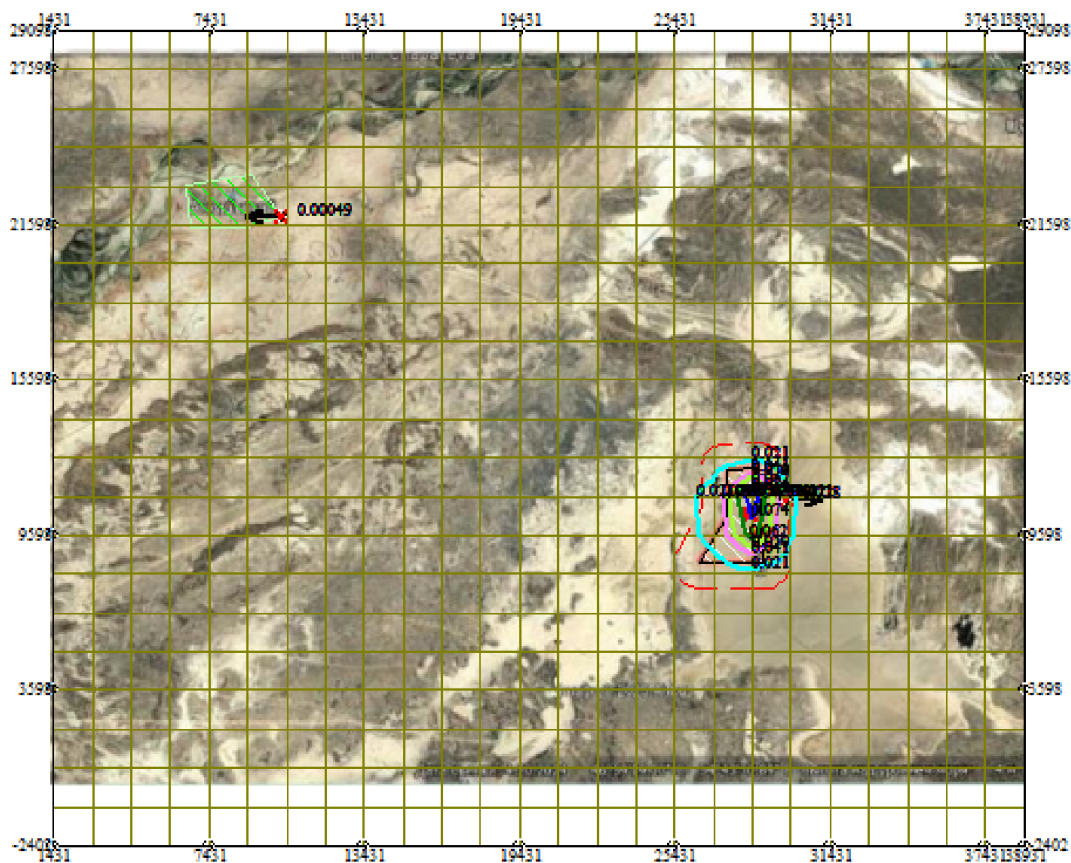
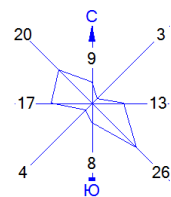
- 0.028 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.055 ПДК
- 0.083 ПДК
- 0.099 ПДК
- 0.100 ПДК



Макс концентрация 0.110131 ПДК достигается в точке  $x=28431$   $y=11098$   
 При опасном направлении  $192^\circ$  и опасной скорости ветра 2.13 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 010 Жыпыойский район  
 Объект : 0076 ППЭ\_Караган \_ на 2027 год (фонд скважин 9 ед.) \_на 11.02.2025 год  
 Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

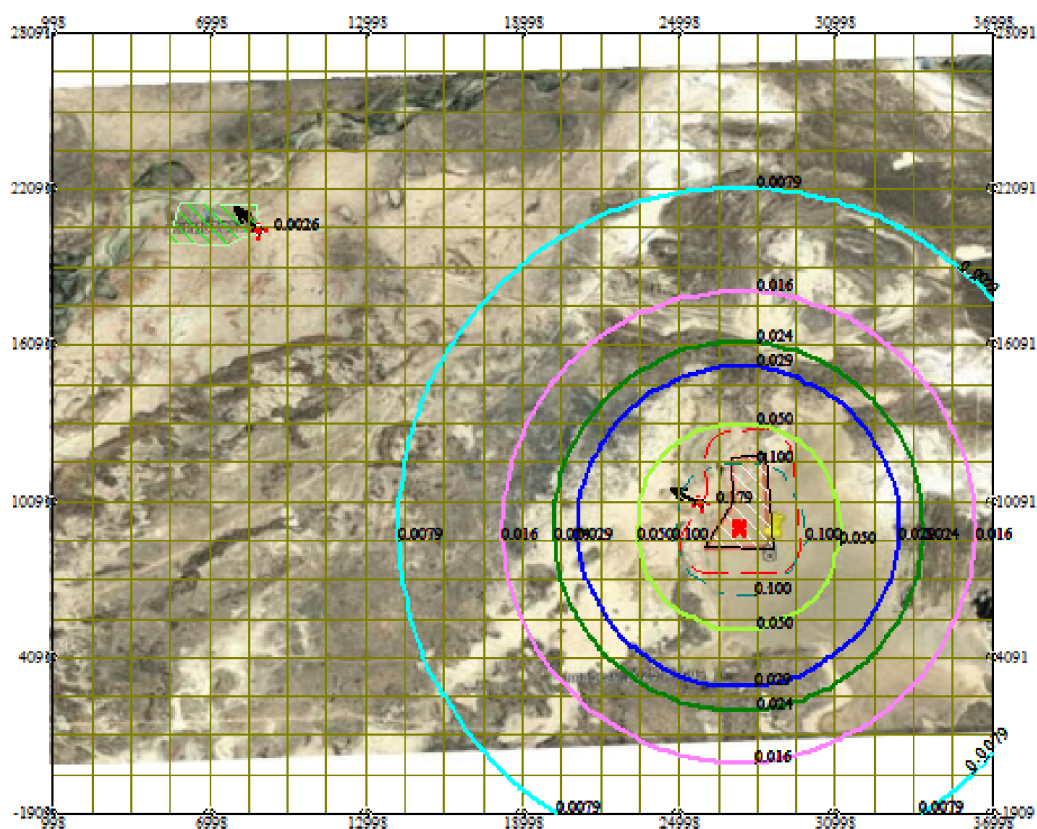
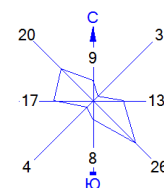
- 0.021 ПДК
- 0.041 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.062 ПДК
- 0.074 ПДК

0 2314 6942м.  
 Масштаб 1:231400

Макс концентрация 0.0831046 ПДК достигается в точке  $x = 28431$   $y = 11098$   
 При опасном направлении  $192^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 31500 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 22$   
 Расчет на существующее положение.

## ПРИ БУРЕНИЯ ОПЕРАЮЩИХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0074 Бурение опережающе-добывающие скважины \_Караган Вар.№  
 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 6044 0330+0333



## Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

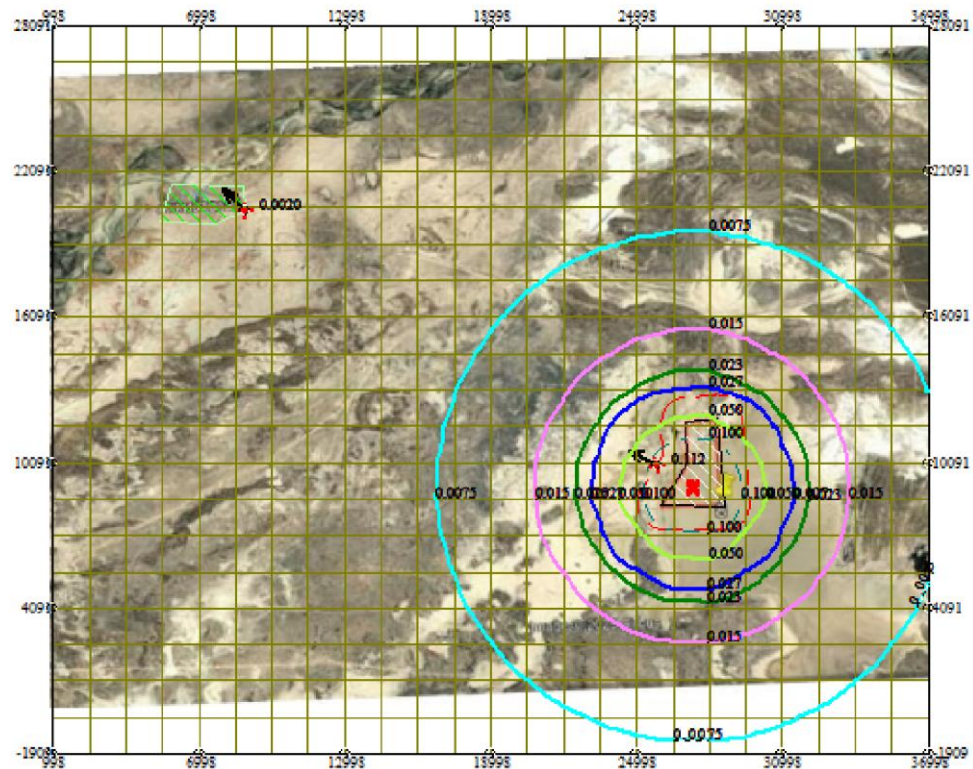
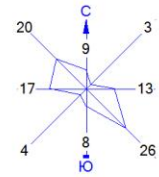
## Изолинии в долях ПДК

- 0.0079 ПДК
- 0.016 ПДК
- 0.024 ПДК
- 0.029 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК

0 2204 6612м.  
 Масштаб 1:220400

Макс концентрация 0.4994545 ПДК достигается в точке  $x = 27998$   $y = 8591$   
 При опасном направлении  $307^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 36000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $25 \times 21$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
Объект : 0074 Бурение опережающе-добывающие скважины\_Караган Вар.№  
1  
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
6041 0330+0342

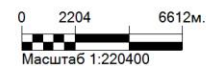


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01  
Территория предприятия  
Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
Максим. значение концентрации  
Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

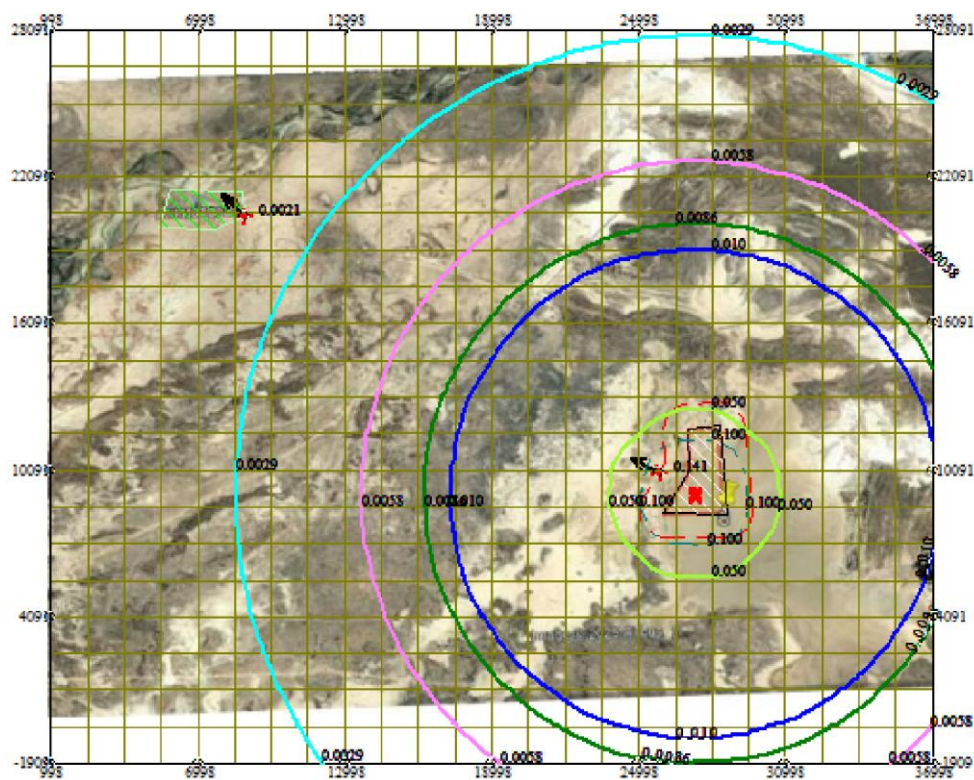
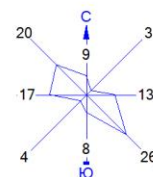
- 0.0075 ПДК  
— 0.015 ПДК  
— 0.023 ПДК  
— 0.027 ПДК  
— 0.050 ПДК  
- - - 0.100 ПДК



Макс концентрация 0.3146554 ПДК достигается в точке  $x = 27998$   $y = 8591$   
 При опасном направлении  $306^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 36000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $25 \times 21$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0074 Бурение опережающе-добывающие скважины \_Караган Вар.№  
 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 6037 0333+1325



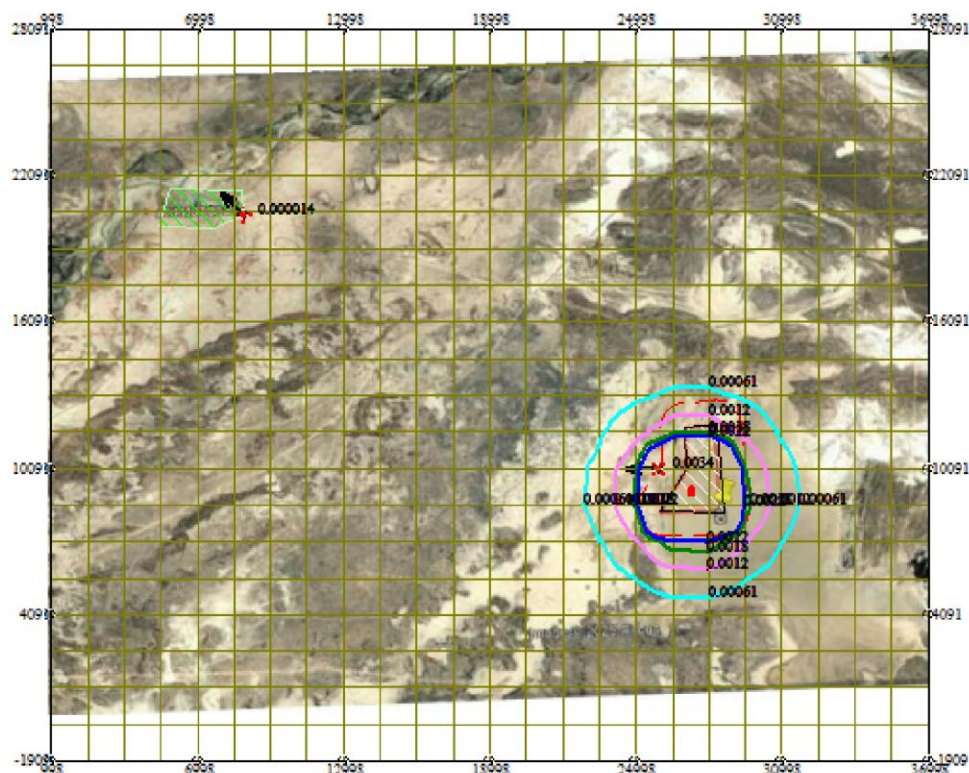
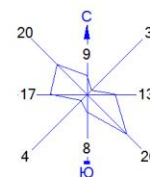
Условные обозначения:  
 Жилые зоны, группа N 01  
 Территория предприятия  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 0.0029 ПДК  
 0.0058 ПДК  
 0.0086 ПДК  
 0.010 ПДК  
 0.050 ПДК  
 0.100 ПДК

0 2204 6612м.  
 Масштаб 1:220400

Макс концентрация 0.3966219 ПДК достигается в точке  $x = 27998$   $y = 8591$   
 При опасном направлении  $307^\circ$  и опасной скорости ветра  $9$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $36000$  м, высота  $30000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $1500$  м, количество расчетных точек  $25 \times 21$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0074 Бурение опережающе-добывающие скважины \_Караган Вар.№  
 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.00061 ПДК
- 0.0012 ПДК
- 0.0018 ПДК
- 0.0022 ПДК

0 2204 6612м.  
 Масштаб 1:220400

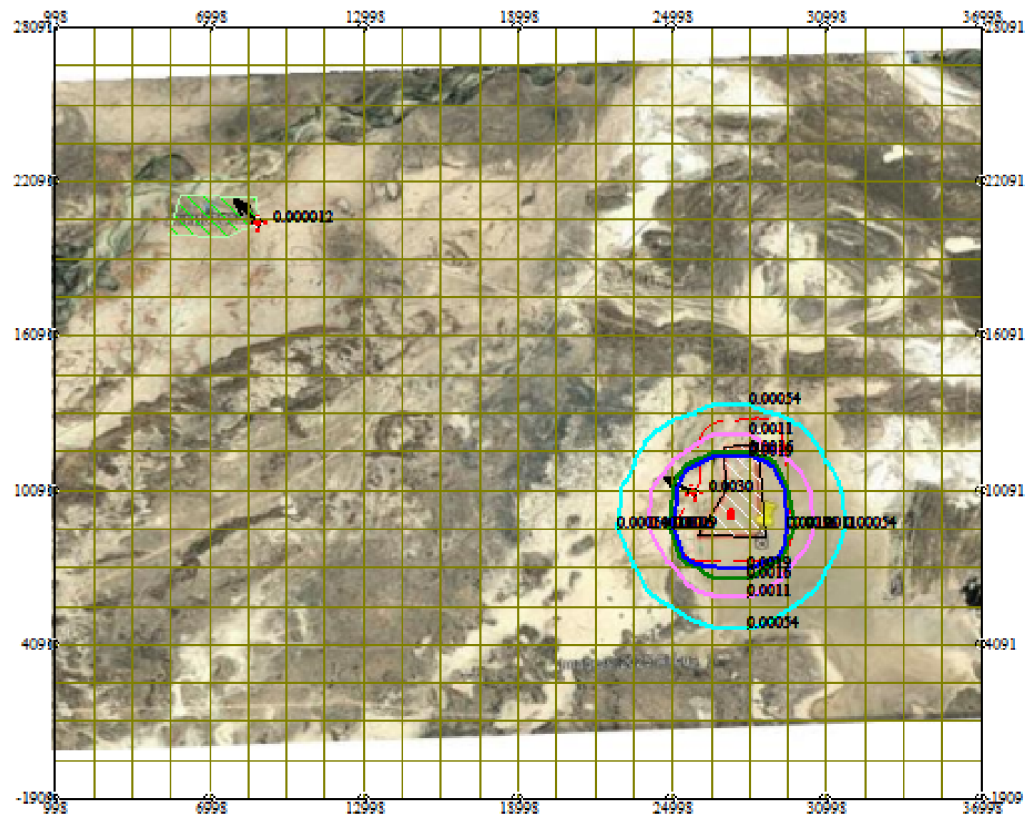
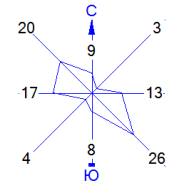
Макс концентрация 0.0105533 ПДК достигается в точке  $x = 27998$   $y = 8591$   
 При опасном направлении  $308^\circ$  и опасной скорости ветра  $9$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $36000$  м, высота  $30000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $1500$  м, количество расчетных точек  $25 \times 21$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район






Объект : 0074 Бурение опережающе-добывающие скважины\_Караган Вар.№ 1

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских

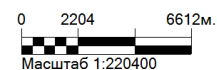


Условные обозначения:

-  Жилые зоны, группа N 01  
 Территория предприятия  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

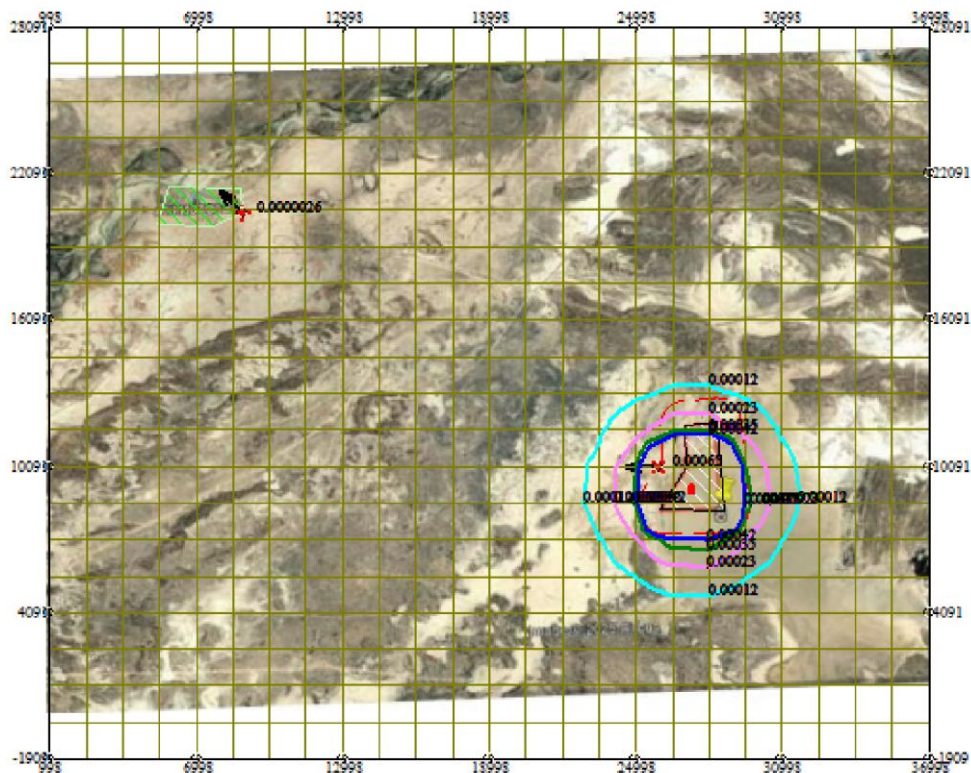
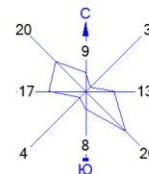
- 0.00054 ПДК  
0.0011 ПДК  
0.0016 ПДК  
0.0019 ПДК



Макс концентрация 0.0094484 ПДК достигается в точке  $x = 27998$   $y = 8591$   
 При опасном направлении 307° и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 36000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек 25\*21  
 Расчет на существующее положение.



Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0074 Бурение опережающе-добывающие скважины \_Караган Вар.№  
 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 2902 Взвешенные частицы (116)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

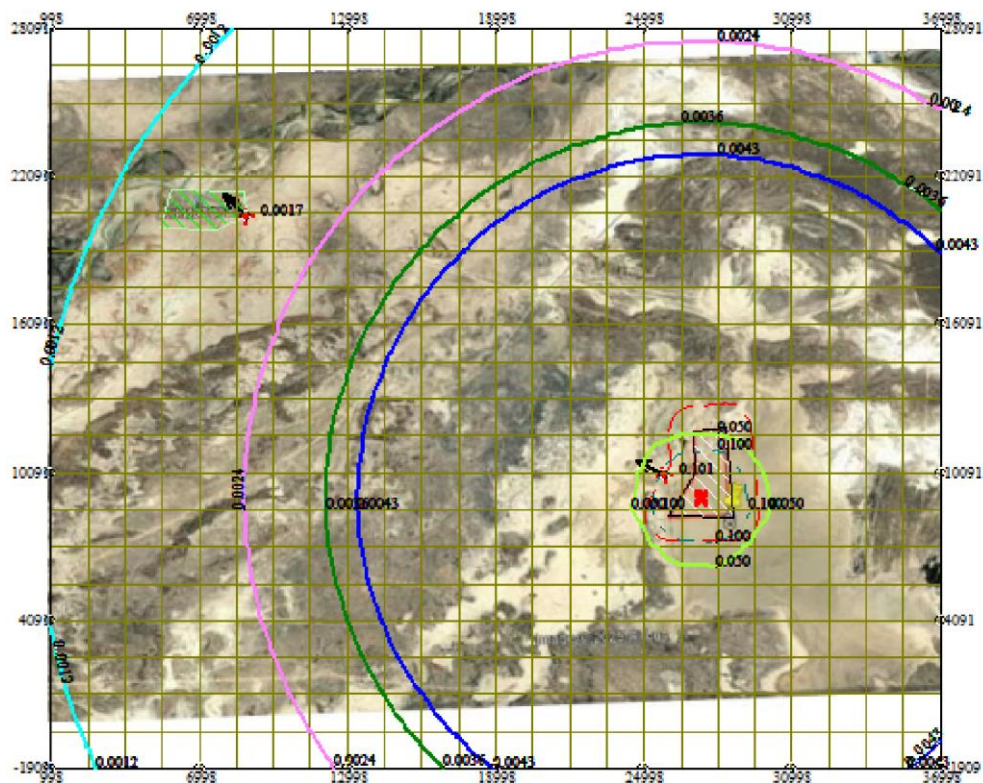
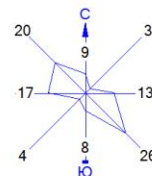
Изолинии в долях ПДК

- 0.00012 ПДК
- 0.00023 ПДК
- 0.00035 ПДК
- 0.00042 ПДК

0 2204 6612м.  
 Масштаб 1:220400

Макс концентрация 0.0020189 ПДК достигается в точке  $x = 27998$   $y = 8591$   
 При опасном направлении  $308^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 36000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $25 \times 21$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0074 Бурение опережающе-добывающие скважины \_Караган Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

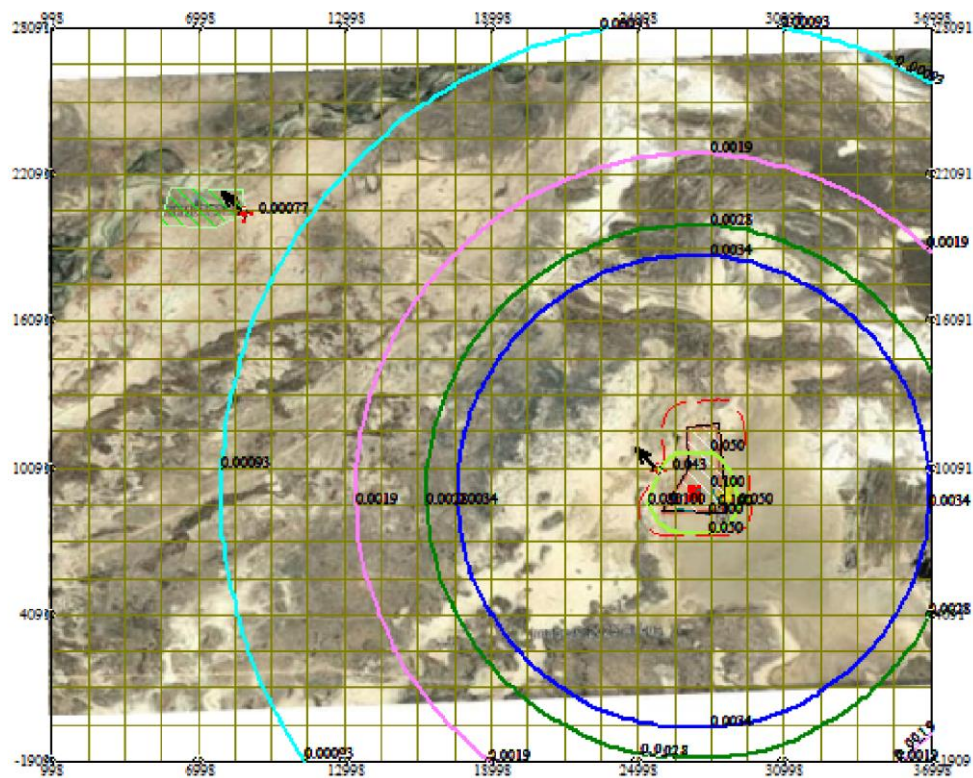
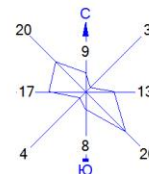
- 0.0012 ПДК
- 0.0024 ПДК
- 0.0036 ПДК
- 0.0043 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК

0 2204 6612м.  
 Масштаб 1:220400

Макс концентрация 0.2883949 ПДК достигается в точке  $x=27998$   $y=8591$   
 При опасном направлении 307° и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 36000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек 25\*21  
 Расчет на существующее положение.



Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0074 Бурение опережающе-добывающие скважины \_Караган Вар.№  
 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



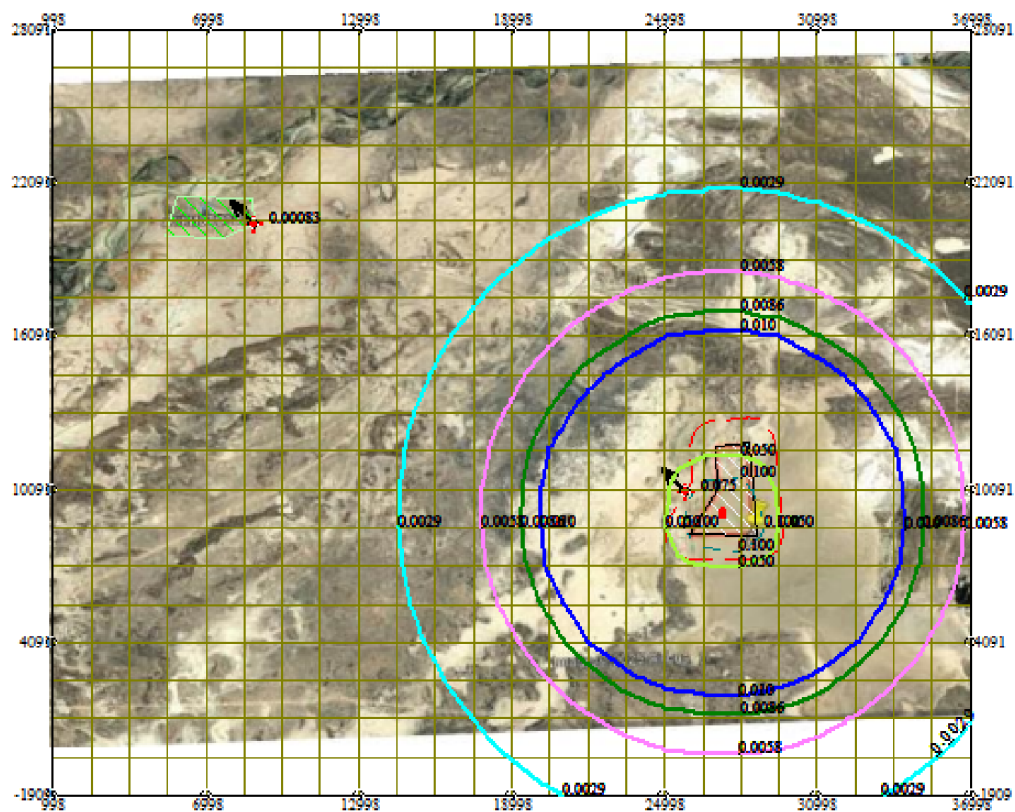
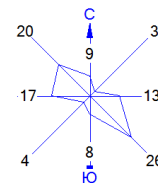
Условные обозначения:  
 Жилые зоны, группа N 01  
 Территория предприятия  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изоплинии в долях ПДК  
 0.00093 ПДК  
 0.0019 ПДК  
 0.0028 ПДК  
 0.0034 ПДК  
 0.050 ПДК  
 0.100 ПДК

0 2204 6612м.  
 Масштаб 1:220400

Макс концентрация 0.124834 ПДК достигается в точке  $x = 27998$   $y = 8591$   
 При опасном направлении  $306^\circ$  и опасной скорости ветра  $9$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $36000$  м, высота  $30000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $1500$  м, количество расчетных точек  $25 \times 21$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0074 Бурение опережающе-добывающие скважины \_Караган Вар.№  
 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

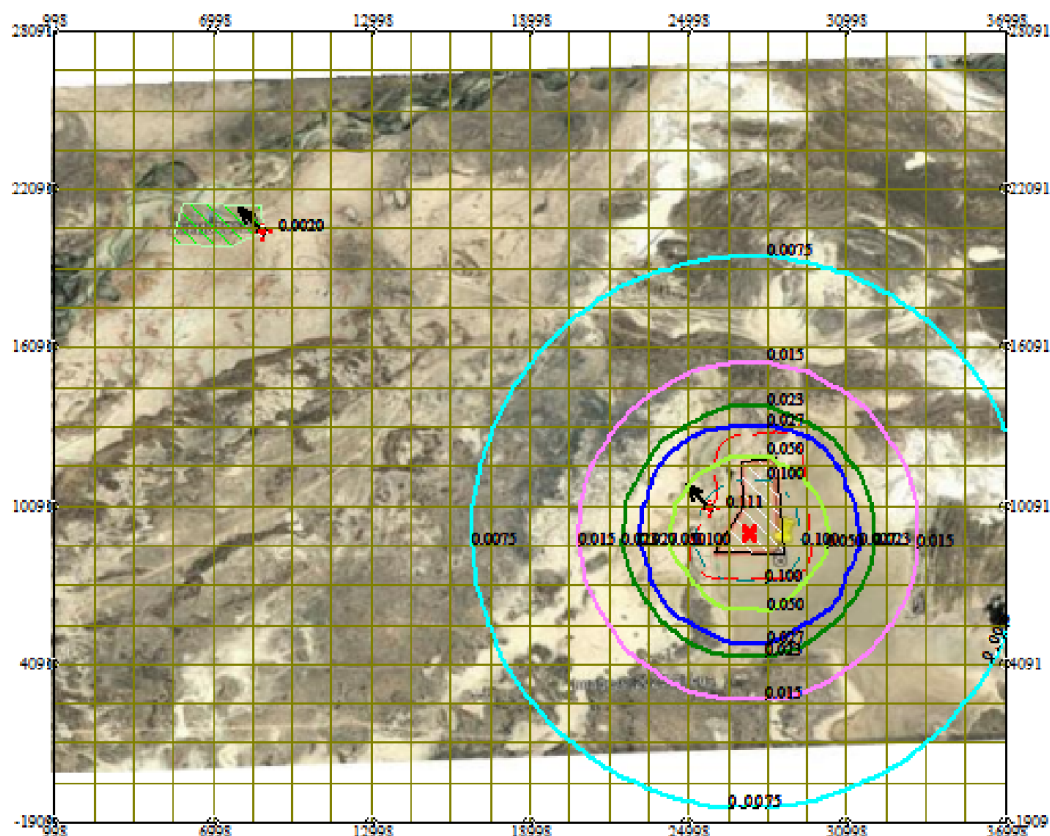
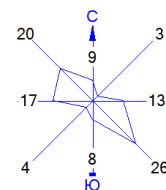
Изолинии в долях ПДК

- 0.0029 ПДК
- 0.0058 ПДК
- 0.0086 ПДК
- 0.010 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК

0 2204 6612м.  
 Масштаб 1:220400

Макс концентрация 0.1881493 ПДК достигается в точке  $x = 27998$   $y = 8591$   
 При опасном направлении  $308^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 36000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $25 \times 21$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0074 Бурение опережающе-добывающие скважины \_Караган Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)  
 (516)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

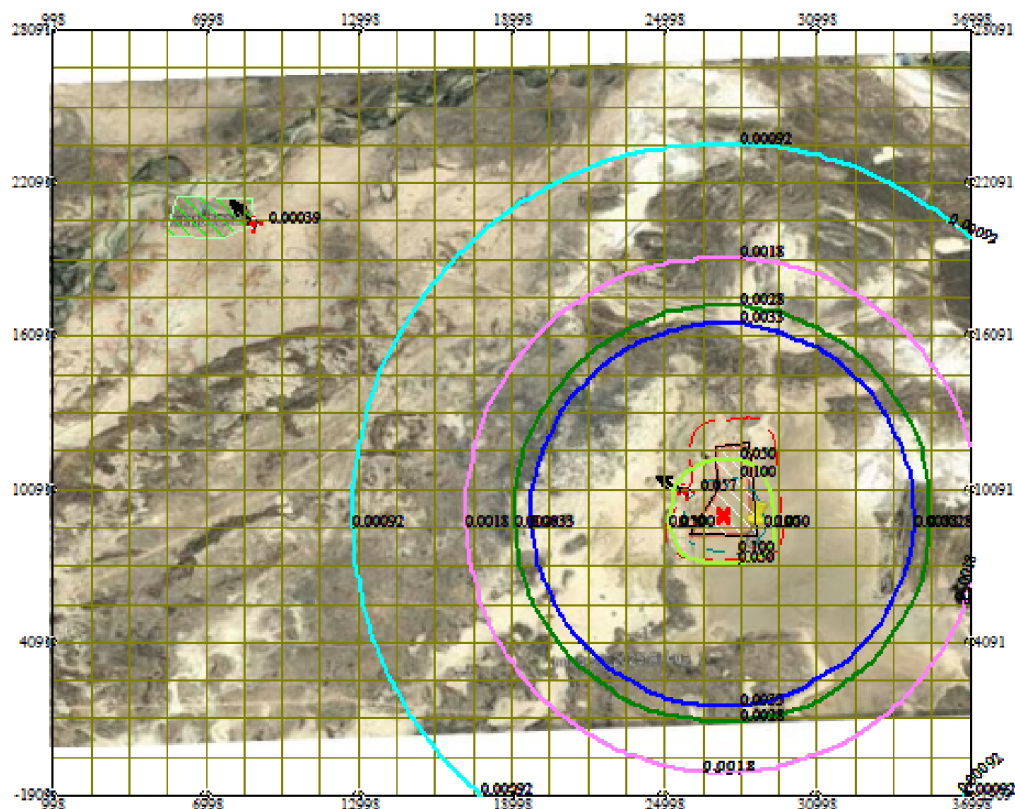
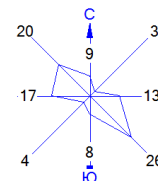
- 0.0075 ПДК
- 0.015 ПДК
- 0.023 ПДК
- 0.027 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК

0 2204 6612м.  
 Масштаб 1:220400

Макс концентрация 0.3130494 ПДК достигается в точке  $x=27998$   $y=8591$   
 При опасном направлении  $306^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 36000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $25 \times 21$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0074 Бурение опережающе-добывающие скважины \_Караган Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



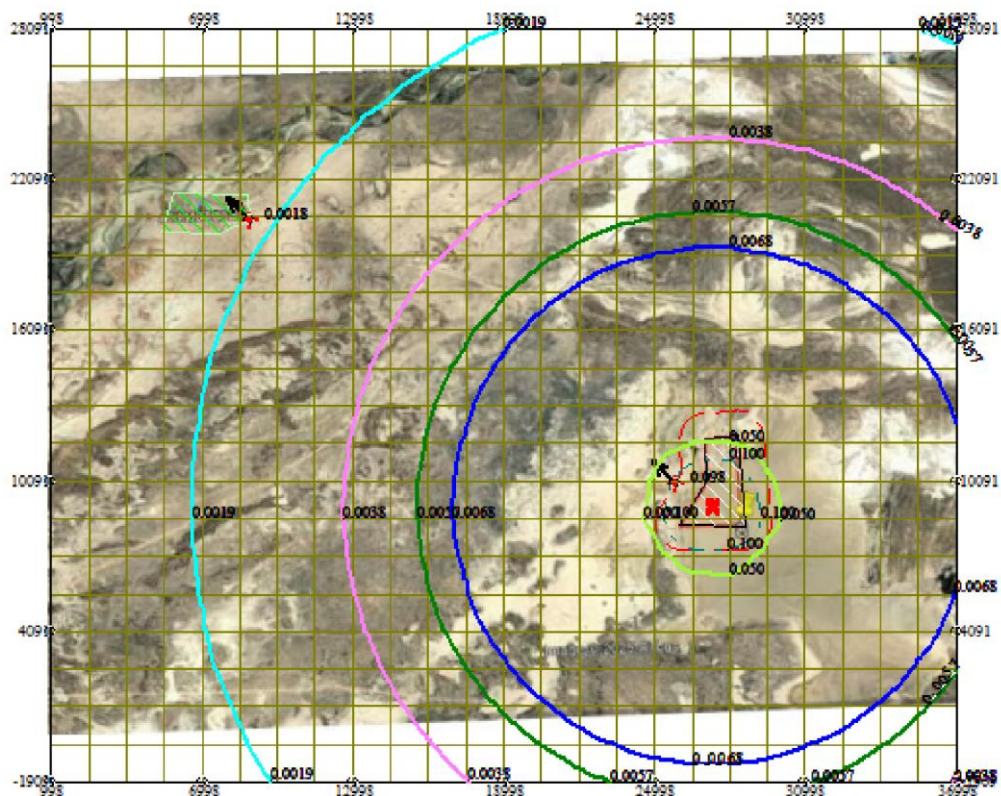
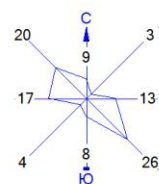
Условные обозначения:  
 Жилые зоны, группа N 01  
 Территория предприятия  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 0.00092 ПДК  
 0.0018 ПДК  
 0.0028 ПДК  
 0.0033 ПДК  
 0.0050 ПДК  
 0.100 ПДК

0 2204 6612м.  
 Масштаб 1:220400

Макс концентрация 0.2331993 ПДК достигается в точке  $x = 27998$   $y = 8591$   
 При опасном направлении  $306^\circ$  и опасной скорости ветра 1.78 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 36000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $25 \times 21$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0074 Бурение опережающе-добывающие скважины \_Караган Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

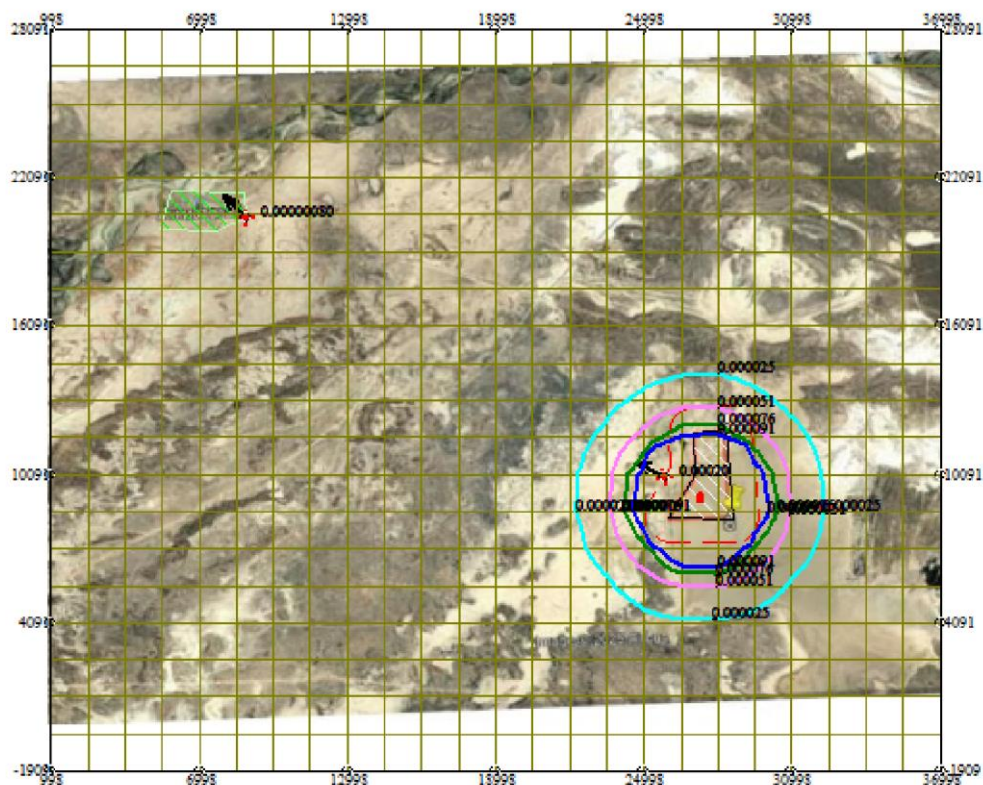
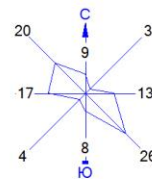
Изолинии в долях ПДК

- 0.0019 ПДК
- 0.0038 ПДК
- 0.0057 ПДК
- 0.0068 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК

0 2204 6612м.  
 Масштаб 1:220400

Макс концентрация 0.2813765 ПДК достигается в точке  $x = 27998$   $y = 8591$   
 При опасном направлении  $306^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 36000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $25 \times 21$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0074 Бурение опережающе-добывающие скважины \_Караган Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)



Условные обозначения:  
 Жилые зоны, группа N 01  
 Территория предприятия  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

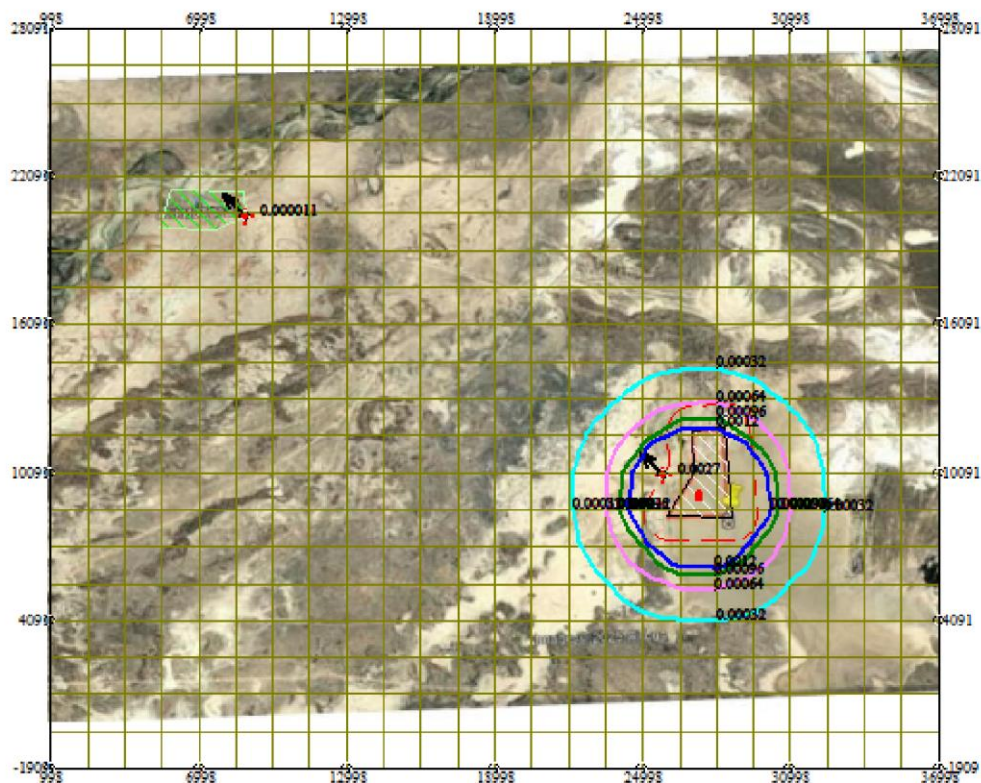
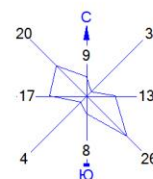
Изолинии в долях ПДК  
 0.000025 ПДК  
 0.000051 ПДК  
 0.000076 ПДК  
 0.000091 ПДК

0 2204 6612м.  
 Масштаб 1:220400

Макс концентрация 0.0006247 ПДК достигается в точке  $x=27998$   $y=8591$   
 При опасном направлении  $307^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 36000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $25 \times 21$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0074 Бурение опережающе-добывающие скважины \_Караган Вар.№  
 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 \_ПЛ 2902+2908+2930

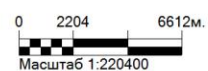


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.00032 ПДК
- 0.00064 ПДК
- 0.00096 ПДК
- 0.0012 ПДК

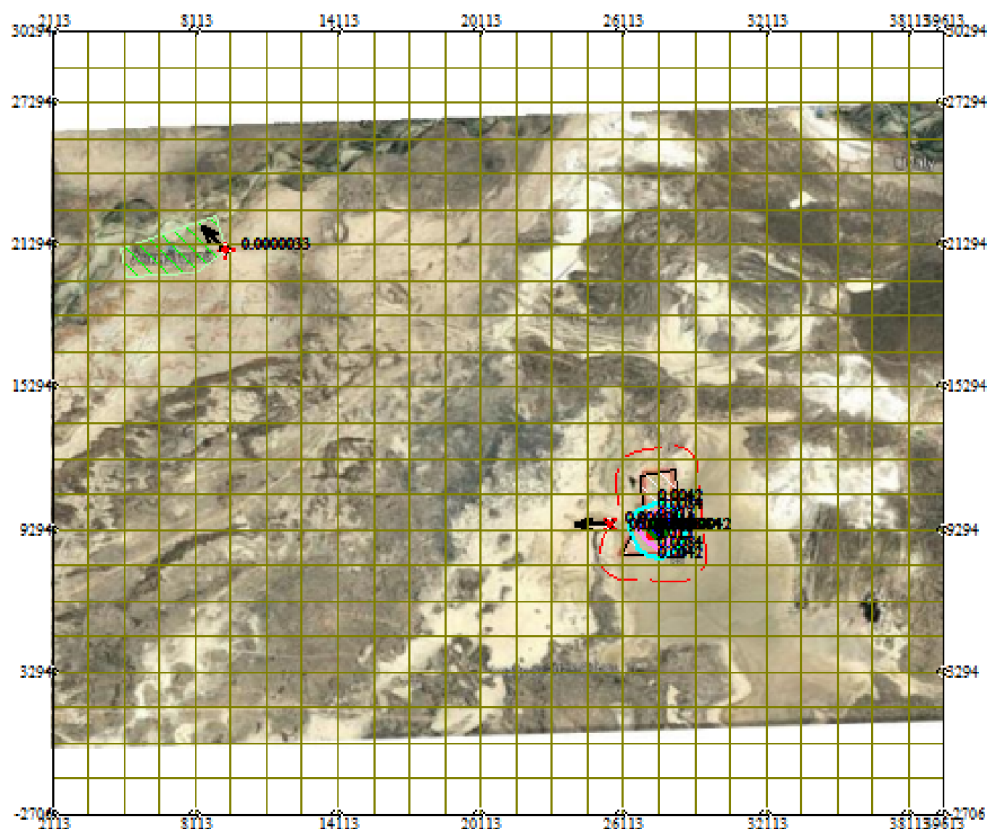
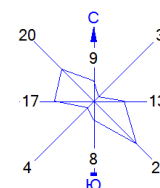


Масштаб 1:220400

Макс концентрация 0.0084998 ПДК достигается в точке  $x = 27998$   $y = 8591$   
 При опасном направлении  $307^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 36000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $25 \times 21$   
 Расчет на существующее положение.

## ПРИ ВВОДА СКВАЖИН ИЗ КОНСЕРВАЦИИ

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0072 Вывод из консервации скважины\_Караган\_расс Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

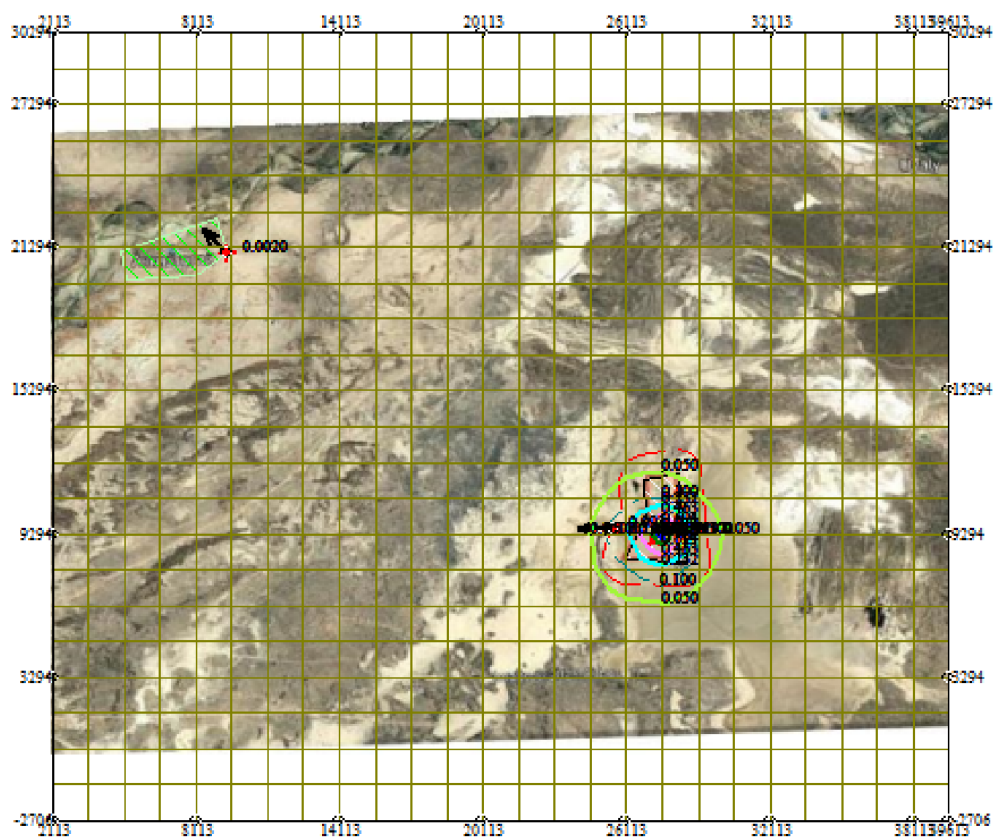
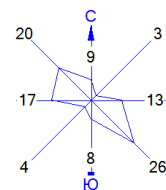
- 0.0042 ПДК
- 0.0084 ПДК
- 0.013 ПДК
- 0.015 ПДК

0 2424 7272м.  
 Масштаб 1:242400

Макс концентрация 0.0167288 ПДК достигается в точке  $x=27613$   $y=9294$   
 При опасном направлении  $240^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 33000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 23$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0072 Вывод из консервации скважины\_Караган\_расс Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.232 ПДК
- 0.463 ПДК
- 0.694 ПДК
- 0.832 ПДК

0 2424 7272м.  
 Масштаб 1:242400

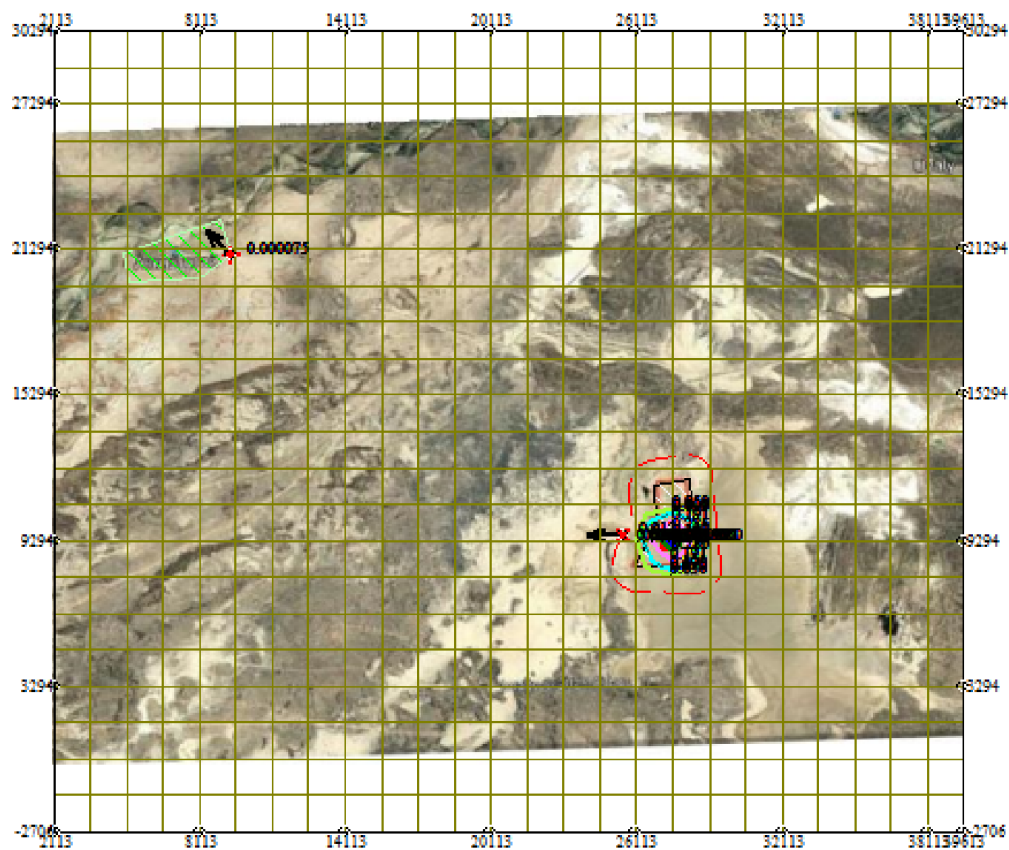
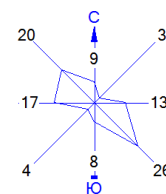
Макс концентрация 0.9248989 ПДК достигается в точке  $x = 27613$   $y = 9294$   
 При опасном направлении 239° и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 33000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек 26\*23  
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район


Объект : 0072 Вывод из консервации скважины\_Караган\_расс Вар.№ 2

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)



Условные обозначения:

 Жилые зоны, группа N 01

☐ Территория предприятия

Санитарно-защитные зоны, группа N 01

Максим. значение концентрации

— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

0.050 ПДК

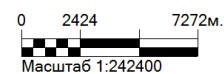
0.095 ПДК

----- 0.100 ПДК

0.191 ПДК

0.286 ПДК

— 0.343 ПДК



Макс концентрация 0.3812512 ПДК достигается в точке  $x=27613$   $y=9294$

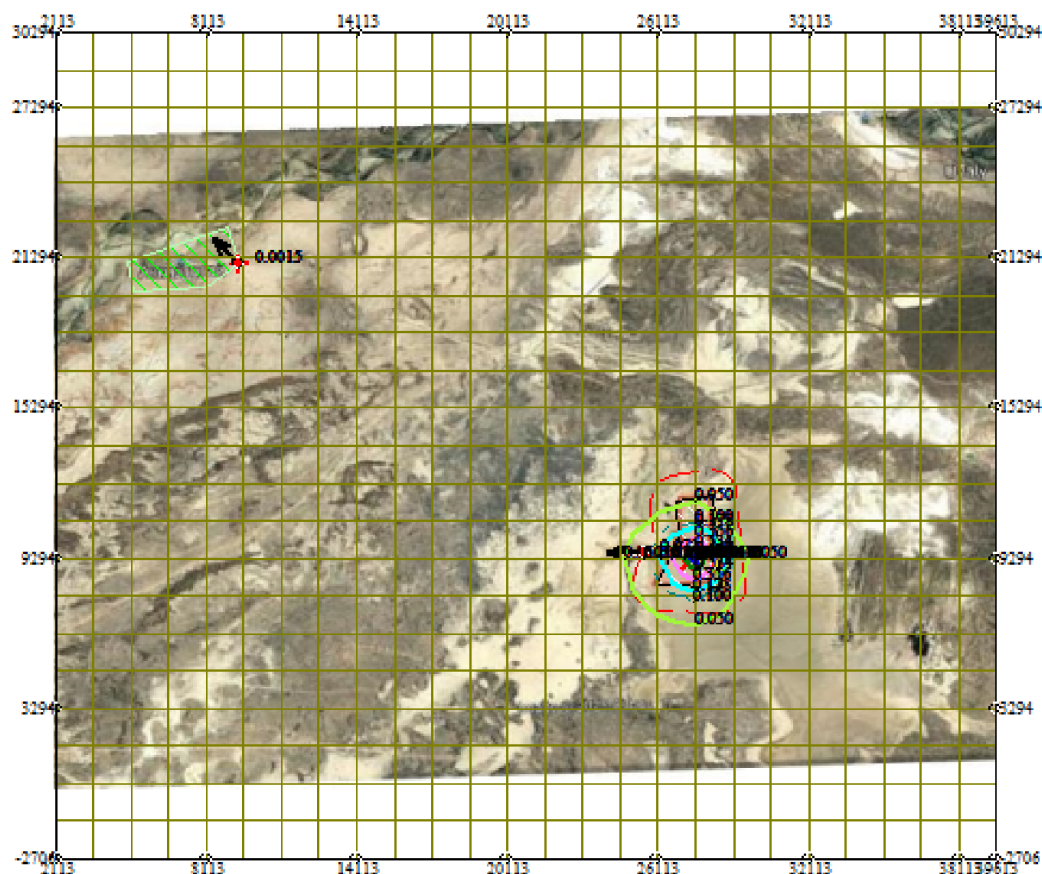
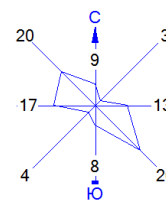
При опасном направлении  $240^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 33000 м,

шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек 26\*23  
Расчет на существующее положение

Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0072 Вывод из консервации скважины\_Караган\_расс Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

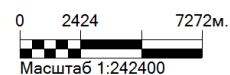


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

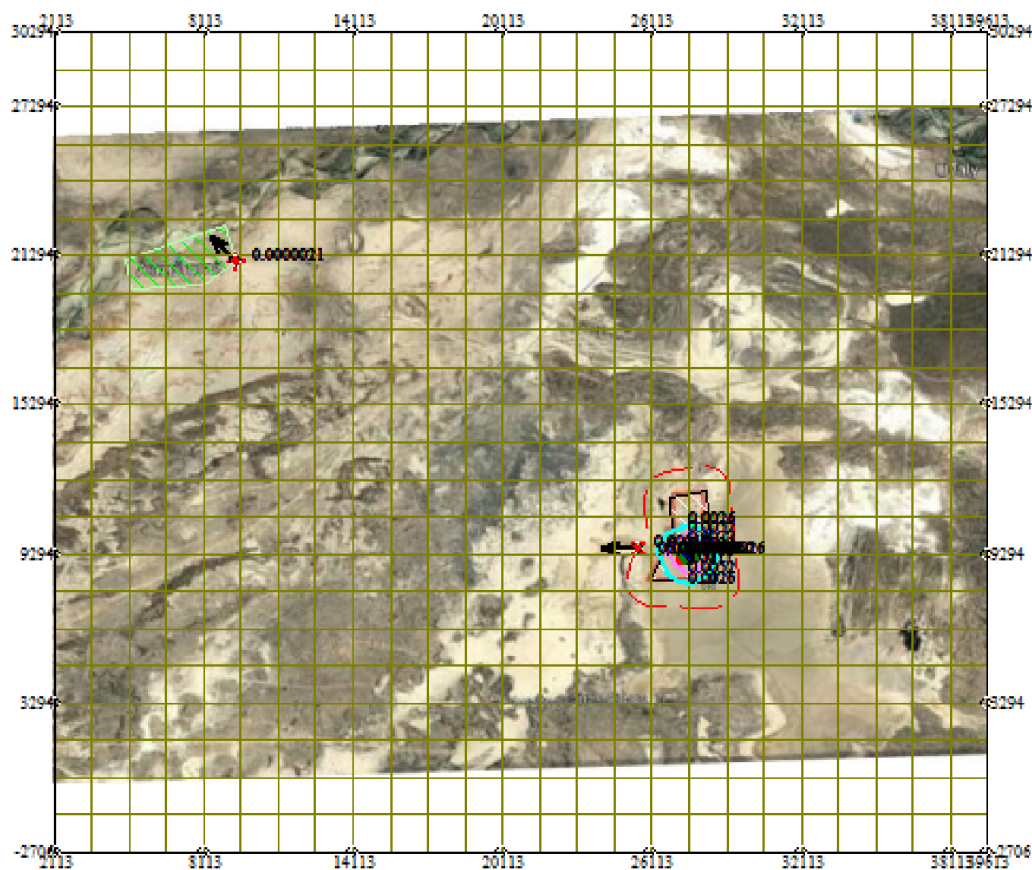
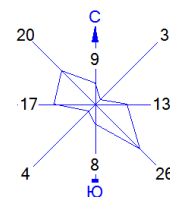
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.178 ПДК
- 0.356 ПДК
- 0.534 ПДК
- 0.640 ПДК



Макс концентрация 0.7111278 ПДК достигается в точке  $x = 27613$   $y = 9294$   
 При опасном направлении 239° и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 33000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек 26\*23  
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0072 Вывод из консервации скважины\_Караган\_расс Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

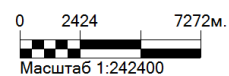


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

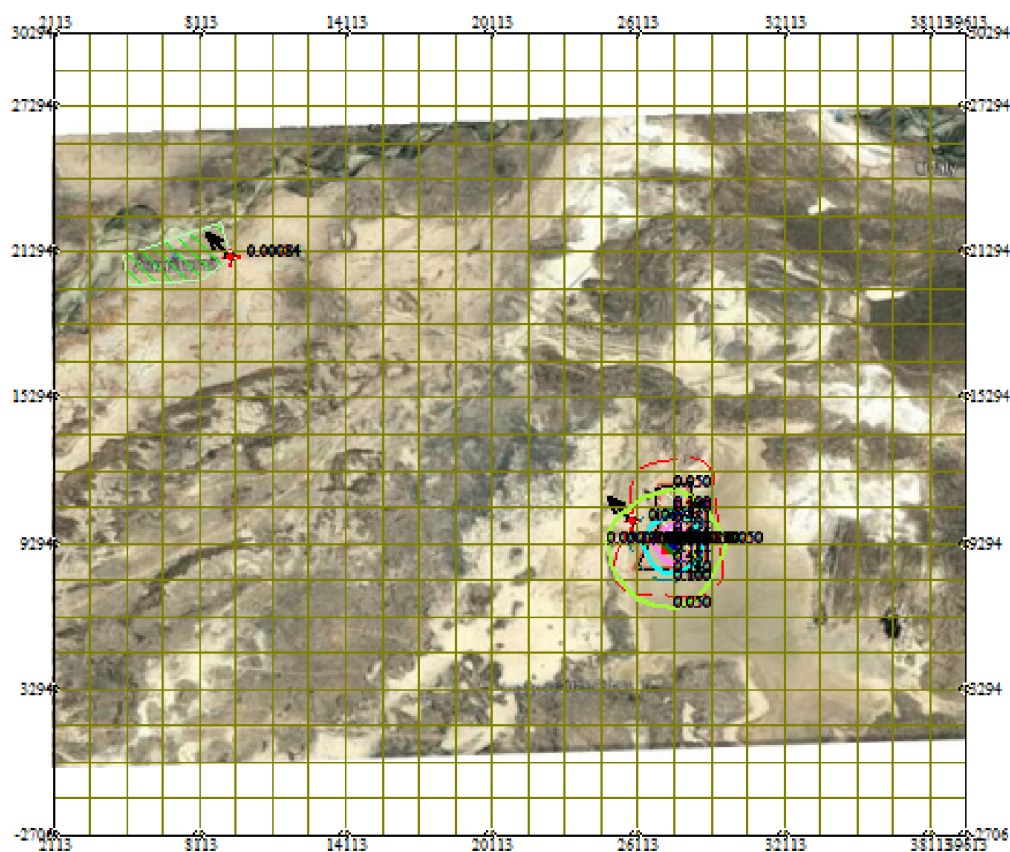
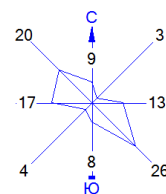
- 0.0026 ПДК
- 0.0052 ПДК
- 0.0077 ПДК
- 0.0093 ПДК



Макс концентрация 0.0103316 ПДК достигается в точке  $x=27613$   $y=9294$   
 При опасном направлении  $240^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 33000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 23$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0072 Вывод из консервации скважины\_Караган\_расс Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

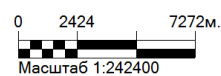


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

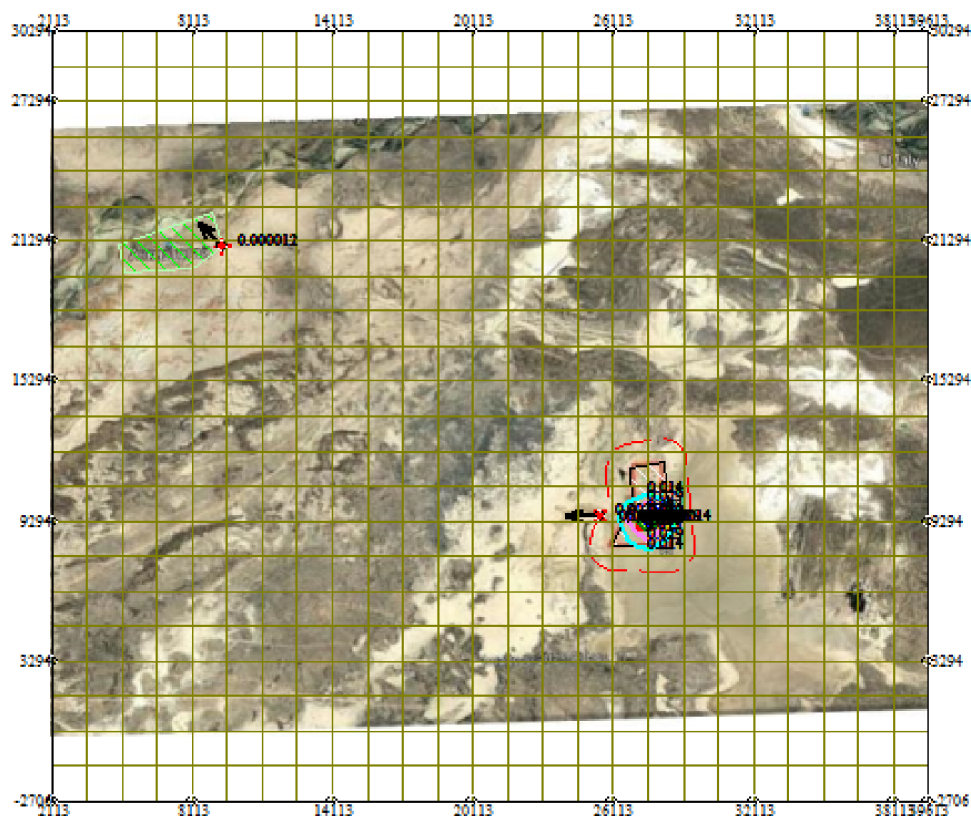
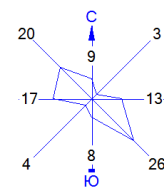
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.240 ПДК
- 0.481 ПДК
- 0.721 ПДК
- 0.865 ПДК



Макс концентрация 0.9609119 ПДК достигается в точке  $x=27613$   $y=9294$   
 При опасном направлении  $240^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 33000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 23$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район  
 Объект : 0072 Вывод из консервации скважины\_Караган\_расс Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)



Условные обозначения:  
 Жилые зоны, группа N 01  
 Территория предприятия  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 0.014 ПДК  
 0.029 ПДК  
 0.043 ПДК  
 0.050 ПДК  
 0.052 ПДК

0 2424 7272м.  
 Масштаб 1:242400

Макс концентрация 0.0575447 ПДК достигается в точке  $x = 27613$   $y = 9294$   
 При опасном направлении  $240^\circ$  и опасной скорости ветра 9 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 37500 м, высота 33000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $26 \times 23$   
 Расчёт на существующее положение.

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3.

## «ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «КАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

06.03.2024

1. Город – Атырауская область
2. Адрес – **Казахстан, Атырауская область, в Жылыойском районе**
4. Организация, запрашивающая фон –
5. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Караган**
6. Разрабатываемый проект – **ПРОЕКТ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАГАН**
7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Озон, Взвешанные частицы PM2.5, Взвешанные частицы PM10**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Казахстан, Атырауская область, Жылыойский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.

**Метеорологическая информация за 2023г. по данным МС Кульсары  
Жылойского района Атырауской области**

**1.Средняя температура воздуха °С.**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-6,8	-5,3	8,0	15,9	22,3	26,4	29,0	27,5	18,7	10,7	6,1	-2,2	12,5

**2. Влажность воздуха в %.**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
65	80	58	41	35	28	36	30	49	67	75	74	53

**3. Атмосферное давление в мм рт.ст.**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
776	767	764	762	762	759	758	759	765	765	763	768	764

**4. Количество осадков мм, по месяцам и за год.**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
7,4	35,2	0,7	12,7	6,3	1,7	33,3	4,0	23,6	39,1	18,4	20,1	202,5

**5. Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек.**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4,6	3,6	3,4	4,6	4,6	3,1	3,0	2,2	1,1	2,5	4,9	5,5	3,6

**6. Облачность – среднее количество, в баллах и среднее число ясных и пасмурных дней.**

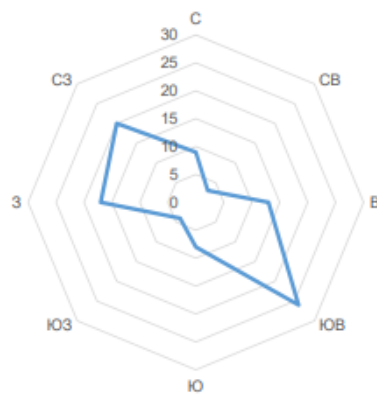
Среднее количество в баллах		Среднее число дней			
		ясных		пасмурных	
Общая	Нижняя	Общая	Нижняя	Общая	Нижняя
4,4	2,7	6	13	5	3



## 7. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:

<b>С</b>	<b>СВ</b>	<b>В</b>	<b>ЮВ</b>	<b>Ю</b>	<b>ЮЗ</b>	<b>З</b>	<b>СЗ</b>	<b>Штиль</b>
9	3	13	26	8	4	17	20	28

## 8. Роза ветров.





## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

14.07.2007 года

01042P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспий Энерджи Ресерч"

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,  
улица ГАЛЫМЖАН ХАКИМОВ, дом № 4,  
БИН: 020840001081

(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)

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

Дата первичной выдачи 14.07.2007

Срок действия  
лицензии

Место выдачи

г.Астана



## ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01042Р

Дата выдачи лицензии 14.07.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

· Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Лицензиат** Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспиан Энерджи Ресерч"

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица ГАЛЫМЖАН ХАКИМОВ, дом № 4, БИН: 020840001081

(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**

(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)**

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