CASPIAN ENERGY
RESEARCH
OIL AND GAS GEOLOGY AND
ENGINEERING

**УТВЕРЖДАЮ:**
Генеральный директор
ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»
СИСЕКЕНОВ О.Л.
“ ” _____ 2026г.,

# ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

## к «Дополнению к проекту разработки месторождения Кемерколь»

(по состоянию 01.05.2026 г.)

**Генеральный директор**
**ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»** **Джамикешов А.М.**

г.Атырау, 2026 г.

# СОДЕРЖАНИЕ


| № | Наименование раздела | стр. |
|---|---|---|
| ВВЕДЕНИЕ | | 5 |
| 1 | **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ** | 8 |
| 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 | 13 |
| 1.2.1. | Климатические условия региона | 13 |
| 1.2.2. | Описание современного состояния воздушного бассейна | 15 |
| 1.2.3. | Поверхностные и подземные воды | 16 |
| 1.2.4. | Растительный и животный мир | 18 |
| 1.2.5 | Характеристика геологического строения | 19 |
| 1.2.5.1. | Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения | 19 |
| 1.2.5.2. | Тектоника | 25 |
| 1.2.5.3. | Нефтегазоносность | 27 |
| 1.2.5.4. | Характеристика толщин коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности | 32 |
| 1.2.6. | Характеристика почвенного покрова | 35 |
| 1.2.7. | Особо охраняемые природные территории | 36 |
| 1.3. | Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям | 38 |
| 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 | 38 |
| 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 | 38 |
| 1.4. | Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности | 39 |
| 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 | 41 |
| 1.5.1. | Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки | 42 |
| 1.5.2. | Технологические показатели вариантов разработки | 43 |
| 1.5.3. | Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта | 62 |
| 1.5.4. | Техника и технология добычи нефти и газа | 63 |
| 1.5.5. | Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа | 64 |
| 1.5.6. | Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента | 64 |
| 1.5.7. | Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ | 65 |
| 1.5.8. | Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин | 67 |
| 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 | 69 |
| 1.7. | Описание работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности | 69 |
| 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 | 69 |
| 1.8.1. | Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу | 69 |
| 1.8.2. | Оценка воздействия на окружающую среду | 72 |
| 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 постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования | 136 |
| 1.9.1. | Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов | 136 |
| 1.9.2. | Расчет количества образующихся отходов | 141 |
| 1.9.3. | Процедура управления отходами | 154 |
| 1.9.4. | Программа управления отходами | 155 |
| 1.9.5. | Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов | 158 |
| 2. | **ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И** | 162 |

| | | |
|---|---|---|
| | **ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ**…… | |
| 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**…… | 165 |
| 4. | **К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**…….. | 167 |
| 4.1. | Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ)…… | 167 |
| 4.2. | Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели…….. | 167 |
| 4.3. | Различная последовательность работ…… | 167 |
| 4.4. | Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели……... | 168 |
| 4.5. | Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)…… | 169 |
| 4.6. | Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)…… | 169 |
| 4.7. | Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)…… | 169 |
| 4.8. | Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду…….. | 169 |
| 5. | **ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ**…… | 170 |
| 5.1. | Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществлении…….. | 170 |
| 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…… | 170 |
| 5.3. | Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности…… | 170 |
| 5.4. | Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту… | 171 |
| 5.5. | Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту…… | 171 |
| 6. | **ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**…… | 172 |
| 6.1. | Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности…… | 172 |
| 6.2. | Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)…… | 173 |
| 6.3. | Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)…… | 174 |
| 6.4. | Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)…….. | 174 |
| 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)……. | 175 |
| 6.6. | Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем…… | 175 |
| 6.7. | Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты…….. | 176 |
| 7. | **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**…… | 178 |
| 7.1. | Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения…… | 178 |
| 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)…….. | 180 |
| 8. | **ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ**…… | 181 |
| 9 | **ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ**……. | 183 |
| 10. | **ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ** … | 184 |

| | | |
|---|---|---|
| 11 | **ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙИ ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ Н АОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ,СВЯЗАННЫХСРИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ** …… | 185 |
| 11.1. | Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности…… | 185 |
| 11.2. | Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него…….. | 186 |
| 11.3. | Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него…… | 187 |
| 11.4. | Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления…….. | 187 |
| 11.5. | Примерные масштабы неблагоприятных последствий…… | 188 |
| 11.6. | Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности……. | 188 |
| 11.7. | Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека…….. | 190 |
| 11.8. | Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями…… | 191 |
| 11.9. | Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий…… | 193 |
| 11.10. | План действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствии загрязнения окружающей среды (загрязнении земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов)…… | 194 |
| 11.11. | Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий…… | 195 |
| 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 НОПРЕДЕЛННОСТИ 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)**…… | 202 |
| 13. | **МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА** … | 212 |
| 14. | **ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙТСВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ**…… | 214 |
| 15. | **ЦЕЛИ,МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТ О ВО ПОСЛЕ ПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ**…… | 216 |
| 16. | **СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**…….. | 217 |
| 17. | **ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**……. | 218 |
| 18. | **ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ** …… | 222 |
| 19. | **ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ**…… | 222 |
| **КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ**…….. | | 223 |
| **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ**……. | | 228 |


ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
2. Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний
3. Письмо о фоновых концентрации
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 ЗРК проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности, по результатом которого было выдано заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду Номер: KZ02VWF00610834 Дата: 21.07.2026 год, выданное Департаментом экологии по Атырауской области. Согласно заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду проведение обязательной оценки воздействия на окружающую среду является объязательным. 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 пп. 1.3 п. 1 раздела 1 приложения 2 Кодекса от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов относится к объектам I категории.

В настоящее время ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В настоящей работе приведена характеристика геологического строения месторождения, представлены фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов в пластовых и поверхностных условиях, а также рассмотрено текущее состояние запасов нефти и растворённого газа. Выполнен комплексный анализ текущего состояния разработки месторождения, дана оценка реализации ранее принятых проектных решений, проведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки. На основании результатов анализа обоснованы исходные данные для выполнения технологических расчётов.

В рамках настоящего проектного документа обосновано выделение эксплуатационных объектов разработки и рассмотрены два варианта дальнейшего освоения месторождения. По результатам проведённой технико-экономической оценки к реализации рекомендован первый вариант, обеспечивающий наиболее эффективные технико-экономические показатели и рациональное вовлечение запасов в разработку. Также предложен комплекс мероприятий, направленных на повышение эффективности системы разработки месторождения. Отдельное внимание уделено вопросам техники и технологии добычи нефти и газа. Сформированы рекомендации по выбору способов эксплуатации скважин, системе сбора и подготовки добываемой продукции, а также требования к бурению проектных скважин, вскрытию продуктивных пластов и освоению скважин. Разработаны мероприятия по контролю разработки месторождения и эксплуатации скважин, охране недр и обеспечению экологической безопасности при ведении нефтепромысловых работ.

Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемерколь. В административном отношении район работ расположен в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшие населенные пункты железнодорожные станции Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 15 км от района работ, районный центр – село Миялы в 120 км.

***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 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:

- «Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь (по состоянию изученности на 01.05.2026 г.)».

Инициатор намечаемой деятельности: ТОО "АП-НАФТА ОПЕРЕЙТИНГ",
060000, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,
Проспект Азаттық, здание № 48,
БИН 151140012039,
Контактное лицо: Сисекенов О.Л.
87770676529,
siseol@nss.kz.

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

Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемерколь.

В административном отношении район работ расположен в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшие населенные пункты железнодорожные станции Мукур и Жантерек расположены соответственно в 15 и 2 км от района работ, районный центр – село Миялы в 120 км (рис. 3).

Вдоль железной дороги Макат-Кандагаш проходит система коммуникаций, кабель ВОЛС, ЛЭП 35 кВт и автодорога Актобе-Атырау. Основными путями сообщения в районе являются железная дорога Астрахань - Актобе, автомобильная дорога Атырау-Актобе, проходящие южнее, и грунтовые дороги.

В орографическом отношении площадь работ расположена в междуречье Сагиз-Кайнар и представляет собой слабо расчлененную равнину, осложненную холмами, грядами, балками. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +60 м до +150 м.

Гидрографическая сеть развита слабо и представлена речкой Сагиз, которая разливается в весенний период.

Климат района резко континентальный, засушливый, с жарким сухим летом (максимальная температура +45 °С), малоснежной холодной зимой (до -35°С -40°С). Количество осадков не превышает 280 мм в год, и они приходятся в основном на осенне-зимний сезон. В этот период из-за раскисающих солончаковых почв и снежных заносов полевые проселочные дороги становятся труднопроходимыми. Снеговой покров ложится в начале декабря и сохраняется до конца марта. Мощность снегового покрова достигает 20-30см, но сильными ветрами основная часть снега сносится в пониженные участки рельефа (балки, низины) и образует снежные заносы.

Для района работ характерны постоянно дующие ветры, направление которых часто соответствует временам года: зимой и весной - восточное, а летом и осенью - западное и южное.

Своеобразие климата и литолого-стратиграфических условий района отражается в специфике почвенного покрова территории. Почвы развиты, в основном, светло- каштановые в комплексе с солонцами и солончаками. Мощность почвенного слоя не превышает 1 м.

Растительность бедная, исключительно травянистая. Покрытие почвы растительностью составляет 60-80%. На возвышенностях развиты полынно-ковыльные сообщества, на пониженных участках пестрые комплексы бело-полынных и черно-полынных сообществ.

Площадка расположения предприятия ровная, коэффициент рельефа местности принимается равным 1,0.

На рассматриваемой территории промышленные зоны, леса, сельскохозяйственные угодия, транспортные магистрали, селитебные территории, зоны отдыха, территории заповедников, ООПТ, музеи, памятники архитектуры, санатории, домов отдыха отсутствуют.

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

Основные параметры участка недр (горный отвод) с указанием координат 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

Приложение № _____
к Контракту № _____ от_____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)
от 29.03.2019 г. Рег. № 344-Д -УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ МИНИСТЕРСТВА ИНДУСТРИИ И ИНФРАСТРУКТУРНОГО РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**ГОРНЫЙ ОТВОД**
**(УЧАСТОК НЕДР)**

Предоставлен **Товариществу с ограниченной ответственностью «Ап-Нафта Оперейтинг»** для осуществления операций по недропользованию на месторождении Кемерколь на основании решения Компетентного органа (Протокол №6/МЭ РК от 19 марта 2019 года).
Горный отвод расположен в **Атырауской области**.
Границы горного отвода показаны на картограмме: участок №1 и 2 обозначены **угловыми точками с № 1 по № 6** и участок №3 обозначены **угловыми точками с № 1 по № 4.**

| Угловые точки | Координаты угловых точек | | | | | | Угловые точки | Координаты угловых точек | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | северная широта | | | восточная долгота | | | | северная широта | | | восточная долгота | | |
| | гр | мин | сек. | гр. | мин | сек. | | гр. | мин | сек. | гр | мин | сек. |
| **Месторождение Кемерколь** | | | | | | | | | | | | | |
| **Участок 1** | | | | | | | **Участок 2** | | | | | | |
| 1 | 47 | 56 | 49 | 54 | 08 | 21 | 1 | 47 | 55 | 55 | 54 | 10 | 27 |
| 2 | 47 | 58 | 16 | 54 | 08 | 27 | 2 | 47 | 56 | 48 | 54 | 11 | 04 |
| 3 | 47 | 58 | 47 | 54 | 08 | 52 | 3 | 47 | 56 | 53 | 54 | 11 | 30 |
| 4 | 47 | 59 | 05 | 54 | 09 | 21 | 4 | 47 | 56 | 27 | 54 | 11 | 19 |
| 5 | 47 | 58 | 30 | 54 | 10 | 03 | 5 | 47 | 56 | 10 | 54 | 11 | 01 |
| 6 | 47 | 57 | 47 | 54 | 10 | 10 | 6 | 47 | 55 | 47 | 54 | 10 | 28 |
| Площадь – 5,695 км² | | | | | | | Площадь – 0,894 км² | | | | | | |
| **Участок 3** | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 47 | 58 | 06 | 54 | 15 | 47 | | | | | | | |
| 2 | 47 | 58 | 45 | 54 | 15 | 00 | | | | | | | |
| 3 | 47 | 58 | 59 | 54 | 15 | 20 | | | | | | | |
| 4 | 47 | 58 | 20 | 54 | 15 | 53 | | | | | | | |
| Площадь – 0,684 км² | | | | | | | | | | | | | |

**Площадь горного отвода – 7,273** (семь целых **двести семьдесят** три тысячных) **км².**
**Глубина разработки – абсолютая отметка минус 1577,6 м.**

**И.о. Заместителя председателя** **М. Тналиев**

**г. Нур-Султан**
**март 2019 г.**

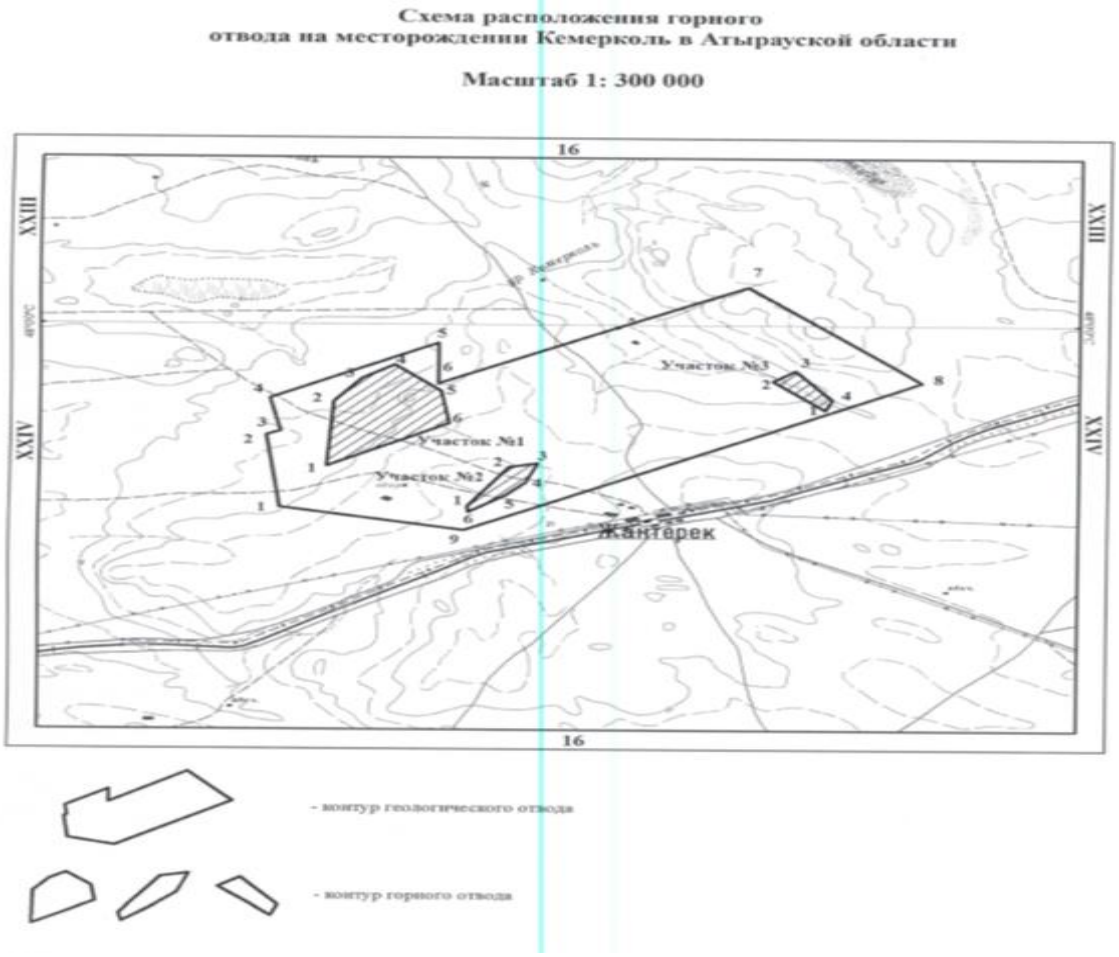



Рисунок 2. Основные параметры участка недр (горный отвод) с указанием координат

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 Кызылкогинского района резко-континентальный с продолжительной холодной зимой, устойчивым снежным покровом и сравнительно коротким, умеренно жарким летом. Характерны

большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, глубокое промерзание почвы, постоянно дующие ветры.

В условиях сухого резко континентального климата одним из основных факторов климатообразования является радиационный режим, формирующий температурный режим территории.

Интенсивность притока прямой солнечной радиации 154-158 ккал/см2, которая увеличивает тепловую нагрузку в летний период на 15-20 градусов.

Наибольшая облачность отмечается в холодное полугодие, и это сказывается на продолжительности солнечного сияния зимой и составляет 5-6 часов в сутки, летом же составляет 11-12 часов. Этот регион относится к зоне ультрафиолетового комфорта.

Чрезмерный перегрев отмечается в течение 60-70 дней, когда температура воздуха превышает 33оС при безветрии или 36оС при скорости ветра более 5 м/сек. В особенно засушливые жаркие месяцы (с мая до первой декады сентября) температура воздуха на южных участках исследуемой территории достигает 43оС.

Безморозный период длится 170 дней. В начале октября возможны заморозки как в воздухе, так и на почве.

Зима холодная продолжительностью 190 дней, отмечаются морозные погоды, когда температура воздуха опускается ниже -25оС при ветре более 6 м/сек. Эти условия образуют дискомфортность зимней погоды со значительным охлаждением в течение 4,5-5 месяцев. В особо холодные зимы температура опускается до -35оС, а иногда и до -40оС.

Минимальное количество осадков в сочетании с высокими температурами обусловливают атмосферные засухи, которые повторяются 3-4 раза в 10 лет.

Устойчивый снежный покров держится в течение 3-3,5 месяцев, причем высота снежного покрова различна на всех исследуемых участках.

В зимний период, который длится около 5 месяцев (ноябрь-март), особенности синоптических процессов способствуют формированию погод, создающих условия переохлаждения. Низкие температуры воздуха сочетаются с повышенными скоростями ветра. Преобладающее направление ветра северо-восточное, восточное и западное. Недостаточная увлажненность рассматриваемой территории проявляется не только в малом количестве выпадающих осадков, но и в низкой влажности воздуха. Относительная влажность воздуха в среднем за год колеблется в пределах 64-76 %.

Высокая инсоляция при таком незначительном увлажнении способствует формированию засушливых типов погоды, нередко переходящих в явления атмосферной засухи и суховеев.

Холодный период года отличается преобладанием антициклонального характера погоды. Доля зимних осадков составляет около 37% годовой суммы, что увеличивает значение снежного покрова как фактора увлажнения почвы. Устойчивый снежный покров наблюдается в течение 140-160 дней, но отличается неравномерным залеганием. Наибольшая его средняя высота в защищенных местах может достигать до 30см. Зимние оттепели иногда полностью сгоняют снег с выровненных участков, что при последующем понижении температуры воздуха может привести к промерзанию почвы более чем на 150 см.

Равнинность территории создает благоприятные условия для интенсивной ветровой деятельности. Зимой господствующие ветры западного направления вызывают бураны. Летом преобладают ветры северо-восточных направлений, способствующих быстрому испарению влаги и иссушению верхнего горизонта почвы. Среднегодовая скорость ветра по многолетним данным составляет 3,6-3,9 м/сек, возрастая зимой и ранней весной до 4,5-4,8 м/сек. В позднее весеннее время, особенно в засушливые годы, интенсивно проявляется ветровая эрозия, чаще всего связанная с пыльными бурями. Последние наблюдаются при северо-западных, северных и северо-восточных ветрах силой более 10м/сек. Обычно пыльные бури бывают в дневное время и продолжаются не более 40-45 минут.

Современное состояние воздушного бассейна территории определяется взаимодействием природно-климатического потенциала и техногенных факторов. Основными факторами, определяющими длительность сохранения загрязнений в местах размещения их источников, являются ветровой режим, наличие температурных инверсий, количество и характер выпадения осадков.

В целом территория характеризуется повторяемостью приземных и приподнятых температурных инверсий, способствующих концентрации загрязнения в приземном слое в пределах 40-45% за год. Наибольшая повторяемость инверсий отмечается в декабре-феврале (до 50-70% ежемесячно).

Мощность инверсий в зимний период достигает 600-800м. Летом инверсии температуры быстро разрушаются, повторяемость их 30-35%.

Повторяемость слабых ветров невелика, среднемесячные скорости ветра колеблются на территории от 3,5 до 8м/сек. В дневные часы ветер усиливается до 10,5м/сек. На высотах свыше 100 м среднемесячные скорости ветра равны 6 м/сек и более. Активная ветровая деятельность как на высоте, так и в приземном слое способствует рассеиванию вредных примесей в атмосфере. Осадки, как фактор самоочищения атмосферы, не оказывают ощутимого воздействия вследствие их небольшого количества, особенно в засушливые годы. В переходные сезоны года, под воздействием резко меняющейся синоптической обстановки, создаются наиболее благоприятные влажностные условия для самоочищения атмосферы от примесей.

Метеорологическая информация за 2025г. по данным МС Сагиз Кзылкогинского района Атырауской области.

1. Средняя температура воздуха °С.

| I | II | III | IY | Y | YI | YII | YIII | IX | X | XI | XII | Год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| -8,9 | -7,0 | 6,1 | 13,8 | 20,4 | 24,7 | 27,3 | 25,4 | 16,8 | 9,2 | 4,6 | -3,7 | 10,7 |

2. Влажность воздуха в %.

| I | II | III | IY | Y | YI | YII | YIII | IX | X | XI | XII | Год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 73 | 83 | 67 | 44 | 38 | 31 | 40 | 35 | 53 | 72 | 81 | 79 | 58 |

3. Атмосферное давление в мм рт.ст.

| I | II | III | IY | Y | YI | YII | YIII | IX | X | XI | XII | Год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 769 | 760 | 758 | 757 | 757 | 753 | 752 | 753 | 759 | 759 | 757 | 762 | 758 |

4. Средняя температура почвы °С

| I | II | III | IY | Y | YI | YII | YIII | IX | X | XI | XII | Год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| -10 | -8 | 6 | 15 | 23 | 29 | 31 | 28 | 19 | 9 | 4 | -4 | 12 |

| | | |
|---|---|---|
| 5. | Число случаев гололедно - изморезевых явлений | 5 |
| 6. | Среднегодовая высота снежного покрова см | 5 |

7. Количество осадков мм, по месяцам и за год.

| I | II | III | IY | Y | YI | YII | YIII | IX | X | XI | XII | Год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 7,1 | 19,2 | 8,1 | 16,6 | 9,1 | 12,9 | 16,4 | 13,9 | 8,2 | 61,5 | 16,0 | 34,7 | 223,7 |

8. Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек.

| I | II | III | IY | Y | YI | YII | YIII | IX | X | XI | XII | Год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,8 | 4,8 | 5,0 | 4,9 | 5,0 | 4,5 | 4,3 | 4,0 | 3,0 | 5,1 | 5,4 | 5,9 | 4,6 |

9. Проведение снегосъемок

| № | Станция | Маршрут | Число снегосъемок | Высота снега | | | | Максим. запас воды,мм | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Макс.из средних | Дата | Абс.макс | Дата | В снеге | Дата |
| 1 | Сагиз | Поле | 7 | 11 | 20 2 | 15 | 25 2 | 32 | 28 2 |

***Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей***

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на переноси 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 в близи 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 в1,5 раза больше.

Ветры оказывают существенное влияние на переноси 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 отисточниковвыбросов. Инверсия за трудняет 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).

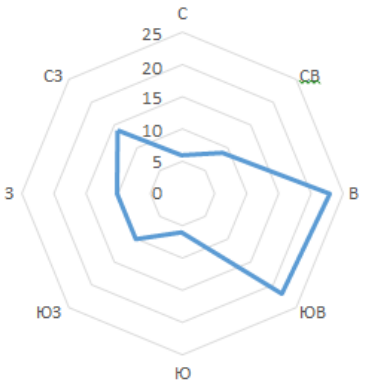
Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами источников загрязнения, зависит от объемов и условий выбросов вредных веществ в атмосферу, природноклиматических условий и особенностей циркуляции атмосферы региона.

Климатическиеусловия в рамках настоящего проекта НДВ приняты по данным ближайших метеостанции Кзылкогинского района согласно письма Филиала РГП «Казгидромет» по Атырауской области.

10. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:

| С | СВ | В | ЮВ | Ю | ЮЗ | З | СЗ | Штиль |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 6 | 9 | 23 | 22 | 6 | 10 | 10 | 14 | 0 |

11. Роза ветров.




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

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

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

| Наименованиехарктеристик | 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 | 6 |
| СВ | 9 |

| | |
|---|---|
| В | 23 |
| ЮВ | 22 |
| Ю | 6 |
| ЮЗ | 10 |
| З | 10 |
| СЗ | 14 |
| Среднегодовая скорость ветра, м/с | 4.0 |
| Максимальная скорость ветра, м/сек | 23 |
| Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с | 9.0 |

### *1.2.2. Описание современного состояния воздушного бассейна*

Согласно отчет по производственному экологическому контролю на месторождении Кемерколь ТОО «АП-Нафта Оперейтинг» за 2 полугодия 2026 год, мониторинг состояния атмосферного воздуха осуществлялся специалистами ТОО «Audit Ecology» (аттестат аккредитации Номер:№ KZ.T.05.E0685 19/11/2021-19/11/2026год)».

Основными целями производственного экологического контроля является получение информации для принятия решений в отношении экологической политики природопользователя, инструментов регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду, обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан, сведение к минимуму воздействия производственных процессов на окружающую среду и здоровье человека, повышение эффективности использования природных ресурсов, повышение уровня соответствия экологическим требованиям, повышение производственной и экологической эффективности системы управления охраной окружающей среды.

Согласно Программе производственного экологического контроля замеры концентраций ЗВ производились на границе СЗЗ (фоновая точка и по ветру) месторождения Кемерколь.

Инструментальные измерения ЗВ проводились при помощи газоанализатора ГАНК-4. При наблюдении за уровнем загрязнения атмосферы использовался разовый режим отбора проб с продолжительностью отбора- 20 мин. на высоте 1,5- 2,0 метра, согласно ГОСТ 17.2.3.01-86, ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010.

| Точки отбора проб, координаты (долгота и широта) | Наименование загрязняющих веществ | Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3) | Фактическая концентрация, мг/м3 | Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность | Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №1 наветр (47.555 ; 54.074) | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) | 0.2 | 0.0328 | | |
| Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №1 наветр (47.555 ; 54.074) | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) | 0.5 | 0.0227 | | |
| Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №1 наветр (47.555 ; 54.074) | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) | 5 | 0.0214 | | |
| Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №1 наветр (47.555 ; 54.074) | Сероводород (Дигидросульфид) | 0.008 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,004) |
| Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №1 наветр (47.555 ; 54.074) | Алканы С12-19/в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) | 1 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,5) |
| Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №2 подветр. (47.5736 ; 54.0748) | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) | 0.2 | 0.0413 | | |
| Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №2 подветр. (47.5736 ; 54.0748) | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) | 0.5 | 0.0234 | | |
| Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №2 подветр. (47.5736 ; 54.0748) | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) | 5 | 0.0249 | | |
| Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №2 подветр. (47.5736 ; 54.0748) | Сероводород (Дигидросульфид) | 0.008 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,004) |
| Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №2 подветр. (47.5736 ; 54.0748) | Алканы С12-19/в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) | 1 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,5) |

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.

### *1.2.3. Поверхностные и подземные воды*

*Поверхностные воды*

Гидрографическая сеть рассматриваемой территории развита слабо. Постоянные природные водотоки и естественные водоемы непосредственно на территории проведения работ отсутствуют. Естественные выходы подземных вод на дневную поверхность, родники и колодцы с пресной водой также отсутствуют.

Современная речная сеть характеризуется редкостью постоянных водотоков. Поверхностный сток носит преимущественно сезонный характер и формируется главным образом в период весеннего снеготаяния, а также эпизодически в периоды выпадения интенсивных атмосферных осадков. В понижениях рельефа, балках и ложбинах возможно формирование временных водотоков и скоплений поверхностных вод.

При сравнительно слабой развитости постоянной речной сети на территории отмечается наличие овражно-балочной сети, по которой осуществляется временный поверхностный сток. Направление и интенсивность такого стока определяются особенностями рельефа, количеством атмосферных осадков, продолжительностью снеготаяния и степенью промерзания почвогрунтов.

Формирование современной гидрографической сети территории связано с историческим развитием рельефа и изменениями гидрологических условий в четвертичный период. Отдельные элементы древней гидрографической сети имеют унаследованный характер и в настоящее время используются преимущественно для отвода временного поверхностного стока.

Ближайшим значимым поверхностным водотоком является река Сагиз, расположенная примерно в 20 км от рассматриваемой территории. Река характеризуется преимущественно сезонным режимом стока и наибольшей водностью в весенний период, в связи со снеготаянием. В летне-осенний период водность реки существенно снижается.

Водные объекты непосредственно на территории проведения работ не используются в качестве источников хозяйственно-питьевого водоснабжения. С учетом засушливости климата, малого количества атмосферных осадков и отсутствия постоянных поверхностных водотоков, поверхностные воды не имеют существенного значения для водоснабжения проектируемых объектов.

*Река Сагиз* является одним из основных поверхностных водотоков Кызылкогинского района Атырауской области. Река протекает по территории Актюбинской и Атырауской областей. Общая протяженность реки составляет около 511 км, площадь водосборного бассейна — около 19,4 тыс. км². Истоки реки расположены на Подуральском плато, далее водоток направляется в сторону Прикаспийской низменности, где теряется в бессточных понижениях и солончаках, не достигая Каспийского моря. Питание реки преимущественно снеговое, частично грунтовое.

Гидрологический режим характеризуется резко выраженной сезонностью. Основная часть стока формируется в весенний период вследствие снеготаяния, когда наблюдается половодье. В меженный период уровень воды существенно снижается, а в нижнем течении отдельные участки русла могут пересыхать и сохраняться в виде отдельных плесов.

Русло реки в различных участках имеет неодинаковое строение. В верхнем течении берега преимущественно более высокие и крутые, тогда как в нижнем течении долина выражена слабее, а русло характеризуется извилистостью. В нижнем течении средний расход воды составляет порядка 2 м³/с, при этом водность существенно изменяется в течение года.

Вода реки Сагиз характеризуется повышенной минерализацией и солоноватостью, вследствие чего не рассматривается как источник питьевого водоснабжения без специальной водоподготовки.

Водные ресурсы реки имеют преимущественно местное хозяйственное значение и в отдельных районах используются для водопоя сельскохозяйственных животных и других хозяйственных целей.

В отношении контрактной территории Кемерколь река Сагиз является ближайшим значимым поверхностным водотоком и расположена ориентировочно в 20 км от участка проведения работ.

Таким образом, русло реки не пересекает территорию проектируемых работ и непосредственное размещение объектов в пределах русла или пойменной территории не предусматривается.

С учетом значительного расстояния до территории работ, отсутствия непосредственного пересечения проектируемыми объектами русла реки и отсутствия планируемого сброса сточных вод в поверхностные водные объекты, прямое воздействие проектируемых работ на реку Сагиз не ожидается.

Вместе с тем при проведении работ предусматриваются меры по предотвращению загрязнения почвенного покрова, временного поверхностного стока и подземных вод, что исключает возможность поступления загрязняющих веществ в расположенные за пределами участка поверхностные водные объекты.

*Мониторинг качества поверхностных вод*

Наблюдения за качеством поверхностных вод по Атырауской области проводились на 21 створах на 6 водных объектах (реки Жайык, Кигаш, Эмба, протоки Шаронова, Перетаска и Яик).

Мониторинг качества морской воды проводится на следующих 22 прибрежных точках Северного Каспийского моря: морской судоходный канал (2), взморье р. Жайык (5), взморье р. Волга (5), станции острова залива Шалыги (5), п.Жанбай (5).

При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 43 гидрохимических показателей качества: визуальные наблюдения, температура, взвешенные вещества, прозрачность, цветность, водородный показатель (pH), растворенный кислород, БПК5, 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 5 водных объектах (рек Жайык, Кигаш, Эмба и в протоке Шаронова и Каспийском море) на 28 створах. Было проанализировано 84 проб на определение острой токсичности исследуемой воды на тестируемый объект.

Мониторинг качества донных отложений по тяжелым металлам (медь, марганец, нефтепродукты, свинец, цинк, кадмий, никель, хром) на территории Атырауской области проводится на 10 створах р.Жайык, пр.Яик и Перетаска и на 22 точках Каспийского моря. Анализировалось содержание нефтепродуктов и тяжелых металлов (медь, хром, кадмий, никель, марганец, свинец и цинк).

По Единой классификации качество воды оценивается следующим образом:

| Наименование водного объекта | Класс качества воды | | Параметры | ед. изм. | концентрация |
|---|---|---|---|---|---|
| | 1 полугодие 2025 г. | 1 полугодие 2026г. | | | |
| р. Жайык | 3 класс *(умеренно загрязненные)* | 3 класс *(умеренно загрязненные)* | БПК5 | мг/дм$^3$ | 2,48 |
| | | | ХПК | мг/дм$^3$ | 16,6 |
| | | | Магний | мг/дм$^3$ | 25,7 |
| пр.Перетаска | 3 класс *(умеренно загрязненные)* | 3 класс *(умеренно загрязненные)* | БПК5 | мг/дм$^3$ | 2,6 |
| | | | ХПК | мг/дм$^3$ | 17,1 |
| | | | Магний | мг/дм$^3$ | 27,4 |
| пр.Яик | 3 класс *умеренно (загрязненные)* | 3 класс *(умеренно загрязненные)* | БПК5 | мг/дм$^3$ | 2,5 |
| | | | ХПК | мг/дм$^3$ | 16,7 |
| | | | Магний | мг/дм$^3$ | 25,7 |
| | | | Нефтепродукты | мг/дм$^3$ | 0,053 |
| р.Кигаш | 3 класс *(умеренно загрязненные)* | 3 класс *(умеренно загрязненные)* | БПК5 | мг/дм$^3$ | 2,4 |
| | | | ХПК | мг/дм$^3$ | 15,4 |
| | | | Магний | мг/дм$^3$ | 24,2 |
| | | | Медь | мг/дм$^3$ | 0,0011 |
| | | | Нефтепродукты | мг/дм$^3$ | 0,053 |
| пр.Шаронова | 3 класс *(умеренно загрязненные)* | 3 класс *(умеренно загрязненные)* | БПК5 | мг/дм$^3$ | 2,4 |
| | | | Магний | мг/дм$^3$ | 28,7 |
| | | | Нефтепродукты | мг/дм$^3$ | 0,057 |
| р.Эмба | 3 класс *(умеренно загрязненные)* | 3 класс *(умеренно загрязненные)* | БПК5 | мг/дм$^3$ | 2,55 |
| | | | Магний | мг/дм$^3$ | 28,2 |
| | | | Нефтепродукты | мг/дм$^3$ | 0,053 |

Как видно из таблицы в сравнении с 1 полугодием 2025 года качество поверхностных вод реки Жайык, Кигаш, Эмба, протоков Перетаска, Яик и

Шаронова осталось без изменений.

Основными загрязняющими веществами в водных объектах по Атырауской области является БПК5, ХПК, магний, медь и нефтепродукты.

*Подземные воды*

Подземные воды территории Кемерколь приурочены к различным водоносным горизонтам и комплексам, распространенным в пределах осадочной толщи Прикаспийской впадины. Условия их формирования и распространения определяются литологическим составом водовмещающих пород, глубиной их залегания, характером питания и степенью гидравлической связи между отдельными водоносными горизонтами.

Гидрогеологические условия района характеризуются наличием подземных вод различной степени водообильности и минерализации. В связи с засушливостью климата и ограниченным количеством атмосферных осадков естественное питание подземных вод с поверхности является слабым. Основное значение в формировании ресурсов подземных вод имеют инфильтрационные процессы в областях питания и перетоки между водоносными горизонтами.

В пределах рассматриваемой территории распространены преимущественно водоносные горизонты, приуроченные к мезозойским отложениям. Водоносные горизонты характеризуются различной степенью водообильности; минерализация подземных вод увеличивается с глубиной и зависит от литолого-фациальных условий залегания водовмещающих пород.

### *1.2.4. Растительный и животный мир*

Животный мир и растительность представлены видами, типичными для полупустынь. Растительный покров представлен, в основном, полынью, верблюжьей колючкой. Животный мир не богат, из крупных животных встречаются сайгаки, волки, лисицы, корсаки. Очень много грызунов. Из птиц встречаются степные орлы, дрофы, куропатки.

Растительный мир беден и представлен типичной для полупустыни полынной и солончаковой разновидностями.

Растительный мир представлен исключительно травами, в основном, черной полынью, верблюжьей колючкой, биюргуном и лишь на склонах больших оврагов, берегах такыров встречается мелкий кустарник.

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 засолонения, а также на солонцах пустынно-степных формируются белоземельно полынные пастбища.

Встречаются как самостоятельными контурами, так и в комплексе с чернополынно - солянковыми, кокпеково - чернополынными, еркеково – серополынно - мятликовыми пастбищами.

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

Незначительное распространение получили биюргуновые, лерхианово-полынные, 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 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

Территория находится в зоне интенсивной деятельности человека, что и сказывается на состоянии растительных сообществ.

В рамках настоящего проекта вырубка и переносзеленых насаждений не предполагаются.

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

Животный мир района не богат. Из крупных животных встречаются: волки, лисы, сайга, которые периодически приходят сюда на лето из южных районов. Из грызунов водятся мыши, суслики, тушканчики. Из пернатых встречаются орлы, утки, куропатки, дрофы. Из пресмыкающих встречаются ужи, фаланги, скорпионы и реже каракурты

Преобладающее положение млекопитающихся 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.

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

### *1.2.5. Почва*

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв.

Целью мониторинга почвенного покрова является получение информации о состоянии почв, для оценки влияния предприятия на их качество.

Отбор проб проводился в соответствии с ГОСТ 17.4.4.02-84 «Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического и гельминтологического анализа» и ГОСТ 17.4.3.01-83 «Почвы. Требования к отбору проб».

Для химического анализа объединенную пробу составляют не менее, чем из пяти точечных проб, взятых с одной пробной площадки. Масса объединенной пробы должна быть не менее 1 кг. Пробные площадки должны быть заложены на участках с однородным почвенным покровом.

1.2.5-1. Сведения по мониторингу воздействия на почвенный покров за II квартал 2026 года:

| Точки отбора проб, координаты | Наименование загрязняющих веществ | Предельно допустимые концентрации (мг/кг) | Фактическая концентрация (мг/кг) | Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность | Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Площадка скважин Точка №3 (север) 47.8731 ; 54.1414 | Нефтепродукты | 0 | 12.08 | | - |
| | Медь | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Свинец | 32 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Цинк | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<25) |
| | Кадмий | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,1) |
| Площадка скважин Точка №4 (юг) 47.4144 ; 54.6274 | Нефтепродукты | 0 | 11.57 | | - |
| | Медь | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Свинец | 32 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Цинк | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<25) |
| | Кадмий | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,1) |
| ПССН Точка №1 (восток) 47.5841 ; 54.1136 | Нефтепродукты | 0 | 15.29 | | - |
| | Медь | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Свинец | 32 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Цинк | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<25) |
| | Кадмий | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,1) |
| ПССН Точка №2 (запад) 47.1844 ; 54.1436 | Нефтепродукты | 0 | 14.3 | | - |
| | Медь | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Свинец | 32 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Цинк | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<25) |
| | Кадмий | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,1) |
| ПССН Точка №3 (север) 47.6357 ; 54.2118 | Нефтепродукты | 0 | 13.64 | | - |
| | Медь | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Свинец | 32 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Цинк | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<25) |
| | Кадмий | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,1) |
| ПССН Точка №4 (юг) 47.4446 ; 54.2967 | Нефтепродукты | 0 | 13.4 | | - |
| | Медь | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Свинец | 32 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Цинк | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<25) |
| | Кадмий | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,1) |
| Вахтовый поселок Точка №1 (восток) 47.5432 ; 54.1487 | Нефтепродукты | 0 | 14.38 | | - |
| | Медь | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Свинец | 32 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Цинк | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<25) |
| | Кадмий | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,1) |
| Вахтовый поселок Точка №2 (запад) 47.9045 ; 54.1026 | Нефтепродукты | 0 | 15.24 | | - |
| | Медь | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Свинец | 32 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Цинк | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<25) |
| | Кадмий | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,1) |
| Вахтовый поселок Точка №3 (север) 47.5152 ; 54.2345 | Нефтепродукты | 0 | 12.62 | | - |
| | Медь | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Свинец | 32 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Цинк | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<25) |
| | Кадмий | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,1) |
| Вахтовый поселок Точка №4 (юг) 47.4283 ; 54.291 | Нефтепродукты | 0 | 14.6 | | - |
| | Медь | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Свинец | 32 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Цинк | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<25) |
| | Кадмий | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,1) |
| Площадка скважин Точка №1 (восток) 47.5522 ; 54.6723 | Нефтепродукты | 0 | 12.21 | | - |
| | Медь | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Свинец | 32 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Цинк | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<25) |
| | Кадмий | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,1) |
| Площадка скважин Точка №2 (запад) 47.7251 ; 54.1134 | Нефтепродукты | 0 | 12.15 | | - |
| | Медь | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Свинец | 32 | 0 | | ниже предела обнаружения (<2,5) |
| | Цинк | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<25) |
| | Кадмий | 0 | 0 | | ниже предела обнаружения (<0,1) |

### *1.2.6.* Характеристика геологического строения

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

На месторождении бурением вскрыты отложения палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов.

Характеристика разреза осадочных отложений месторождения приводится на основании комплекса ГИС, проведенного в пробуренных скважинах, описания и лабораторных исследований кернового материала.

При выделении стратиграфических комплексов в разрезах новых скважин за основу приняты

стратиграфические разбивки ранее пробуренных поисково-разведочных скважин.

**Палеозойская группа – PZ**

**Нижний отдел - $P_1$**

***Кунгурский ярус - $P_1k$.*** Отложения кунгурского яруса представлены мощной толщей каменной соли, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования, выделяемые как гипсово-ангидритовая толща, сложенной ангидритами, алевролитами.

Соль полупрозрачная, белая, прозрачная, разнокристаллическая (мелко-средне-крупнокристаллическая), плотная, средней крепости.

Ангидрит белый, светло-серый, пелитоморфный, плотный, средней крепости.

Алевролит кварцевый, светло-серый со слабым светло-коричневытым оттенком, тонкозернистый, массивный, плотный, средней крепости, на глинистом цементе порово-базального типа.

Толщина кунгурского яруса изменяется от 12,0 м (скв.70, 81) до 324,5 м (скв.85). В кровле кунгурского яруса прослеживается отражающий горизонт VI.

**Мезозойская группа - MZ**

**Триасовая система – T**

В пределах площади триасовые отложения со стратиграфическим несогласием залегают на породах нижней перми и представлены осадками только среднего отдела.

**Средний отдел – $T_2$**

Отложения среднего триаса сложены преимущественно песками, песчаниками, алевролитами и глинами иногда с обломками известняков.

Пески темно-коричневые, светло-зеленые, зеленовато-серые, мелко-среднезернистые, местами алевритистые, слюдистые, кварцевые слабоуплотненные.

Песчаники зеленовато-серые, светло-зеленые, светло-серые с буроватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, крепкие, местами рыхлые, слюдистые с включением пирита.

Глины пестороцветные, светло-, тёмно-зеленые, красновато-коричневые, темно-коричневые, бурые, плотные, слабоизвестковистые, слюдистые, аргиллитоподобные, алевритистые, местами песчанистые.

Микрофаунистически отложения среднего триаса характеризуются фораминиферами в скважинах 72, 73, 75. Встречены фораминиферы: Psammosphaera bulla Voronov, Rhabdammina cylindrica Glaessner, Bathysiphon nodosariaformis Subbotina, Astrorhizoides aff. cornutus (Brady), Bathysiphon sp., Saccammina arctica Gerke, Saccammina aff. ampulacea Schleifer, Saccammina cf. tymjatiensis Schleifer, Saccammina sp., Hyperammina perelegans Kotschetkova, Hyperammina proneptis Schleifer, Hyperammina cf. neglecta Gerke et Sossipatrova, Hyperammina sp., Reophax sp., Hyperamminoides aff. elegans Cushman et Waters, Rhizammina indivisa Brady, Haplophragmoides sp., Trochammina sp., Ammobaculites sp., Ammodiscus aff. varians Kaptarenko, Psammosphaera fusca Schulze, Saccammina parwula Gerke, Thurammina aff. Papillata Brady, Thurammina sp, Reophax sp, Rhabdammina sp.

Толщина среднетриасовых отложений - от 158 м (скв.75) до 929 м (скв.10).

К среднетриасовым отложениям приурочены продуктивные горизонты $T_2$-I (пласты А, В), $T_2$-II, $T_2$-III, $T_2$-IV, $T_2$-V. Пласт Б горизонта $T_2$-I водоносный.

**Юрская система - J**

Юрская система представлена всеми тремя отделами: нижний, средний, верхний.

**Нижний отдел – $J_1$**

Отложения нижней юры сложены песками, песчаниками, алевролитами и глинами иногда с обломками известняков.

Пески светло-зеленые, зеленые, серые, мелко-среднезернистые, слюдистые, слабоуплотненные.

Песчаники зеленовато-серые, светло-зеленые с буроватым оттенком, мелко-среднезернистые, крепкие, глинистые, рыхлые, слюдистые с включением пирита.

Глины светло-, тёмно-зеленые, пестроцветные, бурые, коричневые, плотные, аргиллитоподобные, неизвестковистые, слабослюдистые, алевритистые с прослоями песка.

Толщина отложений нижней юры – 44 м (скв.75) – 88 м (скв.2). К подошве нижнеюрских отложений приурочен отражающий горизонт V.

**Средний отдел – $J_2$**

В нижней части разреза отложений средней юры залегают глины буровато-серые, темно-серые, серые, зеленовато-серые, плотные, алевритистые, песчанистые, слабопесчанистые, слюдистые, неизвестковистые, с включением мелких обугленных растительных остатков.Выше по разрезу глины чередуются с прослоями серых крепких, среднезернистых песчаников и

среднезернистых кварцевых песков той же окраски. Ближе к верхам толщи появляются прослои (10-15см) темно-бурых углей. Заканчивается разрез пачкой мелкозернистых песков и алевролитов.

Микрофаунистически отложения средней юры характеризуются фораминиферами в скв.66. Встречено небольшое количество песчаных фораминифер: Psammosphaera fusca Schulze, Hyperammina odiosa Gerke et Sossipatrova, Hyperammina aff. neglecta Gerke et Sossipatrova, Hyperamminoides sp., Reophax sp., Haplophragmoides sp., Saccammina ampullacea Schleifer, Saccammina sphaerica M. Sars, Saccammina sp., Hyperammina sp.

Также определен спорово-пыльцевой комплекс. В споровой части спектра определены следующие споры: Leiotriletes, Cyathidites, Osmundacidites с видами O. jurassicus (Kara-Murza) Kuzitschkina, Osmundacidites kugartensis Kuzitschkina, O. wellamanii Couper, O. bulbosa (Mal.) Bolch., Converrucosisporites sp., Duplexisporites anagramensis (Kara-Murza) Semenova, Neoraistrickia sp.

В пыльцевой части спектра многочисленна пыльца рода: безмешковой пыльце типа Jnaperturopollenites – Araucariacites, Jnaperturopollenites dubius (Potonie et Venitt) Thomson et Pflug., Perinopollenites elatoides Couper, Jnaperturopollenites magnus (Potonie) Thomson et Pflug, Psophosphaera sp., Araucariacites sp., A. australis Cookson, A. limbatus (Balme) Habib, двухмешковых хвойных Disaccites gen. sp. и Pinaceae (Pinuspollenites sp., Piceaepollenites sp., Pvariabiliformis (Bolchovitina) Petrosjanz, Podocarpidites sp., Podocarpidites proximus (Bolch.) Petrosjanz).

Толщина среднеюрских отложений варьирует от 199,8 м (скв.18) до 452м (скв.34).

**Верхний отдел - $J_3$**

Отложения верхней юры представлены в нижней части зеленовато-серыми, серыми, плотными, песчанистыми, известковистыми глинами с прослоями желтых кварцевых песков, песчаников и мергелей с включением обломков раковин. В верхней части разреза отмечаются прослои серовато-белых песков и светло-серых, крепких известняков.

Микрофаунистически отложения верхнеюрские отложения характеризуются фораминиферами в скважине 62. Встречены единичные песчаные фораминиферы: Astrorhizoides aff. cornutus (Brady), Psammosphaera fusca Schulze, Saccammina ampulacea Schleifer, Thurammina sp., Reophax sp., Nubecularia sp., Saccammina sp., Rhizammina sp., Marsipella sp., Haplophragmoides sp.

К верхнеюрским отложениям приурочен продуктивный горизонт $J_3$-I.

Толщина отложений верхней юры - от 25 м (скв.45) до 44 м (скв.2, 10).

**Меловая система – К**

В строении района и месторождения участвуют нижний и верхний отделы меловой системы.

**Нижний отдел – $K_1$**

Нижнемеловые отложения представлены готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами.

***Готеривский ярус – $K_1g$.*** В состав яруса включены пелециподовая и песчано-глинистая свиты.

В основании *пелециподовой свиты* залегает слой (0,2 м) лиловато-серых мергелей, перекрытых серыми с зеленоватым оттенком плотными плитчато-слоистыми глинами. Выше глины сменяются пачкой тонкозернистых, зеленовато-серых, мелко- и среднезернистых песков с прослоями песчаников и включениями глинистой гальки.

*Песчано-глинистая свита* представлена светло-серыми глинами с многочисленными прослоями буровато - серых мелкозернистых, косослоистых песков.

Толщина отложений яруса изменяется от 55,6 м (скв.18) до 76 м (скв. 95). К подошве готеривского яруса приурочен отражающий горизонт III.

***Барремский ярус – $K_1br$.*** К ярусу относится толща пестроцветных пород. В нижней части разреза они представлены косослоистыми, средне- и мелкозернистыми кварцевыми, желтовато-серыми, слабоуплотными, слюдистыми песками. Выше по разрезу темно-серые, мелко-среднезернистые, слабоуплотнные, кварцево-полевошпатовые, слюдистые пески сменяются пестроцветными, плотными, неизвестковистыми глинами, голубовато-зелеными, глинистыми, слабослюдистыми алевролитами и темно-серыми, мелко-, среднезернистыми, крепкими песчаниками.

Толщина яруса - 96 м (скв.51) - 178,5 м (скв.59).

***Аптский ярус – $K_1a$.*** В основании аптского яруса прослеживается горизонт галечника с крупной галькой и полуокатанными обломками метаморфических и изверженных пород. Выше залегают буровато-серые, буровато-зеленые и коричневые, тонкозернистые, глинистые пески с прослоями темно-серых, черных, плотных, неизвестковистых глин с включением мелких обуглившихся растительных остатков. На толще песков залегают темно-серые и черные глины с присыпками алевритов, известняка и известковистого, серого, мелкозернистого песчаника.

Толщина яруса - 53 м (скв.20) – 104 м (скв.10,11).

***Альбский ярус – $K_1al$.*** Отложения альбского яруса представлены глинами, песками,

алевролитами, песчаниками.

Глины темно-серые, плотные, слабопесчанистые, слюдистые, неизвестковистые, с включениями мелких обугливших растительных остатков. В основании глин повсеместно наблюдаются прослои зеленовато-серого, глауконитового песка со стяжениями фосфоритов и с аммонитами плохой сохранности.

Пески мелко-, среднезернистые, кварцево-палевошпатовые, рыхлые, слюдистые. В основании песков прослеживается буровато-серый конгломерат, состоящий из кварцевой и глинистой гальки, местами переходящей в грубозернистый песчаник или гравелит, цементом выступают гидроокислы железа.

Алевролиты темно-серые с зеленоватым оттенком, палевошпатовые, на карбонатном цементе, крепкие, слюдистые.

Песчаники зеленовато-серые, серые, мелко-, среднезернистые, крепкие на карбонатном цементе с включениями и отпечатками обугливших растительных остатков.

Толщина яруса варьирует от 103 м (скв.32) до 283,5 м (скв.20).

**Верхний отдел – $K_2$**

Литологически отложения верхнего мела представлены глинистыми мергелями, зеленовато-серыми, с прослоями зеленых глин, с включениями серовато-белого, плотного мела. Глины с прослоями песков, алевролитов и песчаников.

Толщина верхнемеловых отложений изменяется от 33,5 м (скв.20) до 116м (скв.2).

**Кайнозойская группа - KZ**

**Неоген-четвертичная система – N-Q**

Литологически она представлена глинами серыми, серовато-зелеными местами известковистыми, загипсованными, песчанистыми, суглинками и супесями грязно-серыми, темно-бурыми, плотными с включениями щебенки и гравия. Толщина отложений - от 10 м до 20 м.

***1.2.6.2.Тектоника***

Месторождение Кемерколь находится в пределах юго-восточной периферии Астраханско-Актюбинской системы поднятий, где отметки поверхности фундамента увеличиваются с северо-востока от глубин -9,0 км до -10,0км.

Месторождение Кемерколь приурочено к восточному борту Нармунданакского поднятия.

В 2006 году по заказу ТОО «VictoriaEnergyCentralAsia» на месторождении Кемерколь АО «Азимут Энерджи Сервисез» были проведены сейсморазведочные работы 3Д МОГТ в объеме 116,6 кв.км с использованием вибросейсмических источников. Комплексная обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д проводилась в PGS GIS в г.Алматы. Были построены структурные карты по отражающим горизонтам VI, T2, V, III и выделены нефтегазоперспективные объекты в надсолевых отложениях.

В 2016 году ТОО «ReservoirEvaluationServices» выполнены переобработка и переинтерпретация данных МОГТ 3Д в комплексе с данными бурения скважин. По результатам выполненных работ построены структурные карты по отражающим горизонтам: III (подошва мела), J2, J2-2 (толще средней юры), V (подошва нижней юры), T3-1, T3, T2-1, T2-2, T2-3, T2-4, T2-5, T2-6, T1 (в толще среднего триаса), VI (кровля соли).

В 2021 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» была осуществлена переобработка и интерпретация вышеназванных сейсмических работ 3Д в объеме 100 кв.км и составлен «Отчет о результатах переобработки и интерпретации 3Д МОГТ на площади Кемерколь (северная часть) контрактной территории ТОО «Ап-Нафта Оперейтинг». Структурные построения были выполнены по горизонтам: III - подошва меловых отложений, кровля юры; V - подошва юрских отложений; T2-1 - горизонт в толще среднего триаса; T2 - горизонт в толще среднего триаса; VI - кровля соленосных отложений кунгура.

В пределах контрактной территории поверхность соли в сводовой части соляного ядра Кемерколь вскрыта бурением на абсолютных отметках от -913м до -1538 м. Ряд скважин, пробуренных на некотором удалении от свода купола, остановлены бурением в триасовых отложениях на глубинах от 1300м до 2000 м.

Отражающий горизонт VI, (рис.5) характеризующий поверхность кунгурской соли, и представляет собой обширное поднятие, осложненное двумя сводами - с различными углами падения крыльев. Размеры сводов по изогипсе -800 м и -900 м составляют 3,75 х 2,75 км и 3,25 х 1,87 км, высота сводов до 250 м. Северо-восточная опущенная часть структуры очень пологая, почти плоская. В периферийной восточной части отмечается мульдовая зона глубиной до -4800 м.

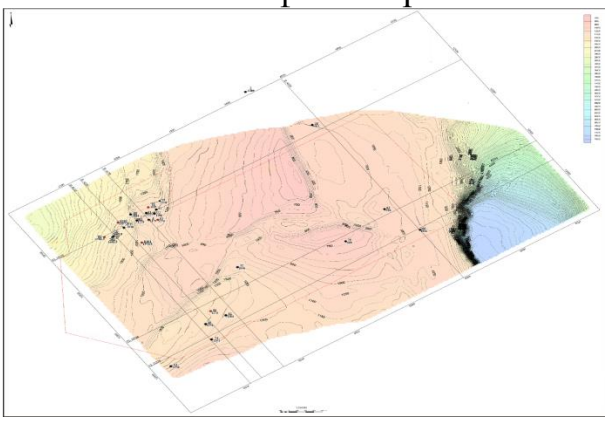


Рисунок 5. Структурная карта по VI отражающему горизонту (кровля соли)

В толще среднетриасовых отложений выделены 9 сейсмических отражающих горизонтов (Т3-1, Т3, Т2-1, Т2-2, Т2-3, Т2-4, Т2-5, Т2-6, Т1), которые прослеживаются по контрактной территории спорадически.

По данным бурения и комплекса ГИС нефтенасыщенные коллектора установлены в отложениях среднего триаса в пределах северо-западного и юго-западного крыльев и в отложениях верхней юры на юго-восточном крыле структуры Кемерколь.

К отложениям среднего триаса приурочены продуктивные горизонты Т2-I (пласты А, В), Т2-II, Т2-III, Т2-IV, Т2-V, к отложениям верхней юры приурочен продуктивный горизонт J3-I.

Структурные карты по отражающим горизонтам Т-3, Т2-5, Т-1 характеризуют геологическое строение кровли продуктивных горизонтов Т2-I (пласт А), Т2-III, Т2-V.

Структурные карты по отражающим горизонтам Т2-1, Т2-3 и Т2-6 характеризуют геологическое строение подошвы соответственно Т2-I (пласт В юго-западное крыло), Т2-I (пласт В северо-западное крыло) и Т2-III продуктивных горизонтов.

Отражающий горизонт Т3-1 развит в пределах восточной части площади (рис. 6). По поверхности горизонта выделяется структура примыкания, ограниченная с востока уступом соли. Центральная часть структуры осложнена тектоническими нарушениями. Свод структуры в районе скважине 18 по изогипсе -700 м имеет размеры 2,0 х 1,75 км, высоту 75 м

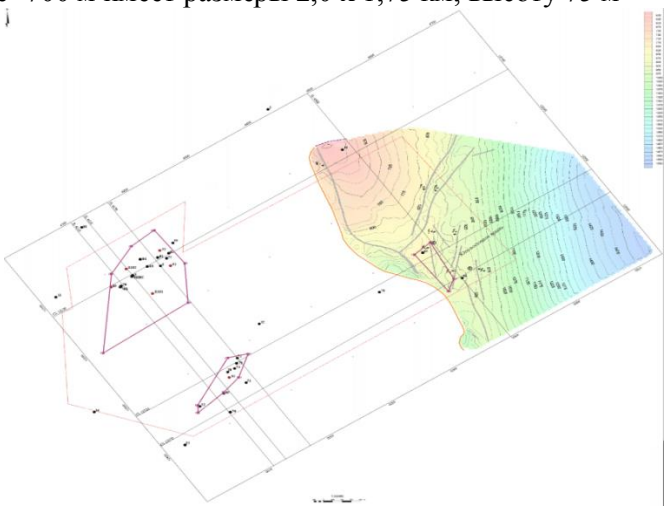


Рисунок 6. Структурная карта по Т3-1 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

Отражающий горизонт Т3 развит почти на всей площади, за исключением части юго-западного крыла, также приурочен к среднетриасовым отложениям (рис. 7). На всех крыльях по поверхности горизонта выделяются структуры примыкания, отчасти ограниченные стратиграфическим и литологическим несогласиями. К данному отражающему горизонту приурочена залежь нефти Т2-I (пласт А) в скважинах 4, 77, 81, 82, 92, 93 северо-западного крыла структуры Кемерколь, в остальных скважинах (9, 9БИС, 10, 11, 83, 84, R102) пласт А горизонта Т2-I выклинивается под отложения нижней юры. Размеры структуры 2,75 х 0,75м, высота 75 м.

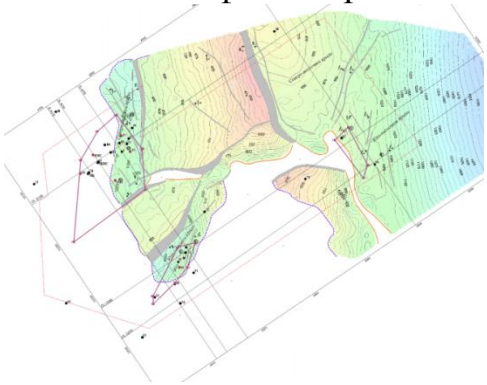


Рисунок 7. Структурная карта по Т3 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

Отражающие горизонты Т2-1, Т2-2 занимают юго-западную часть контрактного участка юго-западного крыла структуры (рис. 8 и 9). К отражающему горизонту Т2-1 приурочена залежь нефти Т2-I (пласт В) в скважинах 20, 73, 75, 95. В районе скважин 20, 73, 95 по ОГ-Т2-1 размеры структуры по изогипсе -1150 м составляют 1,6 х 0,2 км, высота 25 м, по ОГ-Т2-2 размеры структуры по замкнутой изогипсе -1275 м - 1,7х0,3 км, высота 75 м.

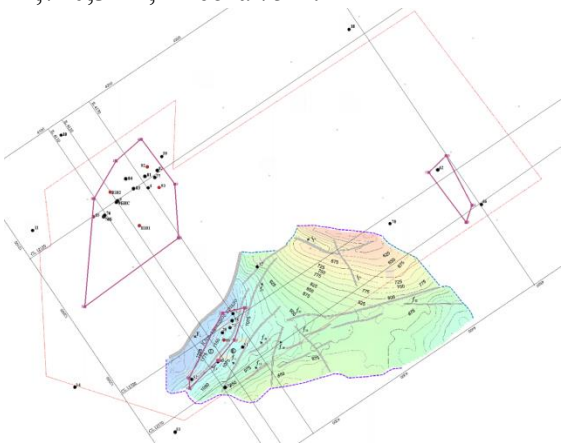


Рисунок 8. Структурная карта по Т2-1 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

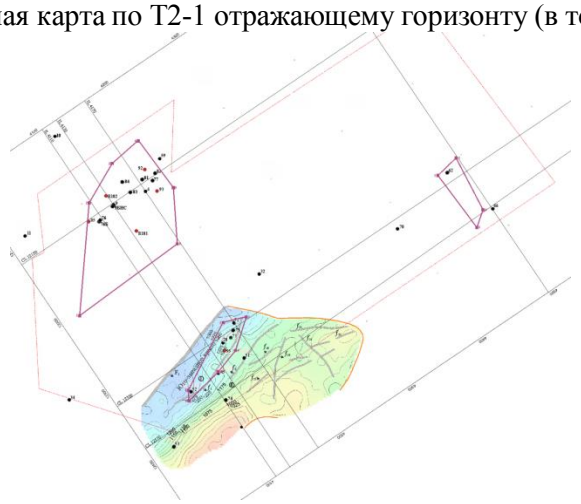


Рисунок 9. Структурная карта по Т2-2 отражающему горизонту (в толще среднего триаса

*Отражающие горизонты Т2-3, Т2-4, Т2-5, Т1* почти повторяют строение горизонта Т2-6, смещаясь лишь гипсометрически и незначительно сдвигаясь по оси. К отражающему горизонту Т2-3 приурочены залежи нефти продуктивных горизонтов $T_2$-I (пласт В) и $T_2$-II в скважинах 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R101 северо-западного крыла. По ОГТ2-3, который характеризует строение залежей нефти в районе скважин: 77, 81, 82, 92, 93 (блок VI); 83, 84 (блок III), R101 (блок IV), размеры структуры составляют - по блоку VII по изогипсе -1135 м – 1,4х0,6 км, высота 20 м, по блоку IV по изогипсе -1155 м – 1,5 х0,9 км, высота 60 м и блоку II по изогипсе -1155 м – 1,4 х0,3 км, высота 20 м. По ОГ-Т2-4 в р-не скважин 9, 9БИС размеры структуры по изогипсе -1200м составляют 1,5 х 0,5 км, высота 125 м. К ОГ Т2-5 приурочена залежь нефти горизонта $T_2$-III в скважинах 9, 9БИС, 84 (блок III) размеры структуры по изогипсе -1300 м - 2,5 х 0,8 км высота 125 м и в скважине R102 (блок II) размеры структуры по изогипсе -1350м - 2,8 х 0,3 км высота до 125 м, по ОГ-Т1 размеры структуры по изогипсе -1900 м – 3,8 х 1,1 км, высота до 225м.

*Отражающий горизонт Т2-6* прослежен в северо-западной части контрактного участка северо-западного крыла структуры, которая разбита разломами на блоки, в центральной части примыкает - к уступу соли (рис. 10).

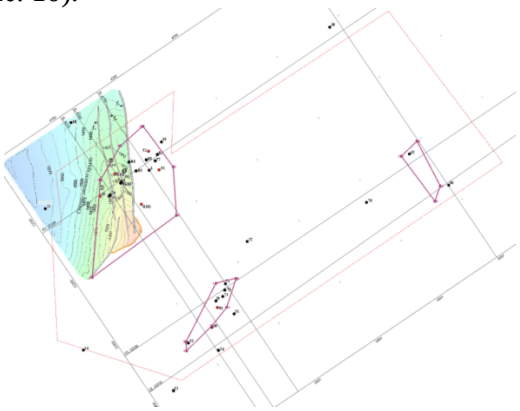


Рисунок 10. Структурная карта по Т2-6 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

К данному отражающему горизонту приурочены залежи нефти Т2-IV, Т2-V в скважинах 76, 76Б северо-западного крыла. В районе скважин 76, 76Б (блок I) по замыкающей изогипсе -1475 м размеры структуры - 4,9 х 1,0 км высота до 150 м. Размеры структуры в районе скв.9, 9БИС, 84 (блок III) по изогипсе -1400 м составляют 1,1 х 0,5 км, высота до 75 м.

Структура Кемерколь по юрско-меловому комплексу системой тектонических нарушений разбита на северо-западное, юго-западное, северо-восточное и юго-восточное крылья. В качестве самостоятельного элемента следует выделить дугообразный грабен, простирающийся с юго-востока в виде дуги до центра купола и далее на запад.

По отражающему горизонту V (подошва нижнеюрских отложений) структура осложнена дизъюнктивной тектоникой, что обусловило четырехлучевое строение купола.(рис. 11)

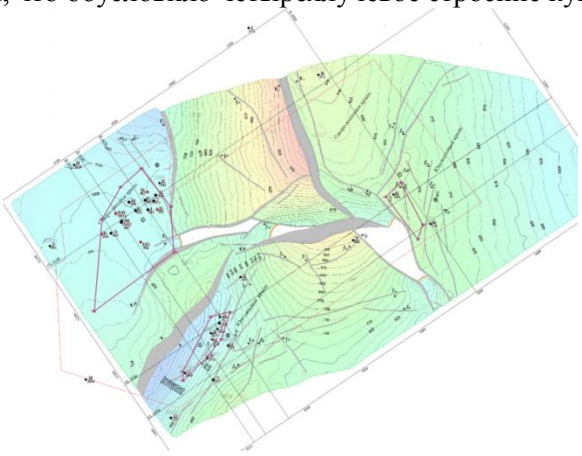


Рисунок 11. Структурная карта по V отражающему горизонту (подошва юры)

Разнонаправленными тектоническими нарушениями выделяются четыре крыла (северо-западное, юго-западное, северо-восточное, юго-восточное), каждое из которых, в свою очередь, осложнено множеством мелких разломов.

Северо-западное крыло, ограниченное с востока крупным разломом, приуроченным к борту соляного поднятия, наиболее поднятое, где пробурены скважины 4, 9, 9БИС, 76, 76Б,77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R101, R102.

Юго-западное крыло образует полусвод на глубине -700 м. Крыло отделяется от северо-западного крыла узкой полосой грабена, внутри которого также образованы полуантиклинальные более мелкие структуры, примыкающие к разломам. На западной части крыла пробурены скважины 20, 45, 51, 52, 53, 72, 73, 74, 75, 95.

Северо-восточный и юго-восточный опущенные крылья характеризуются более пологими углами склонов. Гипсометрические отметки V отражающего горизонта варьируют по всей площади от -250 м до -1100м.

В толще среднеюрских отложениях прослежены сейсмические отражающие горизонты J2, J2-2, структура которых повторяет в плане строение нижележащего отражающего горизонта - осложнена разнонаправленными тектоническими нарушениями (рис.12 и 13).

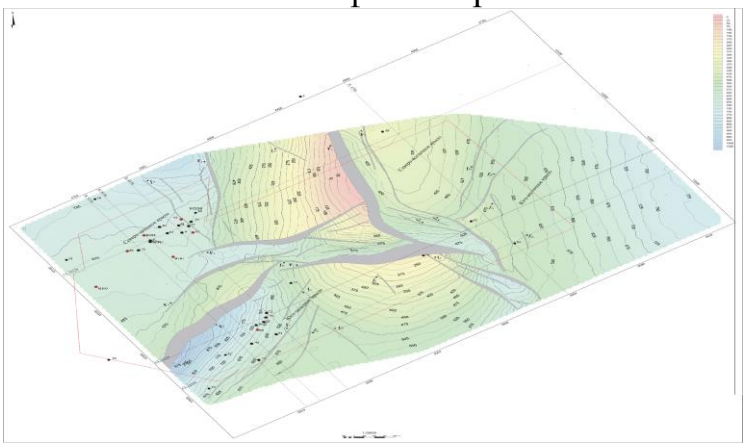


Рисунок 12 - Структурная карта по отражающему горизонту J2

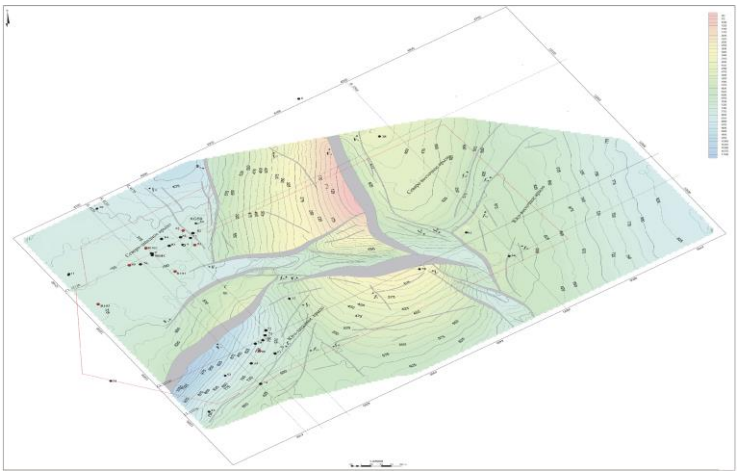


Рис.13 - Структурная карта по отражающему горизонту J2-2

*По отражающему горизонту III (подошва меловых отложений)* структура повторяет в плане строение нижележащих горизонтов: также имеет четыре крыла и грабен, каждое из которых характеризуется наличием ловушек примыкания. Гипсометрические отметки поверхности юрских отложений находятся в интервале -25 - 800 м. ОГ-III характеризует геологическое строение кровли горизонта $J_3$-I на юго-восточном крыле, которое сбросами разделено на 2 блока (I, II), в пределах блоков пробурены скважины 62, 66. Залежь нефти на блоке I (район скв.62) экранирована тектоническими нарушениями $F_7$, $f_{29}$.

***1.2.6.3. Нефтегазоносность***

Месторождение Кемерколь расположено в юго-восточной части Прикаспийского бассейна.

В 1989-1994 годах на структуре Кемерколь было пробурено 14 скважин (2, 4, 9, 10, 11, 18, 20, 32, 34, 45, 51, 52, 53, 59).

Первооткрывательницей месторождения является скважина 4, где при опробовании среднетриасового отложения в 1991г, получен приток нефти дебитом 94,8 $м^3$/сут.

В 2006-2022 годах в пределах месторождения пробурены 21 скважины (9БИС, 62, 66, 70, 72, 73, 74, 75, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84, 85, 95, 93, 95, R101, R102), из которых продуктивными оказались по данным ГИС и опробования 16 скважин (9БИС, 62, 73, 75, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84, 95, 93, 95, R101, R102).

Залежи нефти установлены на северо-западном и юго-западном крыльях структуры в среднетриасовых отложениях, на юго-восточном крыле - в отложениях верхней юры.

В результате детальной пластовой корреляции разрезов скважин в отложениях верхней юры и среднего триаса прослеживаются продуктивные горизонты: $J_3$-I, $T_2$-I (пласты А, В), $T_2$-II, $T_2$-III, $T_2$-IV, $T_2$-V, с которыми связаны нефтяные залежи. Пласт Б горизонта $T_2$-I водоносный

Коллекторы продуктивных горизонтов литологически представлены песками, песчаниками.

Всего на месторождении Кемерколь, с учетом новых горизонтов, установлено 6 продуктивных горизонтов $J_3$-I, $T_2$-I (пласты А, В), $T_2$-II, $T_2$-III, $T_2$-IV, $T_2$-V.

Залежи продуктивных горизонтов по данным бурения и сейсмики 3Д тектоническими нарушениями на северо-западном крыле разбиты на 8 блоков (I, II, III, IV, V, VI, VI$^/$, VII), на юго-

западном крыле на 3 блока (I, I/, II), на юго-восточном крыле на 2 блока (I, II).

За период времени, прошедший после ПЗ-2022г, на месторождении пробурены 2 скважины (R103, R104).

Скважина R-103 ликвидирована по геологическим причинам.

В скважине R104, пробуренной в блоке IV, при опробовании в интервале 1382-1384 м получен приток нефти с водой. Скважина находится в консервации.

При построении структурных карт по кровле коллектора использовались карты по отражающим горизонтам: III (залежь горизонта $J_3$-I юго-восточного крыла); Т2-1 (залежь горизонта $T_2$-I-В юго-западные крыла); на северо-западном крыле Т-3 (залежь горизонта $T_2$-I-А), Т2-3 (залежи горизонтов $T_2$-I-В, $T_2$-II), Т2-5 (залежь горизонта $T_2$-III), Т2-6 (залежь горизонта $T_2$-IV), Т-1 (залежь горизонта $T_2$-V).

Строение продуктивных горизонтов в плане приведены на структурных картах, построенных по кровле коллекторов (граф.пр.5-10).

***Юго-восточное крыло***

**Горизонт $J_3$-I** залегает в кровле отложений верхней юры. Горизонт нефтеносен в пределах блока I.

Блок I. По материалам ГИС в разрезе скважины 62 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, где при опробовании получены притоки нефти с водой (Qн=0,4032м$^3$/сут, Qв=1,613 м$^3$/сут).

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 311,7 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 315,1 м, высота залежи равна 3,4 м. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 315,1 м по разделу нефть-вода.

Площадь залежи составляет 373 тыс. м$^2$. Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

***Северо-западное крыло***

**Горизонт $T_2$-I. Пласт А** залегает в верхней части отложений среднего триаса.

По данным ГИС в скважине R101, пробуренной на блоке IV, коллекторы водонасыщенные (ранее блок IV бурением не был освещен, оценка запасов проведена по аналогии с блоком VI).

В данном отчете ранее единый блок VI разбит на 2 блока (VI, VI/) тектоническим нарушением f/, по данным ГИС в новой скважине 92 коллекторы водонасыщенные, кровля водонасыщенного коллектора находится на отметке минус 1004,1м, что гипсометрически выше на 14,8 м и 16,5 м, чем принятые контуры нефтеносности (ВНК на отметках минус 1018,9 м и минус 1020,6 м).

Горизонт нефтеносен в пределах блока VI.

Блок VI. На блоке пробурены скважины 4, 77, 81, 82, 93. По данным ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 4, 77, 81, нефтеводонасыщенные – в разрезе скважины 82, в скважине 93 коллекторы литолого-фациально замещены.

В скважине 4 в период разведки при опробовании получен был приток нефти дебитом до 94,8 м$^3$/сут.

В скважине 77 в интервале 1060,4-1061,0м (-995,9-996,5 м) коллектор по материалам ГИС имеет неоднозначную характеристику, на уровне вмещающих пород. Из интервала 1060,32-1061,25 м был отобран керн, который представлен глинами с прослойками нефтенасыщенного песчаника. В связи с этим, выделенный коллектор в интервале 1060,4-1061,0м (0,6 м) отнесен к нефти, без оценки нефтенасыщенности.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора минус 989,8 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1020,6 м (скв.4), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1018,9 м (скв.82), высота залежи до 30,8 м, размеры залежи 1,5х0,7 км. Площадь залежи – 817 тыс. м$^2$. Залежь нефти пластовая, полусводовая тектонически, стратиграфически экранированная.

**Горизонт $T_2$-I. Пласт В.** Горизонт нефтеносен в пределах блоков III, IV, VI.

Блок III. По материалам ГИС нефтеводонасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 83, 84.

При опробовании скважин 83, 84 получены притоки нефти дебитами 12 м$^3$/сут, 15,12 м$^3$/сут соответственно. Скважины 83, 84 в пробной эксплуатации находились с 01.03.2017г. В промышленную разработку вступили в 2018 году, текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 2,9 м$^3$/сут и 2,4 м$^3$/сут при обводненности 83,5% и 92,4%

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1058,5 м (скв.83), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1073,1 м (скв.84), высота залежи - 14,6 м, размеры залежи 1,2х0,5 км. ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1073,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 84.

Площадь залежи - 503 тыс.м$^2$. Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок IV. На блоке пробурена скважина R101, где по данным ГИС выделен 1 нефтенасыщенный коллектор. Горизонт не опробован.

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1066,3 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1067,4 м, высота залежи равна 1,1 м, размеры залежи 1,0х0,3 км. ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1067,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 250 тыс.м$^2$. Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок VI. По материалам ГИС нефтеводонасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93.

При опробовании скважин 81, 82, 93 получены притоки нефти дебитами 24 м$^3$/сут, 20,6 м$^3$/сут, 13,6 м$^3$/сут соответственно. Скважины 81, 82 в пробной эксплуатации находились в 2017г, в промышленную рабработку вступили в 2018 году.

В 2019 году в пределах блока были пробурены скважины 92 и 93. При опробовании скважины 93 в инт. 1126,7-1131,4 м (-1055,9-1060,6 м) получены притоки нефти с водой.

В процессе разработки залежи в скважине 92 нижние пласты-коллекторы обводнились, кровля водонасыщенного коллектора фиксируется на отметке минус 1059,6 м. В скважина 93 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1059,3 м, кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1072,1 м.

В промышленную разработку скважина 93 вступила в августе 2019 года.

В действующем фонде находятся скважины 81, 82, 93, где текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 4,4 м$^3$/сут, 6,5 м$^3$/сут, 6,9 м$^3$/сут при обводненности 79,9%, 0,7%, 1,4%.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1043,3 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1065,7 м (скв.81), высота залежи равна 22,4 м, размеры залежи 1,1х0,6 км. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 1065,7 м по разделу нефть-вода в скважине 81.

Площадь залежи составляет 424 тыс.м$^2$. Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

**Горизонт $T_2$-II** нефтеносен в пределах блоков IV, VI.

Блок IV. В пределах блока пробурена скважина R101, где коллекторы по данным ГИС нефтеводонасыщенные.

При опробовании скважины R101 получен приток нефти с водой (Qн=12,1 м$^3$/сут, Qв=1,1 м$^3$/сут).

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1150,9 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1153,2 м, высота залежи равна 2,3 м, размеры залежи 1,2х0,3 км. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 1153,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 293 тыс.м$^2$. Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок VI. По данным ГИС в скважинах 77, 81, 92, 93 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, в скважине 82 коллекторы водонасыщенные.

При опробовании скважин 77 и 92 получены притоки нефти дебитами 30 м$^3$/сут и 1,0 м$^3$/сут соответственно. Скважина 77 в пробной эксплуатации находились в 2016-2017гг, в промышленную разработку скважина вступила в 2018 году.

В процессе разработки в скважине 93 нижний пласт-коллектор обводнился, кровля водонасыщенных коллекторов фиксируется на отметке минус 1139,4 м. При опробовании скважины 92 в инт. 11947-1201 м (-1135,2-1142,2 м) получены притоки нефти с водой.

В промышленную разработку скважина 92 вступила в августе 2019 г.

В действующем фонде находятся скважины 77 и 92, где текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 13,8 м$^3$/сут и 1,2 м$^3$/сут при обводненности 66,1% и 27,6%.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1132,6 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1148,2 м (скв.81), высота залежи равна 15,6 м, размеры залежи 0,8х0,4 км. ВНК принят по данным ГИС наклонным на отметке минус 1148,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора (скв.81) и минус 1146,2 м по кровле водонасыщенного коллектора (скв.92).

Площадь залежи составляет 281 тыс.м$^2$. Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

**Горизонт $T_2$-III** нефтеносен на блоках II, III.

Блок II. На блоке пробурена скважина R102, где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные. Горизонт не опробован.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1353,7 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1362,3 м, высота залежи 8,6 м, размеры залежи 2,7х0,3 км. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 1362,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 739 тыс. м$^2$. Залежь нефти пластовая, сводовая тектонически, стратиграфически экранированная.

Блок III. По данным ГИС в скважинах 9, 9БИС, 84 коллекторы нефтеводонасыщенные.

Нефтеносность установлена при опробовании скважин 9, 9БИС, где получены притоки нефти дебитами 4,89 м$^3$/сут, 2,6 м$^3$/сут соответственно. Скважина 9БИС в промышленной разработке находится с 2018 года, обводненность составляет 100%.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1281,7 м (скв.9БИС), в скв. 9 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1327,5м, в скв.84 кровля водонасыщенного коллектора - на отметке минус 1323,6 м, высота залежи до 45,8 м, размеры залежи 2,1х0,5 км. ВНК принят по данным ГИС наклонным на отметках минус 1327,5 м (скв.9) по подошве нефтенасыщенного коллектора и по кровле водонасыщенного коллектора минус 1323,6 м (скв.84).

Площадь залежи составляет 784 тыс. м$^2$. Залежь нефти пластовая, сводовая тектонически, стратиграфически экранированная.

В дополнительно пробуренной скважине R-104 в IV блоке по ГИС и по данным бурения выделены нефтенасыщенные толщины. Ранее в подсчете запасов (2022 г) этот блок был выделен как водоносный.

**Горизонт $T_2$-IV** нефтеносен на блоке I. По данным ГИС в скважинах 10, 11, 85 коллекторы водонасыщенные, в скважинах 76, 76Б коллекторы нефтеводонасыщенные. Горизонт не опробован.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1464,3 м (скв.76Б), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1468,6 м (скв.76), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1467,5 м (скв.76Б), высота залежи до 4,3 м, размеры залежи 2,2х0,5 км. ВНК принят по данным ГИС наклонным на отметках минус 1468,6м (скв.76) по подошве нефтенасыщенного коллектора и по кровле водонасыщенного коллектора минус 1467,5 м (скв.76Б).

Площадь залежи составляет 836 тыс. м$^2$. Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

**Горизонт $T_2$-V** нефтеносен в блоке I. По данным ГИС в скважинах 10, 11, 85 коллекторы водонасыщенные, в скважинах 76, 76Б коллекторы нефтенасыщенные.

При опробовании в скважине 76 получен приток нефти дебитом 3 м$^3$/сут на 3 мм штуцере, в скважине 76Б - приток нефти дебитом 4,6 м$^3$/сут на 7 мм штуцере.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1565,4 м (скв.76Б), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1577,6 м (скв.76Б), высота залежи равна 12,2 м, размеры залежи 0,5х0,2 км. ВНК принят на отметке минус 1577,6 м по кровле водонасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 139 тыс. м$^2$. Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

***Юго-западное крыло***

**Горизонт $T_2$-I. Пласт В.** В данном отчете ранее единый блок I разбит на 2 блока (I, I$^/$) тектоническим нарушением f$^/$, по результатам бурения новой скважины 95, где подошва нефтенасыщенного коллектора по данным ГИС находится гипсометрически ниже на 13,5 м и 8,7 м, чем принятые контуры нефтеносности (ВНК -1127,2 м -1132,0 м).

Блок I. В пределах блока пробурены скважины 20, 72, 73, 75.

По материалам ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в скважине 73, в скважинах 20, 75 – нефтеводонасыщенные, в скважине 72 - водонасыщенные.

Нефтеносность установлена при опробовании скважин 20, 73, 75: в скважине 20 получен приток нефти дебитом до 80 м$^3$/сут на 7 мм штуцере, в скважине 73 - приток нефти дебитом до 42 м$^3$/сут, в скважине 75 - приток нефти дебитом 12 м$^3$/сут.

Скважина 20 в пробной эксплуатации находилась с 01.03.2006г, скважина 73 - с 01.05.2007г, скважина 75 - с 01.11.2016 г. В промышленную разработку скважины вступили в 2018 году.

В действующем фонде находятся скважины 20, 73, 75, где текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 1,4 м$^3$/сут, 1,6 м$^3$/сут, 1,6 м$^3$/сут при обводненности 95,5%, 92,5%, 76,2% (прил.16

кн.3).

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1092,8 м (скв.73), подошва нефтенасыщенных коллекторов на отметках минус 1129,2 м (скв.20) и минус 1132,0 м (скв.73), высота залежи до 39,2 м, размеры залежи 0,6х0,3 км. ВНК принят наклонным по данным ГИС на отметке минус 1129,2 м по разделу нефть-вода в скважине 20 и на отметке минус 1132,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 73.

Площадь залежи составляет 172 тыс.м$^2$. Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок I'. В пределах блока пробурены скважины 52, 95. По данным ГИС в разрезе скважины 95 выделен нефтенасыщенный коллектор, в скважине 52 коллекторы водонасыщенные. Пласт не опробован.

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1138,5 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1140,7 м, высота залежи равна 2,2 м, размеры залежи 0,4х0,2 км. ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1140,7 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 87 тыс.м$^2$. Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

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

Намечаемая производственная деятельность предусматривается на существующем месторождении с уже сформировавшимися факторами воздействия на окружающую среду.

Факторы воздействия, по результатам проведенных оценок воздействия, значатся в допустимых пределах. В связи с чем отказ от намечаемой деятельности не вызовет существенных изменений в улучшении качества окружающей среды.

Принятые проектные решения и их реализация, позволят осуществляться необходимую производственную деятельность в пределах допустимых норм экологической безопасности, предъявляемым к компонентам окружающей среды.

В целом воздействие производственной и хозяйственной деятельности на окружающую среду проектируемого участка оценивается как допустимое при несомненно крупном социально-экономическом эффекте - обеспечении занятости населения, получения ликвидного продукта – нефти, с вытекающими из этого другими положительными последствиями.

Необходимые для производства материалы будут закупаться у отечественных производителей, тем самым стимулируя производство и занятость населения.

Наличие конкретных технических проектных решений исключает возможные формы неблагоприятного воздействия на окружающую среду, либо при невозможности полного исключения – обеспечивает его существенное снижение.

#### *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 рамках определения сферы охвата и подготовки Отчета о возможных воздействиях к «Дополнению к проекту разработки месторождения Кемерколь» проведена оценка потенциального воздействия намечаемой деятельности на основные компоненты окружающей среды, включая поверхностные и подземные воды.

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 районе расположения проектируемых объектов постоянные естественные водотоки и водоемы отсутствуют. Ближайшие поверхностные водные объекты расположены за пределами территории непосредственного размещения проектируемых объектов. Проектируемые скважины и производственные площадки расположены за пределами водоохранных зон и водоохранных полос водных объектов.

В связи с отсутствием непосредственного пересечения проектируемых объектов с поверхностными водными объектами прямое воздействие на поверхностные воды при штатной эксплуатации не ожидается.

Потенциальное воздействие на поверхностные воды может возникнуть исключительно при нештатных и аварийных ситуациях, связанных с возможным поступлением загрязняющих веществ с территории производственных площадок, а также с поверхностным стоком при нарушении требований к обращению с отходами, горюче-смазочными материалами и загрязненными сточными водами.

Для предотвращения возможного загрязнения водных объектов предусматривается соблюдение установленных водоохранных требований, исключение сброса любых видов отходов в естественные водотоки и пониженные участки рельефа, недопущение мойки автотранспорта вне специально оборудованных мест, а также соблюдение требований к эксплуатации и техническому состоянию оборудования.

Движение производственного транспорта через русла водотоков не предусматривается. Размещение временных стоянок техники, материалов и отходов в пределах водоохранных зон и полос не допускается.

Характер рельефа территории и расположение проектируемых объектов не создают условий для формирования значительных скоплений поверхностного стока на площадках размещения объектов. При соблюдении проектных решений по водопотреблению, водоотведению, обращению с отходами и горюче-смазочными материалами, а также при осуществлении производственного экологического контроля вероятность загрязнения поверхностных вод оценивается как низкая.

Воздействие на подземные воды потенциально может быть связано с проведением буровых работ и эксплуатацией скважин, а также с возможным поступлением загрязняющих веществ в почвенный покров при аварийных ситуациях. Для исключения загрязнения подземных вод предусматривается соблюдение технологии строительства и эксплуатации скважин, обеспечение герметичности обсадных колонн, изоляция продуктивных и водоносных горизонтов, а также соблюдение требований к обращению с производственными отходами и сточными водами.

Учитывая расположение проектируемых объектов, отсутствие непосредственного размещения объектов в водных объектах и их водоохранных зонах, а также предусмотренные природоохранные мероприятия, значительного негативного воздействия на поверхностные и подземные воды не ожидается.

Специальный мониторинг качества поверхностных вод в рамках настоящего проекта не предусматривается, поскольку проектируемые объекты не размещаются в непосредственной близости от поверхностных водных объектов и не предусматривают сброс сточных вод в поверхностные водные объекты. При этом соблюдение требований природоохранного законодательства и производственный экологический контроль осуществляются в установленном порядке.

### *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*

При подготовке Отчета о возможных воздействиях к «Дополнению к проекту разработки месторождения Кемерколь» обеспечена достаточная полнота и детализация информации о текущем состоянии окружающей среды и возможных изменениях ее компонентов в результате реализации намечаемой деятельности.

Оценка потенциального воздействия выполнена с учетом характера и масштаба проектируемых работ, существующего состояния разработки месторождения, предусмотренных проектных решений, а также результатов анализа разработки месторождения.

В рамках подготовки отчета рассмотрены возможные воздействия на атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, земельные ресурсы и почвенный покров, растительный и животный мир, ландшафты, биоразнообразие, экосистемы и экосистемные услуги, а также на состояние здоровья и условия жизни населения и антропогенные объекты.

При оценке использованы имеющиеся достоверные исходные данные, результаты ранее выполненных исследований и проектных изысканий, сведения о природных условиях территории,

фактические показатели разработки месторождения и проектные технологические решения. Дополнительные исследования и детализация выполнялись с учетом их необходимости для определения характера, масштаба и значимости потенциальных воздействий.

Уровень детализации информации принят достаточным для выявления основных источников и факторов воздействия, определения территориальных и временных границ возможного воздействия, оценки его характера и разработки мероприятий по предотвращению, снижению и контролю негативного воздействия на окружающую среду.

При этом проведение дополнительных исследований, не оказывающих существенного влияния на результаты оценки воздействия и не изменяющих принятые проектные решения, не предусматривается, поскольку существующий объем исходной информации является достаточным для достоверной оценки потенциальных экологических последствий реализации намечаемой деятельности.

Объем и уровень детализации использованной информации соответствуют характеру и масштабу намечаемой деятельности и являются достаточными для принятия обоснованных проектных решений и оценки возможных воздействий на окружающую среду.

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 Кемерколь расположено в юго-восточной части Прикаспийского бассейна. В административном отношении территория месторождения относится к Кызылкогинскому району Атырауской области Республики Казахстан.

В настоящее время на месторождении осуществляется промышленная разработка залежей нефти среднетриасовых отложений. Недропользователем является ТОО «АП – Нафта Оперейтинг». Разработка осуществляется на основании Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь, регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г., с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 г. по 12.04.2044 г.

Использование земель предусматривается в соответствии с их целевым назначением и требованиями земельного и экологического законодательства Республики Казахстан.

Земельные участки, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, используются для размещения и эксплуатации объектов нефтегазовой инфраструктуры, включая скважины, кустовые и технологические площадки, объекты сбора и подготовки продукции, внутрипромысловые коммуникации, подъездные дороги и другие объекты, обеспечивающие проведение буровых, добычных и промысловых работ.

Основным целевым назначением использования территории является обеспечение проведения работ по добыче углеводородного сырья, эксплуатации существующих объектов месторождения, строительству и размещению предусмотренных проектом объектов нефтепромысловой инфраструктуры, а также обеспечению транспортировки, сбора и подготовки добываемой продукции.

Первооткрывательницей месторождения является скважина 4, где при опробовании среднетриасового отложения в 1991г, получен приток нефти дебитом 94,8 м3/сут.

Залежи нефти установлены на северо-западном и юго-западном крыльях структуры в среднетриасовых отложениях, на юго-восточном крыле - в отложениях верхней юры.

В результате детальной пластовой корреляции разрезов скважин в отложениях верхней юры и среднего триаса прослеживаются продуктивные горизонты: J3-I, T2-I (пласты А, В), T2-II, T2-III, T2-IV, T2-V, с которыми связаны нефтяные залежи. Пласт Б горизонта T2-I водоносный.

В 1990-1993 годах проведены сейсмические исследования МОГТ 2Д.

В 1994 году ТОО «КазНИГРИ» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти залежей среднетриасового отложения» (протокол ГКЗ РК №74-ПЗ от 23.12.1994 г).

В 1994 году IV квартале ГКХ «Акбота» выполнен прирост запасов нефти среднетриасового отложения (протокол №74-ПЗ от 23.12.1994 г).

В 2004 году недропользователем был ТОО «Saga Creek Gold Company» согласно Контракта на разведку №1580 от 18.11.2004 г.

В 2005 году согласно Дополнения №1 (рег.№1832 от 15.09.2005г) к контракту права недропользования переданы ТОО «Viktoria Energy Central Asia».

В 2005 году ТОО «АкАй Консалтинг» составлен проект разведки месторождения Кемерколь, проектом предусматривалось бурение 10 скважин (протокол «Запказнедра» №136/2005 от

13.09.2005г).

В 2006-2010 годах пробурены 7 скважин (9БИС, 62, 66, 70, 72, 73, 74), из них в двух скважинах (9БИС, 73) при опробовании получены притоки нефти из среднетриасового отложения.

В 2006 году АО «Азимут Энерджи Сервисез» выполнены сейсмические исследования МОГТ-3Д в объеме 116,55 кв.км. В результате проведенных работ было уточнено геологическое строения надсолевых и подсолевых отложений контрактной территории.

В 2007 году ТОО «АкАй Консалтинг» составлен «Проект пробной эксплуатации» (протокол ЦКРР РК №44 от 13.07.2007г).

В 2008 году согласно приказа МЭ и МР о признании недействительным передача прав ТОО «Viktoria Energy Central Asia» согласно решению суда от 06.03.2008г и приостановлением ГРР и ввода месторождения во временную консервацию.

В 2009 году МЭ и МР утверждено Дополнение №2 (рег.№3021 от 23.02.2009г) к контракту №1580, согласно которому права на недропользования от ТОО «Saga Creek Gold Company» передана ТОО «Бакыт Тау».

В 2010 году ТОО «Центр Консалтинг» выполнена переинтерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, по результатам этих работ уточнено геологическое строение контрактной территории.

В 2012 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Проект оценочных работ», где предусматривалось бурение одной оценочной скважины (протокол ЦКРР РК №28 от 15.11.2012г и письмо комитета геологии и недропользования МИиР №17-02-852-И от 28.11.2012г).

С июня 2008 года по январь 2017 год месторождение находилось в консервации.

Период разведки продлен до 01.03.2019г согласно Дополнения №5 (рег.№4289-УВС-МЭ от 08.04.2016 г) к контракту №1580.

В 2016 году права недропользования на контрактной территории Кемерколь от ТОО «Бакыт Тау» перешли к ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» на основании Дополнения №6 (рег.№4315-УВС-МЭ от 30.06.2016г) к контракту №1580.

Недропользователем месторождения Кемерколь является ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» на основании Контракта №1580 от 18.11.2004г на проведение на разведки и добычи углеводородного сырья до 12.09.2022г.

Границы месторождения определены геологическим отводом и 3 участками горного отвода. Площадь геологического отвода составляет 57,727 км2 и глубина разведки до фундамента. Общая площадь горного отвода 7,273 км2 и глубина разработки – абсолютная отметка минус 1577,6 м.

Период разведки на контрактной территории продлевался 3 раза. Последнее продление 2021 году Дополнение №11 с регистрационным №4903 от 25.03.2021 года к контракту №1580 от 18.11.2004 г на проведение разведки углеводородного сырья.

В настоящее время ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.

В 2016 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» выполнена «Переобработка и интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д…» (протокол МД «Запказнедра» №24/2017 от 28.02.2017г). По результатам выполненных работ построены структурные карты по 15 отражающим горизонтам: III (подошва мела), J2, J2-2 (толще средней юры), V (подошва нижней юры), T3-1, T3, T2-1, T2-2, T2-3, T2-4, T2-5, T2-6, T1 (в толще средний триас), VI (кровля соли), VI-1 (кровля соли в подкарнизной части).

В 2016 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлено «Дополнение к проекту оценочных работ» (протокол ЦКР РК №75/23 от 19.08.2016г и письмо комитета геологии и недропользования МИиР №27-5-1804-и от 16.09.2016г).

В 2016-2017 годах пробурены 7 оценочных скважин (75, 76, 77, 81, 82, 83, 84), из них в скважинах 75, 76, 77, 81, 83, 84 при опробовании из среднетриасового отложения получены притоки нефти.

В 2017 году на основе «Дополнения к проекту пробной эксплуатации на месторождении Кемерколь» (протокол ЦКР РК №80/17 от 23.12.2016г и письма комитета геологии и недропользования МИиР №27-5-167-И от 19.01.2017г) возобновлена пробная эксплуатация. Согласно проекту, расконсервированы 2 скважины (20,73) и из бурения в эксплуатацию введены 2 скважины (75,77).

В 2017 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» по результатам бурения 28 скважин по продуктивным горизонтам T2-I, T2-II, T2-III, T2-IV, T2-V выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождении Кемерколь Атырауской области РК по

состоянию на 01.04.2017г» (протокол ГКЗ РК №1840-17-П от 17.08.2017г). На государственный баланс приняты запасы нефти: по категории С1 – 1719 тыс.т геологических и 350 тыс.т извлекаемых, по категории С2 – 458 тыс.т геологических и 70 тыс.т извлекаемых.

В 2017 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнено «Дополнение №2 к проекту оценочных работ на месторождении Кемерколь». Проектом закладывалось бурение трех оценочных скважин 85, 86 проектными глубинами 2500+250 м и скв.78 проектной глубиной 1500+250 м и углубление пробуренной скважины 76 до проектной глубины 2500+250 м (протокол ЦКРР РК №88/9 от 24.08.2017г и письмо комитета геологии и недропользования МИиР №27-5-1897-и от 28.09.2017г). В декабре 2017 года скважина 76 была углублена до глубины 2200 м для поиска улеводородов на подкарнизовые пермотриасовые отложения, но проектной глубины 2500 м достичь не удалось из-за прихвата бурового инструмента в интервале 1800-2200 м, скважина была ликвидирована по техническим причинам.

В 2017 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кемерколь» (протокол ЦКРР РК №89/14 от 29.09.2017г и письмо комитета геологии МИиР РК 27-5-2063-и от 25.10.2017г).

В 2018 году в скважине 76 пробурен боковой ствол 76Б, где при опробовании интервала 1624-1626м получен приток нефти дебитом 4,6м3/сут.

В 2018 году ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч" по результатам бурения 29 скважин по продуктивным горизонтам Т2-I, Т2-II, Т2-III, Т2-IV, Т2-V составлен «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь по состоянию на 01.04.2018 г», утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям С1 и С2 составили соответственно 2625/589 и 555/36 тыс.т, растворенного газа – 45/10,8 и 11,1/1,27 млн.м3 (протокол №1992-18-У ГКЗ РК от 29.11.2018г).

В 2018 году ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч" составлен «Проект разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь (протокол ЦКРР РК № 6/11 от 20.12.2018г).

В 2018 году составлен «Проект разработки месторождения Кемерколь по состоянию на 01.12.2018г» (протокол ЦКРР РК № 8/3 от 01.03.2019г).

В октябре 2019 года пробурены скважины 92, 93, 95: в скважинах 92, 93 при опробовании получены притоки нефти с водой (в скв.92 - Qн=1,0 м3/сут Qв=0,5 м3/сут, в скв.93 - Qн=13,6 м3/сут Qв=0,4 м3/сут), в скважине 95 получен приток воды дебитом 0,1 м3/сут.

В 2020 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Анализ разработки по среднетриасовым нефтеносным горизонтам месторождения Кемерколь» (протокол ЦКРР РК №11/9 от 18.02.2021г).

В 2021 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» составлен «Отчет о результатах переобработки и интерпретации 3Д МОГТ на площади Кемерколь (северная часть) контрактной территории ТОО «Ап-Нафта Оперейтинг» (письмо МД «Запказнедра» №26-10-4-1848 от 02.11.2021г, письмо ТОО «РЦГИ «Казгеоинформ» №26-14-021-1391 от 22.11.2021г). По результатам этих работ были выполнены структурные построения по 6 отражающим горизонтам: III - подошва меловых отложений, кровля юры; V - подошва юрских отложений; Т2-1 и Т2 - в толще среднем триасе; VI - кровля соленосных отложений кунгура; VI-1 - подошва соли - кровля подкарнизных терригенных отложений, VI-2 - кровля соли под карнизом.

В 2021 году составлено «Дополнение к проекту разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно Контракта №1580 от 18.11.2004 г» (протокол ЦКРР РК № 21/5 от 14.12.2021г). Проектом на 2022 год проектируется вместо бурения 6 оценочных скважин (78, 86, 87, 88 – на пермотриасовых отложениях и скважины 67, 71 – на юрских и триасовых отложениях), предусмотренных Проектом разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь (ПР-2018г), пробурить 6 оценочных скважин, из которых 3 скважины независимые (78, R101, R102 – в отложениях перми) и 3 скважины – зависимые (R103, R104, R105 – в пермотриасовых отложениях).

С марте-июне 2022 года пробурены 2 оценочные скважины (R101, R102), из них в скважине R101 при опробовании интервала 1217-1219 м получен приток нефти с водой.

В настоящее время в промышленной разработке находятся залежи нефти среднетриасового отложения: на северо-западном крыле горизонт Т2-I пласт А (скв.4), горизонт Т2-I пласт В (скв.81, 82, 83, 84, 93), горизонт Т2-II (скв.77, 92) и на юго-западном крыле горизонт Т2-I пласт В (скв.20, 73, 75).

В 2022 г.ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь по состоянию изученности на 01.07.2022 г», утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям С1 и С2 составили соответственно 2353/588 и 652/28,7 тыс.т, растворенного газа – 28,8/8,1 и 11,8/0,67 млн.м3

(Протокол ГКЗ РК №2457-22-У от 26.09.22г).

В 2023 году ТОО «Смарт Инжиниринг» выполнено «Дополнение к проекту разработки месторождении Кемерколь по состоянию на 02.01.2023 г.». (ЦКРР РК № 42/9 от 24.08.2023г).

После Дополнение к проекту разработки на месторождении было пробурены три скважины R-105, R-106 и оц-107. В скважине R-105 проведено испытание в интервале 1086,7-1088,2 м, где получен нефть дебитом 3,6м3/сут. В скважине R-106 проведено испытание в интервале 1195,5-1196,3м, 1204,1-1204,6м, 1207,8-1208,4м. 1209,5-1210,3м, где получен расчетный дебит жидкости составляет 1,7м3/сут. Также проведены физико-химический анализ поверхностной пробы нефти в скважинах 4, 9, 20, 73, 75, 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R101, R104, R105, R106 физико-химический анализ пластовой воды в скважинах 4, 9, 9 БИС, 20, 73, 75, 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R101, R102, R104, R105, R106 стандартные и специальные анализы керна в скважинах R105. Керновой материал, отобранный со скважин R106 и 107оц в объеме 15,49м и 53,4м соответственно, на данный момент находится на исследовании в лаборатории ТОО «Stratum CER».

В 2024 г разработан и защищен на ЦКРР РК «Анализ разработки…» выполненный по состоянию на 01.11.2024 г, в рамках которого утверждены показатели на 2024-2026 гг (протокол №57/16 от 21-22 ноября 2024 г).

В настоящей работе приведена характеристика геологического строения месторождения, представлены фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов в пластовых и поверхностных условиях, а также рассмотрено текущее состояние запасов нефти и растворённого газа.

Выполнен комплексный анализ текущего состояния разработки месторождения, дана оценка реализации ранее принятых проектных решений, проведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки. На основании результатов анализа обоснованы исходные данные для выполнения технологических расчётов.

В рамках настоящего проектного документа обосновано выделение эксплуатационных объектов разработки и рассмотрены два варианта дальнейшего освоения месторождения. По результатам проведённой технико-экономической оценки к реализации рекомендован первый вариант, обеспечивающий наиболее эффективные технико-экономические показатели и рациональное вовлечение запасов в разработку. Также предложен комплекс мероприятий, направленных на повышение эффективности системы разработки месторождения.

Отдельное внимание уделено вопросам техники и технологии добычи нефти и газа. Сформированы рекомендации по выбору способов эксплуатации скважин, системе сбора и подготовки добываемой продукции, а также требования к бурению проектных скважин, вскрытию продуктивных пластов и освоению скважин. Разработаны мероприятия по контролю разработки месторождения и эксплуатации скважин, охране недр и обеспечению экологической безопасности при ведении нефтепромысловых работ.

### 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 Кемерколь характеризуется сложным геологическим строением и мелкоблоковым строением залежей. Установлена нефтеносность триасовых отложений.

С учетом геолого-литологического строения, термобарических условий продуктивных горизонтов, физико-химических свойств нефти и текущего состояния разработки выделение эксплуатационных объектов месторождения сохраняется без изменений:

I объект – горизонт Т2-I, пласт А, блок VI Северо-западного крыла;

II объект – горизонт Т2-I, пласт В, блоки III, VI Северо-западного крыла;

III объект – горизонт Т2-II, блоки IV, VI Северо-западного крыла;

IV объект – горизонт Т2-III, блок III Северо-западного крыла;

V объект – горизонт Т2-V, блок I Северо-западного крыла;

VI объект – горизонт Т2-I, пласт В, блок I Юго-западного крыла.

В рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Кемерколь» в соответствии с Методическими указаниями рассмотрены два варианта дальнейшей разработки эксплуатационных объектов.

Необходимость актуализации проектных решений обусловлена текущим состоянием разработки месторождения, результатами анализа разработки за 2024 год, фактическими показателями работы эксплуатационного фонда, степенью выработки запасов, а также необходимостью формирования проектных технологических показателей на перспективный период.

При формировании вариантов учитывались:

- текущее состояние эксплуатационного фонда скважин;
- результаты ранее выполненных геолого-технических мероприятий;
- эффективность системы поддержания пластового давления;
- фактические показатели работы добывающих скважин;
- степень выработки запасов по отдельным объектам и блокам;
- техническая возможность проведения переводов и возвратов скважин;
- возможность бурения новых эксплуатационных скважин;
- возможность применения мероприятий по интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи.

Оба варианта сформированы с учетом принципов рационального недропользования и направлены на максимально эффективное вовлечение остаточных извлекаемых запасов в разработку при обеспечении технологической и экономической эффективности эксплуатации месторождения.

**Вариант 1 – базовый, рекомендуемый**

Базовый вариант предусматривает продолжение ранее принятых проектных решений с сохранением основных подходов к разработке эксплуатационных объектов, оптимизацией действующего фонда, переводом скважин под систему поддержания пластового давления, проведением геолого-технических мероприятий и бурением новых эксплуатационных скважин.

Предусматривается бурение семи новых эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 с поэтапным вводом начиная с 2028 года. Общий фонд скважин предусматривается в количестве 26 единиц, в том числе 24 добывающих и 2 нагнетательных скважины.

Период стабильной добычи нефти составит 2028–2031 годы. Максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году и составит 22,3 тыс. т.

Основные мероприятия по объектам:

***I объект (Т2-I, А блок VI)***

Предусматривается:

- проведение дострела на скважине №4 в 2027 году;
- проведение ОВП на скважине №4, R105 в 2030 и 2033 годах (при этом дальнейшее проведение будет зависеть от эффективности и продолжительности ОВП).

***II объект (Т2-I, В блоки III, VI)***

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине №84 в 2027 и 2030 годах;
- перевод скважины R102 из IV объекта на II объект под ППД в 2027 году;
- бурение скважины R108 в 2028 году;
- бурение скважины R112 в 2029 году;
- бурение скважины R111 в 2030 году.

***III объект (Т2-II блок VI)***

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине R101 в 2028 году;
- бурение скважины R113 в 2029 году;
- бурение скважины R110 в 2030 году;
- перевод скважины №77 из III объекта под ППД на II объект в 2043 году.

***IV объект (Т2-III блок II)***

Предусматривается:

- перевод скважины R102 на II объект в 2027 году;
- проведение термопрогрева на скважине №9БИС в 2027 году;
- бурение скважины R109 в 2028 году.

***V объект (Т2-V блок I)***

Предусматривается:

- вывод из консервации скважины №76Б в 2027 году;
- бурение скважины R114 в 2031 году.

***VI объект (Т2-I, В блок I)***

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине №73 в 2027 году;
- перевод скважины №95 из добывающего фонда в систему ППД в 2028 году.

Таким образом, базовый вариант ориентирован на поддержание стабильной разработки месторождения за счет оптимизации действующего фонда, бурения новых скважин, проведения мероприятий по интенсификации добычи и расширения системы поддержания пластового давления.

**Вариант 2 (альтернативный)**

Альтернативный вариант предусматривает более интенсивное использование существующего фонда скважин и замену части нового бурения проведением зарезки боковых горизонтальных стволов (ЗБГС).

В рамках варианта предусматривается бурение четырех новых вертикальных эксплуатационных скважин №№ R112, R113, R111 и R109 вместо семи скважин, предусмотренных базовым вариантом.

Общий фонд скважин предусматривается в количестве 22 единиц, в том числе 20 добывающих и 2 нагнетательных скважины.

Период стабильной добычи нефти составит 2028–2031 годы. Максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 24,0 тыс. т.

По большинству объектов мероприятия альтернативного варианта аналогичны базовому варианту. Отличия предусматриваются по следующим объектам.

***II объект (Т2-I, В блоки III, VI)***

В отличие от базового варианта бурение скважины R108 в 2028 году не предусматривается.

***III объект (Т2-II блок VI)***

Проведение ЗБГС на скважине R104 в 2028 году вместо бурения скважины R110 в 2030 году.

Применение ЗБГС на III объекте позволит увеличить охват пласта дренированием, вовлечь в разработку слабовыработанные зоны залежи и обеспечить дополнительный прирост добычи нефти.

***IV объект (Т2-III блок II)***

Дополнительно предусматривается проведение ЗБГС на скважине R102 в 2029 году.

***V объект (Т2-V блок I)***

Дополнительно предусматривается проведение ЗБГС на скважине №76Б в 2029 году.

В целом альтернативный вариант характеризуется более интенсивным вовлечением остаточных запасов в разработку и предусматривает применение технологий, направленных на увеличение коэффициента охвата залежей дренированием, повышение продуктивности скважин.

Таблица 1.5-1. ГТМ и бурение новых скважин по вариантам разработки

| Год | Объект | Скважина | Мероприятие | 1 вариант | 2 вариант | ожидаемый дебит нефти, т/сут |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2027 | I (Т2-1, А блок VI) | 4 | Дострел | ✓ | ✓ | 4 |
| 2027 | I (Т2-1, А блок VI) | R106 | ПВЛГ на 2 объект из бд | ✓ | ✓ | |
| 2030 | I (Т2-1, А блок VI) | 4 | ОВП | ✓ | ✓ | 4 |
| 2030 | I (Т2-1, А блок VI) | R105 | ОВП | ✓ | ✓ | 4 |
| 2033 | I (Т2-1, А блок VI) | 4 | ОВП | ✓ | ✓ | 4 |
| 2033 | I (Т2-1, А блок VI) | R105 | ОВП | ✓ | ✓ | 4 |
| 2027 | II (Т2-I, В блок III, VI) | 84 | ОВП | ✓ | ✓ | 4 |
| 2027 | II (Т2-I, В блок III, VI) | R106 | ПВЛГ из I объекта на II объект | ✓ | ✓ | |
| 2027 | II (Т2-I, В блок III, VI) | R102 | ПВЛГ из IV объекта на II объект под ППД | ✓ | - | |
| 2028 | II (Т2-I, В блок III, VI) | R108 | Бурение | ✓ | — | 10 |
| 2029 | II (Т2-I, В блок III, VI) | R112 | Бурение | ✓ | ✓ | 6 |
| 2030 | II (Т2-I, В блок III, VI) | 84 | ОВП | ✓ | ✓ | 5 |
| 2043 | II (Т2-I, В блок III, VI) | 77 | ПВЛГ на 2 объект | ✓ | ✓ | 5 |
| 2028 | III (Т2-II блок VI) | R104 | ЗБГС (бд) | — | ✓ | 10 |
| 2028 | III (Т2-II блок VI) | R101 | ОВП | ✓ | ✓ | 3 |
| 2029 | III (Т2-II блок VI) | R113 | Бурение | ✓ | ✓ | 7 |
| 2030 | III (Т2-II блок VI) | R111 | Бурение | ✓ | ✓ | 5 |
| 2030 | III (Т2-II блок VI) | R110 | Бурение | ✓ | — | 5 |
| 2043 | III (Т2-II блок VI) | 77 | Выбытие на II объект. (ПВЛГ из III объекта) | ✓ | ✓ | |
| 2027 | IV (Т2-III блок III) | R102 | Выбытие на II | ✓ | - | |

| Год | Объект | Скважина | Мероприятие | 1 вариант | 2 вариант | ожидаемый дебит нефти, т/сут |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | объект. (ПВЛГ из IV объекта) | | | |
| 2027 | IV (Т2-III блок III) | 9БИС | Термопрогрев | ✓ | ✓ | 3 |
| 2028 | IV (Т2-III блок III) | R109 | Бурение | ✓ | ✓ | 3 |
| 2029 | IV (Т2-III блок III) | R102 | ЗБГС | — | ✓ | 10 |
| 2027 | V (Т2-V блок I) | 76Б | Вывод из консервации | ✓ | ✓ | 4 |
| 2029 | V (Т2-V блок I) | 76Б | ЗБГС | — | ✓ | 6 |
| 2031 | V (Т2-V блок I) | R114 | Бурение | ✓ | — | 4 |
| 2027 | VI (Т2-I, В блок I) | 73 | ОВП | ✓ | ✓ | 2 |
| 2028 | VI (Т2-I, В блок I) | 95 | Перевод из б/д в ППД | ✓ | ✓ | |

***1.5.1. Технологические показатели вариантов разработки***

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Кемерколь.

***Вариант 1 (Рекомендуемый).*** предусматривает продолжение ранее утвержденных проектных решений, принятых в рамках анализа разработки 2024 года, с сохранением действующих подходов к эксплуатации объектов, проведением мероприятий по оптимизации фонда, переводами скважин под систему поддержания пластового давления, а также бурением семи новых эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 с темпом по 2 скважины в год начиная с 2028 г. Фонд скважин составит 26 ед. в т.ч. 24 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028 – 2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 22,6 тыс. т.

Основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный период разработки – 47 лет (2026-2072 гг.);
- максимальная добыча нефти достигается в 2030 г. и составит 22.6 тыс.т;
- обводненность на конец рентабельного периода – 97.3 %;
- ввод скважин из бурения, 7 добывающих;
- темп бурения – 2 скв./год;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период составит 382.4 тыс.т, при этом коэффициент извлечения достигнет 0,250 д.ед.

Также рекомендуется бурение оценочной скважины №115, в IV объекте (горизонт Т2-III) юго западнее от скважины R-104 в период 2028-2029 года.

***Вариант 2 (альтернативный)*** предусматривает вовлечение остаточных извлекаемых запасов преимущественно за счет проведения ЗБГС на скважинах №№ R104, R102 и 76Б, что позволяет сократить объем нового бурения. В отличие от базового варианта предусмотрено бурение четырех новых вертикальных скважин (№№ R112, R113, R111 и R109) вместо семи скважин, запланированных по варианту 1.

Фонд скважин составит 20 ед. в т.ч. 20 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 24,0 тыс. т.

Таблица 1.5.1-1. Месторождение Кемерколь. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

| Годы и пери-оды | Добыча нефти общая | Темп отбора от извлекаемых запасов | | Накопл. добыча нефти | Отбор извлек. запасов | Коэфф. нефте-извлечен. | Годовая добыча жидкости | Накопленная добыча жидкости | | Обвод-ненность | Закачка рабочего агента | | Добыча нефтяного газа | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | начальн. | текущих | | | | всего | всего | мех.спос. | | годовая | накопл. | годовая | накопл. |
| | тыс.т | % | % | тыс.т | % | д.ед. | тыс.т | тыс.т | тыс.т | % | тыс.т | тыс.т | млн.м3 | млн.м3 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 12 | 10 | 11 | 12 | 14 | 15 |
| 2026 | 11,6 | 2,0 | 3,1 | 217,1 | 36,9 | 0,092 | 72,1 | 800,7 | 800,7 | 83,9 | 60,5 | 0,0 | 0,5 | 4,7 |
| 2027 | 16,0 | 2,7 | 4,3 | 233,1 | 39,6 | 0,099 | 93,4 | 894,1 | 894,1 | 82,8 | 77,4 | 77,4 | 0,6 | 5,3 |
| 2028 | 19,1 | 3,2 | 5,4 | 252,2 | 42,9 | 0,107 | 111,8 | 1005,8 | 1005,8 | 82,9 | 92,7 | 170,0 | 0,6 | 5,9 |
| 2029 | 20,6 | 3,5 | 6,1 | 272,8 | 46,4 | 0,116 | 136,4 | 1142,2 | 1142,2 | 84,9 | 115,9 | 285,9 | 0,7 | 6,6 |
| 2030 | 22,6 | 3,8 | 7,2 | 295,4 | 50,2 | 0,126 | 147,9 | 1290,2 | 1290,2 | 84,7 | 125,3 | 411,2 | 0,7 | 7,3 |
| 2031 | 20,3 | 3,5 | 7,0 | 315,7 | 53,7 | 0,134 | 150,7 | 1440,8 | 1440,8 | 86,5 | 130,3 | 541,5 | 0,7 | 8,0 |
| 2032 | 18,4 | 3,1 | 6,7 | 334,1 | 56,8 | 0,142 | 152,4 | 1593,2 | 1593,2 | 88,0 | 134,0 | 675,5 | 0,7 | 8,7 |
| 2033 | 16,8 | 2,9 | 6,6 | 350,9 | 59,7 | 0,149 | 153,8 | 1747,0 | 1747,0 | 89,1 | 137,0 | 812,5 | 0,6 | 9,3 |
| 2034 | 15,3 | 2,6 | 6,4 | 366,2 | 62,3 | 0,156 | 154,9 | 1901,9 | 1901,9 | 90,2 | 139,7 | 952,2 | 0,6 | 10,0 |
| 2035 | 13,8 | 2,3 | 6,2 | 380,0 | 64,6 | 0,161 | 155,4 | 2057,3 | 2057,3 | 91,1 | 141,6 | 1093,7 | 0,6 | 10,6 |
| 2036 | 12,6 | 2,1 | 6,0 | 392,6 | 66,8 | 0,167 | 155,6 | 2212,9 | 2212,9 | 91,9 | 143,0 | 1236,7 | 0,6 | 11,1 |
| 2037 | 11,5 | 2,0 | 5,9 | 404,1 | 68,7 | 0,172 | 155,5 | 2368,4 | 2368,4 | 92,6 | 144,0 | 1380,7 | 0,6 | 11,7 |
| 2038 | 10,6 | 1,8 | 5,8 | 414,7 | 70,5 | 0,176 | 153,4 | 2521,8 | 2521,8 | 93,1 | 142,8 | 1523,5 | 0,5 | 12,2 |
| 2039 | 9,8 | 1,7 | 5,7 | 424,5 | 72,2 | 0,180 | 153,1 | 2674,9 | 2674,9 | 93,6 | 143,3 | 1666,8 | 0,5 | 12,7 |
| 2040 | 9,2 | 1,6 | 5,6 | 433,7 | 73,8 | 0,184 | 152,7 | 2827,6 | 2827,6 | 94,0 | 143,6 | 1810,3 | 0,5 | 13,2 |
| 2041 | 8,6 | 1,5 | 5,6 | 442,3 | 75,2 | 0,188 | 152,2 | 2979,9 | 2979,9 | 94,4 | 143,7 | 1954,0 | 0,5 | 13,7 |
| 2042 | 8,4 | 1,4 | 5,8 | 450,8 | 76,7 | 0,192 | 156,6 | 3136,5 | 3136,5 | 94,6 | 148,1 | 2102,1 | 0,5 | 14,2 |
| 2043 | 8,5 | 1,5 | 6,2 | 459,3 | 78,1 | 0,195 | 163,7 | 3300,2 | 3300,2 | 94,8 | 155,2 | 2257,3 | 0,5 | 14,7 |
| 2044 | 7,8 | 1,3 | 6,1 | 467,1 | 79,4 | 0,199 | 141,0 | 3441,2 | 3441,2 | 94,4 | 133,2 | 2390,5 | 0,5 | 15,2 |
| 2045 | 7,5 | 1,3 | 6,2 | 474,6 | 80,7 | 0,202 | 141,6 | 3582,8 | 3582,8 | 94,7 | 134,2 | 2524,7 | 0,5 | 15,7 |
| 2046 | 7,1 | 1,2 | 6,3 | 481,7 | 81,9 | 0,205 | 142,2 | 3725,0 | 3725,0 | 95,0 | 135,1 | 2659,7 | 0,5 | 16,1 |
| 2047 | 6,8 | 1,2 | 6,4 | 488,5 | 83,1 | 0,208 | 142,6 | 3867,6 | 3867,6 | 95,2 | 135,8 | 2795,6 | 0,5 | 16,6 |
| 2048 | 6,2 | 1,1 | 6,2 | 494,7 | 84,1 | 0,210 | 123,7 | 3991,3 | 3991,3 | 95,0 | 117,5 | 2913,0 | 0,4 | 17,0 |
| 2049 | 5,6 | 0,9 | 6,0 | 500,2 | 85,1 | 0,213 | 102,9 | 4094,2 | 4094,2 | 94,6 | 97,3 | 3010,4 | 0,4 | 17,5 |
| 2050 | 5,4 | 0,9 | 6,1 | 505,6 | 86,0 | 0,215 | 103,4 | 4197,6 | 4197,6 | 94,8 | 98,0 | 3108,4 | 0,4 | 17,9 |
| 2051 | 5,2 | 0,9 | 6,3 | 510,8 | 86,9 | 0,217 | 103,8 | 4301,5 | 4301,5 | 95,0 | 98,6 | 3207,1 | 0,4 | 18,3 |
| 2052 | 5,0 | 0,9 | 6,5 | 515,9 | 87,7 | 0,219 | 104,2 | 4405,7 | 4405,7 | 95,2 | 99,2 | 3306,3 | 0,4 | 18,6 |
| 2053 | 4,9 | 0,8 | 6,7 | 520,7 | 88,6 | 0,221 | 104,6 | 4510,2 | 4510,2 | 95,4 | 99,7 | 3405,9 | 0,4 | 19,0 |
| 2054 | 4,7 | 0,8 | 7,0 | 525,4 | 89,4 | 0,223 | 104,8 | 4615,1 | 4615,1 | 95,5 | 100,1 | 3506,1 | 0,4 | 19,4 |
| 2055 | 4,5 | 0,8 | 7,2 | 529,9 | 90,1 | 0,225 | 105,1 | 4720,1 | 4720,1 | 95,7 | 100,5 | 3606,6 | 0,3 | 19,7 |
| 2056 | 4,4 | 0,7 | 7,6 | 534,3 | 90,9 | 0,227 | 105,3 | 4825,4 | 4825,4 | 95,8 | 100,9 | 3707,5 | 0,3 | 20,0 |
| 2057 | 4,2 | 0,7 | 7,9 | 538,6 | 91,6 | 0,229 | 105,4 | 4930,9 | 4930,9 | 96,0 | 101,2 | 3808,7 | 0,3 | 20,4 |
| 2058 | 4,1 | 0,7 | 8,3 | 542,7 | 92,3 | 0,231 | 105,6 | 5036,4 | 5036,4 | 96,1 | 101,5 | 3910,2 | 0,3 | 20,7 |
| 2059 | 4,0 | 0,7 | 8,8 | 546,6 | 93,0 | 0,232 | 105,6 | 5142,1 | 5142,1 | 96,2 | 101,7 | 4011,8 | 0,3 | 21,0 |
| 2060 | 3,8 | 0,7 | 9,3 | 550,5 | 93,6 | 0,234 | 105,7 | 5247,7 | 5247,7 | 96,4 | 101,9 | 4113,7 | 0,3 | 21,3 |
| 2061 | 3,7 | 0,6 | 9,9 | 554,2 | 94,2 | 0,236 | 96,0 | 5343,7 | 5343,7 | 96,1 | 92,3 | 4206,0 | 0,3 | 21,5 |
| 2062 | 3,6 | 0,6 | 10,6 | 557,8 | 94,9 | 0,237 | 96,1 | 5439,8 | 5439,8 | 96,3 | 92,5 | 4298,5 | 0,3 | 21,8 |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2063 | 3,5 | 0,6 | 11,5 | 561,2 | 95,4 | 0,239 | 96,2 | 5536,0 | 5536,0 | 96,4 | 92,7 | 4391,2 | 0,3 | 22,1 |
| 2064 | 3,4 | 0,6 | 12,5 | 564,6 | 96,0 | 0,240 | 96,3 | 5632,3 | 5632,3 | 96,5 | 92,9 | 4484,2 | 0,3 | 22,3 |
| 2065 | 3,3 | 0,6 | 13,9 | 567,8 | 96,6 | 0,241 | 96,3 | 5728,6 | 5728,6 | 96,6 | 93,1 | 4577,2 | 0,2 | 22,6 |
| 2066 | 3,1 | 0,5 | 15,6 | 571,0 | 97,1 | 0,243 | 96,3 | 5825,0 | 5825,0 | 96,7 | 93,2 | 4670,4 | 0,2 | 22,8 |
| 2067 | 3,0 | 0,5 | 17,9 | 574,0 | 97,6 | 0,244 | 96,3 | 5921,3 | 5921,3 | 96,8 | 93,3 | 4763,7 | 0,2 | 23,1 |
| 2068 | 2,9 | 0,5 | 21,1 | 577,0 | 98,1 | 0,245 | 96,3 | 6017,5 | 6017,5 | 96,9 | 93,3 | 4857,0 | 0,2 | 23,3 |
| 2069 | 2,9 | 0,5 | 25,9 | 579,8 | 98,6 | 0,246 | 96,2 | 6113,8 | 6113,8 | 97,0 | 93,4 | 4950,3 | 0,2 | 23,5 |
| 2070 | 2,8 | 0,5 | 33,9 | 582,6 | 99,1 | 0,248 | 96,1 | 6209,9 | 6209,9 | 97,1 | 93,4 | 5043,7 | 0,2 | 23,7 |
| 2071 | 2,7 | 0,5 | 49,6 | 585,3 | 99,5 | 0,249 | 96,0 | 6305,9 | 6305,9 | 97,2 | 93,3 | 5137,0 | 0,2 | 23,9 |
| 2072 | 2,6 | 0,4 | 95,4 | 587,9 | 100,0 | 0,250 | 95,9 | 6401,8 | 6401,8 | 97,3 | 93,3 | 5230,3 | 0,2 | 24,1 |

Таблица 1.5.1-2. есторождение Кемерколь. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

| Годы | Ввод скважин из бурения | | | | Фонд | Экспл. | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин | | Фонд | Средне годовой дебит | | Прием. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| и | | | | из консервации | скважин | бурение | | | на конец периода | | нагн.скважин | на 1 скважину | | 1 нагн. |
| пери- | всего | добыв. | из консервации | | с нач.разр. | с нач.разр. | всего | нагнет. | экспл. | действ | на конец пер. | нефти | жидкости | скважины |
| оды | ед. | ед. | , ед | ед. | ед. | тыс.м | ед. | ед. | ед. | ед. | ед. | т/сут | т/сут | м3/сут |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 5 | 6 | 6 | 7 | 7 | 8 | 8 | 9 | 9 | 10 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | | 16 | 7 | 0 | | 16 | 14 | | 2,1 | 14,9 | #ДЕЛ/0! |
| 2027 | 0 | 0 | 3 | | 16 | 7 | 0 | | 18 | 17 | 1 | 2,6 | 15,8 | 223,1 |
| 2028 | 2 | 2 | 0 | | 18 | 8 | 0 | | 20 | 20 | 2 | 2,8 | 16,1 | 133,6 |
| 2029 | 2 | 2 | 0 | | 20 | 9 | 0 | | 22 | 22 | 2 | 2,7 | 17,9 | 167,1 |
| 2030 | 2 | 2 | 0 | | 22 | 10 | 0 | | 24 | 24 | 2 | 2,7 | 17,8 | 180,7 |
| 2031 | 1 | 1 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 2,3 | 17,4 | 187,9 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 2,1 | 17,6 | 193,3 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 1,9 | 17,7 | 197,5 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 1,8 | 17,9 | 201,4 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 1,6 | 17,9 | 204,1 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 1,5 | 17,9 | 206,2 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 1,3 | 17,9 | 207,6 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 1,2 | 17,7 | 205,9 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 1,1 | 17,7 | 206,6 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 1,1 | 17,6 | 207,0 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 1,0 | 17,6 | 207,2 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 1,0 | 18,1 | 213,6 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 1,0 | 18,9 | 223,7 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 0,9 | 16,3 | 192,1 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 0,9 | 16,3 | 193,5 |
| 2046 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 25 | 25 | 2 | 0,8 | 16,4 | 194,8 |
| 2047 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 2 | | 23 | 23 | 2 | 0,9 | 17,9 | 195,9 |
| 2048 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 6 | | 17 | 17 | 2 | 1,0 | 21,0 | 169,4 |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2049 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 17 | 17 | 2 | 0,9 | 17,5 | 140,4 |
| 2050 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 17 | 17 | 2 | 0,9 | 17,5 | 141,3 |
| 2051 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 17 | 17 | 2 | 0,9 | 17,6 | 142,2 |
| 2052 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 17 | 17 | 2 | 0,9 | 17,7 | 143,0 |
| 2053 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 17 | 17 | 2 | 0,8 | 17,7 | 143,8 |
| 2054 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 17 | 17 | 2 | 0,8 | 17,8 | 144,4 |
| 2055 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 17 | 17 | 2 | 0,8 | 17,8 | 145,0 |
| 2056 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 17 | 17 | 2 | 0,7 | 17,9 | 145,5 |
| 2057 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 17 | 17 | 2 | 0,7 | 17,9 | 145,9 |
| 2058 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 17 | 17 | 2 | 0,7 | 17,9 | 146,3 |
| 2059 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 17 | 17 | 2 | 0,7 | 17,9 | 146,6 |
| 2060 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 2 | | 15 | 15 | 2 | 0,7 | 20,3 | 146,9 |
| 2061 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 15 | 15 | 2 | 0,7 | 18,5 | 133,1 |
| 2062 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 15 | 15 | 2 | 0,7 | 18,5 | 133,4 |
| 2063 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 15 | 15 | 2 | 0,7 | 18,5 | 133,7 |
| 2064 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 15 | 15 | 2 | 0,6 | 18,5 | 134,0 |
| 2065 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 15 | 15 | 2 | 0,6 | 18,5 | 134,2 |
| 2066 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 15 | 15 | 2 | 0,6 | 18,5 | 134,4 |
| 2067 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 15 | 15 | 2 | 0,6 | 18,5 | 134,5 |
| 2068 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 15 | 15 | 2 | 0,6 | 18,5 | 134,6 |
| 2069 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 15 | 15 | 2 | 0,5 | 18,5 | 134,6 |
| 2070 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 15 | 15 | 2 | 0,5 | 18,5 | 134,6 |
| 2071 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 15 | 15 | 2 | 0,5 | 18,5 | 134,6 |
| 2072 | 0 | 0 | 0 | | 23 | 10 | 0 | | 15 | 15 | 2 | 0,5 | 18,4 | 134,5 |

Таблица 1.5.1-3. Объект I. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

| Годы и пери-оды | Добыча нефти общая | Темп отбора от извлекаемых запасов | | Накопл. добыча нефти | Отбор извлек. запасов | Коэфф. нефте-извлечен. | Годовая добыча жидкости | Накопленная добыча жидкости | | Обвод-ненность | Закачка рабочего агента | | Компенс. отбора закачкой | Добыча нефтяного газа | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | начальн. | текущих | | | | всего | всего | мех.спос. | | годовая | накопл. | | годовая | накопл. |
| | тыс.т | % | % | тыс.т | % | д.ед. | тыс.т | тыс.т | тыс.т | % | тыс.т | тыс.т | % | млн.м3 | млн.м3 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 10 | 12 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2026 | 0,5 | 2,0 | 2,2 | 3,0 | 11,9 | 0,012 | 2,4 | 11,6 | 11,6 | 79,2 | | | 0 | 0,010 | 0,1 |
| 2027 | 0,5 | 2,1 | 2,4 | 3,5 | 14,0 | 0,014 | 2,5 | 14,0 | 14,0 | 78,7 | | | 0 | 0,010 | 0,1 |
| 2028 | 0,5 | 2,0 | 2,4 | 4,0 | 16,0 | 0,017 | 2,5 | 16,6 | 16,6 | 79,9 | | | 0 | 0,010 | 0,1 |
| 2029 | 0,5 | 2,0 | 2,4 | 4,5 | 18,0 | 0,019 | 2,6 | 19,2 | 19,2 | 81,0 | | | 0 | 0,010 | 0,1 |
| 2030 | 2,4 | 9,6 | 11,7 | 6,9 | 27,6 | 0,029 | 8,4 | 27,6 | 27,6 | 71,5 | | | 0 | 0,046 | 0,1 |
| 2031 | 2,1 | 8,5 | 11,7 | 9,0 | 36,1 | 0,037 | 8,7 | 36,4 | 36,4 | 75,8 | | | 0 | 0,041 | 0,2 |
| 2032 | 2,1 | 8,4 | 13,1 | 11,1 | 44,5 | 0,046 | 9,5 | 45,9 | 45,9 | 78,0 | | | 0 | 0,041 | 0,2 |
| 2033 | 2,2 | 8,6 | 15,5 | 13,3 | 53,1 | 0,055 | 10,3 | 56,2 | 56,2 | 79,1 | | | 0 | 0,042 | 0,3 |
| 2034 | 1,9 | 7,8 | 16,6 | 15,2 | 60,9 | 0,063 | 11,2 | 67,3 | 67,3 | 82,6 | | | 0 | 0,038 | 0,3 |
| 2035 | 1,6 | 6,5 | 16,6 | 16,8 | 67,4 | 0,070 | 11,5 | 78,9 | 78,9 | 85,9 | | | 0 | 0,032 | 0,3 |
| 2036 | 1,4 | 5,4 | 16,6 | 18,2 | 72,8 | 0,075 | 11,8 | 90,6 | 90,6 | 88,5 | | | 0 | 0,026 | 0,3 |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2037 | 1,1 | 4,5 | 16,7 | 19,3 | 77,3 | 0,080 | 12,0 | 102,6 | 102,6 | 90,5 | | | 0 | 0,022 | 0,4 |
| 2038 | 0,9 | 3,8 | 16,7 | 20,3 | 81,1 | 0,084 | 12,1 | 114,7 | 114,7 | 92,2 | | | 0 | 0,018 | 0,4 |
| 2039 | 0,8 | 3,2 | 16,8 | 21,1 | 84,3 | 0,087 | 12,2 | 126,9 | 126,9 | 93,5 | | | 0 | 0,015 | 0,4 |
| 2040 | 0,7 | 2,6 | 16,8 | 21,7 | 86,9 | 0,090 | 12,2 | 139,1 | 139,1 | 94,6 | | | 0 | 0,013 | 0,4 |
| 2041 | 0,6 | 2,2 | 16,9 | 22,3 | 89,1 | 0,092 | 12,2 | 151,2 | 151,2 | 95,5 | | | 0 | 0,011 | 0,4 |
| 2042 | 0,5 | 1,8 | 17,0 | 22,7 | 91,0 | 0,094 | 12,2 | 163,4 | 163,4 | 96,2 | | | 0 | 0,009 | 0,4 |
| 2043 | 0,4 | 1,5 | 17,1 | 23,1 | 92,5 | 0,096 | 12,1 | 175,5 | 175,5 | 96,8 | | | 0 | 0,007 | 0,4 |
| 2044 | 0,3 | 1,3 | 17,2 | 23,5 | 93,8 | 0,097 | 12,0 | 187,5 | 187,5 | 97,3 | | | 0 | 0,006 | 0,4 |
| 2045 | 0,3 | 1,1 | 17,4 | 23,7 | 94,9 | 0,098 | 11,9 | 199,5 | 199,5 | 97,7 | | | 0 | 0,005 | 0,5 |
| 2046 | 0,2 | 0,9 | 17,6 | 23,9 | 95,8 | 0,099 | 11,8 | 211,3 | 211,3 | 98,1 | | | 0 | 0,004 | 0,5 |
| 2047 | 0,2 | 0,8 | 17,8 | 24,1 | 96,5 | 0,100 | 11,7 | 223,0 | 223,0 | 98,4 | | | 0 | 0,004 | 0,5 |
| 2048 | 0,2 | 0,6 | 18,1 | 24,3 | 97,2 | 0,100 | 11,6 | 234,6 | 234,6 | 98,6 | | | 0 | 0,003 | 0,5 |
| 2049 | 0,1 | 0,5 | 18,5 | 24,4 | 97,7 | 0,101 | 11,5 | 246,1 | 246,1 | 98,9 | | | 0 | 0,003 | 0,5 |
| 2050 | 0,1 | 0,4 | 19,0 | 24,5 | 98,1 | 0,101 | 11,3 | 257,4 | 257,4 | 99,0 | | | 0 | 0,002 | 0,5 |
| 2051 | 0,1 | 0,4 | 19,6 | 24,6 | 98,5 | 0,102 | 11,2 | 268,6 | 268,6 | 99,2 | | | 0 | 0,002 | 0,5 |
| 2052 | 0,1 | 0,3 | 20,3 | 24,7 | 98,8 | 0,102 | 11,0 | 279,6 | 279,6 | 99,3 | | | 0 | 0,001 | 0,5 |
| 2053 | 0,1 | 0,3 | 21,3 | 24,8 | 99,1 | 0,102 | 10,9 | 290,5 | 290,5 | 99,4 | | | 0 | 0,001 | 0,5 |
| 2054 | 0,1 | 0,2 | 22,6 | 24,8 | 99,3 | 0,103 | 10,7 | 301,2 | 301,2 | 99,5 | | | 0 | 0,001 | 0,5 |
| 2055 | 0,04 | 0,2 | 24,4 | 24,9 | 99,4 | 0,103 | 10,6 | 311,8 | 311,8 | 99,6 | | | 0 | 0,001 | 0,5 |
| 2056 | 0,04 | 0,1 | 27,0 | 24,9 | 99,6 | 0,103 | 10,5 | 322,3 | 322,3 | 99,6 | | | 0 | 0,001 | 0,5 |
| 2057 | 0,03 | 0,1 | 30,8 | 24,9 | 99,7 | 0,103 | 10,3 | 332,6 | 332,6 | 99,7 | | | 0 | 0,001 | 0,5 |
| 2058 | 0,03 | 0,1 | 37,2 | 25,0 | 99,8 | 0,103 | 10,2 | 342,8 | 342,8 | 99,7 | | | 0 | 0,001 | 0,5 |
| 2059 | 0,02 | 0,1 | 49,6 | 25,0 | 99,9 | 0,103 | 10,0 | 352,8 | 352,8 | 99,8 | | | 0 | 0,000 | 0,5 |
| 2060 | 0,02 | 0,1 | 82,2 | 25,0 | 100,0 | 0,103 | 9,9 | 362,7 | 362,7 | 99,8 | | | 0 | 0,000 | 0,5 |

Таблица 1.5.1-4. Объект I. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

| Годы и пери-оды | Ввод скважин из бурения | | из консервации, ед | Фонд скважин с нач.разр. ед. | Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагн.скважин на конец пер. ед. | Средне годовой дебит на 1 скважину | | Прием. 1 нагн. скважины м3/сут |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | всего ед. | добыв. ед. | | | | всего ед. | нагнет. ед. | экспл. ед. | действ ед. | | нефти т/сут | жидкости т/сут | |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 3 | 1,4 | 0 | 0 | 3 | 2 | 0 | 0,8 | 3,8 | 0,0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 1 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,6 | 2,8 | 0,0 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,6 | 2,9 | 0,0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,6 | 2,9 | 0,0 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 2,7 | 9,4 | 0,0 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 2,4 | 9,8 | 0,0 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 2,3 | 10,7 | 0,0 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 2,4 | 11,6 | 0,0 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 2,2 | 12,5 | 0,0 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 1,8 | 12,9 | 0,0 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 1,5 | 13,2 | 0,0 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 1,3 | 13,4 | 0,0 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 1,1 | 13,6 | 0,0 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,9 | 13,6 | 0,0 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,7 | 13,7 | 0,0 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,6 | 13,7 | 0,0 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,5 | 13,6 | 0,0 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,4 | 13,6 | 0,0 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,4 | 13,5 | 0,0 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,3 | 13,4 | 0,0 |
| 2046 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,3 | 13,3 | 0,0 |
| 2047 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,2 | 13,1 | 0,0 |
| 2048 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,2 | 13,0 | 0,0 |
| 2049 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,1 | 12,9 | 0,0 |
| 2050 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,1 | 12,7 | 0,0 |
| 2051 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,1 | 12,5 | 0,0 |
| 2052 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,1 | 12,4 | 0,0 |
| 2053 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,1 | 12,2 | 0,0 |
| 2054 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,1 | 12,1 | 0,0 |
| 2055 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,0 | 11,9 | 0,0 |
| 2056 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,0 | 11,7 | 0,0 |
| 2057 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,0 | 11,6 | 0,0 |
| 2058 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,0 | 11,4 | 0,0 |
| 2059 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,0 | 11,2 | 0,0 |
| 2060 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0,0 | 11,1 | 0,0 |

Таблица 1.5.1-5. Объект II. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

| Годы и пери-оды | Добыча нефти общая | Темп отбора от извлекаемых запасов | | Накопл. добыча нефти | Отбор извлек. запасов | Коэфф. нефте-извлечен. | Годовая добыча жидкости | Накопленная добыча жидкости | | Обвод-ненность | Закачка рабочего агента | | Компенс. отбора закачкой | Добыча нефтяного газа | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | тыс.т | начальн. % | текущих % | тыс.т | % | д.ед. | всего тыс.т | всего тыс.т | мех.спос. тыс.т | % | годовая тыс.т | накопл. тыс.т | % | годовая млн.м3 | накопл. млн.м3 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 10 | 12 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2026 | 6,0 | 1,8 | 2,4 | 100,2 | 29,2 | 0,110 | 41,3 | 390,6 | 390,6 | 85,4 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,46 | 2,5 |
| 2027 | 7,4 | 2,2 | 3,0 | 107,6 | 31,4 | 0,118 | 48,7 | 439,3 | 439,3 | 84,9 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,56 | 3,1 |
| 2028 | 7,2 | 2,1 | 3,1 | 114,8 | 33,5 | 0,126 | 57,3 | 496,6 | 496,6 | 87,4 | 61,9 | 61,9 | 104 | 0,55 | 3,6 |
| 2029 | 8,4 | 2,4 | 3,7 | 123,1 | 35,9 | 0,135 | 70,1 | 566,8 | 566,8 | 88,0 | 77,4 | 139,3 | 106 | 0,64 | 4,2 |
| 2030 | 8,2 | 2,4 | 3,7 | 131,3 | 38,3 | 0,144 | 60,5 | 627,3 | 627,3 | 86,5 | 83,7 | 223,0 | 133 | 0,62 | 4,9 |
| 2031 | 7,9 | 2,3 | 3,7 | 139,2 | 40,6 | 0,152 | 61,9 | 689,2 | 689,2 | 87,2 | 87,1 | 310,1 | 135 | 0,61 | 5,5 |
| 2032 | 7,7 | 2,2 | 3,8 | 146,9 | 42,8 | 0,161 | 63,2 | 752,3 | 752,3 | 87,8 | 89,5 | 399,7 | 137 | 0,59 | 6,1 |
| 2033 | 7,5 | 2,2 | 3,8 | 154,4 | 45,0 | 0,169 | 64,4 | 816,7 | 816,7 | 88,3 | 91,5 | 491,2 | 137 | 0,57 | 6,6 |
| 2034 | 7,3 | 2,1 | 3,9 | 161,7 | 47,2 | 0,177 | 65,6 | 882,3 | 882,3 | 88,9 | 93,3 | 584,5 | 138 | 0,56 | 7,2 |
| 2035 | 7,1 | 2,1 | 3,9 | 168,8 | 49,2 | 0,185 | 66,7 | 949,0 | 949,0 | 89,4 | 94,6 | 679,1 | 137 | 0,54 | 7,7 |
| 2036 | 6,9 | 2,0 | 4,0 | 175,7 | 51,2 | 0,192 | 67,8 | 1016,8 | 1016,8 | 89,8 | 95,5 | 774,6 | 137 | 0,53 | 8,3 |
| 2037 | 6,7 | 2,0 | 4,0 | 182,5 | 53,2 | 0,200 | 68,8 | 1085,6 | 1085,6 | 90,2 | 96,2 | 870,8 | 136 | 0,51 | 8,8 |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2038 | 6,5 | 1,9 | 4,1 | 189,0 | 55,1 | 0,207 | 69,8 | 1155,4 | 1155,4 | 90,6 | 95,4 | 966,2 | 133 | 0,50 | 9,3 |
| 2039 | 6,4 | 1,9 | 4,1 | 195,3 | 57,0 | 0,214 | 70,7 | 1226,1 | 1226,1 | 91,0 | 95,7 | 1061,9 | 132 | 0,49 | 9,8 |
| 2040 | 6,2 | 1,8 | 4,2 | 201,5 | 58,8 | 0,221 | 71,6 | 1297,7 | 1297,7 | 91,4 | 95,9 | 1157,8 | 131 | 0,47 | 10,2 |
| 2041 | 6,0 | 1,8 | 4,3 | 207,5 | 60,5 | 0,227 | 72,4 | 1370,1 | 1370,1 | 91,7 | 96,0 | 1253,8 | 129 | 0,46 | 10,7 |
| 2042 | 6,2 | 1,8 | 4,6 | 213,8 | 62,3 | 0,234 | 78,1 | 1448,2 | 1448,2 | 92,0 | 99,0 | 1352,8 | 124 | 0,48 | 11,2 |
| 2043 | 6,6 | 1,9 | 5,1 | 220,4 | 64,3 | 0,241 | 86,6 | 1534,8 | 1534,8 | 92,4 | 103,7 | 1456,4 | 117 | 0,51 | 11,7 |
| 2044 | 6,4 | 1,9 | 5,2 | 226,8 | 66,1 | 0,248 | 87,6 | 1622,4 | 1622,4 | 92,7 | 89,0 | 1545,4 | 99 | 0,49 | 12,2 |
| 2045 | 6,2 | 1,8 | 5,3 | 233,0 | 67,9 | 0,255 | 88,5 | 1710,9 | 1710,9 | 93,0 | 89,7 | 1635,1 | 99 | 0,47 | 12,6 |
| 2046 | 6,0 | 1,8 | 5,5 | 239,0 | 69,7 | 0,262 | 89,3 | 1800,2 | 1800,2 | 93,3 | 90,2 | 1725,3 | 99 | 0,46 | 13,1 |
| 2047 | 5,8 | 1,7 | 5,6 | 244,8 | 71,4 | 0,268 | 90,1 | 1890,2 | 1890,2 | 93,5 | 90,7 | 1816,1 | 99 | 0,44 | 13,5 |
| 2048 | 5,6 | 1,6 | 5,7 | 250,5 | 73,0 | 0,274 | 90,8 | 1981,0 | 1981,0 | 93,8 | 78,5 | 1894,6 | 85 | 0,43 | 14,0 |
| 2049 | 5,5 | 1,6 | 5,9 | 255,9 | 74,6 | 0,280 | 91,5 | 2072,5 | 2072,5 | 94,0 | 97,3 | 1991,9 | 104 | 0,42 | 14,4 |
| 2050 | 5,3 | 1,5 | 6,1 | 261,2 | 76,2 | 0,286 | 92,1 | 2164,6 | 2164,6 | 94,3 | 98,0 | 2089,9 | 105 | 0,40 | 14,8 |
| 2051 | 5,1 | 1,5 | 6,3 | 266,3 | 77,6 | 0,292 | 92,7 | 2257,3 | 2257,3 | 94,5 | 98,6 | 2188,6 | 105 | 0,39 | 15,2 |
| 2052 | 5,0 | 1,4 | 6,5 | 271,3 | 79,1 | 0,297 | 93,2 | 2350,5 | 2350,5 | 94,7 | 99,2 | 2287,8 | 105 | 0,38 | 15,6 |
| 2053 | 4,8 | 1,4 | 6,7 | 276,1 | 80,5 | 0,302 | 93,7 | 2444,1 | 2444,1 | 94,9 | 99,7 | 2387,5 | 105 | 0,37 | 15,9 |
| 2054 | 4,6 | 1,4 | 6,9 | 280,7 | 81,8 | 0,307 | 94,1 | 2538,2 | 2538,2 | 95,1 | 100,1 | 2487,6 | 105 | 0,35 | 16,3 |
| 2055 | 4,5 | 1,3 | 7,2 | 285,2 | 83,1 | 0,312 | 94,5 | 2632,7 | 2632,7 | 95,2 | 100,5 | 2588,1 | 105 | 0,34 | 16,6 |
| 2056 | 4,3 | 1,3 | 7,5 | 289,6 | 84,4 | 0,317 | 94,8 | 2727,5 | 2727,5 | 95,4 | 100,9 | 2689,0 | 105 | 0,33 | 17,0 |
| 2057 | 4,2 | 1,2 | 7,9 | 293,8 | 85,6 | 0,322 | 95,1 | 2822,6 | 2822,6 | 95,6 | 101,2 | 2790,2 | 105 | 0,32 | 17,3 |
| 2058 | 4,1 | 1,2 | 8,3 | 297,8 | 86,8 | 0,326 | 95,4 | 2918,0 | 2918,0 | 95,7 | 101,5 | 2891,7 | 105 | 0,31 | 17,6 |
| 2059 | 3,9 | 1,2 | 8,7 | 301,8 | 88,0 | 0,331 | 95,6 | 3013,6 | 3013,6 | 95,9 | 101,7 | 2993,3 | 105 | 0,30 | 17,9 |
| 2060 | 3,8 | 1,1 | 9,3 | 305,6 | 89,1 | 0,335 | 95,8 | 3109,4 | 3109,4 | 96,0 | 101,9 | 3095,2 | 105 | 0,29 | 18,2 |
| 2061 | 3,7 | 1,1 | 9,9 | 309,3 | 90,2 | 0,339 | 96,0 | 3205,4 | 3205,4 | 96,1 | 92,3 | 3187,5 | 95 | 0,28 | 18,5 |
| 2062 | 3,6 | 1,0 | 10,6 | 312,9 | 91,2 | 0,343 | 96,1 | 3301,5 | 3301,5 | 96,3 | 92,5 | 3280,0 | 95 | 0,27 | 18,7 |
| 2063 | 3,5 | 1,0 | 11,5 | 316,4 | 92,2 | 0,347 | 96,2 | 3397,7 | 3397,7 | 96,4 | 92,7 | 3372,8 | 95 | 0,27 | 19,0 |
| 2064 | 3,4 | 1,0 | 12,6 | 319,7 | 93,2 | 0,350 | 96,3 | 3494,0 | 3494,0 | 96,5 | 92,9 | 3465,7 | 95 | 0,26 | 19,3 |
| 2065 | 3,3 | 0,9 | 14,0 | 323,0 | 94,2 | 0,354 | 96,3 | 3590,3 | 3590,3 | 96,6 | 93,1 | 3558,7 | 96 | 0,25 | 19,5 |
| 2066 | 3,1 | 0,9 | 15,7 | 326,1 | 95,1 | 0,357 | 96,3 | 3686,7 | 3686,7 | 96,7 | 93,2 | 3651,9 | 96 | 0,24 | 19,8 |
| 2067 | 3,0 | 0,9 | 18,0 | 329,2 | 96,0 | 0,361 | 96,3 | 3783,0 | 3783,0 | 96,8 | 93,3 | 3745,2 | 96 | 0,23 | 20,0 |
| 2068 | 2,9 | 0,9 | 21,3 | 332,1 | 96,8 | 0,364 | 96,3 | 3879,2 | 3879,2 | 96,9 | 93,3 | 3838,5 | 96 | 0,23 | 20,2 |
| 2069 | 2,9 | 0,8 | 26,2 | 335,0 | 97,7 | 0,367 | 96,2 | 3975,5 | 3975,5 | 97,0 | 93,4 | 3931,9 | 96 | 0,22 | 20,4 |
| 2070 | 2,8 | 0,8 | 34,4 | 337,7 | 98,5 | 0,370 | 96,1 | 4071,6 | 4071,6 | 97,1 | 93,4 | 4025,2 | 96 | 0,21 | 20,6 |
| 2071 | 2,7 | 0,8 | 50,8 | 340,4 | 99,2 | 0,373 | 96,0 | 4167,6 | 4167,6 | 97,2 | 93,3 | 4118,5 | 96 | 0,20 | 20,9 |
| 2072 | 2,6 | 0,8 | 100,0 | 343,0 | 100,0 | 0,376 | 95,9 | 4263,5 | 4263,5 | 97,3 | 93,3 | 4211,8 | 96 | 0,20 | 21,0 |

Таблица 1.5.1-6. Объект II. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

| Годы и пери-оды | Ввод скважин из бурения | | ПВЛГ, ед | Фонд скважин с нач.разр. ед. | Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагн.скважин на конец пер. ед. | Средне годовой дебит на 1 скважину | | Прием. 1 нагн. скважины м3/сут |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | всего ед. | добыв. ед. | | | | всего ед. | нагнет. ед. | экспл. ед. | действ ед. | | нефти т/сут | жидкости т/сут | |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 5 | 2,3 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 3,3 | 22,8 | 0,0 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2027 | | | 2 | 5 | 2,3 | 0 | 0 | 6 | 6 | 1 | 3,5 | 23,4 | 0,0 |
| 2028 | 1 | 1 | 0 | 6 | 2,7 | 0 | 0 | 7 | 7 | 1 | 3,1 | 24,4 | 300,3 |
| 2029 | 1 | 1 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 1 | 3,1 | 25,9 | 375,6 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 1 | 2,8 | 20,9 | 406,2 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 1 | 2,7 | 21,4 | 422,4 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 1 | 2,7 | 21,8 | 434,4 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 1 | 2,6 | 22,3 | 444,0 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 1 | 2,5 | 22,7 | 452,7 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 1 | 2,5 | 23,1 | 458,9 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 1 | 2,4 | 23,4 | 463,4 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 1 | 2,3 | 23,8 | 466,7 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 1 | 2,3 | 24,1 | 462,8 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 1 | 2,2 | 24,5 | 464,4 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 1 | 2,1 | 24,8 | 465,3 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 1 | 2,1 | 25,1 | 465,7 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 1 | 2,2 | 27,0 | 480,2 |
| 2043 | | | 1 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 2,3 | 30,0 | 330,7 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 2,2 | 30,3 | 215,9 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 2,1 | 30,6 | 217,5 |
| 2046 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 2,1 | 30,9 | 218,9 |
| 2047 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 2,0 | 31,2 | 220,1 |
| 2048 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,9 | 31,4 | 190,4 |
| 2049 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,9 | 31,6 | 236,1 |
| 2050 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,8 | 31,9 | 237,8 |
| 2051 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,8 | 32,1 | 239,3 |
| 2052 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,7 | 32,2 | 240,6 |
| 2053 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,7 | 32,4 | 241,8 |
| 2054 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,6 | 32,5 | 242,9 |
| 2055 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,6 | 32,7 | 243,9 |
| 2056 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,5 | 32,8 | 244,7 |
| 2057 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,5 | 32,9 | 245,5 |
| 2058 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,4 | 33,0 | 246,1 |
| 2059 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,4 | 33,1 | 246,6 |
| 2060 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,3 | 33,1 | 247,1 |
| 2061 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,3 | 33,2 | 223,9 |
| 2062 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,2 | 33,2 | 224,5 |
| 2063 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,2 | 33,3 | 225,0 |
| 2064 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,2 | 33,3 | 225,4 |
| 2065 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,1 | 33,3 | 225,8 |
| 2066 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,1 | 33,3 | 226,0 |
| 2067 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,1 | 33,3 | 226,2 |
| 2068 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,0 | 33,3 | 226,4 |
| 2069 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,0 | 33,3 | 226,4 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2070 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 1,0 | 33,2 | 226,5 |
| 2071 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 0,9 | 33,2 | 226,4 |
| 2072 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 0,9 | 33,2 | 226,3 |

Таблица 1.5.1-7. Объект III. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

| Годы и пери-оды | Добыча нефти общая | Темп отбора от извлекаемых запасов | | Накопл. добыча нефти | Отбор извлек. запасов | Коэфф. нефте-извлечен. | Годовая добыча жидкости | Накопленная добыча жидкости | | Обвод-ненность | Закачка рабочего агента | | Компенс. отбора закачкой | Добыча нефтяного газа | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | начальн. | текущих | | | | всего | всего | мех.спос. | | годовая | накопл. | | годовая | накопл. |
| | тыс.т | % | % | тыс.т | % | д.ед. | тыс.т | тыс.т | тыс.т | % | тыс.т | тыс.т | % | млн.м3 | млн.м3 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 10 | 12 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2026 | 3,6 | 3,4 | 8,4 | 67,9 | 63,5 | 0,313 | 17,1 | 151,2 | 151,2 | 79,0 | | | 0 | 0,034 | 2,4 |
| 2027 | 3,5 | 3,3 | 9,1 | 71,5 | 66,8 | 0,329 | 16,8 | 168,1 | 168,1 | 79,0 | | | 0 | 0,034 | 2,4 |
| 2028 | 3,1 | 2,9 | 8,8 | 74,6 | 69,7 | 0,344 | 16,3 | 184,3 | 184,3 | 80,7 | | | 0 | 0,030 | 2,5 |
| 2029 | 4,6 | 4,3 | 14,2 | 79,2 | 74,0 | 0,365 | 26,6 | 211,0 | 211,0 | 82,7 | | | 0 | 0,044 | 2,5 |
| 2030 | 5,9 | 5,5 | 21,4 | 85,1 | 79,6 | 0,392 | 40,7 | 251,7 | 251,7 | 85,4 | | | 0 | 0,057 | 2,6 |
| 2031 | 4,7 | 4,4 | 21,6 | 89,9 | 84,0 | 0,414 | 39,7 | 291,4 | 291,4 | 88,1 | | | 0 | 0,045 | 2,6 |
| 2032 | 3,8 | 3,5 | 21,9 | 93,6 | 87,5 | 0,431 | 38,5 | 329,9 | 329,9 | 90,3 | | | 0 | 0,036 | 2,6 |
| 2033 | 3,0 | 2,8 | 22,3 | 96,6 | 90,3 | 0,445 | 37,2 | 367,1 | 367,1 | 92,0 | | | 0 | 0,029 | 2,7 |
| 2034 | 2,4 | 2,2 | 22,8 | 99,0 | 92,5 | 0,456 | 35,8 | 402,8 | 402,8 | 93,4 | | | 0 | 0,023 | 2,7 |
| 2035 | 1,9 | 1,8 | 23,5 | 100,8 | 94,3 | 0,465 | 34,3 | 437,2 | 437,2 | 94,5 | | | 0 | 0,018 | 2,7 |
| 2036 | 1,5 | 1,4 | 24,4 | 102,3 | 95,7 | 0,472 | 32,9 | 470,1 | 470,1 | 95,4 | | | 0 | 0,014 | 2,7 |
| 2037 | 1,2 | 1,1 | 25,6 | 103,5 | 96,8 | 0,477 | 31,4 | 501,5 | 501,5 | 96,2 | | | 0 | 0,011 | 2,7 |
| 2038 | 0,9 | 0,9 | 27,4 | 104,5 | 97,7 | 0,481 | 30,0 | 531,5 | 531,5 | 96,8 | | | 0 | 0,009 | 2,7 |
| 2039 | 0,8 | 0,7 | 30,0 | 105,2 | 98,4 | 0,485 | 28,6 | 560,2 | 560,2 | 97,4 | | | 0 | 0,007 | 2,7 |
| 2040 | 0,6 | 0,6 | 34,1 | 105,8 | 98,9 | 0,488 | 27,2 | 587,4 | 587,4 | 97,8 | | | 0 | 0,006 | 2,8 |
| 2041 | 0,5 | 0,4 | 41,2 | 106,3 | 99,4 | 0,490 | 25,9 | 613,3 | 613,3 | 98,2 | | | 0 | 0,005 | 2,8 |
| 2042 | 0,4 | 0,4 | 55,7 | 106,7 | 99,7 | 0,492 | 24,6 | 638,0 | 638,0 | 98,5 | | | 0 | 0,004 | 2,8 |
| 2043 | 0,3 | 0,3 | 100,1 | 107,0 | 100,0 | 0,493 | 23,4 | 661,4 | 661,4 | 98,7 | | | 0 | 0,003 | 2,8 |

Таблица 1.5.1-8. Объект III. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

| Годы и пери-оды | Ввод скважин из бурения | | ПВЛГ, ед | Фонд скважин с нач.разр. ед. | Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагн.скважин на конец пер. ед. | Средне годовой дебит на 1 скважину | | Прием. 1 нагн. скважины м3/сут |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | всего ед. | добыв. ед. | | | | всего ед. | нагнет. ед. | экспл. ед. | действ ед. | | нефти т/сут | жидкости т/сут | |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 4 | 3 | | 3,3 | 15,8 | 0,0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 4 | 3 | | 3,3 | 15,5 | 0,0 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 4 | 4 | | 2,9 | 15,0 | 0,0 |
| 2029 | 1 | 1 | 0 | 5 | 2,3 | 0 | 0 | 5 | 5 | | 3,6 | 21,0 | 0,0 |
| 2030 | 2 | 2 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 7 | 7 | | 3,3 | 22,5 | 0,0 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 7 | 7 | | 2,2 | 18,3 | 0,0 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 7 | 7 | | 1,7 | 17,8 | 0,0 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 7 | 7 | | 1,4 | 17,1 | 0,0 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 7 | 7 | | 1,1 | 16,5 | 0,0 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 7 | 7 | | 0,9 | 15,8 | 0,0 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 7 | 7 | | 0,7 | 15,2 | 0,0 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 7 | 7 | | 0,5 | 14,5 | 0,0 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 7 | 7 | | 0,4 | 13,8 | 0,0 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 7 | 7 | | 0,3 | 13,2 | 0,0 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 7 | 7 | | 0,3 | 12,6 | 0,0 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 7 | 7 | | 0,2 | 12,0 | 0,0 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 7 | 3,2 | 0 | 0 | 7 | 7 | | 0,2 | 11,4 | 0,0 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 6 | 2,7 | 1 | 0 | 6 | 6 | | 0,1 | 10,8 | 0,0 |

Таблица 1.5.1-9 Объект IV. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

| Годы и пери-оды | Добыча нефти общая | Темп отбора от извлекаемых запасов | | Накопл. добыча нефти | Отбор извлек. запасов | Коэфф. нефте-извлечен. | Годовая добыча жидкости | Накопленная добыча жидкости | | Обвод-ненность | Закачка рабочего агента | | Компенс. отбора закачкой | Добыча нефтяного газа | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | тыс.т | начальн. % | текущих % | тыс.т | % | д.ед. | всего тыс.т | всего тыс.т | мех.спос. тыс.т | % | годовая тыс.т | накопл. тыс.т | % | годовая млн.м3 | накопл. млн.м3 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 10 | 12 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2026 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,8 | 2,2 | 0,001 | 0,0 | 10,7 | 10,7 | #ДЕЛ/0! | | | #ДЕЛ/0! | 0,0 | 0,0 |
| 2027 | 1,0 | 2,8 | 2,8 | 1,8 | 5,0 | 0,003 | 2,0 | 12,7 | 12,7 | 51,8 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2028 | 4,5 | 12,8 | 13,4 | 6,2 | 17,8 | 0,011 | 10,9 | 23,6 | 23,6 | 59,1 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2029 | 3,9 | 11,2 | 13,6 | 10,1 | 28,9 | 0,017 | 12,3 | 35,9 | 35,9 | 68,2 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2030 | 3,4 | 9,8 | 13,8 | 13,5 | 38,7 | 0,023 | 13,5 | 49,4 | 49,4 | 74,6 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2031 | 3,0 | 8,5 | 13,9 | 16,5 | 47,3 | 0,028 | 14,5 | 63,8 | 63,8 | 79,3 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2032 | 2,6 | 7,5 | 14,2 | 19,2 | 54,7 | 0,032 | 15,3 | 79,2 | 79,2 | 82,9 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2033 | 2,3 | 6,5 | 14,5 | 21,4 | 61,3 | 0,036 | 16,1 | 95,3 | 95,3 | 85,8 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2034 | 2,0 | 5,7 | 14,8 | 23,5 | 67,0 | 0,040 | 16,7 | 112,0 | 112,0 | 88,0 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2035 | 1,8 | 5,0 | 15,2 | 25,2 | 72,0 | 0,043 | 17,2 | 129,2 | 129,2 | 89,8 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2036 | 1,5 | 4,4 | 15,7 | 26,7 | 76,4 | 0,045 | 17,7 | 146,9 | 146,9 | 91,3 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2037 | 1,3 | 3,8 | 16,2 | 28,1 | 80,2 | 0,048 | 18,1 | 164,9 | 164,9 | 92,6 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2038 | 1,2 | 3,4 | 17,0 | 29,3 | 83,6 | 0,050 | 18,4 | 183,3 | 183,3 | 93,6 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2039 | 1,0 | 2,9 | 17,9 | 30,3 | 86,5 | 0,051 | 18,6 | 201,9 | 201,9 | 94,5 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2040 | 0,9 | 2,6 | 19,1 | 31,2 | 89,1 | 0,053 | 18,8 | 220,8 | 220,8 | 95,2 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2041 | 0,8 | 2,2 | 20,6 | 32,0 | 91,3 | 0,054 | 19,0 | 239,7 | 239,7 | 95,9 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2042 | 0,7 | 2,0 | 22,7 | 32,7 | 93,3 | 0,055 | 19,1 | 258,9 | 258,9 | 96,4 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2043 | 0,6 | 1,7 | 25,7 | 33,3 | 95,0 | 0,056 | 19,2 | 278,1 | 278,1 | 96,9 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2044 | 0,5 | 1,5 | 30,2 | 33,8 | 96,5 | 0,057 | 19,3 | 297,3 | 297,3 | 97,3 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2045 | 0,5 | 1,3 | 37,9 | 34,2 | 97,8 | 0,058 | 19,3 | 316,6 | 316,6 | 97,6 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2046 | 0,4 | 1,2 | 53,3 | 34,6 | 99,0 | 0,059 | 19,3 | 336,0 | 336,0 | 97,9 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2047 | 0,4 | 1,0 | 100,0 | 35,0 | 100,0 | 0,059 | 19,3 | 355,3 | 355,3 | 98,2 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |

Таблица 1.5.1-10. Объект IV. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

| Годы | Ввод скважин из | из | Фонд | Экспл. | Выбытие скважин | Фонд добывающих скважин | Фонд | Средне годовой дебит | Прием. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|

| и пери-оды | бурения всего ед. | бурения добыв. ед. | консервации, ед | скважин с нач.разр. ед. | бурение с нач.разр. тыс.м | всего ед. | нагнет. ед. | на конец периода экспл. ед. | на конец периода действ ед. | нагн.скважин на конец пер. ед. | на 1 скважину нефти т/сут | на 1 скважину жидкости т/сут | 1 нагн. скважины м3/сут |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0,5 | 0 | 0 | 1 | 1 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0,5 | 0 | 0 | 1 | 1 | | 2,7 | 5,7 | 0,0 |
| 2028 | 1 | 1 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 8,3 | 20,4 | 0,0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 5,5 | 17,4 | 0,0 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 4,8 | 19,0 | 0,0 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 4,2 | 20,4 | 0,0 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 3,7 | 21,7 | 0,0 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 3,2 | 22,7 | 0,0 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 2,8 | 23,6 | 0,0 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 2,5 | 24,3 | 0,0 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 2,2 | 25,0 | 0,0 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 1,9 | 25,5 | 0,0 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 1,7 | 25,9 | 0,0 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 1,5 | 26,3 | 0,0 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 1,3 | 26,6 | 0,0 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 1,1 | 26,8 | 0,0 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 1,0 | 27,0 | 0,0 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 0,8 | 27,1 | 0,0 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 0,7 | 27,2 | 0,0 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 0,7 | 27,3 | 0,0 |
| 2046 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 0,6 | 27,3 | 0,0 |
| 2047 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 0,5 | 27,3 | 0,0 |

Таблица 1.5.1-11 Объект V. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

| Годы и пери-оды | Добыча нефти общая тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов начальн. % | Темп отбора от извлекаемых запасов текущих % | Накопл. добыча нефти тыс.т | Отбор извлек. запасов % | Коэфф. нефте-извлечен. д.ед. | Годовая добыча жидкости всего тыс.т | Накопленная добыча жидкости всего тыс.т | Накопленная добыча жидкости мех.спос. тыс.т | Обвод-ненность % | Закачка рабочего агента годовая тыс.т | Закачка рабочего агента накопл. тыс.т | Компенс. отбора закачкой % | Добыча нефтяного газа годовая млн.м3 | Добыча нефтяного газа накопл. млн.м3 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 10 | 12 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2026 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 1,6 | 0,004 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | | | | | 0,0 | 0,0 |
| 2027 | 0,7 | 14,6 | 14,9 | 0,8 | 16,2 | 0,037 | 1,0 | 1,1 | 1,1 | 29,2 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2028 | 1,2 | 23,3 | 27,8 | 2,0 | 39,5 | 0,090 | 2,0 | 3,2 | 3,2 | 43,3 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2029 | 0,8 | 16,0 | 26,4 | 2,8 | 55,5 | 0,126 | 1,9 | 5,1 | 5,1 | 57,7 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2030 | 0,6 | 11,2 | 25,1 | 3,3 | 66,7 | 0,151 | 1,7 | 6,8 | 6,8 | 67,6 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2031 | 0,6 | 12,4 | 37,3 | 4,0 | 79,1 | 0,180 | 2,6 | 9,4 | 9,4 | 76,4 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2032 | 0,4 | 8,0 | 38,4 | 4,4 | 87,1 | 0,198 | 2,5 | 12,0 | 12,0 | 84,2 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2033 | 0,3 | 5,2 | 40,1 | 4,6 | 92,3 | 0,209 | 2,4 | 14,4 | 14,4 | 89,4 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2034 | 0,2 | 3,3 | 43,0 | 4,8 | 95,6 | 0,217 | 2,3 | 16,7 | 16,7 | 92,8 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2035 | 0,1 | 2,1 | 48,6 | 4,9 | 97,7 | 0,222 | 2,2 | 18,9 | 18,9 | 95,2 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2036 | 0,1 | 1,4 | 60,8 | 4,9 | 99,1 | 0,225 | 2,1 | 21,0 | 21,0 | 96,7 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |
| 2037 | 0,04 | 0,9 | 100,0 | 5,0 | 100,0 | 0,227 | 2,0 | 23,0 | 23,0 | 97,8 | | | 0 | 0,0 | 0,0 |

Таблица 1.5.1-12 Объект V. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

| Годы и пери-оды | Ввод скважин из бурения | | из консервации, ед | Фонд скважин с нач.разр. ед. | Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагн.скважин на конец пер. ед. | Средне годовой дебит на 1 скважину | | Прием. 1 нагн. скважины м3/сут |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | всего ед. | добыв. ед. | | | | всего ед. | нагнет. ед. | экспл. ед. | действ ед. | | нефти т/сут | жидкости т/сут | |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | |
| 2027 | | | 1 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 1 | 1 | | 2,7 | 3,8 | |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 1 | 1 | | 3,5 | 6,2 | |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 1 | 1 | | 2,4 | 5,7 | |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 1 | 1 | | 1,7 | 5,2 | |
| 2031 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0,5 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 1,2 | 5,1 | |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0,5 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 0,6 | 3,8 | |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0,5 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 0,4 | 3,7 | |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0,5 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 0,3 | 3,5 | |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0,5 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 0,2 | 3,3 | |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0,5 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 0,1 | 3,2 | |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0,5 | 0 | 0 | 2 | 2 | | 0,1 | 3,0 | |

Таблица 1.5.1-13 Объект VI. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

| Годы и пери-оды | Добыча нефти общая | Темп отбора от извлекаемых запасов | | Накопл. добыча нефти | Отбор извлек. запасов | Коэфф. нефте-извлечен. | Годовая добыча жидкости | Накопленная добыча жидкости | | Обвод-ненность | Закачка рабочего агента | | Компенс. отбора закачкой | Добыча нефтяного газа | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | тыс.т | начальн. % | текущих % | тыс.т | % | д.ед. | всего тыс.т | всего тыс.т | мех.спос. тыс.т | % | годовая тыс.т | накопл. тыс.т | % | годовая млн.м3 | накопл. млн.м3 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 10 | 12 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2026 | 1,5 | 2,1 | 5,1 | 45,2 | 61,8 | 0,122 | 11,3 | 236,5 | 236,5 | 86,8 | 60,5 | 60,5 | 516 | 0,006 | 0,2 |
| 2027 | 2,9 | 3,9 | 10,3 | 48,0 | 65,8 | 0,130 | 22,3 | 258,8 | 258,8 | 87,1 | 77,4 | 137,9 | 335 | 0,011 | 0,2 |
| 2028 | 2,6 | 3,6 | 10,4 | 50,7 | 69,3 | 0,137 | 22,6 | 281,4 | 281,4 | 88,5 | 30,8 | 168,6 | 132 | 0,010 | 0,3 |
| 2029 | 2,4 | 3,2 | 10,6 | 53,0 | 72,6 | 0,144 | 22,9 | 304,3 | 304,3 | 89,6 | 38,5 | 207,1 | 163 | 0,009 | 0,3 |
| 2030 | 2,2 | 3,0 | 10,8 | 55,2 | 75,5 | 0,150 | 23,1 | 327,4 | 327,4 | 90,7 | 41,6 | 248,7 | 176 | 0,008 | 0,3 |
| 2031 | 2,0 | 2,7 | 11,0 | 57,1 | 78,2 | 0,155 | 23,2 | 350,7 | 350,7 | 91,6 | 43,3 | 291,9 | 182 | 0,007 | 0,3 |
| 2032 | 1,8 | 2,4 | 11,2 | 58,9 | 80,7 | 0,160 | 23,3 | 374,0 | 374,0 | 92,4 | 44,5 | 336,4 | 187 | 0,007 | 0,3 |
| 2033 | 1,6 | 2,2 | 11,5 | 60,6 | 82,9 | 0,164 | 23,4 | 397,4 | 397,4 | 93,1 | 45,5 | 381,9 | 191 | 0,006 | 0,3 |
| 2034 | 1,5 | 2,0 | 11,8 | 62,0 | 84,9 | 0,168 | 23,4 | 420,8 | 420,8 | 93,7 | 46,4 | 428,2 | 195 | 0,005 | 0,3 |
| 2035 | 1,3 | 1,8 | 12,2 | 63,4 | 86,7 | 0,172 | 23,4 | 444,2 | 444,2 | 94,3 | 47,0 | 475,2 | 198 | 0,005 | 0,3 |
| 2036 | 1,2 | 1,7 | 12,6 | 64,6 | 88,4 | 0,175 | 23,3 | 467,5 | 467,5 | 94,8 | 47,5 | 522,7 | 201 | 0,005 | 0,3 |
| 2037 | 1,1 | 1,5 | 13,1 | 65,7 | 89,9 | 0,178 | 23,3 | 490,7 | 490,7 | 95,2 | 47,8 | 570,5 | 203 | 0,004 | 0,3 |
| 2038 | 1,0 | 1,4 | 13,7 | 66,7 | 91,3 | 0,181 | 23,1 | 513,9 | 513,9 | 95,6 | 47,4 | 617,8 | 202 | 0,004 | 0,3 |
| 2039 | 0,9 | 1,3 | 14,4 | 67,6 | 92,6 | 0,183 | 23,0 | 536,9 | 536,9 | 96,0 | 47,6 | 665,4 | 204 | 0,003 | 0,3 |
| 2040 | 0,8 | 1,1 | 15,3 | 68,5 | 93,7 | 0,186 | 22,9 | 559,8 | 559,8 | 96,4 | 47,6 | 713,0 | 206 | 0,003 | 0,3 |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2041 | 0,8 | 1,0 | 16,4 | 69,2 | 94,7 | 0,188 | 22,7 | 582,5 | 582,5 | 96,7 | 47,7 | 760,7 | 208 | 0,003 | 0,3 |
| 2042 | 0,7 | 0,9 | 17,9 | 69,9 | 95,7 | 0,189 | 22,5 | 605,0 | 605,0 | 96,9 | 49,2 | 809,9 | 216 | 0,003 | 0,3 |
| 2043 | 0,6 | 0,9 | 19,8 | 70,5 | 96,5 | 0,191 | 22,4 | 627,4 | 627,4 | 97,2 | 51,5 | 861,4 | 229 | 0,002 | 0,3 |
| 2044 | 0,6 | 0,8 | 22,5 | 71,1 | 97,3 | 0,193 | 22,2 | 649,6 | 649,6 | 97,4 | 44,2 | 905,6 | 198 | 0,002 | 0,3 |
| 2045 | 0,5 | 0,7 | 26,4 | 71,6 | 98,0 | 0,194 | 21,9 | 671,5 | 671,5 | 97,6 | 44,5 | 950,1 | 202 | 0,002 | 0,3 |
| 2046 | 0,5 | 0,6 | 32,5 | 72,1 | 98,7 | 0,195 | 21,7 | 693,2 | 693,2 | 97,8 | 44,8 | 994,9 | 205 | 0,002 | 0,3 |
| 2047 | 0,4 | 0,6 | 43,9 | 72,5 | 99,3 | 0,197 | 21,5 | 714,7 | 714,7 | 98,0 | 45,1 | 1040,0 | 209 | 0,002 | 0,3 |
| 2048 | 0,4 | 0,5 | 71,0 | 72,9 | 99,8 | 0,198 | 21,3 | 736,0 | 736,0 | 98,2 | 39,0 | 1079,0 | 182 | 0,001 | 0,3 |

Таблица 1.5.1-14 Объект VI. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

| Годы и пери-оды | Ввод скважин из бурения | | из консервации, ед | Фонд скважин с нач.разр. ед. | Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагн.скважин на конец пер. ед. | Средне годовой дебит на 1 скважину | | Прием. 1 нагн. скважины м3/сут |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | всего ед. | добыв. ед. | | | | всего ед. | нагнет. ед. | экспл. ед. | действ ед. | | нефти т/сут | жидкости т/сут | |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 3 | 1,4 | 0 | 0 | 3 | 3 | | 1,4 | 10,9 | 0,0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 3 | 1,4 | 0 | 0 | 3 | 3 | | 2,8 | 21,4 | 210,5 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 2,5 | 21,8 | 74,6 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 2,3 | 22,0 | 93,3 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 2,1 | 22,2 | 100,9 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 1,9 | 22,3 | 104,9 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 1,7 | 22,4 | 107,9 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 1,6 | 22,5 | 110,3 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 1,4 | 22,5 | 112,5 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 1,3 | 22,5 | 114,0 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 1,2 | 22,4 | 115,1 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 1,1 | 22,4 | 115,9 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 1,0 | 22,3 | 115,0 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 0,9 | 22,1 | 115,4 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 0,8 | 22,0 | 115,6 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 0,7 | 21,8 | 115,7 |
| 2042 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 0,7 | 21,7 | 119,3 |
| 2043 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 0,6 | 21,5 | 124,9 |
| 2044 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 0,5 | 21,3 | 107,2 |
| 2045 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 0,5 | 21,1 | 108,0 |
| 2046 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 0,5 | 20,9 | 108,7 |
| 2047 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 0,4 | 20,7 | 109,4 |
| 2048 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1,8 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 0,4 | 20,4 | 94,6 |

***1.5.2. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта***

Сравнение технико-экономических показателей по разработке месторождения Кемерколь производится по рентабельному периоду.

Вариант 1. Рентабельный периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляет 46 лет.

Предусмотрено бурение 7 скважин.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 382,4 тыс.тонн, коэффициент извлечения нефти 0,250.

Анализ показал, что по данному варианту все основные показатели: , суммарная чистая прибыль, доход Государства. дисконтированный поток денежной наличности при ставке 10%, имеют максимальные значения,

Вариант 2. Рентабельный периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляет 42 года.

Предусмотрено бурение 4 скважин.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 345,3 тыс.тонн, коэффициент извлечения нефти 0,234.

На основании проведенного анализа технико-экономических показателей вариантов разработки к внедрению рекомендуется 1 Вариант.

Сравнение основных технико-экономических показателей разработки месторождения приведено в таблице 1.5.2-1.

| № | Наименование показателей | Вариант 1 | | Вариант 2 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Расчетный | Прибыльный | Расчетный | Прибыльный |
| 1 | Период расчета, годы | 2026-2072 | 2026-2072 | 2026-2068 | 2026-2067 |
| 2 | Ввод добывающих скважин из бурения, шт | 7 | 7 | 4 | 4 |
| 3 | Ввод добывающих скважин из консервации , шт | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 4 | Перевод скважин под нагнетание , шт | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 5 | Фонд добывающих скважин, шт | 25 | 25 | 23 | 23 |
| 6 | Фонд нагнетательных скважин, шт | 4 | 4 | 4 | 4 |
| 7 | Суммарная добыча нефти, тыс.т | 382,4 | 382,4 | 382,3 | 378,5 |
| 8 | Суммарная добыча жидкости, тыс.т | 5673,1 | 4096,8 | 4543,8 | 4470,2 |
| 9 | Суммарная закачка воды, тыс.м3 | 5291,2 | 3768,2 | 4161,7 | 4091,9 |
| 10 | Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 573,07 | 573,07 | 573,0 | 569,2 |
| 11 | Коэффициент извлечения нефти, д.ед. | 0,25 | 0,25 | 0,250 | 0,248 |
| 12 | Реализация нефти, тыс.т | 367,1 | 367,1 | 367,0 | 363,4 |
| 13 | Доход от реализации товарной нефти, млрд.тенге | 395,9 | 395,9 | 351,91 | 328,15 |
| 14 | Эксплуатационные затраты, млрд.тенге | 344,2 | 344,2 | 295,58 | 271,66 |
| 15 | Общие затраты, млрд.тенге | 344,2 | 344,2 | 295,58 | 271,66 |
| 16 | Производственная себестоимость 1 т. нефти, тыс.тенге/т | 758,9 | 758,9 | 637,17 | 592,18 |
| 17 | Капитальные вложения , млрд.тенге | 5,7 | 5,7 | 4,96 | 4,96 |
| 18 | Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд.тенге | 37,9 | 37,9 | 35,30 | 33,56 |
| 19 | Налогооблагаемая прибыль, млрд.тенге | 59,1 | 59,1 | 63,08 | 63,16 |
| 20 | Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге | 11,8 | 11,8 | 12,63 | 12,63 |
| 21 | Налог на сверхприбыль, млрд.тенге | 1,8 | 1,8 | 2,04 | 2,04 |
| 22 | Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге | 38,1 | 38,1 | 41,66 | 41,81 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 23 | Поток денежной наличности, млрд.тенге | 39,7 | 39,7 | 43,44 | 43,52 |
| 24 | Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10%, млрд.тенге | 7,2 | 7,2 | 7,69 | 7,69 |

### *1.5.3. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин*

*Характеристика показателей эксплуатации скважин*

**Эксплуатация УШГН.** УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и средне дебитных скважинах (2,5 $\leq Q_ж \leq$ 80 м$^3$/сут) малой и средней глубины (до 2300 м). Преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), не дефицитность и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

Скважинное оборудование УШГН характеризуется многообразием типоразмеров. К.п.д. установки составляет 50-60 % при коэффициенте наполнения насоса 0,8÷1,0. Для лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть $p_{пр}$> 0,35÷0,7 МПа. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %. Недостатком установки является утечки через сальник.

Надежная работа УШГН возможна при правильном подборе оборудования, соответствии технологического режима эксплуатации скважины, качественном выполнении монтажных работ и точном уравновешивании, а также при своевременных профилактических ремонтах и смазках.

В процессе эксплуатации станка-качалки необходим контроль за состоянием сборки, крепления подшипников, затяжки кривошипных и верхних пальцев на шатуне, а также за уравновешиванием, натяжением ремней и отсутствием течи масла в редукторе и т.п. Кроме того, следует проверять соответствие мощности и скорости вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка-качалки. При подключении электродвигателя необходимо, чтобы кривошипы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

***Эксплуатация УШВН.*** Преимуществом УШВН с верхним приводом по сравнению с УШГН являются: простота конструкции и малая масса привода; отсутствие необходимости в возведении фундаментов под привод установки; простота транспортировки, монтажа и обслуживания; возможность откачки жидкостей высокой вязкости (μ> 200 МПа·с), с повышенным содержанием газа (до 50 % свободного газа на приеме насоса) и механических примесей (до 400 мг/л); уравновешенность привода; постоянство нагрузок, действующих на штанги; равномерность потока жидкости; снижение энергозатрат и мощности приводного двигателя; минимальное эмульгирующее воздействие на откачиваемую жидкость; отсутствие клапанов в скважинном насосе.

ВШНУ рекомендуется применять для откачки жидкости дебитом 3÷100 м$^3$/сутки с напором до 1500 м. Регулирование подачи насоса ограничено изменением числа оборотов ротора. К.п.д. установки составляет 50-70 % при давлении на приеме насоса $p_{пр}$< 0,7 МПа. Эксплуатационные затраты ВШНУ зависят от долговечности эластомера статора.

Недостатком ВШНУ является заклинивание ротора при повреждении эластомера.

*Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин*

Основные проблемы при добыче и эксплуатации скважин на месторождении будут связаны с физико-химическими свойствами добываемой нефти. Наличие в нефти парафина в дальнейшем может создать проблему, связанную с асфальтосмолопарафино-выми отложениями (АСПО) в ПЗП, в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании.

Понижение давления и температуры нефти при движении по стволу скважины приводит к изменению ее фазовых состояний, уменьшает растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин.

Основными условиями, способствующими парафинообразованию, являются следующие факторы:

• снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;

• уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;

• интенсивное газовыделение;

• изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов.

Анализ добычи парафиновых нефтей на промыслах показывает, что основными местами отложений парафина являются: скважинные насосы, колонны НКТ в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается

на внутренней поверхности НКТ. В выкидных линиях парафинообразование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока.

С ростом скорости движения газонефтяной смеси интенсивность отложений АСПО вначале возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности НКТ. Дальнейший рост скорости ведет к уменьшению интенсивности отложений: большая скорость движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии и выносить их из скважины.

Из практического опыта известно, что для низкодебитных скважин наиболее эффективны химические методы борьбы с АСПО, для среднедебитных - механические и тепловые, высокообводненных – защитные покрытия.

К основным способам борьбы с отложениями парафина относится использование НКТ с гладкими защитными поверхностями.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

• спиральные, возвратно-поступательного действия;
• «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
• полимерные скребки-центраторы.

Для предотвращения и удаления отложений АСПО из ствола скважин и восстановления их продуктивности применяются следующие методы: тепловые, физические, химические и механические.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, в настоящее время преобладают: промывка скважин горячей нефтью; пропарка оборудования острым паром; использование электрических нагревателей.

Физические методы основываются на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. Наиболее перспективными из физических методов являются воздействие переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть, а также устройства на основе постоянных магнитов, предотвращающие образование АСПО и не требующие ни химических реагентов, ни электроэнергии.

В основе действия реагентов-ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью. По этому признаку ингибиторы подразделяются на смачивающие агенты, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы.

Обводнение изменяет физические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию.

Обводнение ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-смолопарафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

Применение ингибиторов парафиноотложений в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса.

Эффект, полученный от применения ингибитора в безводных или малообводненных скважинах, может оказаться нулевым при его применении в высокообводненных скважинах. На этом должен базироваться квалифицированный выбор реагентов.

Для защиты от коррозии оборудования и трубопроводов внутрипромыслового сбора и подготовки продукции скважин предлагается использовать водорастворимые ингибиторы коррозии. Учитывая физико-химические свойства пластовой жидкости, лабораторным путем необходимо подобрать ингибитор коррозии.

Наружная коррозия обсадных колонн, вызванная воздействием агрессивных минерализованных пластовых вод, может быть предотвращена путем полного подъема цементного раствора в заколонном пространстве скважин.

Для защиты НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн необходимо предусмотреть ингибиторную защиту, как наиболее эффективную в условиях добычи нефти. Подачу ингибиторов осуществлять периодической подачей в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ.

Для защиты от коррозии скважинного и наземного оборудования и трубопроводов могут быть использованы водорастворимые ингибиторы коррозии. Ингибиторы должны подаваться на узлы подготовки сточной воды из расчета 50-100 г/м3. Нагнетательные скважины необходимо оборудовать пакерами, а затрубное пространство заполнить раствором ингибитора коррозии.

Одним из осложнений при добыче, сборе и при транспортировке газа может быть образование гидратов в призабойной зоне, в стволе скважин, в промысловых и магистральных газопроводах.

Образование гидратов в стволе можно предупредить теплоизоляцией фонтанных или обсадных колонн, повышением температуры газа в стволе с помощью нагревателей. Самый распространенный способ предупреждения образования гидратов – подача ингибиторов (метанола, гликолей, растворы различных солей) в поток газа. Также возможна подача ингибитора через затрубное пространство.

***1.5.4. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин***

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

• устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации скважин месторождения;

• газосодержание добываемой продукции;

• реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);

• схема расположения добывающих скважин;

• ожидаемые дебиты нефти и газа;

• прогнозируемый уровень обводненности;

• удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами разработки…» должна удовлетворять следующим требованиям:

• обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;

• обеспечить минимальные потери нефти и газа;

• обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;

• обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;

• обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

*Системе сбора и подготовки нефти*

Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ)

Рабочее и статическое давление в скважине замеряются манометром, смонтированном на буфере, а давление в затрубном пространстве по манометру на одном из отводов крестовины трубной головки.

Продукция со скважин №77,81,82, 83, 84, 92, 93 из северо-западнего крыла (СЗК) по выкидными трубопроводами Ø89мм поступает на площадку БГ-500/СЗК где имеется возможности индивидуального замера дебита скважины и далее по промысловому коллектору Ø159мм перекачивается на площадку БГ-500/УПН винтовыми насосами для мультифазной среды, МФН.

Индивидуальный замер осуществляется с применением счетчика жидкости СКЖ установленный на линий Ду89 проложенный от байпасных линий выкидных труб из каждой скважин до 160м3. замерной емкости. Также предусматривается установить СКЖ на выкидных линиях на каждой скважине.

Продукция скважин №20,73,75 и 95 с Юго-Западнего крыла (ЮЗК) подается по выкидным линиям от каждой скважины через счетчики СКЖ на БГ-500/ЮЗК и далее на БГ-500/УПН. (схема обустройства системы сбора и УПН).

*Описание технологии подготовки нефти на УПН*

Продукция всех скважин из приемного блока гребенки БГ500/УПН направляется с добавлением деэмульгатора Диссолван из БР в подогреватель нефти УН-02, где осуществляется предварительный подогрев для улучшения технологических процессов подготовки. Далее подогретый флюид поступает в трехфазный сепаратор ТФС-40 (см. чертеж ТФС40) со сбросом воды, где происходит разделение нефти, газа и воды. Флюид на входе ТФС, ударяясь об отбойник (О) разделяется на 2 фазы (газ и жидкость). При этом газ поднимается и скапливается в верхней части внутри ТФС и через регулятор давления (Б) подается после вертикального газового сепаратора к горелкам печей подогрева и на факел для аварийного сжигание газа. На линиях печей подогрева и аварийного сжигания монтируется отдельные газовые счетчики для учета газа.

В 1 отсеке ТФС разделение нефти и воды происходит за счет разности их удельного веса, капельки воды оседает вниз 1 отсека. Уровень роста пластовой воды контролируется с помощью наружного уровнемера (Ж) и при достижении установленного уровня роста в технологическом регламенте работы УПН сбрасывается с нижней части 1 отсека в подземную 160м3 дренажную емкость для подготовки промысловых сточных вод.

Нефть с остаточным содержанием воды из 2 отсека ТФС направляется в горизонтальный отстойник ОГ1 для глубокой очистки (см. чертеж ОГ), где водонефтяная эмульсия через входной запорной арматуры А1 поступает в перфорированный коллектор Ду324 ПК-400х50, находящихся в нижней части отстойника. Выходящая через отверстия тонкими струйками водонефтяная эмульсия поступает под слой пластовой воды. Капельки воды, содержащиеся в эмульсии, контактируют с пластовой водой, имеющейся в аппарате, укрупняются, и оседает вниз. Отделившаяся от нефти пластовая вода через переливное устройство (Г) сбрасывается в систему подготовки промысловых сточных вод. Для определения уровня раздела фаз отстойник оборудован уровнемером. Межфазный уровень в отстойнике нефти поддерживается с помощью регулирующей задвижки Ду89 путём изменения количества сбрасываемой воды.

Также из обводненной нефти выделяется часть газа, находящегося в ней как в свободном, так и в растворенном состоянии. Отделившийся газ через штуцер сбрасывается в сборную сеть.

Для отбора проб жидкости на выходе отстойника имеется поворотный кран пробоотборника (ПО). Как и любой сосуд, работающий под давлением, отстойник оборудуется запорной арматурой, манометрами для измерения избыточного давления и пружинными предохранительными клапанами для защиты от недопустимого превышения давления.

Нефть, имеющая меньший удельный вес отделившаяся от пластовой воды всплывая вверх, поступает нефтесборник и выводится из ОГ1 через выход (В) в отстойники нефти (ОН-1, ОН-2 и ОН-3) по очередном их заполнением и с добавлением воды в смесителе воды. Вода для обессоливания подается на смеситель из пожарной емкости с помощью центробежного насоса.

В отстойниках нефти ОН-1, ОН-2 и ОН-3 по мере их поочередного заполнения происходит окончательное отделение нефти от остаточной пластовой воды с обессоливанием нефти, которая осуществляется с применением отдельного подогревателя УН-0,2 для рециркуляций с помощью центробежного насоса. После отстоя и слива воды отбирается из отстойника проба нефти для анализа. При положительном результате лабораторного хим. анализа товарная нефть транспортируется с помощью центробежного насоса в накопительные емкости №6, 7, 8, 9 для окончательного отстоя. Далее после необходимого времени отстоя с дополнительным сбросом воды и окончательного химического лабораторного анализа загружается насосами в автоцистерны для сдачи покупателям.

Вода, отделившаяся в ТФС-40, ОГ, ОН и ЕТН 1-6 собирается в подземной дренажной емкости ПД-160м3, где происходит предварительная очистка пластовой воды от механических примесей и взвешенных частиц с пленками нефтяной эмульсий с использованием емкости 16м3 (ЕППН 16.)

Далее пластовая вода откачивается с помощью вертикального насоса НВ-50/50 в 2 емкости для пластовой воды и с помощью насоса НБ-125 через счетчики жидкости направляется в нагнетательные скважины ЮЗК И СЗК.

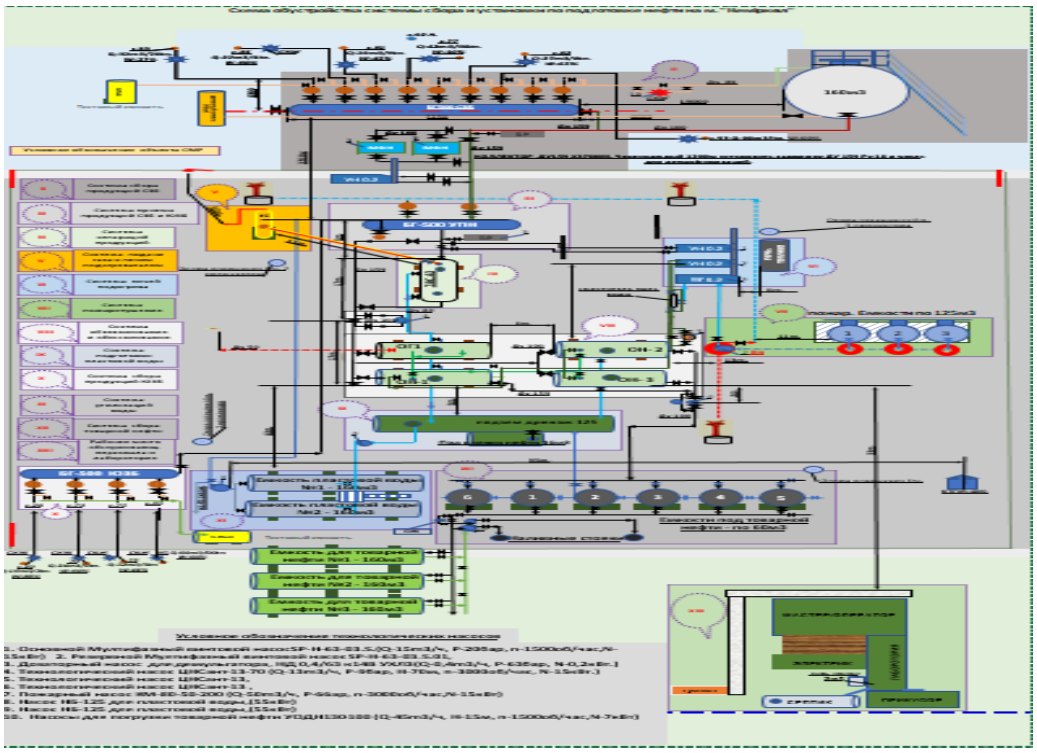


Рисунок 15. Схема обустройства системы сбора и установки подготовки нефти

### *1.5.5. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа*

Попутный газ на месторождении Кемерколь используется на собственные технологические нужды, в качестве топлива для печи подогрева нефти Недропользователем на месторождении разработана рабочая программа, в которой оценена текущая потребность предприятия в объемах попутного газа на собственные нужды.

Основными источниками потребления сырого газа на месторождении являются:

1. Печь УН-02 №1;
2. Печь УН-02 №2;
3. Печь ППТ-02 основная;
4. Печь ППТ-02 резерв;
5. Котел Ферроли NC-400;
6. Котел Ферроли NC-140.

После утверждения в ЦКРиР МЭ РК рекомендуется составить уточненный проект по Программе переработки сырого газа.

### *1.5.6. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента*

По рекомендуемому варианту система ППД включает в себя закачку воды. Для ППД на месторождении Кемерколь используется попутно-добываемая пластовая вода самого месторождения.

Вода, отделившаяся в ТФС-40, ОГ, ОН и ЕТН 1-6 собирается в подземной дренажной емкости ПД-160м3, где происходит предварительная очистка пластовой воды от механических примесей и взвешенных частиц с пленками нефтяной эмульсий с использованием емкости 16м3. (ЕППН 16.)

Далее пластовая вода откачивается с помощью вертикального насоса НВ-50/50 в 2 емкости для пластовой воды и с помощью насоса НБ-125 через счетчики жидкости направляется в нагнетательную скважину 45н.

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна соответствовать установленным требованиям СТ РК 1662-2007г.

Совместимость закачиваемой воды с пластовой водой и породой заключается в том, что она не должна химически взаимодействовать с пластовой водой и породой коллектора продуктивного пласта. СТ РК 1662-2007 предусматривает снижение приемистости не более 20 %, период с начала закачки с учетом последующего восстановления приемистости до ее первоначальной величины.

Содержание механических примесей и нефтепродуктов является определяющей нормой качества воды. Данные требования к качеству закачиваемых вод формулируются исходя из коллекторских свойств породы.

Размер взвешенных частиц. Стандартом предусмотрено в закачиваемой воде не более 90 % частиц размером менее 2 мкм.

Содержание кислорода нормируется величиной менее 0,5 мг/л. Такой предел установлен исходя из минимальных коррозионных повреждений промыслового оборудования.

Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий и сероводорода в воде не допускается. Бактерии данного вида продуцируют сероводород. Сероводород резко увеличивает скорость коррозии металла и снижает срок службы наземного и подземного оборудования. При появлении в воде СВБ рекомендуется обработка ее бактерицидами.

Согласно «Единым Правилам по рациональному и комплексному использованию недр» необходимо проводить контроль содержания нефтепродуктов и мехпримесей в закачиваемой воде и выполнять химические анализы закачиваемой воды. Анализ закачиваемой воды на содержание количества механических примесей и нефтепродуктов должен осуществляться ежедневно (по пробам с БКНС в случае наличия и с нагнетательных скважин).

### *1.5.7. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ*

После утверждения и согласно проектному документу (1), на месторождении Кемерколь пробурены новые скважины.

С учетом горно-геологических условий бурения и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан, для бурения эксплуатационных скважин с целью изучения перспектив нефтеносности в отложениях триаса на месторождении Кемерколь рекомендуется следующая конструкция вертикальных скважин.

Для скважин предлагается следующая конструкция:

Направление ∅329,3мм х 50 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

Кондуктор ∅244,5мм х 250 м устанавливается для перекрытия неустойчивых меловых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна ∅168,3 мм х 1500 +250м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендованная конструкция проектных скважин представлена в таблице 7.1.1.

Таблица 1.5.7-1. Рекомендованная проектная конструкция вертикальных скважин

| **Наименование колонн** | **Диаметр долота, мм** | **Диаметр колонны, мм** | **Глубина спуска, м** | **Высота подъема цемента от устья, м** |
|---|---|---|---|---|
| Направление | 393,7 | 329,3 | 50 | устье |
| Кондуктор | 295,3 | 244,5 | 250 | устье |
| Эксплуатационная колонна* | 215,9 | 168,3 | 1500 | устье |
| Примечание:* - 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. | | | | |

***Требования к производству буровых работ***

Выбор буровой установки должна производиться в соответствие с проектной глубиной и конструкцией скважин. Бурение скважин рекомендовалось производить с буровой установки с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной (бурильной) колонны и ведения аварийных работ: допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее 40 %.

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.

Буровая установка должна соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан по безопасности ведения буровых работ и защиты окружающей природной среды.

***Требования к технологии и качеству цементирования скважин***

Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендовалось проводить следующий комплекс мероприятий:

- ✓ обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применять ингибированные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования);
- ✓ применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- ✓ использовать технологию цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения высоты подъема цемента до устья и предотвращения гидроразрыва пластов;
- ✓ обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве;
- ✓ использовать две цементировочные пробки для наилучшего разделения бурового и цементного растворов;
- ✓ применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин.

Таблица 1.5.7-2. Рекомендованные параметры по цементированию обсадных колонн

| **Наименование показателей** | **Кондуктор 339,7 мм х 50 м** | **Эксплуатационная колонна 168,3 мм х 1500 м** | |
|---|---|---|---|
| | | **I порция** | **II порция** |
| Высота подъема цемента | до устья | до устья | на 100-150 м выше кровли продуктивных |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | горизонтов |
| Тип цемента | ПЦТ I-СС-50 | ПЦТ I-СС-100 или класс G (HSR) | |
| Плотность цементного раствора, г/см$^3$ | 1,82-1,85 | 1,50-1,55 | 1,89-1,90 |
| Добавки | ускоритель схватывания, пеногаситель | облегчающая добавка, понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель | понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель |
| Буферная жидкость | техническая вода | техническая вода, ПАВ, буферный материал | |

### *1.5.8. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин*

Выбор и обоснование типа промывочной жидкости при первичном вскрытии продуктивных пластов

Требования к буровым растворам были разработаны с учетом всех осложнений, которые базируются на геологической информации по месторождению Кемерколь.

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

- осыпи и обвалы стенок скважины;
- нефтеводопроявления;
- прихватоопасность;
- кавернообразования.

Так как продуктивные пласты вскрываются совместно с отложениями альба, апта и неокома, в разрезе которых содержится более 30 % глин, где высокая кавернозность, а также, учитывая высокую глинистость продуктивных пластов (10-30 %), при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей, велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей, за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к снижению механической скорости проходки, ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

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

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских характеристик (пористость и проницаемость) продуктивного пласта и недопущения закупорки его, в качестве утяжелителя (при необходимости) бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные агенты,
- в случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент, во избежание загрязнения коллектора.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола) рекомендовалось прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 1,5-2,0 куб.м.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусматривалось трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, песко- и илоотделители, центрифуги.

*Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости*

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов рекомендовалось 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.

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

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

Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин

После оборудования устья скважины колонной головкой и крестовиной фонтанной арматуры рекомендовалось спустить насосно-компрессорные трубы (НКТ) со скрепером и щеткой с проработкой, и промывкой до забоя. На забое промыть скважину технической водой до выхода чистой воды. Доливая техническую воду, поднять НКТ со скрепером и щеткой. Установить фонтанную арматуру. Опрессовать эксплуатационную колонну и фонтанную арматуру.

Перфорацию продуктивного горизонта рекомендовалось производить спуском перфораторов на НКТ. Для этого спустить НКТ с перфоратором и с пакером. В процессе спуска рекомендуется заполнять НКТ технической водой до конечного уровня, при котором перепад между пластовым и гидростатическим давлением технической воды на забой будет равен трехкратному перепаду давления между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым давлением в процессе бурения в интервале перфорации. «Посадить» НКТ на пакер, установить фонтанную арматуру. Опрессовать пакер через затрубное пространство. Соединить фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и опрессовать все соединения. В штуцерной камере рекомендуется установить штуцер необходимого диаметра. Открыть центральные задвижки и сбросить штангу для инициирования кумулятивных зарядов в интервале перфорации. Наблюдать за характером проявления скважины.

В случае фонтанирования рекомендовалось отработать скважину для очистки призабойной зоны пласта от твердой фазы и фильтрата бурового раствора. После получения притока пластового флюида рекомендовалось исследовать скважину на 3-х режимах с замерами забойного давления и температуры и регистрацией устьевых давлений. На каждом режиме рекомендовалось производить не менее 3-х замеров, причем два из них должны совпадать. При несовпадении двух замеров, рекомендовалось продолжить исследование до совпадения 2-х замеров. После исследования на режимах спустить в скважину глубинный манометр, закрыть скважину и записать кривую восстановления пластового давления (КВД).

В случае слабого притока рекомендовалось стимулировать скважину свабированием. Если в результате свабирования будет наблюдаться увеличение притока, то рекомендовалось проведение соляно-кислотной обработки (СКО) для интенсификации притока.

#### *1.5.9. Опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений*

В рамках действующего проектного документа на промышленную разработку месторождения, в качестве опытно-промышленных испытаний новых технологий и технических решений были рассмотрены варианты обработки призабойной зоны скважин (ПЗС) ОПИ нагревателя промысловых систем «ТЕРМ». «Терм-1» предназначен для тепловой обработки призабойной зоны вертикальных, искривленных, наклонно-направленных (до 600С) профилем скважин и пластов с высоковязкой нефтью.

Устройство размещается непосредственно в скважине, напротив прослойки нефти. Это в зависимости от конкретных требований может способствовать подъему и снижению уровня нефти. Регулирует работу скважинных нагревателей станция управления. По сигналам датчика температуры контроллер станции управляет нагревом. Он имеет аналоговые и дискретные входы для контроля температуры нагревателя, входного тока и напряжения.

Комплект оборудования "Терм" позволяет вести тепловую обработку скважин в непрерывном и циклическом режимах. Как показали испытания, при использовании прогрева добывающих скважин с высокой вязкостью наблюдается прирост дебита скважин.

В качестве опытного участка выбрана скважина 9БИС, на IV объекте ОПИ на данной скважине не проведен.

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

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

В связи с этим при реализации проектных решений «Дополнения к проекту разработки месторождения Кемерколь» предусматривается применение технических и организационных

решений, направленных на предупреждение и минимизацию негативного воздействия на окружающую среду, рациональное использование природных ресурсов и повышение эффективности разработки месторождения.

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

В рамках проектных решений предусматриваются следующие мероприятия, соответствующие принципам применения наилучших доступных технологий:

- применение современного технологического оборудования, обеспечивающего надежную и безопасную эксплуатацию объектов добычи;
- использование герметичного оборудования и технологических систем при добыче, сборе и транспортировке продукции скважин;
- обеспечение рационального использования углеводородных ресурсов за счет оптимизации системы разработки и вовлечения в разработку остаточных извлекаемых запасов;
- применение системы поддержания пластового давления для повышения эффективности разработки продуктивных объектов;
- оптимизация действующего фонда скважин и вовлечение в разработку бездействующих и законсервированных скважин;
- применение геолого-технических мероприятий, включая дострел, ОВП и ЗБГС, позволяющих повысить эффективность дренирования залежей и сократить необходимость дополнительного бурения;
- проведение опытно-промышленных испытаний технологий повышения нефтеотдачи с последующей оценкой их технологической эффективности;
- применение энергоэффективного оборудования и рациональное использование топливно-энергетических ресурсов;
- обеспечение герметичности оборудования и технологических коммуникаций для предотвращения утечек нефти, пластовой воды и других загрязняющих веществ;
- организация надлежащего обращения с отходами производства и потребления, включая их раздельный сбор, безопасное накопление и передачу специализированным организациям;
- исключение сброса производственных и хозяйственно-бытовых сточных вод на рельеф местности и в поверхностные водные объекты;
- предотвращение загрязнения земель и почвенного покрова при эксплуатации скважин, технологического оборудования и производственной инфраструктуры;
- регулярное техническое обслуживание и контроль состояния оборудования для предупреждения аварийных ситуаций и неорганизованных выбросов;
- осуществление производственного экологического контроля за состоянием окружающей среды и соблюдением установленных экологических нормативов.

При выборе и реализации технологических решений учитываются особенности месторождения Кемерколь, включая сложное мелкоблоковое геологическое строение, состояние эксплуатационного фонда, степень выработки запасов и необходимость вовлечения остаточных извлекаемых запасов в разработку.

Конкретный перечень наилучших доступных технологий, подлежащих применению на объекте I категории, определяется с учетом применимых справочников по наилучшим доступным технологиям, технологических нормативов и требований экологического законодательства Республики Казахстан.

Проектные решения по дальнейшей разработке месторождения Кемерколь предусматривают применение технологических и организационных мероприятий, направленных на повышение эффективности добычи углеводородов при одновременном снижении негативного воздействия на окружающую среду.

### 1.7. Описание работ по постутилизации существующих зданий, строений,сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности

В рамках реализации проектных решений «Дополнения к проекту разработки месторождения Кемерколь» проведение работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений и технологического оборудования в рассматриваемый период не предусматривается.

Проектом предусматривается дальнейшая эксплуатация существующей производственной инфраструктуры месторождения, действующего фонда скважин, технологического оборудования и

инженерных коммуникаций в соответствии с их функциональным назначением и установленными требованиями промышленной, экологической и санитарной безопасности.

В случае выхода отдельных объектов, зданий, сооружений или оборудования из эксплуатации в дальнейшем их демонтаж, ликвидация, утилизация или иные мероприятия по постутилизации будут осуществляться в соответствии с отдельными проектными решениями и требованиями законодательства Республики Казахстан. При этом образующиеся при демонтаже и ликвидации отходы подлежат идентификации, раздельному сбору, временному накоплению и передаче специализированным организациям для дальнейшего восстановления, утилизации или удаления в установленном порядке.

Таким образом, в рамках настоящего проекта специальные работы по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений и оборудования, необходимые для реализации намечаемой деятельности, отсутствуют.

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

## 1.8. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия

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

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ 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 четыре уровней оценки.

В таблице 1.8-1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

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

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздеэйствия 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 четырёх 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 втаблице 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 и нарушения) | Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений |
|---|---|
| **Пространственный масштаб воздействия** | |
| ***Локальный (1)*** | площадь воздействия до 1 км2, воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта |
| ***Ограниченный (2)*** | площадь воздействия до 10 км2, воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта |
| ***Территориальный (3)*** | площадь воздействия от 10 до 100 км2, воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта |
| ***Региональный (4)*** | площадь воздействия более 100 км2, воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта |
| **Временной масштаб воздействия** | |
| ***Кратковременный (1)*** | Воздействие наблюдается до 6 месяцев |
| ***Средней продолжительности (2)*** | Воздействие отмечаются в период от 6 месяцев до 1 года |
| ***Продолжительный (3)*** | Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет |
| ***Многолетний (постоянный) (4)*** | Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более |
| **Интенсивность воздействия (обратимость изменения)** | |
| ***Незначительный (1)*** | Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости |
| ***Слабый (2)*** | Изменения в природной среде превышают пределы природнойизменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается |
| ***Умеренный (3)*** | Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению |
| ***Сильный (4)*** | Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению |
| **Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)** | |
| ***Низкая (1-8)*** | Последствия испытываются, но величина воздействия достаточнонизка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность |
| ***Средняя (9-27)*** | Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. |
| ***Высокая (28-64)*** | Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки накомпонент 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** |
| Локальное<br>1 | Кратковременное<br>1 | Незначительное<br>1 | 1- 8 | Воздействие низкой значимости |
| Ограниченное | Средней | Слабое | | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 2 | продолжительности<br>2 | 2 | 9- 27 | Воздействие средней значимости |
| Местное<br>3 | Продолжительное<br>3 | Умеренное<br>3 | 28 - 64 | Воздействие высокой значимости |
| Региональное<br>4 | Многолетнее<br>4 | Сильное<br>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, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

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

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

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

| **Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)** | **Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений** |
|---|---|
| **Пространственный масштаб воздействия** | |
| ***Нулевое (0)*** | Воздействие отсутствует |
| ***Точечное (1)*** | Воздействие проявляется на территории размещенияобъектов проекта |
| ***Локальное (2)*** | Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов |
| ***Местное (3)*** | Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов |
| ***Региональное (4)*** | Воздействие проявляется на территории области |
| ***Национальное (5)*** | Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом |
| **Временной масштаб воздействия** | |
| ***Нулевое (0)*** | Воздействие отсутствует |
| ***Кратковременное (1)*** | Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев |
| ***Средней продолжительности (2)*** | Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 – х месяцев) до 1 года |
| ***Долговременное (3)*** | Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта |
| ***Продолжительное (4)*** | Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность |
| ***Постоянное (5)*** | Продолжительность воздействия более 5 лет |

| Интенсивность воздействия (обратимость изменения) | |
|---|---|
| ***Нулевое (0)*** | Воздействие отсутствует |
| ***Незначительное (1)*** | Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя |
| ***Слабое (2)*** | Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах |
| ***Умеренное (3)*** | Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня |
| ***Значительное (4)*** | Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня |
| ***Сильное (5)*** | Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня |

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

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

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством 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-экономическуюсферу в штатном режиме

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

### *1.8.2. Оценка воздействия на окружающую среду*

При оценке воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду основное внимание уделяется выявлению возможных изменений состояния ее отдельных компонентов, определению характера и масштаба воздействия, а также оценке эффективности предусмотренных природоохранных мероприятий.

Оценка воздействия проводится с учетом необходимости предотвращения или минимизации негативных последствий реализации проектных решений, сохранения устойчивости природных комплексов и недопущения существенного ухудшения состояния окружающей среды.

Воздействие на атмосферный воздух при реализации проектных решений определяется характером и объемом выбросов загрязняющих веществ, образующихся при бурении и эксплуатации скважин, работе технологического оборудования, дизельных установок и автотранспорта. При оценке учитываются как количественные показатели выбросов, так и состав загрязняющих веществ.

С учетом рассмотренных вариантов дальнейшей разработки месторождения Кемерколь ниже приведены основные технологические показатели, характеризующие объемы и интенсивность предусмотренных проектных мероприятий, а также различия между базовым и альтернативным вариантами разработки.

*Вариант 1 (Рекомендуемый).* Предусматривает продолжение ранее утвержденных проектных решений, принятых в рамках анализа разработки 2024 года, с сохранением действующих подходов

к эксплуатации объектов, проведением мероприятий по оптимизации фонда, переводами скважин под систему поддержания пластового давления, а также бурением семи новых эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 с темпом по 2 скважины в год начиная с 2028 г. Фонд скважин составит 26 ед. в т.ч. 24 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 22,6 тыс. т.

Основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный период разработки – 47 лет (2026-2072 гг.);
- максимальная добыча нефти достигается в 2030 г. и составит 22.6 тыс.т;
- обводненность на конец рентабельного периода – 97.3 %;
- ввод скважин из бурения, 7 добывающих;
- темп бурения – 2 скв./год;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период составит 382.4 тыс.т, при этом коэффициент извлечения достигнет 0,250 д.ед.

*I объект (T2-I, A блок VI)*

Предусматривается:

• проведение дострела на скважине №4 в 2027 году;

• проведение ОВП на скважине №4, R105 в 2030 и 2033 годах (при этом дальнейшее проведение будет зависеть от эффективности и продолжительности ОВП).

*II объект (T2-I, B блоки III, VI)*

Предусматривается:

• проведение ОВП на скважине №84 в 2027 и 2030 годах;
• перевод скважины R102 из IV объекта на II объект под ППД в 2027 году;
• бурение скважины R108 в 2028 году;
• бурение скважины R112 в 2029 году;
• бурение скважины R111 в 2030 году.

*III объект (T2-II блок VI)*

Предусматривается:

• проведение ОВП на скважине R101 в 2028 году;
• бурение скважины R113 в 2029 году;
• бурение скважины R110 в 2030 году;
• перевод скважины №77 из III объекта под ППД на II объект в 2043 году.

*IV объект (T2-III блок II)*

Предусматривается:

• перевод скважины R102 на II объект в 2027 году;
• проведение термопрогрева на скважине №9БИС в 2027 году;
• бурение скважины R109 в 2028 году.

*V объект (T2-V блок I)*

Предусматривается:

• вывод из консервации скважины №76Б в 2027 году;
• бурение скважины R114 в 2031 году.

VI объект (T2-I, B блок I)

Предусматривается:

• проведение ОВП на скважине №73 в 2027 году;
• перевод скважины №95 из добывающего фонда в систему ППД в 2028 году.

Также рекомендуется бурение оценочной скважины №115, в IV объекте (горизонт T2-III) юго западнее от скважины R-104 в период 2028-2029 года.

Таким образом, базовый вариант ориентирован на поддержание стабильной разработки месторождения за счет оптимизации действующего фонда, бурения новых скважин, проведения мероприятий по интенсификации добычи и расширения системы поддержания пластового давления.

*Вариант 2 (альтернативный).* предусматривает вовлечение остаточных извлекаемых запасов преимущественно за счет проведения ЗБГС на скважинах №№ R104, R102 и 76Б, что позволяет сократить объем нового бурения. В отличие от базового варианта предусмотрено бурение четырех новых вертикальных скважин (№№ R112, R113, R111 и R109) вместо семи скважин, запланированных по варианту 1. Фонд скважин составит 20 ед. в т.ч. 20 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 24,0 тыс. т.

*II объект (T2-I, B блоки III, VI)*

В отличие от базового варианта бурение скважины R108 в 2028 году не предусматривается.

*III объект (Т2-II блок VI)*

Проведение ЗБГС на скважине R104 в 2028 году вместо бурения скважины R110 в 2030 году.

Применение ЗБГС на III объекте позволит увеличить охват пласта дренированием, вовлечь в разработку слабовыработанные зоны залежи и обеспечить дополнительный прирост добычи нефти.

*IV объект (Т2-III блок II)*

Дополнительно предусматривается проведение ЗБГС на скважине R102 в 2029 году.

*V объект (Т2-V блок I)*

Дополнительно предусматривается проведение ЗБГС на скважине №76Б в 2029 году.

В целом альтернативный вариант характеризуется более интенсивным вовлечением остаточных запасов в разработку и предусматривает применение технологий, направленных на увеличение коэффициента охвата залежей дренированием, повышение продуктивности скважин.

*Характеристика показателей эксплуатации скважин*

**Эксплуатация УШГН.** УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и средне дебитных скважинах (2,5 $\leq Q_ж \leq$ 80 м$^3$/сут) малой и средней глубины (до 2300 м). Преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), не дефицитность и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

Скважинное оборудование УШГН характеризуется многообразием типоразмеров. К.п.д. установки составляет 50-60 % при коэффициенте наполнения насоса 0,8÷1,0. Для лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть $p_{пр}$> 0,35÷0,7 МПа. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %. Недостатком установки является утечки через сальник.

Надежная работа УШГН возможна при правильном подборе оборудования, соответствии технологического режима эксплуатации скважины, качественном выполнении монтажных работ и точном уравновешивании, а также при своевременных профилактических ремонтах и смазках.

В процессе эксплуатации станка-качалки необходим контроль за состоянием сборки, крепления подшипников, затяжки кривошипных и верхних пальцев на шатуне, а также за уравновешиванием, натяжением ремней и отсутствием течи масла в редукторе и т.п. Кроме того, следует проверять соответствие мощности и скорости вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка-качалки. При подключении электродвигателя необходимо, чтобы кривошипы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

***Эксплуатация УШВН.*** Преимуществом УШВН с верхним приводом по сравнению с УШГН являются: простота конструкции и малая масса привода; отсутствие необходимости в возведении фундаментов под привод установки; простота транспортировки, монтажа и обслуживания; возможность откачки жидкостей высокой вязкости (μ> 200 МПа·с), с повышенным содержанием газа (до 50 % свободного газа на приеме насоса) и механических примесей (до 400 мг/л); уравновешенность привода; постоянство нагрузок, действующих на штанги; равномерность потока жидкости; снижение энергозатрат и мощности приводного двигателя; минимальное эмульгирующее воздействие на откачиваемую жидкость; отсутствие клапанов в скважинном насосе.

ВШНУ рекомендуется применять для откачки жидкости дебитом 3÷100 м$^3$/сутки с напором до 1500 м. Регулирование подачи насоса ограничено изменением числа оборотов ротора. К.п.д. установки составляет 50-70 % при давлении на приеме насоса $p_{пр}$< 0,7 МПа. Эксплуатационные затраты ВШНУ зависят от долговечности эластомера статора.

Недостатком ВШНУ является заклинивание ротора при повреждении эластомера.

*Системе сбора и подготовки нефти*

Рабочее и статическое давление в скважине замеряются манометром, смонтированном на буфере, а давление в затрубном пространстве по манометру на одном из отводов крестовины трубной головки.

Продукция со скважин №77,81,82, 83, 84, 92, 93 из северо-западнего крыла (СЗК) по выкидными трубопроводами Ø89мм поступает на площадку БГ-500/СЗК где имеется возможности индивидуального замера дебита скважины и далее по промысловому коллектору Ø159мм перекачивается на площадку БГ-500/УПН винтовыми насосами для мультифазной среды, МФН.

Индивидуальный замер осуществляется с применением счетчика жидкости СКЖ установленный на линий Ду89 проложенный от байпасных линий выкидных труб из каждой скважин до 160м3. замерной емкости. Также предусматривается установить СКЖ на выкидных линиях на каждой скважине.

Продукция скважин №20,73,75 и 95 с Юго-Западнего крыла (ЮЗК) подается по выкидным

линиям от каждой скважины через счетчики СКЖ на БГ-500/ЮЗК и далее на БГ-500/УПН. (схема обустройства системы сбора и УПН).

*Описание технологии подготовки нефти на УПН*

Продукция всех скважин из приемного блока гребенки БГ500/УПН направляется с добавлением деэмульгатора Диссолван из БР в подогреватель нефти УН-02, где осуществляется предварительный подогрев для улучшения технологических процессов подготовки. Далее подогретый флюид поступает в трехфазный сепаратор ТФС-40 (см. чертеж ТФС40) со сбросом воды, где происходит разделение нефти, газа и воды. Флюид на входе ТФС, ударяясь об отбойник (О) разделяется на 2 фазы (газ и жидкость). При этом газ поднимается и скапливается в верхней части внутри ТФС и через регулятор давления (Б) подается после вертикального газового сепаратора к горелкам печей подогрева и на факел для аварийного сжигание газа. На линиях печей подогрева и аварийного сжигания монтируется отдельные газовые счетчики для учета газа.

В 1 отсеке ТФС разделение нефти и воды происходит за счет разности их удельного веса, капельки воды оседает вниз 1 отсека. Уровень роста пластовой воды контролируется с помощью наружного уровнемера (Ж) и при достижении установленного уровня роста в технологическом регламенте работы УПН сбрасывается с нижней части 1 отсека в подземную 160м3 дренажную емкость для подготовки промысловых сточных вод.

Нефть с остаточным содержанием воды из 2 отсека ТФС направляется в горизонтальный отстойник ОГ1 для глубокой очистки (см. чертеж ОГ), где водонефтяная эмульсия через входной запорной арматуры А1 поступает в перфорированный коллектор Ду324 ПК-400х50, находящихся в нижней части отстойника. Выходящая через отверстия тонкими струйками водонефтяная эмульсия поступает под слой пластовой воды. Капельки воды, содержащиеся в эмульсии, контактируют с пластовой водой, имеющейся в аппарате, укрупняются, и оседает вниз. Отделившаяся от нефти пластовая вода через переливное устройство (Г) сбрасывается в систему подготовки промысловых сточных вод. Для определения уровня раздела фаз отстойник оборудован уровнемером. Межфазный уровень в отстойнике нефти поддерживается с помощью регулирующей задвижки Ду89 путём изменения количества сбрасываемой воды.

Также из обводненной нефти выделяется часть газа, находящегося в ней как в свободном, так и в растворенном состоянии. Отделившийся газ через штуцер сбрасывается в сборную сеть.

Для отбора проб жидкости на выходе отстойника имеется поворотный кран пробоотборника (ПО). Как и любой сосуд, работающий под давлением, отстойник оборудуется запорной арматурой, манометрами для измерения избыточного давления и пружинными предохранительными клапанами для защиты от недопустимого превышения давления.

Нефть, имеющая меньший удельный вес отделившаяся от пластовой воды всплывая вверх, поступает нефтесборник и выводится из ОГ1 через выход (В) в отстойники нефти (ОН-1, ОН-2 и ОН-3) по очередном их заполнением и с добавлением воды в смесителе воды. Вода для обессоливания подается на смеситель из пожарной емкости с помощью центробежного насоса.

В отстойниках нефти ОН-1, ОН-2 и ОН-3 по мере их поочередного заполнения происходит окончательное отделение нефти от остаточной пластовой воды с обессоливанием нефти, которая осуществляется с применением отдельного подогревателя УН-0,2 для рециркуляций с помощью центробежного насоса. После отстоя и слива воды отбирается из отстойника проба нефти для анализа. При положительном результате лабораторного хим. анализа товарная нефть транспортируется с помощью центробежного насоса в накопительные емкости №6, 7, 8, 9 для окончательного отстоя. Далее после необходимого времени отстоя с дополнительным сбросом воды и окончательного химического лабораторного анализа загружается насосами в автоцистерны для сдачи покупателям.

Вода, отделившаяся в ТФС-40, ОГ, ОН и ЕТН 1-6 собирается в подземной дренажной емкости ПД-160м3, где происходит предварительная очистка пластовой воды от механических примесей и взвешенных частиц с пленками нефтяной эмульсий с использованием емкости 16м3. (ЕППН 16.)

Далее пластовая вода откачивается с помощью вертикального насоса НВ-50/50 в 2 емкости для пластовой воды и с помощью насоса НБ-125 через счетчики жидкости направляется в нагнетательные скважины ЮЗК И СЗК.

*Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа*

Попутный газ на месторождении Кемерколь используется на собственные технологические нужды, в качестве топлива для печи подогрева нефти Недропользователем на месторождении разработана рабочая программа, в которой оценена текущая потребность предприятия в объемах попутного газа на собственные нужды.

Основными источниками потребления сырого газа на месторождении являются:

1. Печь УН-02 №1;

2. Печь УН-02 №2;
3. Печь ППТ-02 основная;
4. Печь ППТ-02 резерв;
5. Котел Ферроли NC-400;
6. Котел Ферроли NC-140.

**Воздействие на атмосферный воздух**

Атмосферный воздух является одним из основных компонентов окружающей среды, подлежащих оценке при реализации намечаемой деятельности. Потенциальное воздействие на атмосферный воздух при бурении эксплуатационных скважин связано с выбросами загрязняющих веществ от работы бурового, энергетического и вспомогательного оборудования, а также с проведением строительно-монтажных, погрузочно-разгрузочных и технологических работ.

Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух выполнен с учетом характера и продолжительности предусмотренных проектом работ и в соответствии с действующими нормативно-методическими документами.

ПРИ БУРЕНИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН (скв.№№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114) на 2028-2031 годы.

В рамках базового варианта разработки на 2028–2031 годы предусматривается бурение семи эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114.

Календарный план бурения новых эксплуатационных скважин:

| № | Номер скважины | Эксплуатационный объект | Год бурения |
|---|---|---|---|
| **1** | R108 | II объект | 2028 |
| **2** | R109 | IV объект | 2028 |
| **3** | R112 | II объект | 2029 |
| **4** | R113 | III объект | 2029 |
| **5** | R111 | II объект | 2030 |
| **6** | R110 | III объект | 2030 |
| **7** | R114 | V объект | 2031 |
| **Итого7 скважин** | | | **2028–2031 гг.** |

При проведении работ по каждой эксплуатационной скважине выделяются следующие основные этапы:

- строительно-монтажные и подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины;
- испытание скважины.

На этапе *строительно-монтажных и подготовительных работ* на площадке бурения эксплуатационной скважины предусматривается 7 источников выделения загрязняющих веществ, из которых 2 являются организованными и 5 – неорганизованными.

*Организованные источники:*

источник загрязнения №0001 – сварочный агрегат;

источник загрязнения №0002 – дизельная электростанция.

*Неорганизованные источники:*

источник загрязнения №6001 – участок сварочных работ;

источник загрязнения №6002 – погрузочно-разгрузочные работы;

источник загрязнения №6003 – разработка грунта;

источник загрязнения №6004 – емкость для хранения дизельного топлива;

источник загрязнения №6005 – насос для перекачки дизельного топлива.

На этапе *бурения и крепления эксплуатационной скважины* предусматривается 21 источник загрязнения, в том числе 8 организованных и 13 неорганизованных.

*Организованные источники:*

источник загрязнения №0003 – дизельный двигатель ЯМЗ-238;

источник загрязнения №0004–0005 – дизель-генераторы мощностью 176 кВт;

источник загрязнения №0006 – резервный дизель-генератор мощностью 100 кВт;

источник загрязнения №0007 – цементировочный агрегат ЦА-320М;

источник загрязнения №0008 – передвижная паровая установка;

источник загрязнения №0009 – смесительная машина СМН-20;

источник загрязнения №0010 – дизельная электростанция мощностью 100 кВт.

*Неорганизованные источники:*

источник загрязнения №6006 – емкость для хранения дизельного топлива;

источник загрязнения №6007 – емкость для хранения дизельного топлива вахтового поселка;

источник загрязнения №6008 – емкость для хранения масла;

источник загрязнения №6009 – емкость для хранения бурового раствора;
источник загрязнения №6010 – узел приготовления цементного раствора;
источник загрязнения №6011 – насос для перекачки дизельного топлива;
источник загрязнения №6012 – емкость для бурового шлама;
источник загрязнения №6013 – блок приготовления бурового раствора;
источник загрязнения №6014 – насос для бурового раствора;
источник загрязнения №6015 – буровой насос;
источник загрязнения №6016 – дегазатор бурового раствора;
источник загрязнения №6017 – сепаратор бурового раствора;
источник загрязнения №6018 – ремонтно-механическая мастерская.

На этапе *испытания эксплуатационной скважины* предусматривается 16 источников загрязнения, из которых 5 являются организованными и 11 – неорганизованными.

*Организованные источники:*
источник загрязнения №0011 – дизельный двигатель АР-32/40 мощностью 169 кВт;
источник загрязнения №0012 – резервный дизель-генератор мощностью 100 кВт;
источник загрязнения №0013 – резервный дизель-генератор;
источник загрязнения №0014 – котельная установка;
источник загрязнения №0015 – цементировочный агрегат ЦА-320М.

*Неорганизованные источники:*
источник загрязнения №6019 – емкость для хранения дизельного топлива;
источник загрязнения №6020 – емкость для хранения дизельного топлива для котельной;
источник загрязнения №6021 – насос для перекачки дизельного топлива;
источник загрязнения №6022 – насос для перекачки нефти;
источник загрязнения №6023 – устье скважины;
источник загрязнения №6024 – площадка налива нефти;
источник загрязнения №6025 – емкость для хранения нефти;
источник загрязнения №6026 – газосепаратор;
источник загрязнения №6027 – конденсатосборник;
источник загрязнения №6028 – емкость для хранения масла;
источник загрязнения №6029 – дренажная емкость.

По результатам расчетов максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух при проведении комплекса работ по бурению одной эксплуатационной скважины составляет 32,00326043 г/с, годовой выброс – 398,361396 т.

| год | Количество эксплуатационных скважин | Годовой выброс, т/год |
|---|---|---|
| 2028 | 2 (R108, R109) | 796.722852 |
| 2029 | 2 (R112, R113) | 796.722852 |
| 2030 | 2 (R110, R111) | 796.722852 |
| 2031 | 1 (R114) | 398,361396 |

С учетом предусмотренного базовым вариантом бурения семи эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 в период 2028–2031 годов суммарный объем выбросов загрязняющих веществ составит 2788,529772 т.

Выбросы загрязняющих веществ носят преимущественно временный характер и связаны с периодом проведения буровых, подготовительных и испытательных работ.

ПРИ ВЫВОДЕ ИЗ КОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИНЫ №76Б в 2027 году

В рамках базового варианта разработки месторождения Кемерколь предусматривается вывод из консервации скважины №76Б в 2027 году.

При проведении работ по выводу скважины из консервации предусматривается 30 источников выделения загрязняющих веществ, в том числе 13 организованных и 17 неорганизованных источников.

*Организованные источники*:
источник загрязнения №0001 – дизель-генератор;
источник загрязнения №0002 – дизельный генератор;
источник загрязнения №0003 – дизельный двигатель бурового насоса;
источник загрязнения №0004 – цементировочный агрегат;
источник загрязнения №0005 – дизель-генератор;
источник загрязнения №0006 – дизельный двигатель;
источник загрязнения №0007 – привод силового блока;
источник загрязнения №0008 – дизельный двигатель бурового насоса;

источник загрязнения №0009 – цементировочный агрегат;
источник загрязнения №0010 – двигатель ЯМЗ-238;
источник загрязнения №0011 – дизель-генератор;
источник загрязнения №0012 – цементировочный агрегат;
источник загрязнения №0013 – дизельный двигатель силового привода.

*Неорганизованные источники:*
источник загрязнения №6001 – разработка грунта экскаватором;
источник загрязнения №6002 – погрузочно-разгрузочные работы;
источник загрязнения №6003 – сварочные работы;
источник загрязнения №6004 – емкость для дизельного топлива;
источник загрязнения №6005 – разработка грунта бульдозером (ПРС);
источник загрязнения №6006 – емкость для хранения дизельного топлива;
источник загрязнения №6007 – емкость для хранения дизельного топлива;
источник загрязнения №6008 – насос для перекачки дизельного топлива;
источник загрязнения №6009 – блок приготовления бурового раствора;
источник загрязнения №6010 – емкость для хранения масла;
источник загрязнения №6011 – емкость для бурового шлама;
источник загрязнения №6012 – емкость для дизельного топлива;
источник загрязнения №6013 – емкость для нефти;
источник загрязнения №6014 – насос для нефти;
источник загрязнения №6015 – емкость для хранения масла;
источник загрязнения №6016 – насос для перекачки дизельного топлива;
источник загрязнения №6017 – устье скважины.

По результатам расчетов, суммарный выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух за период проведения работ по выводу скважины №76Б из консервации в 2027 году составит 11,103831686 г/с и 153,158050477 т.

ПРИ БУРЕНИИ ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ

В рамках проектных решений также рекомендуется бурение оценочной скважины №115 в IV объекте (горизонт Т2-III) в период 2028–2029 годов.

При реализации намечаемых работ воздействие на атмосферный воздух будет связано с эксплуатацией бурового, энергетического и вспомогательного оборудования, а также с проведением строительно-монтажных, земляных, погрузочно-разгрузочных и испытательных работ.

На этапе *строительно-монтажных и подготовительных работ* предусматривается 8 источников выделения загрязняющих веществ, в том числе 2 организованных и 6 неорганизованных.

*Организованные источники:*
источник загрязнения №0001 – дизельный двигатель сварочного агрегата;
источник загрязнения №0002 – дизельная электростанция мощностью 100 кВт.

*Неорганизованные источники:*
источник загрязнения №6001 – участок сварочных работ;
источник загрязнения №6002 – выбросы пыли при работе экскаватора;
источник загрязнения №6003 – выбросы пыли при работе бульдозера;
источник загрязнения №6004 – уплотнение грунта катками и трамбовками;
источник загрязнения №6005 – емкость для хранения дизельного топлива;
источник загрязнения №6006 – насос для перекачки дизельного топлива.

При проведении работ *по бурению и креплению скважины* предусматривается 21 источник загрязнения, из них 8 организованных и 13 неорганизованных.

*Организованные источники:*
источник загрязнения №0003 – силовой двигатель ЯМЗ-238 подъемника А-50МБ, 158 кВт;
источник загрязнения №0004 – силовой двигатель ЯМЗ-238 бурового насоса, 158 кВт;
источник загрязнения №0005 – дизель-генератор Volvo, 100 кВт;
источник загрязнения №0006 – цементировочный агрегат ЦА-320М;
источник загрязнения №0007 – передвижная паровая установка;
источник загрязнения №0008 – смесительная машина СМН-20;
источник загрязнения №0009 – дизельная электростанция АДД200;
источник загрязнения №0010 – компрессорная установка.

*Неорганизованные источники:*
источник загрязнения №6007 – емкость для хранения дизельного топлива объемом 30 м$^3$;
источник загрязнения №6008 – емкость для хранения масла;

источник загрязнения №6009 – емкость для отработанных масел;
источник загрязнения №6010 – емкость для хранения бурового раствора;
источник загрязнения №6011 – узел приготовления цементного раствора;
источник загрязнения №6012 – насос для перекачки дизельного топлива;
источник загрязнения №6013 – емкость для бурового шлама;
источник загрязнения №6014 – блок приготовления бурового раствора;
источник загрязнения №6015 – насос для бурового раствора;
источник загрязнения №6016 – буровой насос;
источник загрязнения №6017 – дегазатор;
источник загрязнения №6018 – сепаратор;
источник загрязнения №6019 – ремонтно-механическая мастерская.

На этапе *испытания скважины* предусматривается 11 источников загрязнения, в том числе 4 организованных и 7 неорганизованных.

*Организованные источники:*
источник загрязнения №0011 – силовой двигатель ЯМЗ-238 подъемника УПА 60/80, 158 кВт;
источник загрязнения №0012 – дизель-генератор мощностью 100 кВт;
источник загрязнения №0013 – цементировочный агрегат ЦА-320М;
источник загрязнения №0014 – факельная установка.

*Неорганизованные источники:*
источник загрязнения №6020 – емкость для хранения дизельного топлива объемом 40 м³;
источник загрязнения №6021 – емкость для технического масла;
источник загрязнения №6022 – насос для перекачки дизельного топлива;
источник загрязнения №6023 – газосепаратор;
источник загрязнения №6024 – конденсатосборник;
источник загрязнения №6025 – площадка налива нефти;
источник загрязнения №6026 – емкость для нефти;
источник загрязнения №6027 – насос для нефти.

Таким образом, при проведении комплекса работ по бурению и испытанию оценочной скважины №115 расчетный максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух составляет 22,00326043 г/с, суммарный выброс за период проведения работ – 308,161396 т.

Воздействие на атмосферный воздух при бурении оценочной скважины №115 носит временный характер и ограничивается периодом выполнения подготовительных, буровых и испытательных работ.

ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

При эксплуатации месторождения Кемерколь источники выбросов загрязняющих веществ расположены на основных производственных площадках: вахтовом поселке, ПССН, площадках скважин и площадке капитального ремонта скважин (КРС).

<u>Промплощадка – вахтовый поселок</u>

*Организованный источник*:
источник загрязнения №0001 – дизельная электростанция (ДЭС) мощностью 508 кВт.

*Неорганизованные источники*:
источник загрязнения №6001 – емкость для дизельного топлива;
источник загрязнения №6002 – емкость для масла;
источник загрязнения №6003 – насос для перекачки дизельного топлива.

<u>Промплощадка – ПССН</u>

*Организованные источники:*
источник загрязнения №0002 – ДЭС мощностью 20 кВт;
источники загрязнения №0003–0004 – водогрейные котлы «Ferroli» NC-400 и NC-140;
источники загрязнения №0005–0006 – печи подогрева УН-0,2МЗ;
источники загрязнения №0007–0008 – печи подогрева ППТ-0,2Г/Ж;
источник загрязнения №0009 – сварочный агрегат АДД-4004МУ1;
источник загрязнения №0010 – котел Boiler Navien.

*Неорганизованные источники:*
источник загрязнения №6004 – блок реагентов;
источник загрязнения №6005 – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ;
источник загрязнения №6006 – газовый сепаратор;
источники загрязнения №6007–6008 – горизонтальные отстойники нефти;
источник загрязнения №6009 – дренажная емкость;
источники загрязнения №6010–6017 – емкости для нефти объемом 50 м³ (3 ед.) и 64 м³ (5 ед.);

источники загрязнения №6018–6027 – емкости для нефти объемом 125 м³ (10 ед.);
источник загрязнения №6029 – буферная емкость для пластовой воды;
источник загрязнения №6030 – вертикальный сепаратор для нефти;
источники загрязнения №6031–6032 – емкости для дизельного топлива;
источники загрязнения №6033–6036 – насосы для налива нефти;
источники загрязнения №6037–6038 – мультифазные насосы;
источники загрязнения №6039–6042 – нефтеналивные стояки АСН-100;
источник загрязнения №6043 – отстойник для воды ОГЖФ;
источник загрязнения №6044 – насос для закачки пластовой воды;
источник загрязнения №6045 – сварочный пост.

Промплощадка – площадка скважин

*Неорганизованные источники*:
источник загрязнения №6046 – выкидные линии;
источники загрязнения №6047–6058, 6075–6088 – устья скважин;
источник загрязнения №6071 – АГЗУ;
источники загрязнения №6072–6073 – дожимные мультифазные насосы;
источник загрязнения №6074 – дренажная емкость;
источник загрязнения №6089 – ЗРА и ФС измерительных установок АТ-С;
источник загрязнения №6090 – устье наблюдательной скважины;
источник загрязнения №6091 – устье нагнетательной скважины.

Промплощадка – капитальный ремонт скважин (КРС)

*Организованные источники:*
источник загрязнения №0101 – подъемный агрегат УПБ-40;
источник загрязнения №0102 – цементировочный агрегат.

*Неорганизованные источники:*
источник загрязнения №6101 – блок приготовления цементного раствора;
источник загрязнения №6102 – блок приготовления бурового раствора;
источник загрязнения №6103 – емкость для дизельного топлива.

Таким образом, при регламентированной эксплуатации месторождения Кемерколь выявлено 92 стационарных источника загрязнения атмосферного воздуха, из них 12 организованных и 80 неорганизованных.

В расчетный год максимальной добычи нефти (2030 год) суммарный выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников при эксплуатации месторождения составит 16,8336673 г/с и 317,5236871 т/год.

Также при эксплуатации месторождения предусматривается использование автотранспортных средств, относящихся к передвижным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

В соответствии с пунктом 17 статьи 202 Экологического кодекса Республики Казахстан нормативы эмиссий для передвижных источников выбросов не устанавливаются. В связи с этим в рамках настоящего проекта расчет и установление нормативов выбросов от автотранспортных средств не предусматриваются.

Основные выбросы загрязняющих веществ при реализации проектных решений связаны со стационарными источниками, перечень и характеристики которых приведены ниже.

**Таблица 1.8-1. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении эксплуатационных скважин R108, R109 на 2028 год**

| Код ЗВ | Наименование загрязняющего вещества | ЭНК, мг/м3 | ПДК максималь-ная разо-вая, мг/м3 | ПДК среднесу-точная, мг/м3 | ОБУВ, мг/м3 | Класс опас-ности ЗВ | Выброс вещества с учетом очистки, г/с | Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М) | Значение М/ЭНК |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | | | 0.04 | | 3 | 0.00309 | 0.00962 | 0.2405 |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327) | | 0.01 | 0.001 | | 2 | 0.000266 | 0.000828 | 0.828 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | | 0.2 | 0.04 | | 2 | 6.962522555 | 287.84636 | 7196.159 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0.4 | 0.06 | | 3 | 1.131410578 | 46.7750335 | 779.583892 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0.15 | 0.05 | | 3 | 0.458558333 | 18.5731 | 371.462 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0.5 | 0.05 | | 3 | 1.110772222 | 44.9071 | 898.142 |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | | 0.008 | | | 2 | 0.006709364 | 0.1161717 | 14.5214625 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 5 | 3 | | 4 | 5.702995555 | 236.42597 | 78.8086567 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | | 0.02 | 0.005 | | 2 | 0.0002167 | 0.000675 | 0.135 |
| 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 | 0.000953 | 0.00297 | 0.099 |
| 0405 | Пентан (450) | | 100 | 25 | | 4 | 0.008589 | 0.0979 | 0.003916 |
| 0410 | Метан (727*) | | | | 50 | | 0.045775 | 0.521636 | 0.01043272 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | | 15 | | | 4 | 0.012378 | 0.141068 | 0.00940453 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | | | | 50 | | 6.27956 | 38.422316 | 0.76844632 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | | | 30 | | 3.23149 | 6.9094 | 0.23031333 |
| 0602 | Бензол (64) | | 0.3 | 0.1 | | 2 | 0.02913946 | 0.090214 | 0.90214 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | | 0.2 | | | 3 | 0.00916612 | 0.0283652 | 0.141826 |
| 0621 | Метилбензол (349) | | 0.6 | | | 3 | 0.01831223 | 0.05673 | 0.09455 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | 0.000001 | | 1 | 0.000010874 | 0.000491821 | 491.821 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | | 0.05 | 0.01 | | 2 | 0.109275 | 4.53772 | 453.772 |
| 2735 | Масло минеральное нефтяное ( веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | | | | 0.05 | | 0.00001625 | 0.000438 | 0.00876 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | | 1 | | | 4 | 4.800079789 | 111.142308 | 111.142308 |
| 2902 | Взвешенные частицы (116) | | 0.5 | 0.15 | | 3 | 0.011 | 0.0311472 | 0.207648 |
| 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 | 0.0663744 | 0.0706016 | 0.706016 |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2930 | Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) | | | | 0.04 | | 0.0046 | 0.014688 | 0.3672 |
| | В С Е Г О : | | | | | | 32.00326043 | 796.722852021 | 10400.1655 |

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

**Таблица 1.8-2. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении эксплуатационных скважин R112, R113 на 2029 год**

| Код ЗВ | Наименование загрязняющего вещества | ЭНК, мг/м3 | ПДК максималь-ная разо-вая, мг/м3 | ПДК среднесу-точная, мг/м3 | ОБУВ, мг/м3 | Класс опас-ности ЗВ | Выброс вещества с учетом очистки, г/с | Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М) | Значение М/ЭНК |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | | | 0.04 | | 3 | 0.00309 | 0.00962 | 0.2405 |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327) | | 0.01 | 0.001 | | 2 | 0.000266 | 0.000828 | 0.828 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | | 0.2 | 0.04 | | 2 | 6.962522555 | 287.84636 | 7196.159 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0.4 | 0.06 | | 3 | 2.131410578 | 46.7750335 | 779.583892 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0.15 | 0.05 | | 3 | 0.458558333 | 18.5731 | 371.462 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0.5 | 0.05 | | 3 | 2.110772222 | 44.9071 | 898.142 |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | | 0.008 | | | 2 | 0.006709364 | 0.1161717 | 14.5214625 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 5 | 3 | | 4 | 5.702995555 | 236.42597 | 78.8086567 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | | 0.02 | 0.005 | | 2 | 0.0002167 | 0.000675 | 0.135 |
| 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 | 0.000953 | 0.00297 | 0.099 |
| 0405 | Пентан (450) | | 100 | 25 | | 4 | 0.008589 | 0.0979 | 0.003916 |
| 0410 | Метан (727*) | | | | 50 | | 0.045775 | 0.521636 | 0.01043272 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | | 15 | | | 4 | 0.012378 | 0.141068 | 0.00940453 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | | | | 50 | | 6.27956 | 38.422316 | 0.76844632 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | | | 30 | | 3.23149 | 6.9094 | 0.23031333 |
| 0602 | Бензол (64) | | 0.3 | 0.1 | | 2 | 0.02913946 | 0.090214 | 0.90214 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | | 0.2 | | | 3 | 0.00916612 | 0.0283652 | 0.141826 |
| 0621 | Метилбензол (349) | | 0.6 | | | 3 | 0.01831223 | 0.05673 | 0.09455 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | 0.000001 | | 1 | 0.000010874 | 0.000491821 | 491.821 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | | 0.05 | 0.01 | | 2 | 0.109275 | 4.53772 | 453.772 |
| 2735 | Масло минеральное нефтяное ( веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | | | | 0.05 | | 0.00001625 | 0.000438 | 0.00876 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | | 1 | | | 4 | 4.800079789 | 111.142308 | 111.142308 |
| 2902 | Взвешенные частицы (116) | | 0.5 | 0.15 | | 3 | 0.011 | 0.0311472 | 0.207648 |
| 2908 | Пыль неорганическая, содержащая | | 0.3 | 0.1 | | 3 | 0.0663744 | 0.0706016 | 0.706016 |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | двуокись кремния в %: 70-20 ( шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) | | | | | | | | |
| 2930 | Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) | | | | 0.04 | | 0.0046 | 0.014688 | 0.3672 |
| | В С Е Г О : | | | | | | 32.00326043 | 796.722852021 | 10400.1655 |

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

**Таблица 1.8-3. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении эксплуатационных скважин R110, R111 на 2030 год**

| Код ЗВ | Наименование загрязняющего вещества | ЭНК, мг/м3 | ПДК максималь-ная разо-вая, мг/м3 | ПДК среднесу-точная, мг/м3 | ОБУВ, мг/м3 | Класс опас-ности ЗВ | Выброс вещества с учетом очистки, г/с | Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М) | Значение М/ЭНК |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | | | 0.04 | | 3 | 0.00309 | 0.00962 | 0.2405 |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327) | | 0.01 | 0.001 | | 2 | 0.000266 | 0.000828 | 0.828 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | | 0.2 | 0.04 | | 2 | 6.962522555 | 287.84636 | 7196.159 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0.4 | 0.06 | | 3 | 2.131410578 | 46.7750335 | 779.583892 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0.15 | 0.05 | | 3 | 0.458558333 | 18.5731 | 371.462 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0.5 | 0.05 | | 3 | 2.110772222 | 44.9071 | 898.142 |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | | 0.008 | | | 2 | 0.006709364 | 0.1161717 | 14.5214625 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 5 | 3 | | 4 | 5.702995555 | 236.42597 | 78.8086567 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | | 0.02 | 0.005 | | 2 | 0.0002167 | 0.000675 | 0.135 |
| 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 | 0.000953 | 0.00297 | 0.099 |
| 0405 | Пентан (450) | | 100 | 25 | | 4 | 0.008589 | 0.0979 | 0.003916 |
| 0410 | Метан (727*) | | | | 50 | | 0.045775 | 0.521636 | 0.01043272 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | | 15 | | | 4 | 0.012378 | 0.141068 | 0.00940453 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | | | | 50 | | 6.27956 | 38.422316 | 0.76844632 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | | | 30 | | 3.23149 | 6.9094 | 0.23031333 |
| 0602 | Бензол (64) | | 0.3 | 0.1 | | 2 | 0.02913946 | 0.090214 | 0.90214 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | | 0.2 | | | 3 | 0.00916612 | 0.0283652 | 0.141826 |
| 0621 | Метилбензол (349) | | 0.6 | | | 3 | 0.01831223 | 0.05673 | 0.09455 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | 0.000001 | | 1 | 0.000010874 | 0.000491821 | 491.821 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | | 0.05 | 0.01 | | 2 | 0.109275 | 4.53772 | 453.772 |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2735 | Масло минеральное нефтяное ( веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | | | | 0.05 | | 0.00001625 | 0.000438 | 0.00876 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | | 1 | | | 4 | 4.800079789 | 111.142308 | 111.142308 |
| 2902 | Взвешенные частицы (116) | | 0.5 | 0.15 | | 3 | 0.011 | 0.0311472 | 0.207648 |
| 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 | 0.0663744 | 0.0706016 | 0.706016 |
| 2930 | Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) | | | | 0.04 | | 0.0046 | 0.014688 | 0.3672 |
| | В С Е Г О : | | | | | | 32.00326043 | 796.722852021 | 10400.1655 |

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

**Таблица 1.8-4. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении эксплуатационной скважины R114 на 2031 год**

| Код ЗВ | Наименование загрязняющего вещества | ЭНК, мг/м3 | ПДК максималь-ная разо-вая, мг/м3 | ПДК среднесу-точная, мг/м3 | ОБУВ, мг/м3 | Класс опас-ности ЗВ | Выброс вещества с учетом очистки, г/с | Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М) | Значение М/ЭНК |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | | | 0.04 | | 3 | 0.00309 | 0.00481 | 0.12025 |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327) | | 0.01 | 0.001 | | 2 | 0.000266 | 0.000414 | 0.414 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | | 0.2 | 0.04 | | 2 | 6.962522555 | 143.92318 | 3598.0795 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0.4 | 0.06 | | 3 | 2.131410578 | 23.3875168 | 389.791947 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0.15 | 0.05 | | 3 | 0.458558333 | 9.28655 | 185.731 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0.5 | 0.05 | | 3 | 2.110772222 | 22.45355 | 449.071 |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | | 0.008 | | | 2 | 0.006709364 | 0.05808585 | 7.26073125 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 5 | 3 | | 4 | 5.702995555 | 118.21299 | 39.40433 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | | 0.02 | 0.005 | | 2 | 0.0002167 | 0.0003375 | 0.0675 |
| 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 | 0.000953 | 0.001485 | 0.0495 |
| 0405 | Пентан (450) | | 100 | 25 | | 4 | 0.008589 | 0.04895 | 0.001958 |
| 0410 | Метан (727*) | | | | 50 | | 0.045775 | 0.260818 | 0.00521636 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | | 15 | | | 4 | 0.012378 | 0.070552 | 0.00470347 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | | | | 50 | | 6.27956 | 19.211111 | 0.38422222 |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | | | 30 | | 3.23149 | 3.4547 | 0.11515667 |
| 0602 | Бензол (64) | | 0.3 | 0.1 | | 2 | 0.02913946 | 0.045104 | 0.45104 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | | 0.2 | | | 3 | 0.00916612 | 0.0141826 | 0.070913 |
| 0621 | Метилбензол (349) | | 0.6 | | | 3 | 0.01831223 | 0.028365 | 0.047275 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | 0.000001 | | 1 | 0.000010874 | 0.000245912 | 245.912 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | | 0.05 | 0.01 | | 2 | 0.109275 | 2.26886 | 226.886 |
| 2735 | Масло минеральное нефтяное ( веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | | | | 0.05 | | 0.00001625 | 0.000219 | 0.00438 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | | 1 | | | 4 | 4.800079789 | 55.571154 | 55.571154 |
| 2902 | Взвешенные частицы (116) | | 0.5 | 0.15 | | 3 | 0.011 | 0.0155736 | 0.103824 |
| 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 | 0.0663744 | 0.0353008 | 0.353008 |
| 2930 | Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) | | | | 0.04 | | 0.0046 | 0.007344 | 0.1836 |
| | В С Е Г О : | | | | | | 32.00326043 | 398.361399062 | 5200.08421 |

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

**Таблица 1.8-5. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при выводе из консервации скважины №76Б в 2027 году**

| Код ЗВ | Наименование загрязняющего вещества | ЭНК, мг/м3 | ПДК максималь-ная разо-вая, мг/м3 | ПДК среднесу-точная, мг/м3 | ОБУВ, мг/м3 | Класс опас-ности ЗВ | Выброс вещества с учетом очистки, г/с | Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М) | Значение М/ЭНК |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | вывод из консервации | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 12 |
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | | | 0.04 | | 3 | 0,01114 | 0,001283 | 0.032075 |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327) | | 0.01 | 0.001 | | 2 | 0,000958 | 0,00011 | 0.1104 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | | 0.2 | 0.04 | | 2 | 2,47165 | 39,4011 | 485.0276 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0.4 | 0.06 | | 3 | 1,051643 | 23,15268 | 52.5446567 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0.15 | 0.05 | | 3 | 0,42125 | 21,21256 | 24.2512 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0.5 | 0.05 | | 3 | 1,627791 | 23,0314 | 60.628 |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | | 0.008 | | | 2 | 0,000904 | 0,014996 | 1.87455375 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 5 | 3 | | 4 | 2,23735 | 36,78718 | 5.25495867 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | | 0.02 | 0.005 | | 2 | 0,000781 | 0,00009 | 0.018 |
| 0344 | Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия | | 0.2 | 0.03 | | 2 | 0,00344 | 0,000396 | 0.0132 |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) | | | | | | | | |
| 0405 | Пентан (450) | | 100 | 25 | | 4 | 0,000859 | 0,014692 | 0.00058768 |
| 0410 | Метан (727*) | | | | 50 | | 0,004575 | 0,078242 | 0.00156485 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | | 15 | | | 4 | 0,001238 | 0,021167 | 0.00141114 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | | | | 50 | | 0,024938 | 0,428134 | 0.00856268 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | | | 30 | | 0.001626 | 0,02843 | 0.00094767 |
| 0602 | Бензол (64) | | 0.3 | 0.1 | | 2 | 2.12E-05 | 0,000371 | 0.003712 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | | 0.2 | | | 3 | 6.68E-06 | 0,000117 | 0.000583 |
| 0621 | Метилбензол (349) | | 0.6 | | | 3 | 1.33E-05 | 0,000233 | 0.00038867 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | 0.000001 | | 1 | 1.01E-05 | 3,33E-05 | 33.348 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | | 0.05 | 0.01 | | 2 | 0.1011 | 0,30314 | 30.314 |
| 2735 | Масло минеральное нефтяное ( веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | | | | 0.05 | | 1.63E-05 | 0,000073 | 0.00146 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | | 1 | | | 4 | 2.488119 | 8.667941177 | 8.213636 |
| 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 | 0.617417 | 0.013682 | 0.13682 |
| | В С Е Г О : | | | | | | 11.103831686 | 153.158050477 | 701.786318 |

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

**Таблица 1.8-6. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве оценочной скважины №115 на 2028-2029 годы**

| Код ЗВ | Наименование загрязняющего вещества | ЭНК, мг/м3 | ПДК максималь-ная разо-вая, мг/м3 | ПДК среднесу-точная, мг/м3 | ОБУВ, мг/м3 | Класс опас-ности ЗВ | Выброс вещества с учетом очистки, г/с | Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М) | Значение М/ЭНК |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | | | 0.04 | | 3 | 0.00309 | 0.00481 | 0.12025 |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327) | | 0.01 | 0.001 | | 2 | 0.000266 | 0.000414 | 0.414 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | | 0.2 | 0.04 | | 2 | 2.248917394 | 89.220198793 | 2230.50497 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0.4 | 0.06 | | 3 | 1.177949739 | 14.498282354 | 241.638039 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0.15 | 0.05 | | 3 | 0.697220698 | 10.924065661 | 218.481313 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0.5 | 0.05 | | 3 | 1.110772222 | 12.95855 | 259.171 |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | | 0.008 | | | 2 | 0.006709364 | 0.05808585 | 7.26073125 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 5 | 3 | | 4 | 5.089619209 | 123.78814661 | 41.2627155 |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | | 0.02 | 0.005 | | 2 | 0.0002167 | 0.0003375 | 0.0675 |
| 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 | 0.000953 | 0.001485 | 0.0495 |
| 0405 | Пентан (450) | | 100 | 25 | | 4 | 0.008589 | 0.04895 | 0.001958 |
| 0410 | Метан (727*) | | | | 50 | | 0.105440591 | 1.652696915 | 0.03305394 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | | 15 | | | 4 | 0.012378 | 0.070552 | 0.00470347 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | | | | 50 | | 6.27956 | 17.709877 | 0.35419754 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | | | 30 | | 2.23149 | 3.4547 | 0.11515667 |
| 0602 | Бензол (64) | | 0.3 | 0.1 | | 2 | 0.02913946 | 0.045104 | 0.45104 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | | 0.2 | | | 3 | 0.00916612 | 0.0141826 | 0.070913 |
| 0621 | Метилбензол (349) | | 0.6 | | | 3 | 0.01831223 | 0.028365 | 0.047275 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | 0.000001 | | 1 | 0.000010874 | 0.000140862 | 140.862 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | | 0.05 | 0.01 | | 2 | 0.109275 | 1.30286 | 130.286 |
| 2735 | Масло минеральное нефтяное ( веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | | | | 0.05 | | 0.00001625 | 0.000219 | 0.00438 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | | 1 | | | 4 | 2.782194179 | 32.321154 | 32.321154 |
| 2902 | Взвешенные частицы (116) | | 0.5 | 0.15 | | 3 | 0.011 | 0.0155736 | 0.103824 |
| 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 | 0.0663744 | 0.0353008 | 0.353008 |
| 2930 | Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) | | | | 0.04 | | 0.0046 | 0.007344 | 0.1836 |
| | В С Е Г О : | | | | | | 22.00326043 | 308.161395545 | 3304.16228 |

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

**Таблица 1.8-7. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при разработке месторождении Кемерколь (2030 г. - максимальная добыча нефти)**

| Код ЗВ | Наименование загрязняющего вещества | ЭНК, мг/м3 | ПДК максималь-ная разо-вая, мг/м3 | ПДК среднесу-точная, мг/м3 | ОБУВ, мг/м3 | Класс опас-ности ЗВ | Выброс вещества с учетом очистки, г/с | Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М) | Значение М/ЭНК |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | | | 0.04 | | 3 | 0.00297 | 0.0107 | 0.2675 |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327) | | 0.01 | 0.001 | | 2 | 0.0002556 | 0.00092 | 0.92 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота | | 0.2 | 0.04 | | 2 | 5.013959667 | 129.814 | 3245.35 |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | диоксид) (4) | | | | | | | | |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0.4 | 0.06 | | 3 | 0.815035033 | 21.0965375 | 351.608958 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0.15 | 0.05 | | 3 | 0.139416666 | 2.98725 | 59.745 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0.5 | 0.05 | | 3 | 0.325417667 | 5.6808973 | 113.617946 |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | | 0.008 | | | 2 | 0.013339572 | 0.368377138 | 46.0471423 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 5 | 3 | | 4 | 2.371427333 | 47.4988 | 15.8329333 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | | 0.02 | 0.005 | | 2 | 0.0002083 | 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 | 0.000917 | 0.0033 | 0.11 |
| 0402 | Бутан (99) | | 200 | | | 4 | 0.02981 | 0.994342 | 0.00497171 |
| 0403 | Гексан (135) | | 60 | | | 4 | 0.004655 | 0.1484334 | 0.00247389 |
| 0405 | Пентан (450) | | 100 | 25 | | 4 | 0.0180033 | 0.59042645 | 0.02361706 |
| 0410 | Метан (727*) | | | | 50 | | 0.345426 | 10.940796533 | 0.21881593 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | | 15 | | | 4 | 0.0298702 | 0.98092546 | 0.06539503 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | | | | 50 | | 5.352358093 | 59.213660833 | 1.18427322 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | | | 30 | | 1.388416 | 16.5609856 | 0.55203285 |
| 0602 | Бензол (64) | | 0.3 | 0.1 | | 2 | 0.01813564 | 0.2163318 | 2.163318 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | | 0.2 | | | 3 | 0.00569406 | 0.06773852 | 0.3386926 |
| 0621 | Метилбензол (349) | | 0.6 | | | 3 | 0.0114041 | 0.1359962 | 0.22666033 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | 0.000001 | | 1 | 0.000003286 | 0.000065766 | 65.766 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | | 0.05 | 0.01 | | 2 | 0.033175 | 0.65745 | 65.745 |
| 2735 | Масло минеральное нефтяное ( веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | | | | 0.05 | | 0.00001625 | 0.0000732 | 0.001464 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | | 1 | | | 4 | 0.910064533 | 19.5481294 | 19.5481294 |
| 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 | 0.003689 | 0.0068 | 0.068 |
| | В С Е Г О : | | | | | | 16.8336673 | 317.5236871 | 3989.55832 |

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

**Таблица 1.8-8.**

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту

Кзылкогинский район, ДПР_Кемерколь

| Производство цех, участок | Номер источника | Нормативы выбросов загрязняющих веществ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | год достижения НДВ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | существующее положение на 2026 год | | на 2026 год | | на 2027 год | | на 2028 год | | на 2029 год | | на 2030 год | | на 2031 год | | на 2032 год | | на 2033 год | | на 2034 год | | на 2035 год | | НДВ | | |
| Код и наименование загрязняющего вещества | | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |
| **0123, Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6045 | | | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | 0,00297 | 0,0107 | |
| **0143, Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6045 | | | 0,00025556 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,000256 | 0,00092 | 0,000256 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,0002556 | 0,00092 | 0,0002556 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,000256 | 0,00092 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,00025556 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,000256 | 0,00092 | 0,000256 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,0002556 | 0,00092 | 0,0002556 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,000256 | 0,00092 | |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,00025556 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,000256 | 0,00092 | 0,000256 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,0002556 | 0,00092 | 0,0002556 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,00025556 | 0,00092 | 0,000256 | 0,00092 | |
| **0301, Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Организованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Вахтовый поселок | 0001 | | | 1,08373333 | 8 | 1,08373333 | 16 | 1,083733 | 16 | 1,083733 | 16 | 1,08373333 | 16 | 1,0837333 | 16 | 1,0837333 | 16 | 1,08373333 | 16 | 1,0837333 | 16 | 1,08373333 | 16 | 1,083733 | 16 | 2026 |
| ПССН | 0002 | | | 0,04577778 | 19,4618 | 0,04577778 | 19,4618 | 0,045778 | 19,4618 | 0,045778 | 19,4618 | 0,04577778 | 19,4618 | 0,0457778 | 19,4618 | 0,0457778 | 19,4618 | 0,04577778 | 19,4618 | 0,0457778 | 19,4618 | 0,045778 | 19,4618 | 0,045778 | 19,4618 | 2026 |
| ПССН | 0003 | | | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 2026 |
| ПССН | 0004 | | | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 0,0305 | 0,48 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ПССН | 0005 | | | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 2026 |
| ПССН | 0006 | | | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 2026 |
| ПССН | 0007 | | | 0,08468889 | 1,032 | 0,08468889 | 1,032 | 0,084689 | 1,032 | 0,084689 | 1,032 | 0,0846889 | 1,032 | 0,0846889 | 1,032 | 0,08468889 | 1,032 | 0,0846889 | 1,032 | 0,08468889 | 1,032 | 0,0846889 | 1,032 | 0,084689 | 1,032 | 0,0846889 | 1,032 | 2026 |
| ПССН | 0008 | | | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 0,698 | 22,03 | 2026 |
| ПССН | 0009 | | | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 0,711 | 22,42 | 2026 |
| ПССН | 0010 | | | 0,03296 | 0,259 | 0,03296 | 0,259 | 0,03296 | 0,259 | 0,03296 | 0,259 | 0,03296 | 0,259 | 0,03296 | 0,259 | 0,03296 | 0,259 | 0,03296 | 0,259 | 0,03296 | 0,259 | 0,03296 | 0,259 | 0,03296 | 0,259 | 0,03296 | 0,259 | 2026 |
| КРС | 0101 | | | 0,512 | 1,6 | 0,512 | 1,6 | 0,512 | 1,6 | 0,512 | 1,6 | 0,512 | 1,6 | 0,512 | 1,6 | 0,512 | 1,6 | 0,512 | 1,6 | 0,512 | 1,6 | 0,512 | 1,6 | 0,512 | 1,6 | 0,512 | 1,6 | 2026 |
| КРС | 0102 | | | 0,37546667 | 1,6 | 0,37546667 | 1,6 | 0,375467 | 1,6 | 0,375467 | 1,6 | 0,3754667 | 1,6 | 0,3754667 | 1,6 | 0,37546667 | 1,6 | 0,3754667 | 1,6 | 0,37546667 | 1,6 | 0,3754667 | 1,6 | 0,375467 | 1,6 | 0,3754667 | 1,6 | 2026 |
| Итого: | | | | 5,01362667 | 121,8128 | 5,01362667 | 129,8128 | 5,013627 | 129,8128 | 5,013627 | 129,8128 | 5,0136267 | 129,81128 | 5,0136267 | 129,81128 | 5,01362667 | 129,8128 | 5,0136267 | 129,813 | 5,01362667 | 129,8128 | 5,0136267 | 129,8128 | 5,013627 | 129,81128 | 5,0136267 | 129,81128 | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6045 | | | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | 0,000333 | 0,0012 | |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 5,01395967 | 121,814 | 5,01395967 | 129,814 | 5,013996 | 129,814 | 5,013996 | 129,814 | 5,0139597 | 129,814 | 5,0139597 | 129,814 | 5,01395967 | 129,814 | 5,0139597 | 129,814 | 5,01395967 | 129,814 | 5,0139597 | 129,814 | 5,013996 | 129,814 | 5,0139597 | 129,814 | |
| **0304, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Организованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Вахтовый поселок | 0001 | | | 0,17610667 | 1,3 | 0,17610667 | 2,6 | 0,176107 | 2,6 | 0,176107 | 2,6 | 0,1761067 | 2,6 | 0,1761067 | 2,6 | 0,17610667 | 2,6 | 0,1761067 | 2,6 | 0,17610667 | 2,6 | 0,1761067 | 2,6 | 0,176107 | 2,6 | 0,1761067 | 2,6 | 2026 |
| ПССН | 0002 | | | 0,00743889 | 3,1625425 | 0,00743889 | 3,162543 | 0,007439 | 3,1625425 | 0,007439 | 3,162543 | 0,0074389 | 3,1625425 | 0,0074389 | 3,162543 | 0,00743889 | 3,1625425 | 0,0074389 | 3,16254 | 0,00743889 | 3,1625425 | 0,0074389 | 3,1625425 | 0,007439 | 3,1625425 | 0,0074389 | 3,1625425 | 2026 |
| ПССН | 0003 | | | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 2026 |
| ПССН | 0004 | | | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 0,00495 | 0,078 | 2026 |
| ПССН | 0005 | | | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 2026 |
| ПССН | 0006 | | | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 2026 |
| ПССН | 0007 | | | 0,01376194 | 0,1677 | 0,01376194 | 0,1677 | 0,013762 | 0,1677 | 0,013762 | 0,1677 | 0,0137619 | 0,1677 | 0,0137619 | 0,1677 | 0,01376194 | 0,1677 | 0,0137619 | 0,1677 | 0,01376194 | 0,1677 | 0,0137619 | 0,1677 | 0,013762 | 0,1677 | 0,0137619 | 0,1677 | 2026 |
| ПССН | 0008 | | | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 0,1135 | 3,58 | 2026 |
| ПССН | 0009 | | | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 0,1156 | 3,644 | 2026 |
| ПССН | 0010 | | | 0,00536 | 0,0421 | 0,00536 | 0,0421 | 0,00536 | 0,0421 | 0,00536 | 0,0421 | 0,00536 | 0,0421 | 0,00536 | 0,0421 | 0,00536 | 0,0421 | 0,00536 | 0,0421 | 0,00536 | 0,0421 | 0,00536 | 0,0421 | 0,00536 | 0,0421 | 0,00536 | 0,0421 | 2026 |
| КРС | 0101 | | | 0,0832 | 0,26 | 0,0832 | 0,26 | 0,0832 | 0,26 | 0,0832 | 0,26 | 0,0832 | 0,26 | 0,0832 | 0,26 | 0,0832 | 0,26 | 0,0832 | 0,26 | 0,0832 | 0,26 | 0,0832 | 0,26 | 0,0832 | 0,26 | 0,0832 | 0,26 | 2026 |
| КРС | 0102 | | | 0,06101333 | 0,26 | 0,06101333 | 0,26 | 0,061013 | 0,26 | 0,061013 | 0,26 | 0,0610133 | 0,26 | 0,0610133 | 0,26 | 0,06101333 | 0,26 | 0,0610133 | 0,26 | 0,06101333 | 0,26 | 0,0610133 | 0,26 | 0,061013 | 0,26 | 0,0610133 | 0,26 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого: | | | | 0,81498083 | 19,7963425 | 0,81498083 | 21,09634 | 0,814981 | 21,096343 | 0,814981 | 21,09634 | 0,8149808 | 21,096343 | 0,8149808 | 21,09634 | 0,81498083 | 21,096343 | 0,8149808 | 21,0963 | 0,81498083 | 21,096343 | 0,8149808 | 21,096343 | 0,814981 | 21,0963425 | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6045 | | | 0,0000542 | 0,000195 | 0,0000542 | 0,000195 | 5,42E-05 | 0,000195 | 5,42E-05 | 0,000195 | 0,0000542 | 0,000195 | 0,0000542 | 0,000195 | 0,0000542 | 0,000195 | 0,0000542 | 0,0002 | 0,0000542 | 0,000195 | 0,0000542 | 0,000195 | 5,42E-05 | 0,000195 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,0000542 | 0,000195 | 0,0000542 | 0,000195 | 5,42E-05 | 0,000195 | 5,42E-05 | 0,000195 | 0,0000542 | 0,000195 | 0,0000542 | 0,000195 | 0,0000542 | 0,000195 | 0,0000542 | 0,0002 | 0,0000542 | 0,000195 | 0,0000542 | 0,000195 | 5,42E-05 | 0,000195 | |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,8150353 3 | 19,7965375 | 0,81503503 | 21,09654 | 0,815035 | 21,096538 | 0,815035 | 21,09654 | 0,815035 | 21,096538 | 0,815035 | 21,09654 | 0,81503503 | 21,096538 | 0,815035 | 21,0965 | 0,81503503 | 21,096538 | 0,815035 | 21,096538 | 0,815035 | 21,0965375 | |
| **0328, Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Организованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Вахтовый поселок | 0001 | | | 0,07055555 6 | 0,5 | 0,07055556 | 1 | 0,070556 | 1 | 0,070556 | 1 | 0,07055556 | 1 | 0,0705556 | 1 | 0,07055556 | 1 | 0,0705556 | 1 | 0,07055556 | 1 | 0,0705556 | 1 | 0,070556 | 1 | 2026 |
| ПССН | 0002 | | | 0,00388888 9 | 1,69725 | 0,00388889 | 1,69725 | 0,003889 | 1,69725 | 0,003889 | 1,69725 | 0,00388889 | 1,69725 | 0,0038889 | 1,69725 | 0,0038889 | 1,69725 | 0,0038889 | 1,69725 | 0,00388889 | 1,69725 | 0,0038889 | 1,69725 | 0,003889 | 1,69725 | 2026 |
| ПССН | 0007 | | | 0,00719444 4 | 0,09 | 0,00719444 | 0,09 | 0,007194 | 0,09 | 0,007194 | 0,09 | 0,0071944 | 0,09 | 0,0071944 | 0,09 | 0,0071944 | 0,09 | 0,0071944 | 0,09 | 0,00719444 | 0,09 | 0,0071944 | 0,09 | 0,007194 | 0,09 | 2026 |
| КРС | 0101 | | | 0,03333333 3 | 0,1 | 0,03333333 | 0,1 | 0,033333 | 0,1 | 0,033333 | 0,1 | 0,03333333 | 0,1 | 0,0333333 3 | 0,1 | 0,03333333 | 0,1 | 0,0333333 | 0,1 | 0,03333333 | 0,1 | 0,0333333 | 0,1 | 0,033333 | 0,1 | 2026 |
| КРС | 0102 | | | 0,02444444 4 | 0,1 | 0,02444444 | 0,1 | 0,024444 | 0,1 | 0,024444 | 0,1 | 0,02444444 | 0,1 | 0,0244444 4 | 0,1 | 0,02444444 | 0,1 | 0,0244444 | 0,1 | 0,02444444 | 0,1 | 0,0244444 | 0,1 | 0,024444 | 0,1 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,13941666 6 | 2,48725 | 0,13941667 | 2,98725 | 0,139417 | 2,98725 | 0,139417 | 2,98725 | 0,1394167 | 2,98725 | 0,1394167 | 2,98725 | 0,13941667 | 2,98725 | 0,1394167 | 2,98725 | 0,13941667 | 2,98725 | 0,1394167 | 2,98725 | 0,139417 | 2,98725 | 2026 |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,13941666 6 | 2,48725 | 0,13941667 | 2,98725 | 0,139417 | 2,98725 | 0,139417 | 2,98725 | 0,1394167 | 2,98725 | 0,1394167 | 2,98725 | 0,13941667 | 2,98725 | 0,1394167 | 2,98725 | 0,13941667 | 2,98725 | 0,1394167 | 2,98725 | 0,139417 | 2,98725 | |
| **0330, Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Организованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Вахтовый поселок | 0001 | | | 0,16933333 3 | 1,25 | 0,16933333 | 2,5 | 0,169333 | 2,5 | 0,169333 | 2,5 | 0,1693333 | 2,5 | 0,1693333 3 | 2,5 | 0,16933333 | 2,5 | 0,1693333 | 2,5 | 0,16933333 | 2,5 | 0,1693333 | 2,5 | 0,169333 | 2,5 | 2026 |
| ПССН | 0002 | | | 0,00611111 1 | 2,545875 | 0,00611111 | 2,545875 | 0,006111 | 2,545875 | 0,006111 | 2,545875 | 0,0061111 | 2,545875 | 0,0061111 | 2,545875 | 0,0061111 | 2,545875 | 0,006111 | 2,54588 | 0,00611111 | 2,545875 | 0,0061111 | 2,545875 | 0,006111 | 2,545875 | 2026 |
| ПССН | 0007 | | | 0,01130555 6 | 0,135 | 0,01130556 | 0,135 | 0,011306 | 0,135 | 0,011306 | 0,135 | 0,0113056 | 0,135 | 0,0113056 | 0,135 | 0,01130556 | 0,135 | 0,0113056 | 0,135 | 0,01130556 | 0,135 | 0,0113056 | 0,135 | 0,011306 | 0,135 | 2026 |
| КРС | 0101 | | | 0,08 | 0,25 | 0,08 | 0,25 | 0,08 | 0,25 | 0,08 | 0,25 | 0,08 | 0,25 | 0,08 | 0,25 | 0,08 | 0,25 | 0,08 | 0,25 | 0,08 | 0,25 | 0,08 | 0,25 | 0,08 | 0,25 | 2026 |
| КРС | 0102 | | | 0,05866667 | 0,25 | 0,05866667 | 0,25 | 0,058667 | 0,25 | 0,058667 | 0,25 | 0,0586667 | 0,25 | 0,0586667 | 0,25 | 0,05866667 | 0,25 | 0,0586667 | 0,25 | 0,05866667 | 0,25 | 0,0586667 | 0,25 | 0,058667 | 0,25 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,32541667 | 4,430875 | 0,32541667 | 5,680875 | 0,325417 | 5,680875 | 0,325417 | 5,680875 | 0,3254167 | 5,680875 | 0,3254167 | 5,680875 | 0,32541667 | 5,680875 | 0,3254167 | 5,68088 | 0,32541667 | 5,680875 | 0,3254167 | 5,680875 | 0,325417 | 5,680875 | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6044 | | | 0,000001 | 0,0000223 | 0,000001 | 2,23E-05 | 0,000001 | 0,0000223 | 0,000001 | 2,23E-05 | 0,000001 | 0,0000223 | 0,000001 | 2,23E-05 | 0,000001 | 0,0000223 | 0,000001 | 2,2E-05 | 0,000001 | 0,0000223 | 0,000001 | 0,0000223 | 0,000001 | 0,0000223 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,000001 | 0,0000223 | 0,000001 | 2,23E-05 | 0,000001 | 0,0000223 | 0,000001 | 2,23E-05 | 0,000001 | 0,0000223 | 0,000001 | 2,23E-05 | 0,000001 | 0,0000223 | 0,000001 | 2,2E-05 | 0,000001 | 0,0000223 | 0,000001 | 0,0000223 | 0,000001 | 0,0000223 | |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,32541767 | 4,4308973 | 0,32541767 | 5,680897 | 0,325418 | 5,6808973 | 0,325418 | 5,680897 | 0,3254177 | 5,6808973 | 0,3254177 | 5,68089 7 | 0,32541767 | 5,6808973 | 0,3254177 | 5,6809 | 0,32541767 | 5,6808973 | 0,3254177 | 5,6808973 | 0,325418 | 5,6808973 | |
| **0333, Сероводород (Дигидросульфид) (518)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Вахтовый поселок | 6001 | | | 0,0000004577 | 0,0000025776 | 0,0000004577 | 0,0000025776 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,58E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,58E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,6E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 2026 |
| Вахтовый поселок | 6003 | | | 0,0000311 | 0,000981 | 0,0000311 | 0,000981 | 3,11E-05 | 0,000981 | 3,11E-05 | 0,000981 | 0,0000311 | 0,000981 | 0,0000311 | 0,000981 | 0,0000311 | 0,000981 | 0,0000311 | 0,000098 | 0,0000311 | 0,000981 | 0,0000311 | 0,000981 | 3,11E-05 | 0,000981 | 2026 |
| ПССН | 6005 | | | 0,002316 | 0,0756473 | 0,002316 | 0,0756473 | 0,002316 | 0,0756473 | 0,002316 | 0,075647 | 0,002316 | 0,0756473 | 0,002316 | 0,0756473 | 0,002316 | 0,0756473 | 0,002316 | 0,075647 | 0,002316 | 0,0756473 | 0,002316 | 0,0756473 | 0,002316 | 0,0756473 | 2026 |
| ПССН | 6007 | | | 0,0003624 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,000362 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,000362 | 0,0084 | 2026 |
| ПССН | 6008 | | | 0,0003624 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,000362 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,0003624 | 0,0084 | 0,000362 | 0,0084 | 2026 |
| ПССН | 6010 | | | 0,001998 | 0,00809 | 0,001998 | 0,00901 | 0,001998 | 0,0114 | 0,001998 | 0,0114 | 0,001998 | 0,0114 | 0,001998 | 0,0114 | 0,001998 | 0,0114 | 0,001998 | 0,0114 | 0,001998 | 0,0114 | 0,001998 | 0,0114 | 0,001998 | 0,0114 | 2026 |
| ПССН | 6018 | | | 0,0003624 | 0,00593 | 0,0003624 | 0,00705 | 0,000362 | 0,0085 | 0,0003624 | 0,0085 | 0,0003624 | 0,0085 | 0,0003624 | 0,0085 | 0,0003624 | 0,0085 | 0,0003624 | 0,0085 | 0,0003624 | 0,0085 | 0,0003624 | 0,0085 | 0,000362 | 0,0085 | 2026 |
| ПССН | 6030 | | | 0,0001412 | 0,0044779 | 0,0001412 | 0,0044779 | 0,000141 | 0,0044779 | 0,000141 | 0,004478 | 0,0001412 | 0,0044779 | 0,0001412 | 0,0044778 | 0,0001412 | 0,0044779 | 0,0001412 | 0,004448 | 0,0001412 | 0,0044779 | 0,0001412 | 0,0044779 | 0,000141 | 0,0044779 | 2026 |
| ПССН | 6031 | | | 0,0000004577 | 0,0000025776 | 0,0000004577 | 0,0000025776 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,58E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,58E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,6E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 2026 |
| ПССН | 6032 | | | 0,0000004577 | 0,0000025776 | 0,0000004577 | 0,0000025776 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,58E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,58E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,6E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 4,57E-07 | 2,576E-06 | 2026 |
| ПССН | 6033 | | | 0,0000033336 | 0,0001051 | 0,0000033336 | 0,0001051 | 3,34E-06 | 0,0001051 | 3,34E-06 | 0,000105 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,336E-06 | 0,000105 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,336E-06 | 0,00011 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,34E-06 | 0,0001051 | 2026 |
| ПССН | 6034 | | | 0,0000033336 | 0,0001051 | 0,0000033336 | 0,0001051 | 3,34E-06 | 0,0001051 | 3,34E-06 | 0,000105 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,336E-06 | 0,000105 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,336E-06 | 0,00011 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,34E-06 | 0,0001051 | 2026 |
| ПССН | 6035 | | | 0,0000033336 | 0,0001051 | 0,0000033336 | 0,0001051 | 3,34E-06 | 0,0001051 | 3,34E-06 | 0,000105 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,336E-06 | 0,000105 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,336E-06 | 0,00011 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,34E-06 | 0,0001051 | 2026 |
| ПССН | 6036 | | | 0,0000033336 | 0,0001051 | 0,0000033336 | 0,0001051 | 3,34E-06 | 0,0001051 | 3,34E-06 | 0,000105 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,336E-06 | 0,000105 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,336E-06 | 0,00011 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,336E-06 | 0,0001051 | 3,34E-06 | 0,0001051 | 2026 |
| ПССН | 6039 | | | 0,0000549 | 0,00174624 | 0,0000549 | 0,00174624 | 5,49E-05 | 0,0017462 | 5,49E-05 | 0,001746 | 0,0000549 | 0,0017462 | 0,0000549 | 0,0017466 | 0,0000549 | 0,0017462 | 0,0000549 | 0,00175 | 0,0000549 | 0,0017462 | 0,0000549 | 0,0017462 | 5,49E-05 | 0,0017462 4 | 2026 |
| Площадка скважин | 6046 | | | 0,0001235 | 0,003895 | 0,0001235 | 0,003895 | 0,000124 | 0,003895 | 0,000124 | 0,003895 | 0,0001235 | 0,003895 | 0,0001235 | 0,003895 | 0,0001235 | 0,003895 | 0,0001235 | 0,0039 | 0,0001235 | 0,003895 | 0,0001235 | 0,003895 | 0,000124 | 0,003895 | 2026 |
| Площадка скважин | 6047 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,0093517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,00935 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,000289 | 0,00935171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6048 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,0093517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,00935 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,000289 | 0,00935171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6049 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,0093517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,00935 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,000289 | 0,00935171 | 2026 |
| Площадка | 6050 | | | 0,000 | 0,009 | 0,000 | 0,009 | 0,000 | 0,009 | 0,000 | 0,009 | 0,000 | 0,00935 | 0,00028 | 0,00935 | 0,00028 | 0,009 | 0,000 | 0,009 | 0,000 | 0,009 | 0,000 | 0,009 | 0,000 | 0,00935 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| скважин | | | | 2894 | 35171 | 2894 | 35171 | 289 | 3517 | 289 | 352 | 2894 | 17 | 94 | 2 | 94 | 3517 | 2894 | 35 | 2894 | 3517 | 2894 | 3517 | 289 | 171 | |
| Площадка скважин | 6051 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6052 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6053 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6054 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6055 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6056 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6057 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6058 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6071 | | | 0,0000481 | 0,00155484 | 0,0000481 | 0,00155484 | 4,81E-05 | 0,001 5548 | 4,81E-05 | 0,001555 | 0,0000481 | 0,0015548 | 0,0000481 | 0,001555 | 0,0000481 | 0,001 5548 | 0,000 0481 | 0,001 55 | 0,000 0481 | 0,001 5548 | 0,000 0481 | 0,001 5548 | 4,81E-05 | 0,00155 484 | 2026 |
| Площадка скважин | 6075 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6076 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6077 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6078 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6079 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6080 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6081 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6082 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6083 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6084 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6085 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6086 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6087 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| Площадка скважин | 6088 | | | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,0002894 | 0,00935171 | 0,000289 | 0,009 3517 | 0,000289 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,0093517 | 0,0002894 | 0,009352 | 0,0002894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 35 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 2894 | 0,009 3517 | 0,000 289 | 0,00935 171 | 2026 |
| КРС | 6103 | | | 0,0000004577 | 0,0000022 7 | 0,0000004577 | 0,0000022 7 | 4,57E-07 | 2,27E-06 | 4,57E-07 | 2,27E-06 | 4,57E-07 | 2,27E-06 | 4,57E-07 | 2,27E-06 | 4,57E-07 | 2,27E-06 | 4,57E-07 | 2,3E-06 | 4,57E-07 | 2,27E-06 | 4,57E-07 | 2,27E-06 | 4,57E-07 | 0,00000227 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,01333957 2 | 0,36269713 8 | 0,01333957 2 | 0,36473713 8 | 0,013 34 | 0,368 5771 | 0,013 34 | 0,368 577 | 0,013 3396 | 0,3685771 | 0,0133396 | 0,36857 7 | 0,01333957 | 0,368 5771 | 0,013 3396 | 0,368 58 | 0,013 33957 | 0,368 5771 | 0,013 3396 | 0,368 5771 | 0,013 34 | 0,36857714 | |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,01333957 2 | 0,36269713 8 | 0,01333957 2 | 0,36473713 8 | 0,013 34 | 0,368 5771 | 0,013 34 | 0,368 577 | 0,013 3396 | 0,3685771 | 0,0133396 | 0,36857 7 | 0,01333957 | 0,368 5771 | 0,013 3396 | 0,368 58 | 0,013 33957 | 0,368 5771 | 0,013 3396 | 0,368 5771 | 0,013 34 | 0,36857714 | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Вахтовый поселок | 0001 | | | 0,87488889 | 13 | 0,87488889 | 13 | 0,874889 | 13 | 0,874889 | 13 | 0,874889 | 13 | 0,8748889 | 13 | 0,87488889 | 13 | 0,874889 | 13 | 0,87488889 | 13 | 0,874889 | 13 | 0,874889 | 13 | 2026 |
| ПССН | 0002 | | | 0,04 | 16,9725 | 0,04 | 16,9725 | 0,04 | 16,9725 | 0,04 | 16,9725 | 0,04 | 16,9725 | 0,04 | 16,9725 | 0,04 | 16,9725 | 0,04 | 16,9725 | 0,04 | 16,9725 | 0,04 | 16,9725 | 0,04 | 16,9725 | 2026 |
| ПССН | 0003 | | | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 2026 |
| ПССН | 0004 | | | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 0,1204 | 1,896 | 2026 |
| ПССН | 0005 | | | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 2026 |
| ПССН | 0006 | | | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 2026 |
| ПССН | 0007 | | | 0,074 | 0,9 | 0,074 | 0,9 | 0,074 | 0,9 | 0,074 | 0,9 | 0,074 | 0,9 | 0,074 | 0,9 | 0,074 | 0,9 | 0,074 | 0,9 | 0,074 | 0,9 | 0,074 | 0,9 | 0,074 | 0,9 | 2026 |
| ПССН | 0008 | | | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 2026 |
| ПССН | 0009 | | | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 2026 |
| ПССН | 0010 | | | 0,13 | 1,023 | 0,13 | 1,023 | 0,13 | 1,023 | 0,13 | 1,023 | 0,13 | 1,023 | 0,13 | 1,023 | 0,13 | 1,023 | 0,13 | 1,023 | 0,13 | 1,023 | 0,13 | 1,023 | 0,13 | 1,023 | 2026 |
| КРС | 0101 | | | 0,41333333 | 1,3 | 0,41333333 | 1,3 | 0,413333 | 1,3 | 0,413333 | 1,3 | 0,413333 | 1,3 | 0,4133333 | 1,3 | 0,41333333 | 1,3 | 0,4133333 | 1,3 | 0,41333333 | 1,3 | 0,4133333 | 1,3 | 0,413333 | 1,3 | 2026 |
| КРС | 0102 | | | 0,30311111 | 1,3 | 0,30311111 | 1,3 | 0,303111 | 1,3 | 0,303111 | 1,3 | 0,3031111 | 1,3 | 0,3031111 | 1,3 | 0,30311111 | 1,3 | 0,3031111 | 1,3 | 0,30311111 | 1,3 | 0,3031111 | 1,3 | 0,303111 | 1,3 | 2026 |
| Итого: | | | | 2,36773333 | 47,4855 | 2,36773333 | 47,4855 | 2,367733 | 47,4855 | 2,367733 | 47,4855 | 2,3677333 | 47,4855 | 2,3677333 | 47,4855 | 2,36773333 | 47,4855 | 2,3677333 | 47,4855 | 2,36773333 | 47,4855 | 2,3677333 | 47,4855 | 2,367733 | 47,4855 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6045 | | | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | 0,003694 | 0,0133 | |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 2,37142733 | 47,4988 | 2,37142733 | 47,4988 | 2,371427 | 47,4988 | 2,371427 | 47,4988 | 2,3714273 | 47,4988 | 2,3714273 | 47,4988 | 2,37142733 | 47,4988 | 2,3714273 | 47,4988 | 2,37142733 | 47,4988 | 2,3714273 | 47,4988 | 2,371427 | 47,4988 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6045 | | | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,000208 | 0,00075 | 0,000208 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,000208 | 0,00075 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,000208 | 0,00075 | 0,000208 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,000208 | 0,00075 | |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,000208 | 0,00075 | 0,000208 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,0002083 | 0,00075 | 0,000208 | 0,00075 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6045 | | | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | 0,000917 | 0,0033 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ПССН | 6004 | | | 0,000734 | 0,023343 | 0,000734 | 0,023343 | 0,000734 | 0,023343 | 0,000734 | 0,023343 | 0,000734 | 0,023343 | 0,000734 | 0,023343 | 0,000734 | 0,023343 | 0,000734 | 0,023343 | 0,000734 | 0,023343 | 0,000734 | 0,023343 | 0,000734 | 0,023343 | 2026 |
| ПССН | 6006 | | | 0,01588 | 0,550646 | 0,01588 | 0,550646 | 0,01588 | 0,550646 | 0,01588 | 0,550646 | 0,01588 | 0,550646 | 0,01588 | 0,550646 | 0,01588 | 0,550646 | 0,01588 | 0,550646 | 0,01588 | 0,550646 | 0,01588 | 0,550646 | 0,01588 | 0,550646 | 2026 |
| ПССН | 6009 | | | 0,0022 | 0,069979 | 0,0022 | 0,069979 | 0,0022 | 0,069979 | 0,0022 | 0,069979 | 0,0022 | 0,069979 | 0,0022 | 0,069979 | 0,0022 | 0,069979 | 0,0022 | 0,069979 | 0,0022 | 0,069979 | 0,0022 | 0,069979 | 0,0022 | 0,069979 | 2026 |
| Площадка скважин | 6072 | | | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 2026 |
| Площадка скважин | 6073 | | | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 0,002933 | 0,093273 | 2026 |
| Площадка скважин | 6074 | | | 0,00513 | 0,163828 | 0,00513 | 0,163828 | 0,00513 | 0,163828 | 0,00513 | 0,163828 | 0,00513 | 0,163828 | 0,00513 | 0,163828 | 0,00513 | 0,163828 | 0,00513 | 0,163828 | 0,00513 | 0,163828 | 0,00513 | 0,163828 | 0,00513 | 0,163828 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 2026 |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | 0,02981 | 0,994342 | |
| **0403, Гексан (135)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6004 | | | 0,000245 | 0,007945 | 0,000245 | 0,007945 | 0,000245 | 0,007945 | 0,000245 | 0,007945 | 0,000245 | 0,007945 | 0,000245 | 0,007945 | 0,000245 | 0,007945 | 0,000245 | 0,00795 | 0,000245 | 0,007945 | 0,000245 | 0,007945 | 0,000245 | 0,007945 | 2026 |
| ПССН | 6009 | | | 0,000735 | 0,023936 | 0,000735 | 0,023394 | 0,000735 | 0,023936 | 0,000735 | 0,023394 | 0,000735 | 0,023936 | 0,000735 | 0,023394 | 0,000735 | 0,023936 | 0,000735 | 0,023939 | 0,000735 | 0,023936 | 0,000735 | 0,023936 | 0,000735 | 0,023936 | 2026 |
| Площадка скважин | 6072 | | | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,03116 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 2026 |
| Площадка скважин | 6073 | | | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,03116 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 0,00098 | 0,031158 | 2026 |
| Площадка скважин | 6074 | | | 0,001715 | 0,0547788 | 0,001715 | 0,054779 | 0,001715 | 0,0547788 | 0,001715 | 0,054779 | 0,001715 | 0,0547788 | 0,001715 | 0,054779 | 0,001715 | 0,0547788 | 0,001715 | 0,05478 | 0,001715 | 0,0547788 | 0,001715 | 0,0547788 | 0,001715 | 0,0547788 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,004655 | 0,1484334 | 0,004655 | 0,148433 | 0,004655 | 0,1484334 | 0,004655 | 0,148433 | 0,004655 | 0,1484334 | 0,004655 | 0,148433 | 0,004655 | 0,1484334 | 0,004655 | 0,148433 | 0,004655 | 0,1484334 | 0,004655 | 0,1484334 | 0,004655 | 0,1484334 | 2026 |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,004655 | 0,1484334 | 0,004655 | 0,148433 | 0,004655 | 0,1484334 | 0,004655 | 0,148433 | 0,004655 | 0,1484334 | 0,004655 | 0,148433 | 0,004655 | 0,1484334 | 0,004655 | 0,148433 | 0,004655 | 0,1484334 | 0,004655 | 0,1484334 | 0,004655 | 0,1484334 | |
| **0405, Пентан (450)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6004 | | | 0,0001956 | 0,0062215 | 0,0001956 | 0,006222 | 0,000196 | 0,0062215 | 0,000196 | 0,006222 | 0,0001956 | 0,0062215 | 0,0001956 | 0,006222 | 0,0001956 | 0,0062215 | 0,0001956 | 0,00622 | 0,0001956 | 0,0062215 | 0,0001956 | 0,0062215 | 0,000196 | 0,0062215 | 2026 |
| ПССН | 6005 | | | 0,00229 | 0,0748168 | 0,00229 | 0,074817 | 0,00229 | 0,0748168 | 0,00229 | 0,074817 | 0,00229 | 0,0748168 | 0,00229 | 0,074817 | 0,00229 | 0,0748168 | 0,00229 | 0,07482 | 0,00229 | 0,0748168 | 0,00229 | 0,0748168 | 0,00229 | 0,0748168 | 2026 |
| ПССН | 6006 | | | 0,0042 | 0,1456115 | 0,0042 | 0,145612 | 0,0042 | 0,1456115 | 0,0042 | 0,145612 | 0,0042 | 0,1456115 | 0,0042 | 0,145612 | 0,0042 | 0,1456115 | 0,0042 | 0,14561 | 0,0042 | 0,1456115 | 0,0042 | 0,1456115 | 0,0042 | 0,1456115 | 2026 |
| ПССН | 6009 | | | 0,000586 | 0,0186345 | 0,000586 | 0,018635 | 0,000586 | 0,0186345 | 0,000586 | 0,018635 | 0,000586 | 0,0186345 | 0,000586 | 0,018635 | 0,000586 | 0,0186345 | 0,000586 | 0,01863 | 0,000586 | 0,0186345 | 0,000586 | 0,0186345 | 0,000586 | 0,0186345 | 2026 |
| ПССН | 6030 | | | 0,0001397 | 0,0044336 | 0,0001397 | 0,004434 | 0,00014 | 0,0044336 | 0,00014 | 0,004434 | 0,0001397 | 0,0044336 | 0,0001397 | 0,004434 | 0,0001397 | 0,0044336 | 0,0001397 | 0,00443 | 0,0001397 | 0,0044336 | 0,0001397 | 0,0044336 | 0,00014 | 0,0044336 | 2026 |
| ПССН | 6039 | | | 0,00000543 | 0,0017281 | 0,00000543 | 0,001728 | 5,43E-05 | 0,0017281 | 5,43E-05 | 0,001728 | 0,00000543 | 0,0017281 | 0,00000543 | 0,001728 | 0,00000543 | 0,0017281 | 0,00000543 | 0,00173 | 0,00000543 | 0,0017281 | 0,00000543 | 0,0017281 | 5,43E-05 | 0,0017281 | 2026 |
| Площадка скважин | 6046 | | | 0,0001222 | 0,00385 | 0,0001222 | 0,00385 | 0,000122 | 0,00385 | 0,000122 | 0,00385 | 0,0001222 | 0,00385 | 0,000122 | 0,00385 | 0,0001222 | 0,00385 | 0,0001222 | 0,00385 | 0,0001222 | 0,00385 | 0,0001222 | 0,00385 | 0,000122 | 0,00385 | 2026 |
| Площадка скважин | 6047 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00924 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 2026 |
| Площадка скважин | 6048 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00924 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Площадка скважин | 6049 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6050 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6051 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6052 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6053 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6054 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6055 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6056 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6057 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6058 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6071 | | | 0,0000475 | 0,0015354 | 0,0000475 | 0,001535 | 4,75E-05 | 0,0015354 | 4,75E-05 | 0,001535 | 0,0000475 | 0,0015354 | 0,0000475 | 0,00153 5 | 0,0000475 | 0,0015354 | 0,001 54 | 0,0000475 | 0,0015354 | 0,0000475 | 0,0015354 | 4,75E-05 | 0,0015354 | 2026 |
| Площадка скважин | 6072 | | | 0,000782 | 0,024866 | 0,000782 | 0,024866 | 0,000782 | 0,024866 | 0,000782 | 0,024866 | 0,000782 | 0,024866 | 0,000782 | 0,02486 6 | 0,000782 | 0,024866 | 0,024 87 | 0,000782 | 0,024866 | 0,000782 | 0,024866 | 0,000782 | 0,02486 6 | 2026 |
| Площадка скважин | 6073 | | | 0,000782 | 0,024866 | 0,000782 | 0,024866 | 0,000782 | 0,024866 | 0,000782 | 0,024866 | 0,000782 | 0,024866 | 0,000782 | 0,02486 6 | 0,000782 | 0,024866 | 0,024 87 | 0,000782 | 0,024866 | 0,000782 | 0,024866 | 0,000782 | 0,02486 6 | 2026 |
| Площадка скважин | 6074 | | | 0,001368 | 0,04364 | 0,001368 | 0,04364 | 0,001368 | 0,04364 | 0,001368 | 0,04364 | 0,001368 | 0,04364 | 0,001368 | 0,04364 | 0,001368 | 0,04364 | 0,001368 | 0,04364 | 0,001368 | 0,04364 | 0,001368 | 0,04364 | 0,001368 | 0,04364 | 2026 |
| Площадка скважин | 6075 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6076 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6077 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6078 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6079 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6080 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6081 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6082 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6083 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6084 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6085 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6086 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6087 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Площадка скважин | 6088 | | | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009239 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923 9 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,009 24 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,0092394 | 0,000286 | 0,00923935 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,0180033 | 0,5904265 | 0,0180033 | 0,590426 | 0,018003 | 0,5904265 | 0,018003 | 0,590426 | 0,0180033 | 0,5904265 | 0,0180033 | 0,590426 | 0,0180033 | 0,5904265 | 0,018033 | 0,590 43 | 0,0180033 | 0,5904265 | 0,0180033 | 0,5904265 | 0,018003 | 0,5904645 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,0180033 | 0,5904265 | 0,0180033 | 0,590426 | 0,018003 | 0,5904265 | 0,018003 | 0,590426 | 0,0180033 | 0,5904265 | 0,0180033 | 0,590426 | 0,0180033 | 0,5904265 | 0,0180033 | 0,59043 | 0,0180033 | 0,5904265 | 0,0180033 | 0,5904265 | 0,018003 | 0,5904645 | |
| **0410, Метан (727*)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Организованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 0005 | | | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 2026 |
| ПССН | 0006 | | | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 2026 |
| ПССН | 0008 | | | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 0,0686 | 2,164 | 2026 |
| ПССН | 0009 | | | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 0,0772 | 2,435 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,2916 | 9,198 | 0,2916 | 9,198 | 0,2916 | 9,198 | 0,2916 | 9,198 | 0,2916 | 9,198 | 0,2916 | 9,198 | 0,2916 | 9,198 | 0,2916 | 9,198 | 0,2916 | 9,198 | 0,2916 | 9,198 | 0,2916 | 9,198 | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6005 | | | 0,0122 | 0,398949 | 0,0122 | 0,398949 | 0,0122 | 0,398949 | 0,0122 | 0,398949 | 0,0122 | 0,398949 | 0,0122 | 0,398949 | 0,0122 | 0,398949 | 0,0122 | 0,39895 | 0,0122 | 0,398949 | 0,0122 | 0,398949 | 0,0122 | 0,398949 | 2026 |
| ПССН | 6006 | | | 0,0000382 | 0,0013244 | 0,0000382 | 0,001324 | 3,82E-05 | 0,0013244 | 3,82E-05 | 0,001324 | 0,0000382 | 0,0013244 | 0,0000382 | 0,0013244 | 0,0000382 | 0,001324 | 0,0000382 | 0,00132 | 0,0000382 | 0,0013244 | 0,0000382 | 0,0013244 | 3,82E-05 | 0,0013244 | 2026 |
| ПССН | 6030 | | | 0,000744 | 0,023607 | 0,000744 | 0,023607 | 0,000744 | 0,023607 | 0,000744 | 0,023607 | 0,000744 | 0,023607 | 0,000744 | 0,023607 | 0,000744 | 0,023607 | 0,000744 | 0,02361 | 0,000744 | 0,023607 | 0,000744 | 0,023607 | 0,000744 | 0,023607 | 2026 |
| ПССН | 6039 | | | 0,0002895 | 0,0092155 | 0,0002895 | 0,009216 | 0,00029 | 0,0092155 | 0,00029 | 0,009216 | 0,0002895 | 0,0092155 | 0,0002895 | 0,0092155 | 0,0002895 | 0,009216 | 0,0002895 | 0,00922 | 0,0002895 | 0,0092155 | 0,0002895 | 0,0092155 | 0,00029 | 0,0092155 | 2026 |
| Площадка скважин | 6046 | | | 0,000651 | 0,02053 | 0,000651 | 0,02053 | 0,000651 | 0,02053 | 0,000651 | 0,02053 | 0,000651 | 0,02053 | 0,000651 | 0,02053 | 0,000651 | 0,02053 | 0,000651 | 0,02053 | 0,000651 | 0,02053 | 0,000651 | 0,02053 | 0,000651 | 0,02053 | 2026 |
| Площадка скважин | 6047 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,04927 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6048 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,04927 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6049 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,04927 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6050 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,04927 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6051 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,04927 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6052 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,04927 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6053 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,04927 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6054 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,04927 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6055 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,04927 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6056 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,04927 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6057 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,04927 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6058 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,04927 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6071 | | | 0,0002533 | 0,0081896 | 0,0002533 | 0,00819 | 0,000253 | 0,0081896 | 0,000253 | 0,00819 | 0,0002533 | 0,0081896 | 0,0002533 | 0,00819 | 0,0002533 | 0,0081896 | 0,0002533 | 0,00819 | 0,0002533 | 0,0081896 | 0,0002533 | 0,0081896 | 0,000253 | 0,0081896 | 2026 |
| Площадка скважин | 6075 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,04927 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6076 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,049269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,04927 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Площадка скважин | 6077 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492669 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492627 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6078 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492669 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492627 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6079 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492669 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492627 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6080 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492669 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492627 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6081 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492669 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492627 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6082 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492669 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492627 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6083 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492669 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492627 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6084 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492669 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492627 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6085 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492669 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492627 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6086 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492669 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492627 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6087 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492669 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492627 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Площадка скважин | 6088 | | | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492269 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492669 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492627 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 0,001525 | 0,0492685 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,053826 | 1,7427965 | 0,053826 | 1,7427797 | 0,053826 | 1,7427965 | 0,053826 | 1,7427797 | 0,053826 | 1,74279653 | 0,053826 | 1,74279 7 | 0,053826 | 1,7427965 | 0,053826 | 1,7428 | 0,053826 | 1,7427965 | 0,053826 | 1,7427965 | 0,053826 | 1,74279653 | 2026 |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,345426 | 10,940797 | 0,345426 | 10,9408 | 0,345426 | 10,940797 | 0,345426 | 10,9408 | 0,345426 | 10,940797 | 0,345426 | 10,9408 | 0,345426 | 10,940797 | 0,345426 | 10,9408 | 0,345426 | 10,940797 | 0,345426 | 10,940797 | 0,345426 | 10,940797965 | |
| **0412, Изобутан (2-Метилпропан) (279)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6004 | | | 0,0003875 | 0,012322 | 0,0003875 | 0,012322 | 0,000388 | 0,012322 | 0,000388 | 0,012322 | 0,0003875 | 0,012322 | 0,0003875 | 0,012322 | 0,0003875 | 0,012322 | 0,0003875 | 0,01232 | 0,0003875 | 0,012322 | 0,0003875 | 0,012322 | 0,000388 | 0,012322 | 2026 |
| ПССН | 6005 | | | 0,0033 | 0,1077725 | 0,0033 | 0,107773 | 0,0033 | 0,1077725 | 0,0033 | 0,107773 | 0,0033 | 0,10777725 | 0,0033 | 0,10777 3 | 0,0033 | 0,1077725 | 0,0033 | 0,10777 | 0,0033 | 0,1077725 | 0,0033 | 0,1077725 | 0,0033 | 0,10777 25 | 2026 |
| ПССН | 6006 | | | 0,00796 | 0,2758734 | 0,00796 | 0,275873 | 0,00796 | 0,2758734 | 0,00796 | 0,275873 | 0,00796 | 0,2758734 | 0,00796 | 0,27587 3 | 0,00796 | 0,2758734 | 0,00796 | 0,27587 | 0,00796 | 0,2758734 | 0,00796 | 0,2758734 | 0,00796 | 0,2758734 | 2026 |
| ПССН | 6009 | | | 0,001161 | 0,036906 | 0,001161 | 0,036906 | 0,001161 | 0,036906 | 0,001161 | 0,036906 | 0,001161 | 0,036906 | 0,001161 | 0,036906 | 0,001161 | 0,036906 | 0,001161 | 0,03691 | 0,001161 | 0,036906 | 0,001161 | 0,036906 | 0,001161 | 0,036906 | 2026 |
| ПССН | 6030 | | | 0,0002013 | 0,0063897 | 0,0002013 | 0,006 39 | 0,000201 | 0,0063897 | 0,000201 | 0,006 39 | 0,0002013 | 0,0063897 | 0,0002013 | 0,00638 97 | 0,0002013 | 0,0063897 | 0,0002013 | 0,006 39 | 0,0002013 | 0,0063897 | 0,0002013 | 0,0063897 | 0,000201 | 0,00638 97 | 2026 |
| ПССН | 6039 | | | 0,0000783 | 0,0024931 | 0,0000783 | 0,002493 | 7,83E-05 | 0,0024931 | 7,83E-05 | 0,002493 | 0,0000783 | 0,0024931 | 0,0000783 | 0,00249 31 | 0,0000783 | 0,0024931 | 0,0000783 | 0,002 49 | 0,0000783 | 0,0024931 | 0,0000783 | 0,0024931 | 7,83E-05 | 0,00249 31 | 2026 |
| Площадка скважин | 6046 | | | 0,000176 | 0,00555 | 0,000176 | 0,00555 | 0,000176 | 0,00555 | 0,000176 | 0,00555 | 0,000176 | 0,00555 | 0,000176 | 0,00555 | 0,000176 | 0,00555 | 0,000176 | 0,00555 | 0,000176 | 0,00555 | 0,000176 | 0,00555 | 0,000176 | 0,00555 | 2026 |
| Площадка скважин | 6047 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,01331 6 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013 32 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331 611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6048 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,01331 6 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013 32 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331 611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6049 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,01331 6 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013 32 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331 611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6050 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,01331 6 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013 32 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331 611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6051 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,01331 6 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013 32 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331 611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6052 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,01331 6 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013 32 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331 611 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Площадка скважин | 6053 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6054 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6055 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6056 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6057 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6058 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6071 | | | 0,0000685 | 0,0022139 | 0,0000685 | 0,002214 | 6,85E-05 | 0,0022139 | 6,85E-05 | 0,002214 | 0,0000685 | 0,0022139 | 0,0000685 | 0,0022214 | 0,0000685 | 0,0022139 | 0,0000685 | 0,002021 | 0,0000685 | 0,0022139 | 0,0000685 | 0,0022139 | 6,85E-05 | 0,0022139 | 2026 |
| Площадка скважин | 6072 | | | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049031 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 2026 |
| Площадка скважин | 6073 | | | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049031 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 0,00155 | 0,049308 | 2026 |
| Площадка скважин | 6074 | | | 0,00271 | 0,08657 | 0,00271 | 0,08657 | 0,00271 | 0,08657 | 0,00271 | 0,08657 | 0,00271 | 0,08657 | 0,00271 | 0,08657 | 0,00271 | 0,08657 | 0,00271 | 0,08657 | 0,00271 | 0,08657 | 0,00271 | 0,08657 | 0,00271 | 0,08657 | 2026 |
| Площадка скважин | 6075 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6076 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6077 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6078 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6079 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6080 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6081 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6082 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6083 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6084 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6085 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6086 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6087 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Площадка скважин | 6088 | | | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,000413 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013316 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,013032 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,0004126 | 0,0133161 | 0,000413 | 0,01331611 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,0298702 | 0,9809255 | 0,0298702 | 0,980925 | 0,02987 | 0,9809255 | 0,02987 | 0,980925 | 0,0298702 | 0,9809255 | 0,0298702 | 0,980925 | 0,0298702 | 0,9809255 | 0,0298702 | 0,98093 | 0,0298702 | 0,9809255 | 0,0298702 | 0,9809255 | 0,02987 | 0,98092546 | 2026 |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,0298702 | 0,9809255 | 0,0298702 | 0,980925 | 0,02987 | 0,9809255 | 0,02987 | 0,980925 | 0,0298702 | 0,9809255 | 0,0298702 | 0,980925 | 0,0298702 | 0,9809255 | 0,0298702 | 0,98093 | 0,0298702 | 0,9809255 | 0,0298702 | 0,9809255 | 0,02987 | 0,98092546 | |
| **0415, Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6005 | | | 0,0548 | 1,79062 | 0,0548 | 1,79062 | 0,0548 | 1,79062 | 0,0548 | 1,79062 | 0,0548 | 1,79062 | 0,0548 | 1,79062 | 0,0548 | 1,79062 | 0,0548 | 1,79062 | 0,0548 | 1,79062 | 0,0548 | 1,79062 | 0,0548 | 1,79062 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ПССН | 6007 | | | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 2026 |
| ПССН | 6008 | | | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 0,438 | 10,14 | 2026 |
| ПССН | 6010 | | | 2,413 | 13,77 | 2,413 | 13,77 | 2,413 | 13,77 | 2,413 | 13,77 | 2,413 | 13,77 | 2,413 | 13,77 | 2,413 | 13,77 | 2,413 | 13,77 | 2,413 | 13,77 | 2,413 | 13,77 | 2,413 | 13,77 | 2026 |
| ПССН | 6018 | | | 0,438 | 10,27 | 0,438 | 10,27 | 0,438 | 10,27 | 0,438 | 10,27 | 0,438 | 10,27 | 0,438 | 10,27 | 0,438 | 10,27 | 0,438 | 10,27 | 0,438 | 10,27 | 0,438 | 10,27 | 0,438 | 10,27 | 2026 |
| ПССН | 6029 | | | 0,000 0417 | 0,001 314 | 0,000 0417 | 0,001 314 | 4,17E -05 | 0,001 314 | 4,17E -05 | 0,001 314 | 0,000 0417 | 0,00131 4 | 0,00004 17 | 0,00131 4 | 0,00004 17 | 0,001 314 | 0,000 0417 | 0,001 31 | 0,000 0417 | 0,001 314 | 0,000 0417 | 0,001 314 | 4,17E -05 | 0,00131 4 | 2026 |
| ПССН | 6030 | | | 0,003 34 | 0,105 959 | 0,003 34 | 0,105 959 | 0,003 34 | 0,105 959 | 0,003 34 | 0,105 959 | 0,003 34 | 0,10595 9 | 0,00334 | 0,10595 9 | 0,00334 | 0,105 959 | 0,003 34 | 0,105 96 | 0,003 34 | 0,105 959 | 0,003 34 | 0,105 959 | 0,003 34 | 0,10595 9 | 2026 |
| ПССН | 6033 | | | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,00403 | 0,127 | 0,00403 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 2026 |
| ПССН | 6034 | | | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,00403 | 0,127 | 0,00403 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 2026 |
| ПССН | 6035 | | | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,00403 | 0,127 | 0,00403 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 2026 |
| ПССН | 6036 | | | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,00403 | 0,127 | 0,00403 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 0,004 03 | 0,127 | 2026 |
| ПССН | 6039 | | | 0,001 3 | 0,041 384 | 0,001 3 | 0,041 384 | 0,001 3 | 0,041 384 | 0,001 3 | 0,041 384 | 0,001 3 | 0,04138 4 | 0,0013 | 0,04138 4 | 0,0013 | 0,041 384 | 0,001 3 | 0,041 38 | 0,001 3 | 0,041 384 | 0,001 3 | 0,041 384 | 0,001 3 | 0,04138 4 | 2026 |
| ПССН | 6043 | | | 0,000 0417 | 0,001 314 | 0,000 0417 | 0,001 314 | 4,17E -05 | 0,001 314 | 4,17E -05 | 0,001 314 | 0,000 0417 | 0,00131 4 | 0,00004 17 | 0,00131 4 | 0,00004 17 | 0,001 314 | 0,000 0417 | 0,001 31 | 0,000 0417 | 0,001 314 | 0,000 0417 | 0,001 314 | 4,17E -05 | 0,00131 4 | 2026 |
| ПССН | 6044 | | | 0,001 35 | 0,042 4688 | 0,001 35 | 0,042 469 | 0,001 35 | 0,042 4688 | 0,001 35 | 0,042 469 | 0,001 35 | 0,04246 88 | 0,00135 | 0,04246 9 | 0,00135 | 0,042 4688 | 0,001 35 | 0,042 47 | 0,001 35 | 0,042 4688 | 0,001 35 | 0,042 4688 | 0,001 35 | 0,04246 88 | 2026 |
| Площадка скважин | 6046 | | | 1,357 53969 | 6,338 319 | 1,357 53969 | 6,338 319 | 1,357 54 | 6,338 319 | 1,357 54 | 6,338 319 | 1,357 5397 | 6,33831 9 | 1,35753 97 | 6,33831 9 | 1,35753 969 | 6,338 319 | 1,357 5397 | 6,338 32 | 1,357 53969 | 6,338 319 | 1,357 5397 | 6,338 319 | 1,357 54 | 6,33831 903 | 2026 |
| Площадка скважин | 6047 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |
| Площадка скважин | 6048 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |
| Площадка скважин | 6049 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |
| Площадка скважин | 6050 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |
| Площадка скважин | 6051 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |
| Площадка скважин | 6052 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |
| Площадка скважин | 6053 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |
| Площадка скважин | 6054 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |
| Площадка скважин | 6055 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |
| Площадка скважин | 6056 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |
| Площадка скважин | 6057 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |
| Площадка скважин | 6058 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |
| Площадка скважин | 6071 | | | 0,001 137 | 0,036 756 | 0,001 137 | 0,036 756 | 0,001 137 | 0,036 756 | 0,001 137 | 0,036 756 | 0,001 137 | 0,03675 6 | 0,00113 7 | 0,03675 6 | 0,00113 7 | 0,036 756 | 0,001 137 | 0,036 76 | 0,001 137 | 0,036 756 | 0,001 137 | 0,036 756 | 0,001 137 | 0,03675 6 | 2026 |
| Площадка скважин | 6075 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |
| Площадка скважин | 6076 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |
| Площадка скважин | 6077 | | | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,22124 8 | 0,00685 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 25 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,221 248 | 0,006 85 | 0,22124 8 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Площадка скважин | 6078 | | | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,22125 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 2026 |
| Площадка скважин | 6079 | | | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,22125 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 2026 |
| Площадка скважин | 6080 | | | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,22125 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 2026 |
| Площадка скважин | 6081 | | | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,22125 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 2026 |
| Площадка скважин | 6082 | | | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,22125 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 2026 |
| Площадка скважин | 6083 | | | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,22125 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 2026 |
| Площадка скважин | 6084 | | | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,22125 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 2026 |
| Площадка скважин | 6085 | | | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,22125 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 2026 |
| Площадка скважин | 6086 | | | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,22125 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 2026 |
| Площадка скважин | 6087 | | | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,22125 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 2026 |
| Площадка скважин | 6088 | | | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,22125 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 0,00685 | 0,221248 | 2026 |
| Площадка скважин | 6089 | | | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,09136 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 2026 |
| Площадка скважин | 6090 | | | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,09136 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 0,005794 | 0,091359 | 2026 |
| Итого: | | | | 5,35235809 | 59,121301 | 5,35235809 | 59,12113 | 5,352358 | 59,121301 | 5,352358 | 59,12113 | 5,3523581 | 59,121301 | 5,3523581 | 59,1213 | 5,35235809 | 59,121301 | 5,3523581 | 59,12113 | 5,35235809 | 59,121301 | 5,3523581 | 59,121301 | 5,352358 | 59,1213008 | 2026 |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 5,35235809 | 59,121301 | 5,35235809 | 59,12113 | 5,352358 | 59,121301 | 5,352358 | 59,12113 | 5,3523581 | 59,121301 | 5,3523581 | 59,1213 | 5,35235809 | 59,121301 | 5,3523581 | 59,12113 | 5,35235809 | 59,121301 | 5,3523581 | 59,121301 | 5,352358 | 59,1213008 | |
| **0416, Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6007 | | | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 2026 |
| ПССН | 6008 | | | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 0,162 | 3,75 | 2026 |
| ПССН | 6010 | | | 0,892 | 5,09 | 0,892 | 5,09 | 0,892 | 5,09 | 0,892 | 5,09 | 0,892 | 5,09 | 0,892 | 5,09 | 0,892 | 5,09 | 0,892 | 5,09 | 0,892 | 5,09 | 0,892 | 5,09 | 0,892 | 5,09 | 2026 |
| ПССН | 6018 | | | 0,162 | 3,8 | 0,162 | 3,8 | 0,162 | 3,8 | 0,162 | 3,8 | 0,162 | 3,8 | 0,162 | 3,8 | 0,162 | 3,8 | 0,162 | 3,8 | 0,162 | 3,8 | 0,162 | 3,8 | 0,162 | 3,8 | 2026 |
| ПССН | 6033 | | | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 2026 |
| ПССН | 6034 | | | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 2026 |
| ПССН | 6035 | | | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 2026 |
| ПССН | 6036 | | | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 0,00149 | 0,047 | 2026 |
| ПССН | 6044 | | | 0,000172 | 0,0054356 | 0,000172 | 0,005436 | 0,000172 | 0,0054356 | 0,000172 | 0,005436 | 0,000172 | 0,0054356 | 0,000172 | 0,0054356 | 0,000172 | 0,005436 | 0,000172 | 0,00544 | 0,000172 | 0,0054356 | 0,000172 | 0,0054356 | 0,000172 | 0,0054356 | 2026 |
| Площадка скважин | 6089 | | | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,03378 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 2026 |
| Площадка скважин | 6090 | | | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,03378 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 0,002142 | 0,033775 | 2026 |
| Итого: | | | | 1,388416 | 16,650986 | 1,388416 | 16,65099 | 1,388416 | 16,650986 | 1,388416 | 16,65099 | 1,388416 | 16,650986 | 1,388416 | 16,65099 | 1,388416 | 16,650986 | 1,388416 | 16,651 | 1,388416 | 16,650986 | 1,388416 | 16,650986 | 1,388416 | 16,6509856 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 1,388416 | 16,650986 | 1,388416 | 16,65099 | 1,388416 | 16,650986 | 1,388416 | 16,65099 | 1,388416 | 16,650986 | 1,388416 | 16,65099 | 1,388416 | 16,650986 | 1,388416 | 16,651 | 1,388416 | 16,650986 | 1,388416 | 16,650986 | 1,388416 | 16,6509856 | |
| **0602, Бензол (64)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6007 | | | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 2026 |
| ПССН | 6008 | | | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 0,002114 | 0,049 | 2026 |
| ПССН | 6010 | | | 0,01166 | 0,0665 | 0,01166 | 0,0665 | 0,01166 | 0,0665 | 0,01166 | 0,0665 | 0,01166 | 0,0665 | 0,01166 | 0,0665 | 0,01166 | 0,0665 | 0,01166 | 0,0665 | 0,01166 | 0,0665 | 0,01166 | 0,0665 | 0,01166 | 0,0665 | 2026 |
| ПССН | 6018 | | | 0,002114 | 0,0496 | 0,002114 | 0,0496 | 0,002114 | 0,0496 | 0,002114 | 0,0496 | 0,002114 | 0,0496 | 0,002114 | 0,0496 | 0,002114 | 0,0496 | 0,002114 | 0,0496 | 0,002114 | 0,0496 | 0,002114 | 0,0496 | 0,002114 | 0,0496 | 2026 |
| ПССН | 6033 | | | 0,00001946 | 0,000613 | 0,00001946 | 0,000613 | 1,95E-05 | 0,000613 | 1,95E-05 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,000613 | 0,00001946 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,00061 | 0,00001946 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,000613 | 1,95E-05 | 0,000613 | 2026 |
| ПССН | 6034 | | | 0,00001946 | 0,000613 | 0,00001946 | 0,000613 | 1,95E-05 | 0,000613 | 1,95E-05 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,000613 | 0,00001946 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,00061 | 0,00001946 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,000613 | 1,95E-05 | 0,000613 | 2026 |
| ПССН | 6035 | | | 0,00001946 | 0,000613 | 0,00001946 | 0,000613 | 1,95E-05 | 0,000613 | 1,95E-05 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,000613 | 0,00001946 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,00061 | 0,00001946 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,000613 | 1,95E-05 | 0,000613 | 2026 |
| ПССН | 6036 | | | 0,00001946 | 0,000613 | 0,00001946 | 0,000613 | 1,95E-05 | 0,000613 | 1,95E-05 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,000613 | 0,00001946 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,00061 | 0,00001946 | 0,000613 | 1,946E-05 | 0,000613 | 1,95E-05 | 0,000613 | 2026 |
| Площадка скважин | 6089 | | | 0,000279 | 0,0004399 | 0,000279 | 0,00044 | 2,79E-05 | 0,0004399 | 2,79E-05 | 0,00044 | 0,000279 | 0,00043999 | 0,0000279 | 0,00044 | 0,0000279 | 0,0004399 | 0,000279 | 0,00044 | 0,000279 | 0,0004399 | 0,000279 | 0,0004399 | 2,79E-05 | 0,0004399 | 2026 |
| Площадка скважин | 6090 | | | 0,000279 | 0,0004399 | 0,000279 | 0,00044 | 2,79E-05 | 0,0004399 | 2,79E-05 | 0,00044 | 0,000279 | 0,00043999 | 0,0000279 | 0,00044 | 0,0000279 | 0,0004399 | 0,000279 | 0,00044 | 0,000279 | 0,0004399 | 0,000279 | 0,0004399 | 2,79E-05 | 0,0004399 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,01813564 | 0,2174318 | 0,01813564 | 0,217432 | 0,018136 | 0,2174318 | 0,018136 | 0,217432 | 0,01813 56 | 0,2174318 | 0,0181356 | 0,217432 | 0,0181356 4 | 0,2174318 | 0,01813 56 | 0,21743 | 0,01813564 | 0,2174318 | 0,01813 56 | 0,2174318 | 0,018136 | 0,2174318 | 2026 |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,01813564 | 0,2174318 | 0,01813564 | 0,217432 | 0,018136 | 0,2174318 | 0,018136 | 0,217432 | 0,01813 56 | 0,2174318 | 0,0181356 | 0,217432 | 0,0181356 4 | 0,2174318 | 0,01813 56 | 0,21743 | 0,01813564 | 0,2174318 | 0,01813 56 | 0,2174318 | 0,018136 | 0,2174318 | |
| **0616, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6007 | | | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 2026 |
| ПССН | 6008 | | | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 0,000664 | 0,0154 | 2026 |
| ПССН | 6010 | | | 0,00366 | 0,0209 | 0,00366 | 0,0209 | 0,00366 | 0,0209 | 0,00366 | 0,0209 | 0,00366 | 0,0209 | 0,00366 | 0,0209 | 0,00366 | 0,0209 | 0,00366 | 0,0209 | 0,00366 | 0,0209 | 0,00366 | 0,0209 | 0,00366 | 0,0209 | 2026 |
| ПССН | 6018 | | | 0,000664 | 0,0156 | 0,000664 | 0,0156 | 0,000664 | 0,0156 | 0,000664 | 0,0156 | 0,000664 | 0,0156 | 0,000664 | 0,0156 | 0,000664 | 0,0156 | 0,000664 | 0,0156 | 0,000664 | 0,0156 | 0,000664 | 0,0156 | 0,000664 | 0,0156 | 2026 |
| ПССН | 6033 | | | 0,00000612 | 0,000 1927 | 0,00000612 | 0,000193 | 6,12E-06 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,000193 | 6,12E-06 | 0,0001927 | 6,12E-06 | 0,00019 3 | 0,00000612 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,00019 | 0,00000612 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,0001927 | 2026 |
| ПССН | 6034 | | | 0,00000612 | 0,000 1927 | 0,00000612 | 0,000193 | 6,12E-06 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,000193 | 6,12E-06 | 0,0001927 | 6,12E-06 | 0,00019 3 | 0,00000612 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,00019 | 0,00000612 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,0001927 | 2026 |
| ПССН | 6035 | | | 0,00000612 | 0,000 1927 | 0,00000612 | 0,000193 | 6,12E-06 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,000193 | 6,12E-06 | 0,0001927 | 6,12E-06 | 0,00019 3 | 0,00000612 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,00019 | 0,00000612 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,0001927 | 2026 |
| ПССН | 6036 | | | 0,00000612 | 0,000 1927 | 0,00000612 | 0,000193 | 6,12E-06 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,000193 | 6,12E-06 | 0,0001927 | 6,12E-06 | 0,00019 3 | 0,00000612 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,00019 | 0,00000612 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,000 1927 | 6,12E-06 | 0,0001927 | 2026 |
| Площадка скважин | 6089 | | | 0,00000879 | 1,386E-05 | 0,00000879 | 1,39E-05 | 8,79E-06 | 1,386E-05 | 8,79E-06 | 1,39E-05 | 8,79E-06 | 1,386E-05 | 8,79E-06 | 1,39E-05 | 0,00000879 | 1,386E-05 | 8,79E-06 | 1,4E-05 | 0,00000879 | 1,386E-05 | 8,79E-06 | 1,386E-05 | 8,79E-06 | 0,00001386 | 2026 |
| Площадка скважин | 6090 | | | 0,00000879 | 1,386E-05 | 0,00000879 | 1,39E-05 | 8,79E-06 | 1,386E-05 | 8,79E-06 | 1,39E-05 | 8,79E-06 | 1,386E-05 | 8,79E-06 | 1,39E-05 | 0,00000879 | 1,386E-05 | 8,79E-06 | 1,4E-05 | 0,00000879 | 1,386E-05 | 8,79E-06 | 1,386E-05 | 8,79E-06 | 0,00001386 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,00569406 | 0,0680985 | 0,00569406 | 0,068099 | 0,005694 | 0,0680985 | 0,005694 | 0,068099 | 0,005 6941 | 0,0680985 | 0,00569 41 | 0,06809 9 | 0,00569406 | 0,0680985 | 0,005 6941 | 0,0681 | 0,00569406 | 0,0680985 | 0,005 6941 | 0,0680985 | 0,005694 | 0,0680852 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,00569406 | 0,0680985 | 0,00569406 | 0,068099 | 0,005694 | 0,0680985 | 0,005694 | 0,068099 | 0,005694 1 | 0,0680985 | 0,0056941 | 0,06809 9 | 0,0056940 6 | 0,0680985 | 0,0056941 | 0,0681 | 0,00569406 | 0,0680985 | 0,0056941 | 0,0680985 | 0,005694 | 0,06809852 | |
| **0621, Метилбензол (349)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6007 | | | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 2026 |
| ПССН | 6008 | | | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 0,00133 | 0,0308 | 2026 |
| ПССН | 6010 | | | 0,00733 | 0,0418 | 0,00733 | 0,0418 | 0,00733 | 0,0418 | 0,00733 | 0,0418 | 0,00733 | 0,0418 | 0,00733 | 0,0418 | 0,00733 | 0,0418 | 0,00733 | 0,0418 | 0,00733 | 0,0418 | 0,00733 | 0,0418 | 0,00733 | 0,0418 | 2026 |
| ПССН | 6018 | | | 0,00133 | 0,0312 | 0,00133 | 0,0312 | 0,00133 | 0,0312 | 0,00133 | 0,0312 | 0,00133 | 0,0312 | 0,00133 | 0,0312 | 0,00133 | 0,0312 | 0,00133 | 0,0312 | 0,00133 | 0,0312 | 0,00133 | 0,0312 | 0,00133 | 0,0312 | 2026 |
| ПССН | 6033 | | | 0,00001223 | 0,0003854 | 0,00001223 | 0,000385 | 1,22E-05 | 0,0003854 | 1,22E-05 | 0,000385 | 1,223E-05 | 0,0003854 | 1,223E-05 | 0,000385 | 0,00001223 | 0,0003854 | 1,223E-05 | 0,00039 | 0,00001223 | 0,0003854 | 1,223E-05 | 0,0003854 | 1,22E-05 | 0,0003854 | 2026 |
| ПССН | 6034 | | | 0,00001223 | 0,0003854 | 0,00001223 | 0,000385 | 1,22E-05 | 0,0003854 | 1,22E-05 | 0,000385 | 1,223E-05 | 0,0003854 | 1,223E-05 | 0,000385 | 0,00001223 | 0,0003854 | 1,223E-05 | 0,00039 | 0,00001223 | 0,0003854 | 1,223E-05 | 0,0003854 | 1,22E-05 | 0,0003854 | 2026 |
| ПССН | 6035 | | | 0,00001223 | 0,0003854 | 0,00001223 | 0,000385 | 1,22E-05 | 0,0003854 | 1,22E-05 | 0,000385 | 1,223E-05 | 0,0003854 | 1,223E-05 | 0,000385 | 0,00001223 | 0,0003854 | 1,223E-05 | 0,00039 | 0,00001223 | 0,0003854 | 1,223E-05 | 0,0003854 | 1,22E-05 | 0,0003854 | 2026 |
| ПССН | 6036 | | | 0,00001223 | 0,0003854 | 0,00001223 | 0,000385 | 1,22E-05 | 0,0003854 | 1,22E-05 | 0,000385 | 1,223E-05 | 0,0003854 | 1,223E-05 | 0,000385 | 0,00001223 | 0,0003854 | 1,223E-05 | 0,00039 | 0,00001223 | 0,0003854 | 1,223E-05 | 0,0003854 | 1,22E-05 | 0,0003854 | 2026 |
| Площадка скважин | 6089 | | | 0,00001759 | 0,0002773 | 0,00001759 | 0,000277 | 1,76E-05 | 0,0002773 | 1,76E-05 | 0,000277 | 1,759E-05 | 0,0002773 | 1,759E-05 | 0,000277 | 0,00001759 | 0,0002773 | 1,759E-05 | 0,00028 | 0,00001759 | 0,0002773 | 1,759E-05 | 0,0002773 | 1,76E-05 | 0,0002773 | 2026 |
| Площадка скважин | 6090 | | | 0,00001759 | 0,0002773 | 0,00001759 | 0,000277 | 1,76E-05 | 0,0002773 | 1,76E-05 | 0,000277 | 1,759E-05 | 0,0002773 | 1,759E-05 | 0,000277 | 0,00001759 | 0,0002773 | 1,759E-05 | 0,00028 | 0,00001759 | 0,0002773 | 1,759E-05 | 0,0002773 | 1,76E-05 | 0,0002773 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,0114041 | 0,1366962 | 0,0114041 | 0,136696 | 0,011404 | 0,1366962 | 0,011404 | 0,136696 | 0,0114041 | 0,1366962 | 0,0114041 | 0,13669 6 | 0,0114041 | 0,1366962 | 0,0114041 | 0,1367 | 0,0114041 | 0,1366962 | 0,0114041 | 0,1366962 | 0,011404 | 0,1366962 | 2026 |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,0114041 | 0,1366962 | 0,0114041 | 0,136696 | 0,011404 | 0,1366962 | 0,011404 | 0,136696 | 0,0114041 | 0,1366962 | 0,0114041 | 0,13669 6 | 0,0114041 | 0,1366962 | 0,0114041 | 0,1367 | 0,0114041 | 0,1366962 | 0,0114041 | 0,1366962 | 0,011404 | 0,1366962 | |
| **0703, Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Организованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Вахтовый поселок | 0001 | | | 1,693E-06 | 0,0000275 | 1,693E-06 | 2,75E-05 | 1,69E-06 | 0,0000275 | 1,69E-06 | 2,75E-05 | 1,693E-06 | 0,0000275 | 1,693E-06 | 2,75E-05 | 1,693E-06 | 0,0000275 | 1,693E-06 | 2,8E-05 | 1,693E-06 | 0,0000275 | 1,693E-06 | 0,0000275 | 1,69E-06 | 0,0000275 | 2026 |
| ПССН | 0002 | | | 7,2E-08 | 3,112E-05 | 7,2E-08 | 3,11E-05 | 7,2E-08 | 3,112E-05 | 7,2E-08 | 3,11E-05 | 7,2E-08 | 3,112E-05 | 7,2E-08 | 3,11E-05 | 7,2E-08 | 3,112E-05 | 7,2E-08 | 3,1E-05 | 7,2E-08 | 3,112E-05 | 7,2E-08 | 3,112E-05 | 7,2E-08 | 3,1116E-05 | 2026 |
| ПССН | 0007 | | | 1,34E-07 | 1,65E-06 | 1,34E-07 | 1,65E-06 | 1,34E-07 | 1,65E-06 | 1,34E-07 | 1,65E-06 | 1,34E-07 | 1,65E-06 | 1,34E-07 | 1,65E-06 | 1,34E-07 | 1,65E-06 | 1,34E-07 | 1,7E-06 | 1,34E-07 | 1,65E-06 | 1,34E-07 | 1,65E-06 | 1,34E-07 | 0,00000165 | 2026 |
| КРС | 0101 | | | 0,0000008 | 2,75E-06 | 0,0000008 | 2,75E-06 | 8E-07 | 2,75E-06 | 8E-07 | 2,75E-06 | 0,0000008 | 2,75E-06 | 0,0000008 | 2,75E-06 | 0,0000008 | 2,75E-06 | 0,0000008 | 2,8E-06 | 0,0000008 | 2,75E-06 | 0,0000008 | 2,75E-06 | 8E-07 | 0,0000000 275 | 2026 |
| КРС | 0102 | | | 5,87E-07 | 2,75E-06 | 5,87E-07 | 2,75E-06 | 5,87E-07 | 2,75E-06 | 5,87E-07 | 2,75E-06 | 5,87E-07 | 2,75E-06 | 5,87E-07 | 2,75E-06 | 5,87E-07 | 2,75E-06 | 5,87E-07 | 2,8E-06 | 5,87E-07 | 2,75E-06 | 5,87E-07 | 2,75E-06 | 5,87E-07 | 0,0000000 275 | 2026 |
| Итого: | | | | 3,286E-06 | 6,577E-05 | 3,286E-06 | 6,58E-05 | 3,29E-06 | 6,577E-05 | 3,29E-06 | 6,58E-05 | 3,286E-06 | 6,577E-05 | 3,286E-06 | 6,58E-05 | 3,286E-06 | 6,577E-05 | 3,286E-06 | 6,6E-05 | 3,286E-06 | 6,577E-05 | 3,286E-06 | 6,577E-05 | 3,29E-06 | 6,5766E-05 | 2026 |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 3,286E-06 | 6,577E-05 | 3,286E-06 | 6,58E-05 | 3,29E-06 | 6,577E-05 | 3,29E-06 | 6,58E-05 | 3,286E-06 | 6,577E-05 | 3,286E-06 | 6,58E-05 | 3,286E-06 | 6,577E-05 | 3,286E-06 | 6,6E-05 | 3,286E-06 | 6,577E-05 | 3,286E-06 | 6,577E-05 | 3,29E-06 | 6,5766E-05 | |
| **1325, Формальдегид (Метаналь) (609)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Организованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Вахтовый поселок | 0001 | | | 0,01693333 | 0,25 | 0,01693333 | 0,25 | 0,016933 | 0,25 | 0,016933 | 0,25 | 0,016933 | 0,25 | 0,0169333 3 | 0,25 | 0,0169333 3 | 0,25 | 0,0169333 | 0,25 | 0,01693333 | 0,25 | 0,0169333 | 0,25 | 0,016933 | 0,25 | 2026 |
| ПССН | 0002 | | | 0,00083333 | 0,33945 | 0,00083333 | 0,33945 | 0,000833 | 0,33945 | 0,000833 | 0,33945 | 0,0008333 | 0,33945 | 0,0008333 3 | 0,33945 | 0,0008333 | 0,33945 | 0,0008333 | 0,33945 | 0,00083333 | 0,33945 | 0,0008333 | 0,33945 | 0,000833 | 0,33945 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ПССН | 0007 | | | 0,00154167 | 0,018 | 0,00154167 | 0,018 | 0,001542 | 0,018 | 0,001542 | 0,018 | 0,00154 17 | 0,018 | 0,00154 17 | 0,018 | 0,00154167 | 0,018 | 0,001 5417 | 0,018 | 0,00154167 | 0,018 | 0,001 5417 | 0,018 | 0,001542 | 0,018 | 2026 |
| КРС | 0101 | | | 0,008 | 0,025 | 0,008 | 0,025 | 0,008 | 0,025 | 0,008 | 0,025 | 0,008 | 0,025 | 0,008 | 0,025 | 0,008 | 0,025 | 0,008 | 0,025 | 0,008 | 0,025 | 0,008 | 0,025 | 0,008 | 0,025 | 2026 |
| КРС | 0102 | | | 0,00586667 | 0,025 | 0,00586667 | 0,025 | 0,005867 | 0,025 | 0,005867 | 0,025 | 0,005 8667 | 0,025 | 0,00586 67 | 0,025 | 0,00586667 | 0,025 | 0,005 8667 | 0,025 | 0,00586667 | 0,025 | 0,005 8667 | 0,025 | 0,005867 | 0,025 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,033175 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 0,03317 5 | 0,65745 | 0,03317 5 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 2026 |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,033175 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 0,03317 5 | 0,65745 | 0,03317 5 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | 0,033175 | 0,65745 | |
| **2735, Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Вахтовый поселок | 6002 | | | 0,00001625 | 0,0000732 | 0,00001625 | 7,32E-05 | 1,63E-05 | 0,0000732 | 1,63E-05 | 7,32E-05 | 1,625E-05 | 0,0000732 | 1,625E-05 | 7,32E-05 | 0,00001625 | 0,0000732 | 1,625E-05 | 7,3E-05 | 0,00001625 | 0,0000732 | 1,625E-05 | 0,0000732 | 1,63E-05 | 0,0000732 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,00001625 | 0,0000732 | 0,00001625 | 7,32E-05 | 1,63E-05 | 0,0000732 | 1,63E-05 | 7,32E-05 | 1,625E-05 | 0,0000732 | 1,625E-05 | 7,32E-05 | 0,00001625 | 0,0000732 | 1,625E-05 | 7,3E-05 | 0,00001625 | 0,0000732 | 1,625E-05 | 0,0000732 | 1,63E-05 | 0,0000732 | |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,00001625 | 0,0000732 | 0,00001625 | 7,32E-05 | 1,63E-05 | 0,0000732 | 1,63E-05 | 7,32E-05 | 1,625E-05 | 0,0000732 | 1,625E-05 | 7,32E-05 | 0,00001625 | 0,0000732 | 1,625E-05 | 7,3E-05 | 0,00001625 | 0,0000732 | 1,625E-05 | 0,0000732 | 1,63E-05 | 0,0000732 | |
| **2754, Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Организованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Вахтовый поселок | 0001 | | | 0,40922222 | 6 | 0,40922222 | 6 | 0,409222 | 6 | 0,409222 | 6 | 0,4092222 | 6 | 0,4092222 | 6 | 0,40922222 | 6 | 0,4092222 | 6 | 0,40922222 | 6 | 0,4092222 | 6 | 0,409222 | 6 | 2026 |
| ПССН | 0002 | | | 0,02 | 8,48625 | 0,02 | 8,48625 | 0,02 | 8,48625 | 0,02 | 8,48625 | 0,02 | 8,48625 | 0,02 | 8,48625 | 0,02 | 8,48625 | 0,02 | 8,48625 | 0,02 | 8,48625 | 0,02 | 8,48625 | 0,02 | 8,48625 | 2026 |
| ПССН | 0007 | | | 0,037 | 0,45 | 0,037 | 0,45 | 0,037 | 0,45 | 0,037 | 0,45 | 0,037 | 0,45 | 0,037 | 0,45 | 0,037 | 0,45 | 0,037 | 0,45 | 0,037 | 0,45 | 0,037 | 0,45 | 0,037 | 0,45 | 2026 |
| КРС | 0101 | | | 0,19333333 | 0,6 | 0,19333333 | 0,6 | 0,193333 | 0,6 | 0,193333 | 0,6 | 0,1933333 | 0,6 | 0,1933333 | 0,6 | 0,19333333 | 0,6 | 0,1933333 | 0,6 | 0,19333333 | 0,6 | 0,1933333 | 0,6 | 0,193333 | 0,6 | 2026 |
| КРС | 0102 | | | 0,14177778 | 0,6 | 0,14177778 | 0,6 | 0,141778 | 0,6 | 0,141778 | 0,6 | 0,1417778 | 0,6 | 0,1417778 | 0,6 | 0,14177778 | 0,6 | 0,1417778 | 0,6 | 0,14177778 | 0,6 | 0,1417778 | 0,6 | 0,141778 | 0,6 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,80133333 | 16,13625 | 0,80133333 | 16,13625 | 0,801333 | 16,13625 | 0,801333 | 16,13625 | 0,8013333 | 16,13625 | 0,8013333 | 16,13625 | 0,80133333 | 16,13625 | 0,8013333 | 16,1363 | 0,80133333 | 16,13625 | 0,8013333 | 16,13625 | 0,801333 | 16,13625 | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Вахтовый поселок | 6001 | | | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,00092 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 2026 |
| Вахтовый поселок | 6003 | | | 0,01108 | 0,3494 | 0,01108 | 0,3494 | 0,01108 | 0,3494 | 0,01108 | 0,3494 | 0,01108 | 0,3494 | 0,01108 | 0,3494 | 0,01108 | 0,3494 | 0,01108 | 0,3494 | 0,01108 | 0,3494 | 0,01108 | 0,3494 | 0,01108 | 0,3494 | 2026 |
| ПССН | 6031 | | | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,00092 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 2026 |
| ПССН | 6032 | | | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,00092 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 0,000163 | 0,000917 | 2026 |
| ПССН | 6037 | | | 0,01111 | 0,3504 | 0,01111 | 0,3504 | 0,01111 | 0,3504 | 0,01111 | 0,3504 | 0,01111 | 0,3504 | 0,01111 | 0,3504 | 0,01111 | 0,3504 | 0,01111 | 0,3504 | 0,01111 | 0,3504 | 0,01111 | 0,3504 | 0,01111 | 0,3504 | 2026 |
| ПССН | 6044 | | | 0,000051 | 0,0016004 | 0,000051 | 0,0016 | 0,000051 | 0,0016004 | 0,000051 | 0,0016 | 0,000051 | 0,0016004 | 0,0000051 | 0,0016 | 0,0000051 | 0,0016004 | 0,000051 | 0,0016 | 0,000051 | 0,0016004 | 0,000051 | 0,0016004 | 0,000051 | 0,0016004 | 2026 |
| Площадка скважин | 6091 | | | 0,0018382 | 0,0579 | 0,0018382 | 0,0579 | 0,001838 | 0,0579 | 0,0018382 | 0,0579 | 0,0018382 | 0,0579 | 0,0018382 | 0,0579 | 0,0018382 | 0,0579 | 0,0018382 | 0,0579 | 0,0018382 | 0,0579 | 0,0018382 | 0,0579 | 0,001838 | 0,0579 | 2026 |
| КРС | 6102 | | | 0,084 | 2,64902 | 0,084 | 2,64902 | 0,084 | 2,64902 | 0,084 | 2,64902 | 0,084 | 2,64902 | 0,084 | 2,64902 | 0,084 | 2,64902 | 0,084 | 2,64902 | 0,084 | 2,64902 | 0,084 | 2,64902 | 0,084 | 2,64902 | 2026 |
| КРС | 6103 | | | 0,000163 | 0,000808 | 0,000163 | 0,000808 | 0,000163 | 0,000808 | 0,000163 | 0,000808 | 0,000163 | 0,000808 | 0,0000163 | 0,000808 | 0,0000163 | 0,000808 | 0,000163 | 0,00081 | 0,000163 | 0,000808 | 0,000163 | 0,000808 | 0,000163 | 0,000808 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,1087312 | 3,4118794 | 0,1087312 | 3,411879 | 0,108731 | 3,4118794 | 0,108731 | 3,411879 | 0,1087312 | 3,41187 94 | 0,10873 12 | 3,41187 9 | 0,10873 12 | 3,4118794 | 0,1087312 | 3,41188 | 0,1087312 | 3,4118794 | 0,1087312 | 3,4118794 | 0,108731 | 3,41187 94 | 2026 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,91006453 | 19,548129 | 0,91006453 | 19,54813 | 0,910065 | 19,548129 | 0,910065 | 19,54813 | 0,910645 | 19,548129 | 0,9100645 | 19,54813 | 0,9100645 | 19,548129 | 0,910645 | 19,54881 | 0,91006453 | 19,548129 | 0,910645 | 19,548129 | 0,910065 | 19,5481294 | |
| **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)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Неорганизованные источники** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПССН | 6045 | | | 0,000389 | 0,0014 | 0,000389 | 0,0014 | 0,000389 | 0,0014 | 0,000389 | 0,0014 | 0,000389 | 0,0014 | 0,000389 | 0,0014 | 0,000389 | 0,0014 | 0,000389 | 0,0014 | 0,000389 | 0,0014 | 0,000389 | 0,0014 | 0,000389 | 0,0014 | 2026 |
| КРС | 6101 | | | 0,0033 | 0,0054 | 0,0033 | 0,0054 | 0,0033 | 0,0054 | 0,0033 | 0,0054 | 0,0033 | 0,0054 | 0,0033 | 0,0054 | 0,0033 | 0,0054 | 0,0033 | 0,0054 | 0,0033 | 0,0054 | 0,0033 | 0,0054 | 0,0033 | 0,0054 | 2026 |
| Итого: | | | | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | |
| **Всего по загрязняющему веществу:** | | | | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | 0,003689 | 0,0068 | |
| **Всего по объекту:** | | | | **16.8336673** | **287.36845335** | **16,8336673** | **311,111287 1** | **16,8336673** | **314,1486671** | **16,8336673** | **315,553147 1** | **16,83367** | **317,5237** | **16,8336673** | **315,2771071** | **16,8336673** | **313,443537 1** | **16,8336673** | **311,821567 1** | **16,8336673** | **310,556057 1** | **16,8336673** | **309,105447 1** | **16.8336673** | **287.36845335** | |
| Из них: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Итого по организованным источникам:** | | | | **9.78728578 5** | **212.379519516** | **9,78728578 5** | **233,054533 3** | **9,78728578 5** | **233,054533 3** | **9,78728578 5** | **233,054533 3** | **9,787286** | **233,0545** | **9,787285785** | **233,0545333** | **9,787285785** | **233,054533 3** | **9,78728578 5** | **233,054533 3** | **9,78728578 5** | **233,054533 3** | **9,78728578 5** | **233,054533 3** | **9.78728578 5** | **212.379519516** | |
| **Итого по неорганизованным источникам:** | | | | **7.04638151 5** | **74.9889338 34** | **7,04638151 5** | **78,056753 83** | **7,04638151 5** | **81,094133 83** | **7,04638151 5** | **82,498613 83** | **7,046382** | **84,46915** | **7,046381515** | **82,22257383** | **7,046381515** | **80,389003 83** | **7,04638151 5** | **78,767033 83** | **7,04638151 5** | **77,501523 83** | **7,04638151 5** | **76,050913 83** | **7.04638151 5** | **74.988933834** | |

**Передвижные источники загрязнения**

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

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

***Предварительный расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников загрязнения***

ИТОГО ВЫБРОСЫ ОТ СТОЯНКИ АВТОМОБИЛЕЙ

| *Код* | *Примесь* | *Выбросг/с* | *Выброст/год* |
|---|---|---|---|
| 0301 | Азота(IV)диоксид(4) | 0.0020632 | 0.0033723 |
| 0304 | Азот(II)оксид(6) | 0.00033545 | 0.00122296 |
| 0328 | Углерод(593) | 0.00022944 | 0.00019174 |
| 0330 | Серадиоксид(526) | 0.00060534 | 0.00052928 |
| 0337 | Углеродоксид(594) | 0.041878 | 0.037569 |
| 2704 | Бензин(нефтяной,малосернистый)/впересчетенауг лерод/(60) | 0.000978 | 0.000741 |
| 2732 | Керосин(660*) | 0.00428 | 0.002903 |

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

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствие 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.

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

Расчеты выбросов загрязняющих веществ выполнены для всех источников организованных и неорганизованных выбросов, по всем ингредиентам, присутствующимв 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 С12-С19.

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

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

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

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Воздействие на водные объекты**

Снабжение питьевой водой буровых бригад, находящихся в степи, осуществляется привозной водой в 1 л бутылях блоками со ст. Мукур или Жантерек. Воду будут поставлять согласно договора подрядные организации. Вода на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды должны соответствовать санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209.

Вода для хозяйственно-бытовых нужд привозится также согласно договору специализированной организацией.

Буровые бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная. Для хранения воды питьевого качества предусмотрена емкость объемом 5,0 м3.

Максимальное количество человек, проживающих на территории лагеря, составляет 10 человек. Суточное потребление воды составляет 0,125 $м^3$/сут.

Вода для технических нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Для технических нужд вода будет предоставляться подрядными организациями по договору со ст. Мукур или Жантерек.

Объемы потребляемой воды приведены на максимальное потребление.

**Водопотребление при бурение эксплуатационных скважин**

*Пылеподавление*

Расход воды при пылеподавление - 0,3 л/м2.

15 м – ширина поливки поливочной машины.

Потребное количество поливомоечных машин = 1 шт.

Суточный расход воды для пылеподавления составит:

Vсут = Sоб*q* Nсм = 1200 *0,3*1 = 360 л/сут (0,36 м3/сут)
Годовой расход воды для пылеподавления составит:
Vгод= Vм3/сут*Nсут= 0,36 м3/сут * 360 сут = 129,6 м3

Таблица 1.8-9. Расчет водопотребление

| № пп | Наименование работ | Кол-во чел. | Норма на 1 чел./сут. | | Расход воды на скважину, м$^3$, для: | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | питьевой | бытовой | Тех. нужд | хозбытовых нужд | питьевых нужд | Всего |
| 1 | Мобилизация (демобилизация), строительно- монтажные | 30 | 20 | 25 | - | 8,0 | 10,0 | 18,0 |
| 2 | Подготовительные работы к бурению | 25 | 20 | 25 | - | 12,0 | 15,0 | 27,0 |
| 3 | Бурение и крепление | 25 | 20 | 25 | 1753,36 | 110,0 | 140,0 | 2003,36 |
| 4 | Испытание в эксплуатационной колонне | 12 | 20 | 25 | 751,44 | 20,6 | 23,2 | 795,24 |
| **Итого от 1-ой эксплуатационной скважины :** | | | | | **2504,8** | **150,6** | **188,2** | **2843,6** |
| **от 7-ми скв.** | | | | | **17533,6** | **1054,2** | **1317,4** | **19905,2** |

Таблица 1.8-10. Баланс водопотребления и водоотведения при бурения эксплуатационных скважин (№R108, R109, R110, R111, R112, R113, R114)

| Производство | Всего | Водопотребление, тыс.м3/сут. | | | | | | Водоотведение, тыс.м3/сут. | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | На производственные нужды | | | | На хозяйственно – бытовые нужды | Безвозвратное потребление | Всего | Объем сточной воды повторно используемой | Производственные сточные воды | Хозяйственно – бытовые сточные воды | Примечание |
| | | Свежая вода | | Оборотная вода | Повторно-используемая вода | | | | | | | |
| | | всего | в т.ч. питьевого качества | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Контрактная территория | 19,9052 | 2,5012 | 1,3174 | - | - | 1,0542 | 0,1296 | 2,3716 | | 17,5336 | 23,7416 | |

**Водопотребление при бурение оценочной скважины №115**

*Пылеподавление*

Расход воды при пылеподавление - 0,3 л/м2.
15 м – ширина поливки поливочной машины.
Потребное количество поливомоечных машин = 1 шт.
Суточный расход воды для пылеподавления составит:
Vсут = Sоб*q* Nсм = 1200 *0,3*1 = 360 л/сут (0,36 м3/сут)
Годовой расход воды для пылеподавления составит:
Vгод= Vм3/сут*Nсут= 0,36 м3/сут * 360 сут = 129,6 м3

Таблица 1.8-9. Расчет водопотребление

| № пп | Наименование работ | Кол-во чел. | Норма на 1 чел./сут. | | Расход воды на скважину, м$^3$, для: | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | питьевой | бытовой | Тех. нужд | хозбытовых нужд | питьевых нужд | Всего |
| 1 | Мобилизация (демобилизация), строительно- монтажные | 30 | 20 | 25 | - | 8,0 | 10,0 | 18,0 |
| 2 | Подготовительные работы к бурению | 25 | 20 | 25 | - | 12,0 | 15,0 | 27,0 |
| 3 | Бурение и крепление | 25 | 20 | 25 | 1753,36 | 110,0 | 140,0 | 2003,36 |
| 4 | Испытание в эксплуатационной колонне | 12 | 20 | 25 | 751,44 | 20,6 | 23,2 | 795,24 |
| **Итого от 1-ой эксплуатационной скважины :** | | | | | **2504,8** | **150,6** | **188,2** | **2843,6** |

Таблица 1.8-11. Баланс водопотребления и водоотведения при бурение оценочной скважины №115

| Производство | Всего | Водопотребление, тыс.м3/сут. | | | Водоотведение, тыс.м3/сут. | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | На производственные нужды | На | Безвоз | Всего | Объем | Произво | Хозяйст | Примечан |

| | | Свежая вода | | Оборотная вода | Повторно-используемая вода | хозяйственно – бытовые нужды | вратное потребление | | сточной воды повторно используемой | дственные сточные воды | венно – бытовые сточные воды | ие |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | всего | в т.ч. питьевого качества | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Контрактная территория | 2,8436 | 0,4684 | 0,1882 | - | - | 0,1506 | 0,1296 | 0,3388 | | 2,5048 | 0,3388 | |

**Водопотребление при выводе из консервации скважины №76Б**

*Пылеподавление*

Расход воды при пылеподавление - 0,3 л/м2.

15 м – ширина поливки поливочной машины.

Потребное количество поливомоечных машин = 1 шт.

Суточный расход воды для пылеподавления составит:

Vсут = Sоб*q* Nсм = 1200 *0,3*1 = 360 л/сут (0,36 м3/сут)

Годовой расход воды для пылеподавления составит:

Vгод= Vм3/сут*Nсут= 0,36 м3/сут * 118 сут = 42,48 м3

Расчет водоотведения и водопотребления при при выводе из консервации скважины №76Б*:*

| **Потребитель** | **Норма водопотребление, *л*** | **Количество, *чел*** | **Время работ, сутки** | **Водопотребление** | | **Водоотведение** | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | **$м^3$/сут.** | **$м^3$/год** | **$м^3$/сут.** | **$м^3$/год** |
| Питьевые нужды | 0,125 | 10 | 118 | 1,25 | 147,5 | 1 | 118,0 |
| Бытовые нужды | 0,015 | | 118 | 0,15 | 17,8 | 0,12 | 14,16 |
| **Всего** | **-** | **-** | **-** | **1,4** | **165,2** | **1,12** | **132,16** |
| Технические нужды | 8,36 | - | 118 | 8,36 | 986,48 | 6,688 | 789,184 |
| **Итого:** | **-** | **-** | **-** | **8,36** | **986,48** | **6,688** | **789,184** |
| | | | | ***9,76*** | ***1151,68*** | ***7,808*** | ***921,344*** |

Таблица 1.8-12. Баланс водопотребления и водоотведения при выводе из консервации скважины №76Б

| Производство | Всего | Водопотребление, тыс.м3/сут. | | | | | | Водоотведение, тыс.м3/сут. | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | На производственные нужды | | | | На хозяйственно – бытовые нужды | Безвозвратное потребление | Всего | Объем сточной воды повторно используемой | Производственные сточные воды | Хозяйственно – бытовые сточные воды | Примечание |
| | | Свежая вода | | Оборотная вода | Повторно-используемая вода | | | | | | | |
| | | всего | в т.ч. питьевого качества | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Контрактная территория | 1,15168 | 0,20778 | 0,1475 | - | - | 0,0178 | 0,04248 | 0,13216 | - | 0,789184 | 0,13216 | - |

**Водопотребление при эксплуатации месторождения**

Расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации

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

Таблица 1.8-13. Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации

| Производс | Всего | Водопотребление, тыс.м3/сут. | Водоотведение, тыс.м3/сут. |
|---|---|---|---|

| тво | | На производственные нужды | | | | На хозяйственно – бытовые нужды | Безвозвратное потребление | Всего | Объем сточной воды повторно используемой | Производственные сточные воды | Хозяйственно – бытовые сточные воды | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Свежая вода | | Оборотная вода | Повторно-используемая вода | | | | | | | |
| | | всего | в т.ч. питьевого качества | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Контрактная территория | 3,5624 | 0,511 | 0,45625 | - | - | 0,05475 | - | 0,4088 | - | 2,44112 | 0,4088 | - |

*Водоотведение.* Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик с насосной установкой, где происходит грубая механическая очистка стоков. По мере его наполнения стоки будут окачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения близлежащего населенного пункта по договору.

Вывоз сточных вод осуществляет согласно договору заключенному со специализированной организацией ТОО «Макаттехсервис» или аналог.

Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Территория расположения септиков подлежит засыпке и рекультивации.

Наибольший объем БСВ в процессе производства образуется при охлаждении штоков шламовых насосов, мытье рабочей площадки буровой вышки, очистке буровых растворов от выбуренной породы и зачистке емкостей циркуляционной системы от осадка бурового раствора.

Буровые сточные воды представляют собой устойчивые многокомпонентные суспензии, содержащие нефть и нефтепродукты, минеральные и органические вещества, находящиеся в них в виде взвесей в растворенном и коллоидном состоянии. В растворенном виде в них присутствуют минеральные соли натрия, калия, кальция, магния и растворенные в воде химреагенты. Основными загрязнителями буровых сточных вод являются взвешенные частицы, 80% которых имеют размеры 2 мкм. Устойчивость последних дополнительно усиливается химреагентами, стабилизирующими водоглинистые суспензии.

Наиболее рациональным направлением утилизации буровых сточных вод является максимально возможное вовлечение их в систему оборотного водоснабжения с ориентацией на повторное использование для технических нужд бурения.

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

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

Участок находится за пределами водоохранных зон и полос.

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

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

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

Подземные воды приурочены к протерозойским и палеозойским породам кристаллического фундамента и мезозой-кайназойским рыхлым образованиям. Подземные воды коренных пород, в основном, распространены в горной части района. Здесь, преимущественно, развиты трещинно-карстовые воды, циркулирующие в карбонатных отложениях тамдинской серии.

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

Основным источником питания подземных вод района являются атмосферные осадки.

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

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

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

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

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

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

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

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

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

• соблюдение технологического регламента на проведение буровых работ;

• своевременный ремонт аппаратуры;

• недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.

Рекомендации по охране подземных вод:

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

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

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

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

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

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

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

**Тепловое, электромагнитное, шумовое и др. воздействия**

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

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

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

К основным источникам физических воздействий (шум, вибрация) в период проведения работ

относятся ДВС техники и автотранспорта.

Источники радиационного излучения на площадке отсутствуют.

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

Источников электромагнитного излучения на предприятии нет.

В районе расположения природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

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

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.

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

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

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на участке планируется

проводить следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным мар- шрутам 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, нефте- продуктами 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 замазученных участков, в случае возникновения;
- заправка спецтехник будут осуществляться в действубщих автозаправках.

**Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат**

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

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

При соблюдении мероприятий по охране почвенно-растительного слоя от разрушения и загрязнения реализация проекта заметных изменений рельефа земной поверхностине 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 газопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;
- проведение мониторинга недр на месторождении.
- Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

**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 месторождении на растительность, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км2;

- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

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

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

• осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории. Вокруг площадки сделать ограждения;

• рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны. Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;

• ликвидация выявленных нефтезагрязненных участков;

• охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях;

• использование при проведении работ технически исправного, экологически безопасного оборудования и техники;

• использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки осуществлять только по утвержденным трассам;

• в местах хранения отходов исключить возможность их попадание в почвы;

• с целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотреть ведение производственного экологического контроля.

**Факторы воздействия на животный мир**

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

• прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.).

• косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

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

Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной 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 гнёзд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта. Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

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

• изъятие и уничтожение части местообитания;

• усиление фактора беспокойства;

• сокращение площади местообитаний;

• качественное изменение среды;

• движение автотранспорта.

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

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;

- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;

- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пресекающих миграционные пути животных;

- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;

- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;

- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;

- соблюдение норм шумового воздействия;

- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;

- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;

- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;

- проведение мониторинга животного мира.

## 1.9. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления постутилизации 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,т ранспортировке, 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.

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 следующаая 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 различныхотходов не разрешается.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшитьуровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий насостояниеотходов.

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

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.

*Основными отходами при бурении и расконсервации скважин являются*:

Промасленная ветошь (150202*)
Отработанные масла (130206*)
Отработанные ртутьсодержащие лампы (200121*)
Емкости из под масла (150110*)
Тара из-под химреагентов (150110*)
Буровой шлам (010505*)
Отработанный буровой раствор (010506*)
Огарки сварочных электродов (120113)
Твердо-бытовые отходы (200301)
Металлолом (160117).

*Основными отходами при эксплуатации месторождения являются:*

Отработанные аккумуляторы (160601*)
Отработанные масла (130206*)
Промасленная ветошь (150202*)
СИЗ (замазученная)(опасные)
Отходы резинотехнических изделий (замазученные) (13 08 99*)
Отработанные масляные фильтры (160107*)
Отработанный антифриз (16 01 14*)
Донные шламы (05 01 03*)
Тара из-под химреагентов (150110*)
Отработанные картриджи (160213*)
Отработанные ртутные лампы (200121*)
Твердые бытовые отходы (200301)
Отработанные светодиодные лампы (20 01 36)
Металлолом (160117)
Огарки электродов (120113)
Отработанные автошины (160103)
Отработанные воздушные фильтры (15 02 03)
Пищевые отходы (20 01 08)
Бумага, картон (20 01 01)
Пластик (20 01 39)
Стекло (20 01 02)
Бракованное электрооборудование (160214).

*Отработанные люминесцентные лампы* образуются вследствие исчерпания 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 металлолом.

*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.

*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.

*Отработанные масляные фильтры*

Смена фильтров проводится при техническом обслуживании автомобиля, связанной с заменой масла или через 10000 км. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

*Отработанные воздушные фильтры*

Смена воздушных фильтров осуществляется через каждые 10 тыс.км у автотранспорта, 350 мото-часов у дизельных генераторов и 500 мото-часов у ГПЭС. Замена воздушных фильтров у автотранспорта и спецтехники производится в специализированных сервис-центрах, расчет образования не приводится. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

*Отработанные автошины* образуются в процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры. Количество изношенных шин автомобилей определяется по удельным показателям в зависимости от пробега автомобилей. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, 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.

Хранится в металлических контейнерах и передастся в специализированное предприятие.

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

*Отработанные аккумуляторные батареи*

В процессе эксплуатации генераторов, спецтехники и автотранспорта выходят из строя аккумуляторные батареи, которые подлежат списанию и сдаче по договору в специализированную организацию на переработку. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

*Отработанный антифриз*

В процессе эксплуатации газогенераторов и дизельных электростанций для оптимальной работы охладительной системы производится замена охлаждающей жидкости двигателей (антифриз) по результатам визуального осмотра. Замена антифриза от автотранспорта производится в специализированных сервис-центрах. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

*Отработанные картриджи*

По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

*Отработанные светодиодные лампы* образуются в результате утраты светодиодными лампами потребительских свойств. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

*Пищевые отходы* образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме (остатки пищи). Собираются в металлических контейнерах, установленные на бетонные покрытия. Образуются в результате не производственной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий.

*СИЗ (замазученная)*. Всем рабочим выдаётся 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. Сбор и хранения отходов предусматривается в специальных контейнерах и на специально отведенных площадках, с последующей передачей сторонней организацией по договору.

*Отходы резинотехнических изделий (замазученные)*

Замазученные резинотехнические изделия образуются в процессе ремонта оборудования, в основном насосов для перекачки нефти и представлены подлежащими замене прокладками, сальниками от насосов, резинками клапанов, поршней, ремнями и др. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

*Применив раздельный сбор бумаги, стекла, пластмассы (пластика*) и пищевых отходов от ТБО, соответственно из расчета формирования ТБО высчитываем процентное содержание бумаги, пластмассы (пластика), стекла и пищевых отходов.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, атакже в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будутхраниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- ипожароопасногоучастка.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*

**Предварительный расчет количества образования отходов при бурении эксплуатационных скважин**

При бурении 1-ой эксплуатационной скважины общее 1364,5734 тонн (от 7-ми скважин № №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 всего 9552,0138 тонн).

***Промасленная ветошь***

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

Объем образования отхода определяют по формуле:

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

$$M = 0{,}12 * M_0$$

$$W = 0{,}15 * M_0$$

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

М – норматив содержания масла в ветоши

W– норматив содержания влаги в ветоши

| скв. | $M_0$ | M | W | $M_{обр}$, т |
|---|---|---|---|---|
| на стр. 1 скв | 0,105 | 0,0126 | 0,0158 | 0,1334 |

***Отработанные масла***

Количество отработанного масла рассчитано по формуле:

$$M_{обр} = (N_b * N_d) * 0.25, \quad т/год$$

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

$N_d$ – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на дизельном топливе, 1,75 т;

$N_b$ - нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на бензине, 1,87 т;

| Наименование | Nd, т | $M_{обр}$, т/скв. |
|---|---|---|
| Отработанные масла | 12,55 | 3,1375 |

***Отработанные ртутьсодержащие лампы (люминесцентные лампы)***

Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

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

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 | Тр | N, шт | m, кг | N, т/скв. |
|---|---|---|---|---|---|
| 90 | 6600 | 15000 | 39,6 | 0,2 | 0,0079 |

***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 * m* 0,001, 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 | Мобрі, т/скв. |
|---|---|---|---|
| 5257 | 186 | 10 | 0,2826 |

***Тара из-под химреагентов***

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

**$M_{отх.}$ = N * m , т/год.**

Количество тары данного объема - N шт./год,
Средняя масса единичной тары – m, т.

| N, шт | m, т | Мотх, т/скв. |
|---|---|---|
| 2570 | 0,0001 | 0,257 |

**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. Обьем выбуренной породы при строительстве скважин

$$V_П = n * K_К * R^2 * L$$

2. Обьем бурового шлама

$$V_{БШ} = K_Р * V_П$$

3. Обьем отработанного бурового раствора

$$V_{обр} = K_Р * V_п * K + 0,5 *$$

Vц 1,052

Ккоэффициент, учитывающий потери бурового раствора,уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе

4. Обьем буровых сточных вод

$$V_{БСВ} = 2 * V_{ОБР}$$

| | | |
|---|---|---|
| Итого обьем всей скважины,Vп | $м^3$ | 171,4 |
| Обьем бурового шлама | $м^3$ | 259,3 |
| Обьем отработанного раствора,$V_{ОБР}$ | $м^3$ | 308,61 |
| Обьем буровых сточных вод,$V_{БСВ}$ | $м^3$ | 664,9 |
| Суммарный обьем отходов бурения | $м^3$ | 1 237,2 |
| Объем экологической емкости | $м^3$ | 1 361,0 |

*Отработанный буровой раствор (ОБР)* – один из видов сточных вод при строительстве скважин. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем органических

примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.

Буровой раствор, применяемый при бурении скважин, готовится в блоках приготовления бурового раствора, хранится в металлических емкостях.

Расчетный объем ОБР на скважину м равен **308,61 м$^3$.**

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

Расчетный объем буровых сточных вод на одну скважину составит:

$V_{БСВ}$ = 2 х 308,61= **617,22** м$^3$.

**Количество отработанных буровых сточных вод**

Количество отработанных буровых сточных вод определяется по формуле:

$Q = V_{БСВ} * \rho_{бсв}$

$V_{бсв}$ – объем буровых сточных вод, м$^3$;

$\rho_{бсв}$ – удельный вес буровых сточных вод, 1,05 т/ м$^3$;

**Q = 617,22 х 1,05 = 648,1 т/период.**

Весь объем образующихся производственных сточных вод за весь период по системе канализационных стоков будет направляться в резервуар сбора буровых сточных вод, затем в систему очистки. Условно чистая техническая вода может использоваться на текущие технологические нужды.

Очистка производственных сточных вод будет осуществляться по мере их образования и сбора. Часть воды, потребляемой на производственно-технологические нужды, будет потеряна безвозвратно (фильтрация в горные породы в процессе промывки скважины, доувлажнение выбуренной породы, приготовление тампонажного раствора и т.д.). При этом, безвозвратные потери воды в блоке очистки, по опыту водопользования при строительстве скважин, составят 5 %.

| Наименование отхода бурения | Плотность т/м3 | Для скважины | |
|---|---|---|---|
| | | м3 | тонн |
| Буровой шлам | 2,7 | 259,3 | 700,0 |
| Отработанный буровой раствор | 2,1 | 308,61 | 648,09 |
| **Итого отходы бурения** | | | **1346,04** |
| Буровые сточные воды | 1,05 | 617,22 | 648,1 |
| **Итого сточная вода** | | | **648,1** |

***Огарки сварочных электродов***

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

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

где: М – фактический расход электродов, 1,0 т

ά – доля электрода в остатке, равна 0,015

| **М** | **Ά** | **$M_{обр}$, т/скв.** |
|---|---|---|
| 1,0 | 0,015 | 0,015 |

***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: Vсут = 360/365 = 0,986 кг/сутки.

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

М = Vсут х Т х n,

Где: n – ориентировочное количество человек, n=40.

Т - время проведения проектируемых работ. СМР, подготовительные работы к бурению, бурение и крепление, испытание – 360 дней;

М = 0,986*360*30 = 10648,8 кг или 10,65 тонн.

| **Наименование** | **n** | **М, т/скв.** |
|---|---|---|
| ТБО | 40 | 10,65 |

***Металлолом***

Металлолом образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Объем образования составит.

| $M_{обр}$, т |
|---|
| 2,0 |

Общий объем образования отходов

| Наименование отходов | Образующиеся отходы |
|---|---|
| | От 1-ой скважины |
| Промасленная ветошь 150202* | 0,1334 |
| Отработанные масла 130208* | 3,1375 |
| Отработанные ртутьсодержащие лампы 200121* | 0,0079 |
| Металлические емкости из под масла 150110* | 0,2826 |
| Тара из-под химреагентов 150110* | 0,257 |
| Буровой шлам 010506* | 700,0 |
| Отработанный буровой раствор 010506* | 648,09 |
| Огарки сварочных электродов 120113 | 0,015 |
| Твердо-бытовые отходы 200301 | 10,65 |
| Металлолом 170407 | 2,0 |
| итого от 1-ой скважины | 1364,5734 |
| **ВСЕГО от 7-ми скважин** | **9552,0138** |

**Таблица 1.9.2-1. – Ориентировочные лимиты накопления отходов, при бурения эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114**

| **Наименование отходов** | **Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год** | **Лимит накопления, тонн** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **2028 г. (2-х скв. R108, R109)** | **2029 г. (2-х скв. R112, R113)** | **2030 г. (2-х скв. R110, R111)** | **2031 г. (1-ой скв. R114)** |
| 1 | 2 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Всего | - | 2729,1468 | 2729,1468 | 2729,1468 | 1364,5734 |
| в том числе отходов производства | - | 2707,8468 | 2707,8468 | 2707,8468 | 1353,9234 |
| отходов потребления | - | 21,3 | 21,3 | 21,3 | 10,65 |
| **Опасные отходы** | | | | | |
| Промасленная ветошь | - | 0,2668 | 0,2668 | 0,2668 | 0,1334 |
| Отработанные масла | - | 6,275 | 6,275 | 6,275 | 3,1375 |
| Отработанные ртутьсодержащие лампы | - | 0,0158 | 0,0158 | 0,0158 | 0,0079 |
| Металлические емкости из под масла | - | 0,5652 | 0,5652 | 0,5652 | 0,2826 |
| Тара из-под химреагентов | - | 0,514 | 0,514 | 0,514 | 0,257 |
| Буровой шлам | - | 1400 | 1400 | 1400 | 700,0 |
| Отработанный буровой раствор | - | 1296,18 | 1296,18 | 1296,18 | 648,09 |
| **Неопасные отходы** | | | | | |
| Огарки сварочных электродов | - | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,015 |
| Твердо-бытовые отходы | - | 21,3 | 21,3 | 21,3 | 10,65 |
| Металлолом | - | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 2,0 |

**Предварительный расчет количества образования отходов при бурении оценочной скважины №115**

При бурении 1-ой оценочной скважины общее 1364,5734 тонн.

***Промасленная ветошь***

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

Объем образования отхода определяют по формуле:

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

$$M = 0,12 * M_0$$

$$W = 0,15 * M_0$$

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

M – норматив содержания масла в ветоши
W– норматив содержания влаги в ветоши

| скв. | $M_0$ | M | W | $M_{обр}$, т |
|---|---|---|---|---|
| на стр. 1 скв | 0,105 | 0,0126 | 0,0158 | 0,1334 |

***Отработанные масла***

Количество отработанного масла рассчитано по формуле:

$$M_{обр} = (N_b * N_d) * 0.25, \quad т/год$$

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

$N_d$ – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на дизельном топливе, 1,75 т;

$N_b$ - нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на бензине, 1,87 т;

| Наименование | Nd, т | $M_{обр}$, т/скв. |
|---|---|---|
| Отработанные масла | 12,55 | 3,1375 |

***Отработанные ртутьсодержащие лампы (люминесцентные лампы)***

Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

$$M_{обр} = n * T / T_р, \quad шт/год,$$

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 | Тр | N, шт | m, кг | N, т/скв. |
|---|---|---|---|---|---|
| 90 | 6600 | 15000 | 39,6 | 0,2 | 0,0079 |

***Емкость из-под масла***

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

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P * m * 0,001, т/скв.$$

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 | Мобрі, т/скв. |
|---|---|---|---|
| 5257 | 186 | 10 | 0,2826 |

***Тара из-под химреагентов***

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

$$M_{отх.} = N * m, т/год.$$

Количество тары данного объема - N шт./год,
Средняя масса единичной тары – m, т.

| N, шт | m, т | Мотх, т/скв. |
|---|---|---|
| 2570 | 0,0001 | 0,257 |

**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. Обьем выбуренной породы при строительстве скважин

$$V_П = n * K_К * R^2 * L$$

2. Обьем бурового шлама

$$V_{БШ} = K_Р * V_П$$

3. Обьем отработанного бурового раствора

$$V_{обр} = K_Р * V_п * K + 0,5 *$$

Vц 1,052

Ккоэффициент, учитывающий потери бурового раствора,уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе

4. Объем буровых сточных вод

$V_{БСВ} = 2 * V_{ОБР}$

| | | |
|---|---|---|
| Итого обьем всей скважины,Vп | $м^3$ | 171,4 |
| Обьем бурового шлама | $м^3$ | 259,3 |
| Обьем отработанного раствора,$V_{ОБР}$ | $м^3$ | 308,61 |
| Обьем буровых сточных вод,$V_{БСВ}$ | $м^3$ | 664,9 |
| Суммарный обьем отходов бурения | $м^3$ | 1 237,2 |
| Объем экологической емкости | $м^3$ | 1 361,0 |

*Отработанный буровой раствор (ОБР)* – один из видов сточных вод при строительстве скважин. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.

Буровой раствор, применяемый при бурении скважин, готовится в блоках приготовления бурового раствора, хранится в металлических емкостях.

Расчетный объем ОБР на скважину м равен **308,61 м$^3$.**

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

Расчетный объем буровых сточных вод на одну скважину составит:

$V_{БСВ}$ = 2 х 308,61= **617,22** м$^3$.

**Количество отработанных буровых сточных вод**

Количество отработанных буровых сточных вод определяется по формуле:

$Q = V_{БСВ} * \rho_{бсв}$

$V_{бсв}$ – объем буровых сточных вод, м$^3$;

$\rho_{бсв}$ – удельный вес буровых сточных вод, 1,05 т/ м$^3$;

**Q = 617,22 х 1,05 = 648,1 т/период.**

Весь объем образующихся производственных сточных вод за весь период по системе канализационных стоков будет направляться в резервуар сбора буровых сточных вод, затем в систему очистки. Условно чистая техническая вода может использоваться на текущие технологические нужды.

Очистка производственных сточных вод будет осуществляться по мере их образования и сбора. Часть воды, потребляемой на производственно-технологические нужды, будет потеряна безвозвратно (фильтрация в горные породы в процессе промывки скважины, доувлажнение выбуренной породы, приготовление тампонажного раствора и т.д.). При этом, безвозвратные потери воды в блоке очистки, по опыту водопользования при строительстве скважин, составят 5 %.

| Наименование отхода бурения | Плотность т/м3 | Для скважины | |
|---|---|---|---|
| | | м3 | тонн |
| Буровой шлам | 2,7 | 259,3 | 700,0 |
| Отработанный буровой раствор | 2,1 | 308,61 | 648,09 |
| **Итого отходы бурения** | | | **1346,04** |
| Буровые сточные воды | 1,05 | 617,22 | 648,1 |
| **Итого сточная вода** | | | **648,1** |

***Огарки сварочных электродов***

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

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

где: М – фактический расход электродов, 1,0 т

ά – доля электрода в остатке, равна 0,015

| **М** | **Á** | **$M_{обр}$, т/скв.** |
|---|---|---|
| 1,0 | 0,015 | 0,015 |

***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: Vсут = 360/365 = 0,986 кг/сутки.

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

М = Vсут х Т х n,

Где: n – ориентировочное количество человек, n=40.

Т - время проведения проектируемых работ. СМР, подготовительные работы к бурению, бурение и крепление, испытание – 360 дней;

М = 0,986*360*30 = 10648,8 кг или 10,65 тонн.

| **Наименование** | **n** | **М, т/скв.** |
|---|---|---|
| ТБО | 40 | 10,65 |

***Металлолом***

Металлолом образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Объем образования составит.

| **$M_{обр}$, т** |
|---|
| 2,0 |

Общий объем образования отходов

| Наименование отходов | Образующиеся отходы |
|---|---|
| | От 1-ой скважины |
| Промасленная ветошь 150202* | 0,1334 |
| Отработанные масла 130208* | 3,1375 |
| Отработанные ртутьсодержащие лампы 200121* | 0,0079 |
| Металлические емкости из под масла 150110* | 0,2826 |
| Тара из-под химреагентов 150110* | 0,257 |
| Буровой шлам 010506* | 700,0 |
| Отработанный буровой раствор 010506* | 648,09 |
| Огарки сварочных электродов 120113 | 0,015 |
| Твердо-бытовые отходы 200301 | 10,65 |
| Металлолом 170407 | 2,0 |
| итого от 1-ой скважины | 1364,5734 |

**Таблица 1.9.2-2. – Ориентировочные лимиты накопления отходов, при бурения оценочной скважины №115 на 2028-2029 годы**

| **Наименование отходов** | **Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год** | **Лимит накопления, т/год** |
|---|---|---|
| Всего | - | 1364,5734 |
| в том числе: | | |
| отходов производства | - | 1353,9234 |
| отходов потребления | - | 10,65 |
| **Опасные отходы** | | |
| Промасленная ветошь | - | 0,1334 |
| Отработанные масла | - | 3,1375 |
| Отработанные ртутьсодержащие лампы | - | 0,0079 |
| Металлические емкости из под масла | | 0,2826 |
| Тара из-под химреагентов | | 0,257 |
| Буровой шлам | | 700,0 |
| Отработанный буровой раствор | | 648,09 |
| **Неопасные отходы** | | |
| Огарки сварочных электродов | - | 0,015 |
| Твердо-бытовые отходы | - | 10,65 |
| Металлолом | - | 2,0 |

**При выводе из консервации скважины №76Б**

***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:

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

$$\mathbf{M=0,12*M_0 W=0,15*M_0}$$

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

М – норматив содержания масла в ветоши

W– норматив содержания влаги в ветоши

| | $M_0$ | M | W | $M_{обр}$, 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 = Nм * (1 - 0,25), т/скв.

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

$N_м$ – 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 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:

$$\mathbf{M_{обр}=n * T / T_р, \quad шт/год,}$$

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 | Tp | N, шт | m, кг | $M_{обр}$, т |
|---|---|---|---|---|---|---|
| на стр. 1 скв | 90 | 8880 | 15000 | 53,28 | 0,2 | 0,0079 |

***Емкость 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, 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 | Мобрі, 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:

$$\mathbf{M_{отх.} = N * m \text{ , т/год.}}$$

Количество тары данного объема - N шт./год,

Средняя масса единичной тары – m, т.

| | N, шт | m, т | Мотх, т |
|---|---|---|---|
| на стр. 1 скв | 2250 | 0,0001 | 0,225 |

**Расчет отходов бурения**

2. Объем отходов бурения на одну скважину:

2.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

***Vш= Vп х 1,2;***

где $К_1$= 1,2 - коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

2.2. Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$V_{ОБР} = 1.2 \times K_2 \times Vп + 0,5 \times Vц;$

где $К_2$- коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052.

При повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется (на 0,25).

Vц - объем циркуляционной системы буровой установки.

2.3. Объем буровых сточных вод рассчитывается по формуле:

$V_{БСВ}=0,25 \times V_{ОБР};$

**Объем образование бурового шлама 130,78 м3 * 2,7 т/м3 = 133,48 тонн/скв.**

**ОБР в объеме 67,258 м3 * 2,1 т/м3 = 141,2424 тонн/скв.**

**Количество отработанных буровых сточных вод**

Количество отработанных буровых сточных вод определяется по формуле:

$Q = V_{БСВ} * \rho_{бсв}$

$V_{бсв}$ – объем буровых сточных вод, $м^3$;

$\rho_{бсв}$ – удельный вес буровых сточных вод, 1,05 т/ $м^3$;

**Q = 134,516 х 1,05 = 141,2418 т/период.**

ρш – удельный вес бурового шлама 2,7

ρобр – удельный вес отработанного бурового раствора 2,1

ρбсв - удельный вес бур.сточных вод 1,05

Расчетные объемы бурения

| Наименование отхода бурения | Ед. измерения | от 1-й скважины |
|---|---|---|
| Буровой шлам | т. | 133,48 |
| Отработанный буровой раствор | т. | 141,2424 |
| **Итого отходы бурения** | **т.** | **274,7224** |
| Буровые сточные воды | м3 | 8,32 |
| **Итого сточная вода** | **т.** | 8,736 |

***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:

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

где: М – фактический расход электродов,0,12 т

ά – доля электрода в остатке, равна 0,015

| | М | Á | $М_{обр}$, т |
|---|---|---|---|
| на стр. 1 скв | 0,12 | 0,015 | 0,0018 |

***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: Vсут = 360/365 = 0,986 кг/сутки.

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

М = Vсут х Т х n,

Где: n – ориентировочное количество человек, n=40.

Т - время проведения проектируемых работ. СМР, подготовительные работы к бурению, бурение и крепление, испытание – 200 дней;

М = 0,986*200*40 = 7888 кг или 7,9 тонн.

| Наименование | n | М, т/скв. |
|---|---|---|
| ТБО | 40 | 7,9 |

***Металлолом***

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

| | $M_{обр}$, т |
|---|---|
| на стр. 1 скв | 10 |

Общий объем образования отходов

| Наименование отходов | Образующиеся отходы, тонн |
|---|---|
| | От 1-ой скважины |
| Промасленная ветошь | 0,035 |
| Отработанные масла | 6,244 |
| Отработанные ртутьсодержащие лампы | 0,0079 |
| Металлические емкости из под масла | 0,2473 |
| Тара из-под химреагентов | 0,225 |
| Буровой шлам | 133,48 |
| Отработанный буровой раствор | 141,2424 |
| Огарки сварочных электродов | 0,0018 |
| Твердо-бытовые отходы | 7,9 |
| Металлолом | 10 |
| Всего: | 299,3834 |

**Таблица 1.9.2-3. – Ориентировочные лимиты накопления отходов, при выводе из консервации скважины №76Б в 2027 году**

| Наименование отходов | Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год | Лимит накопления, т/год |
|---|---|---|
| Всего | - | 299,3834 |
| в том числе: | | |
| отходов производства | - | 7,9 |
| отходов потребления | - | 291,4834 |
| **Опасные отходы** | | |
| Промасленная ветошь | - | 0,035 |
| Отработанные масла | - | 6,244 |
| Отработанные ртутьсодержащие лампы | - | 0,0079 |
| Металлические емкости из под масла | | 0,2473 |
| Тара из-под химреагентов | | 0,225 |
| Буровой шлам | | 133,48 |
| Отработанный буровой раствор | | 141,2424 |
| **Неопасные отходы** | | |
| Огарки сварочных электродов | - | 0,0018 |
| Твердо-бытовые отходы | - | 7,9 |
| Металлолом | - | 10 |

**При эксплуатации месторождения**

***Твердые бытовые отходы (ТБО)***

*Расчетная методика: РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства»*

Расчет объема формирования ТБО производится по следующей формуле:

$M = V_{год} * n$,

где **n** – количество человек; по месторождению – 50; количество подрядчиков в год – 5;

$V_{год}$ – 360 кг на 1 чел. в год для месторождения (норма согласно РНД 03.1.0.3.01-96 как для кварталов с неблагоустроенным жилым фондом);

Таким образом, возможное количество формирования ТБО в год ожидается в следующем

объеме:

**М = 360 * 55 = 19800 кг/год или 19,8 т/год**

***Смет с территории***

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

Расчет количества *(т/год)* данного вида отхода выполняется согласно формуле:

***М = S*0.005, т/год,***

где **S** - площадь убираемых территорий (площадь твердых покрытий, подлежащая уборке - территория вокруг построек, складские помещения и др.), $м^2$ (6 $м^2$);

**0.005** - нормативное количество смета, т/м2.

**М = 6*0.005 = 0,03 т/год**

*Т.к. смет с территории сдается в общей массе с твердо-бытовыми отходами, общий объем образования ТБО в год составит:*

**М = 7,2т/год + 0,03 т/год = 7,23 т/год**

*Согласно морфологическому составу ТБО (Приложение 1 к Методике по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от полигонов твердых бытовых*

*отходов, РК) процентное содержание бумаги, картона составляет – 32%, пищевых отходов – 35%, пластмассы – 4%, стекла – 3%.*

*В настоящее время отходы ТБО складируются в общей массе.*

*Применив раздельный сбор бумаги, стекла, пластмассы (пластика) и пищевых отходов от ТБО, соответственно из расчета формирования ТБО высчитываем процентное содержание бумаги, пластмассы (пластика), стекла и пищевых отходов.*

***ВСЕГО объем образования отходов составит:***

**Бумага, картон: 7,23 т/год * 32/100 = 2,3т/год**

**Пищевые отходы: 7,23 т/год * 35/100 = 2,5 т/год**

**Пластмасса (пластик): 7,23 т/год * 4/100 = 0,28 т/год**

**Стекло: 7,23 т/год * 3/100 = 0,22 т/год**

**ИТОГО объем ТБО: 19,8 т/год – 2,3 т/год – 2,5 т/год – 0,28 т/год – 0,22 т/год = 14,5 т/год**

| ***Итого*** | ***т/год*** |
|---|---|
| ***ТБО*** | ***14,5*** |

***Огарки сварочных электродов***

*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.*

Норма образования отхода составляет согласно п.2.22 расчетной методики:

***N = $M_{ост}$*α, т/год,***

где: **N** – норма образования отхода, т/год

**$M_{ост}$** – расход электродов, 1000 кг/год или 1,0 т/год

**α** – остаток электрода, **α** = 0,015.

**N = 1,0*0,015 = 0,015 т/год**

| ***Итого*** | ***т/год*** |
|---|---|
| ***Огарки сварочных электродов*** | ***0,015*** |

***Отработанные автошины***

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры.

Количество изношенных шин автомобилей определяется по удельным показателям в зависимости от пробега автомобилей. Удельные показатели по изношенным шинам приняты для разных видов транспорта из «Сборника удельных показателей образования отходов производства и потребления», Москва 1999 г. и составляют на 10 тыс. км пробега следующие величины:

| | |
|---|---|
| Для легковых | 3,7 кг |
| Для грузовых | 19,1 кг |
| Дл автобусов | 17,3 кг |

**Расчет образования изношенных шин.**

| № | Тип | Вид топлива | Пробег, км | Уд. вес на 10 тыс. км пробега | Итого вес использ. ветоши, т |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Грузовой | Дизель | 530 | 19,1 | 0,1337 |
| 2 | Легковой | Бензин | 320 | 3,7 | 0,0237 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | **0,1574** |

Данные по изнашиваемости шин даны для асфальтированных покрытий дорог. Для гравийных и грунтовых дорог принимается коэффициент 2, за счёт большей изнашиваемости автомобильных покрышек.

***Всего количество изношенных шин составит - 0,1574 т/год.***

***Отходы резинотехнических изделий (замазученные)***

Замазученные резинотехнические изделия образуются в процессе ремонта оборудования, в основном насосов для перекачки нефти и представлены подлежащими замене прокладками, сальниками от насосов, резинками клапанов, поршней, ремнями и др.

Объем образования резинотехнических изделий принят исходя из возможного фактического объема образования и составляет – 20 кг в год или 0,02 тонн/год.

| ***Итого*** | ***т/год*** |
|---|---|
| **Отходы резинотехнических изделий (замазученные)** | **0,02** |

***Промасленная ветошь***

*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.*

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей оборудования, в результате эксплуатации и проведения технического обслуживания различного вида оборудования нефтепромысла, а также при проведении капитального ремонта скважин.

Для отреза ткани связь между весом отреза и количеством погонных метров отреза очевидно выражается следующим образом:

метраж = ширина (м) / вес одного погонного метра ткани (кг/м$^2$), где вес одного погонного метра = плотность (кг/м$^2$) * ширину (м)

плотность ткани - 240 г/м$^2$ (или 0,24 кг/м$^2$); ширина - 120 см или 1,2 м;

Узнаем вес одного погонного метра ткани = 0,24 * 1,2 = 0,288 кг Количество метров ткани в год = 1500

Итого вес составит: 0,288 кг * 1500 м = 432 кг/год или 0,432 т/год

Состав промасленной ветоши (%): тряпье – 73; масло – 12; влага – 15.

Расчет образования промасленной ветоши произведен в соответствии с формулой п. 2.32 расчетной методики:

***N = Mo + M + W, т/год,***

где: $M_O$ – поступающее количество ветоши, т/год, Mo = 0,432; M – норматив содержания в ветоши масел, $M=0,12*M_O$;

W – нормативное содержание в ветоши влаги, $W=0,15*M_O$; M = 0,12 * 0,432 = 0,0518

W = 0,15 * 0,432 = 0,0648

**Итого: N = 0,432 + 0,0518 + 0,0648 = 0,5486 т/год**

| ***Итого*** | ***т/год*** |
|---|---|
| ***Промасленная ветошь*** | ***0,5486*** |

***Отработанные СИЗ (замазученные)***

Объем образования отработанных СИЗ принят исходя из возможного фактического объема образования и составляет – 60 кг в год или 0,06 тонн/год.

| ***Итого*** | ***т/год*** |
|---|---|
| ***Отработанные СИЗ (замазученные)*** | ***0,06*** |

***Металлолом (лом черного металла)***

Лом образуется при ремонте или замене оборудования из металла (запорная арматура, краны, трубы, насосы, емкости и т.д.). Объем образования принимается по факту 2тонны

| ***Итого*** | ***т/год*** |
|---|---|
| ***Металлолом*** | ***2*** |

***Отработанные светодиодные лампы***

*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.*

Норма образования количества отработанных ламп (N) рассчитывается по формуле пункта 2.43 расчетной методики:

***N = n*T/Tp, шт./год***

где: **N** – количество ламп, подлежащих утилизации, шт.

**n** – количество работающих ламп данного типа, шт. **Тр** – ресурс времени работы ламп, часов;

**Т** – время работы ламп данного типа в году, ч/год.

**Расчет образования отработанных ламп**

| № | Тип ламп | Количество работающих ламп, шт. n | Вес лампы, тонн | Ресурс времени, часов Тр | Время работы, ч/год Т | Количество отработанных ламп | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | шт. | тонн/год |
| 1 | Лампы светодиодные LED | 36 | 0,0005 | 30000 | 4380 | 5 | 0,0025 |
| | **Всего:** | **36** | | | | **5** | **0,0025** |

***Отработанные масла***

*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.*

Расчет количества отработанного моторного масла (N) при работе генераторов, дизельгенераторов, спецтехники и автотранспорта выполнен с использованием формулы п.2.4 расчетной методики:

***N = Nd*0,25,***

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

Nd – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе генераторов, спецтехники и транспорта; ρ – плотность моторного масла, 0,930 т/м$^3$ (кг/л).

**Расчет образования отработанного моторного масла (ДЭС, спецтехника и транспорт)**

| Тип оборудования | Количество израсходованного моторного масла, л/год (Nd) | Доля потерь масла | Плотность моторного масла, кг/л | Количество отработанного масла, тонн |
|---|---|---|---|---|
| ДЭС | 1000 | 0,25 | 0,93 | 0,2325 |
| Спецтехника и транспорт | - | - | - | - |
| **ИТОГО:** | **150** | | | **0,2325** |

***Отработанные масляные фильтры***

*Расчетная методика: «Справочные материалы по удельным показателям образования важнейших видов отходов производства и потребления», Москва, 1996г.*

Замена масляного фильтра осуществляется через каждые 10 тыс.км у автотранспорта, 350 мото-часов у дизельных генераторов и 500 мото-часов у ГПЭС. Расчёт количества отработанных фильтров на предприятии при работе генераторов, дизельгенераторов, спецтехники и автотранспорта за год производится по формуле 19 пункта 6.2.4.3 расчетной методики:

***Qф= Пп/Нп * Мф****, т/год*

где **Пп** – время работы оборудования;

**Нп** – нормативное время двигателей ДЭС и ГПЭС, транспорта и спецтехники для замены фильтра;

**Мф** – масса фильтра в тоннах.

**Расчет образования отработанных масляных фильтров**

| № | Тип автомашины, спецтехники и оборудования | Общее время работы оборудования - мотто/час, $П_П$ | Нормативное время для замены фильтра, мотто/часы, $Н_П$ | Масса одного фильтра, тонн $М_ф$ | Объем образования отработанных фильтров, тонн |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | ДЭС | 36000 | 350,0 | 0,0001 | 0,01028 |
| 2 | Спецтехника Транспорт | - | - | - | - |
| | **ИТОГО:** | 36000 | | | **0,01028** |

***Отработанные воздушные фильтры***

*Расчетная методика: ПСТ РК 10-2014. «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Методика расчета нормативов образования и размещения отходов»*

Смена воздушных фильтров осуществляется через каждые 10 тыс.км у автотранспорта, 350 мото-часов у дизельных генераторов и 500 мото-часов у ГПЭС. Замена воздушных фильтров у автотранспорта и спецтехники производится в специализированных сервис-центрах, расчет образования не приводится.

Расчёт количества отработанных фильтров на предприятии при работе генераторов за год производится по формуле 19 пункта 6.2.4.3 расчетной методики:

$Q_ф = П_П / Н_П * М_ф$, *т/год*

где $П_П$ – время работы оборудования;

$Н_П$ – нормативное время двигателей оборудования для замены фильтра;

$М_ф$ – масса фильтра в тоннах.

**Расчет образования отработанных воздушных фильтров**

| № | Тип автомашины, спецтехники и оборудования | Общее время работы оборудования - мотто/час, $П_П$ | Нормативное время для замены фильтра, мотто/часы, $Н_П$ | Масса одного фильтра, тонн $М_ф$ | Объем образования отработан-ных фильтров, тонн |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | ДЭС | 36000 | 350,0 | 0,0001 | 0,01028 |
| 2 | Спецтехника Транспорт | - | - | - | - |
| | **ИТОГО:** | 36000 | | | **0,01028** |

***Отработанные аккумуляторные батареи***

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

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

Норма образования отхода рассчитывается исходя из числа аккумуляторов ($n_i$) для группы (i) оборудования, срока (τ) фактической эксплуатации (2 года), средней массы ($m_i$) аккумулятора и норматива зачета (α) при сдаче (80-100 %):

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

**Расчет образования отработанных аккумуляторных батарей**

| № | Тип автомашины/ спецтехники/ оборудования | Всего аккумуля-торов n, шт. | Масса одной батареи, $m_i$, кг | Норматив зачета, α % | Срок фактич. эксплуата-ции, τ | Масса отработанных аккумуля-торных батарей, т/год |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | ДЭС | 8 | 12 | 100 | 3 | 0,0032 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | Легковые | 10 | 12 | 100 | 3 | 0,004 |
| 3 | Спецтехника и автотранспорт | - | - | - | - | - |
| | **ИТОГО:** | **18** | | | | **0,0072** |

***Отработанный антифриз***

В процессе эксплуатации газогенераторов и дизельных электростанций для оптимальной работы охладительной системы производится замена охлаждающей жидкости двигателей (антифриз) по результатам визуального осмотра. Замена антифриза от автотранспорта производится в специализированных сервис-центрах.

Объем сливаемой жидкости, охлаждающей двигатели (антифриза) в год от ДЭС – 450 л/год.

Средняя плотность антифриза – 1,1 г/см$^3$.

**Таким образом, объем формирования антифриза в год, может составить: 40/1000*1,1 = 0,044 тонн**

| ***Итого*** | ***т/год*** |
|---|---|
| ***Отработанный антифриз*** | ***0,044*** |

***Донные шламы***

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

Формирование нефтешлама происходит при зачистке резервуаров, предназначенных для сбора и хранения нефти.

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

***M = M1 + M2,***

где **M1** – количество отхода, налипшего на стенках резервуара,

**M1 = K*S** (**S** – поверхность налипания, м$^2$; **К** – коэффициент налипания, кг/м$^2$. **К = 1,149*v$^{0,233}$**, где **v** – кинематическая вязкость, сСт (48,4 мм$^2$/с или сСт); **S = 2*π*R*H**, где **R** – радиус резервуара, м (РГС75 – 1,63); **H** – высота смоченной поверхности стенки, м (РГС75 – 9,62);

**M2** – количество отхода на днище резервуара,

**M2 = π*R$^2$*H*ρ*0,2678** (**H** – высота слоя осадка, (0,3 м); **0,68** – концентрация нефтепродуктов в слое шлама в долях.

Плотность нефтешлама – 1,7 т/м$^3$. Количество резервуаров – РГС75 – 13. Максимальное количество зачисток в год – 2.

Количество нефтешлама, образующегося при зачистке резервуаров составит: **M1 = (1,149*48,4$^{0,233}$ *2*3,14*1,63*9,62) * 13 ед. = 3633,14кг/1000 = 5,58 тонн**

**M2 = (3,14*3,26*0,3*1,7*0,68) * 20 ед. = 71,0 тонн**

Итого, общий, ожидаемый, объем формирования нефтешлама составит:

**M = (13 + 71) * 2 = 168 т/год**

| ***Итого*** | ***т/год*** |
|---|---|
| ***Нефтешлам*** | ***168*** |

***Тара из-под химических реагентов***

*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.*

Расчет образования отходов выполнен на основании п.2.47 расчетной методики:

**M = N*m, т/год**

где: **M** – норма образования отходов;

**N** – количество тары, шт./год;

**m** – средняя масса пустой тары, тонн.

**M = 26 шт. * 0,015 тонн = 0,39 тонн/год**

| ***Итого*** | ***т/год*** |
|---|---|
| ***Тара из-под химических реагентов*** | ***0,39*** |

***Отработанные картриджи***

*Расчет произведен согласно «Методики расчета объемов образования отходов».*

*Отходы при эксплуатации офисной техники.*

Количество образующихся использованных картриджей (масса) рассчитывается по формуле:

***М = m*0,000001*к*n/r, т/год***

где: 0,000001 – переводной коэффициент из грамм в тонну; к – количество листов в пачке бумаги (500); n – количество использованных пачек бумаги, шт. (1500); m – вес использованного картриджа, г (400); r – ресурс картриджа, листов на одну заправку (1500);

**М = 400 * 0,000001 * 500 *1500/1500 = 0,2 т/год**

| ***Итого*** | ***т/год*** |
|---|---|
| ***Отработанные картриджи*** | ***0,2*** |

***<u>Отработанные люминесцентные лампы</u>*** образуются в следствие исчерпания ресурса времени работы. Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений.

Количествоотработанныхлюминесцентныхлампопределяетсяпоформуле:

**N=n*T/Tp,**

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год;n– количество работающих ламп(80 шт.);

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

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

Средний вес одной лампы– 400 гр.

N=80***** 4380/15000=23,36шт/год.

Масса отработанных ламп составит **0,003 т/год.**

***<u>Бракованное электрооборудование</u>***

Для предварительного расчета можно принять через долю брака от приобретаемого электрооборудования:

Мотх=Мэл×Кбр

где:

Мотх — количество бракованного электрооборудования, т/год;

Мэл — масса приобретаемого электрооборудования, т/год;

Кбр — коэффициент брака.

Например, если принять **массу электрооборудования 1,0 т**, а коэффициент брака **10 %**:

1,0×0,10=0,1 т/год

**Объемы образования отходов**

| **Наименование отхода** | **Код отхода** | **Объем образования на т/год** |
|---|---|---|
| **Опасные отходы** | | |
| | | |
| Отработанные аккумуляторы | 16 06 01* | 0,0072 |
| Отработанные масла | 13 02 06* | 0,2325 |
| Промасленная ветошь | 15 02 02* | 0,5486 |
| СИЗ (замазученная) | 15 02 02* | 0,06 |
| Отходы резинотехнических изделий (замазученные) | 13 08 99* | 0,002 |
| Отработанные масляные фильтры | 16 01 07* | 0,01028 |
| Отработанный антифриз | 16 01 14* | 0,044 |
| Нефтешлам | 01 03 05* | 168 |
| Тара из-под химреагентов | 15 01 10* | 0,39 |
| Отработанные картриджи | 16 02 13* | 0,2 |
| Отработанные ртутные лампы | | 0,003 |
| **Неопасные отходы** | | |
| Твердые бытовые отходы (ТБО) | 20 03 01 | 14,5 |
| Отработанные светодиодные лампы | 20 01 36 | 0,0025 |
| Металлолом (лом черного металла) | 16 01 17 | 2 |
| Огарки электродов | 12 01 13 | 0,015 |
| Отработанные автошины | 16 01 03 | 0,1574 |

| | | |
|---|---|---|
| Отработанные воздушные фильтры | 15 02 03 | 0,01028 |
| Пищевые отходы | 20 01 08 | 2,5 |
| Бумага, картон | 20 01 01 | 2,3 |
| Пластик | 20 01 39 | 0,28 |
| Стекло | 20 01 02 | 0,22 |
| Бракованное электрооборудование | | 0,1 |
| ВСЕГО | | 191,58276 |

Таблица 1.9.2-4. Ориентировочные лимиты накопления отходов, образующихся при эксплуатации объекта, на 2026–2035 годы

| **Наименование отходов** | **Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год** | **Лимит накопления, т/год** |
|---|---|---|
| Всего | - | 611,09136 |
| в том числе: | | |
| отходов производства | - | 606,66136 |
| отходов потребления | - | 4,43 |
| **Опасные отходы** | | |
| Отработанные аккумуляторы | - | 0,0072 |
| Отработанные масла | | 0,2325 |
| Промасленная ветошь | | 0,5486 |
| СИЗ (замазученная) | | 0,06 |
| Отходы резинотехнических изделий (замазученные) | - | 0,002 |
| Отработанные масляные фильтры | - | 0,01028 |
| Отработанный антифриз | | 0,044 |
| Нефтешлам | | 168 |
| Тара из-под ЛКМ | | 0,0105 |
| Тара из-под химреагентов | | 0,39 |
| Отработанные картриджи | | 0,2 |
| Отработанные ртутные лампы | | 0,003 |
| Буровой шлам | | 179,75 |
| Отработанный буровой раствор | | 181,5 |
| БСВ | | 38,89 |
| **Неопасные отходы** | | |
| Твердые бытовые отходы (ТБО) | - | 1,93 |
| Отработанные светодиодные лампы | - | 0,0025 |
| Металлолом (лом черного металла) | - | 2 |
| Огарки электродов | | 0,0045 |
| Отработанные автошины | | 0,096 |
| Отработанные | | 0,01028 |

| | | |
|---|---|---|
| воздушные фильтры | | |
| Пищевые отходы | | 2,5 |
| Бумага, картон | | 2,3 |
| Пластик | | 0,28 |
| Стекло | | 0,22 |
| Бракованное электрооборудование | | 0,1 |
| **Зеркальные отходы** | | |
| - | - | - |

### *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 организацииимеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

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

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

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

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

Размещение отходов на предприятии исключено.

Обращение с отходами (временное хранение, транспортировка) осуществляется в соответствии с утвержденными санитарных правил определяющих санитарно- эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, накоплению, обращению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления 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.

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 позитивныхизменений 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 свойст в образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

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

- 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 сучетом:

- 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 собойкомплекс 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 средупри 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.

В соответствии со статьей 327 Кодекса лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать риска причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, в частности:

- без риска загрязнения воды, включая подземные воды, атмосферного воздуха, почвы, без вреда для животного и растительного мира;
- без негативного воздействия на ландшафты и особо охраняемые природные территории

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 вывозится 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 км2 для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.

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

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов

природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

### *1.9.4. 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.

***Таблица 1.9.4-1. Сведения о классификации отходов***

| № | Наименование отхода | Код отхода | Качественные характеристики отхода |
|---|---|---|---|
| 1 | Донные шламы (нефтешлам) | 05 01 03* | нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульги-рованном 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 примесей, 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 фильтра | 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 Сі мг/кг (33,70%), органические вещества – 307600 Сі мг/кг (30,76%), щебень – 88000 Сі мг/кг (8,80%), хлопок, х/б ткань – 85000 Сі мг/кг (8,50%), стекло – 56000 Сі мг/кг (5,60%), полимерные материалы – 50000 Сі мг/кг (5,00%), алюминий и его соединения – 40500 Сі мг/кг 12(4,05%), керамика – 14000 Сіг/кг (1,40%), синтетический каучук – 13000 Сі мг/кг(1,30%), железо металлическое – 4000 Сі мг/кг (0,40%), медь – 2700 Сі мг/кг (0,27%), цинк – 1800 Сі мг/кг (0,18%), железо (III) оксид – 400 мг/кг (0,04%) |
| 12 | Металлолом (лом черного металла) | 16 01 17 | 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 | Отработанные картриджи | 16 02 13* | Отходы типографских красителей, содержащие опасные вещества |
| 17 | Отработанный антифриз | 16 01 14* | Этиленгликоль530 000 мг/кг Вода-470 000 мг/кг |
| 18 | Тара из под ЛКМ | 08 01 11* | Уайт-спирит-3%,Железо-95%, триоксид железа-2% |
| 19 | Строительный мусор | 17 01 07 | Железо и его соединения, Целлюлоза Диоксид кремния, Алюминий и его соединения |
| 20 | СИЗ (замазученная) | 15 02 02* | ткань (ткань -73%, масло 12%, влага - 15%) |
| 21 | Отходы резинотехнических изделий (замазученные) | 13 08 99* | каучуу -30-60%, сажа 20-35%, масла и пластикафитары 5-15%, оксиды мателлов 1-3 %. |
| 22 | Отработанные воздушные фильтры | 15 02 03 | корпус, 20-40%, фильтрующий элемент 40-60% |
| 23 | Бумага, картон | 20 01 01 | Бумага, картон |
| 24 | Пластик | 20 01 39 | полимерная основа 90-98%, полиэтилен 25-35%, полипропилен 20-30%, полистирол 5-10% и т.д. |
| 25 | Стекло | 20 01 02 | диоксид кремния 65-75%, оксид натрия 12-15%, оксид железо 0,1-0,5%, оксид калия 0,5 % и т.д. |

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;
- осуществлять своевременный вывоз отходов;
- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;
- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

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

## 2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ

**Социально-экономические условия региона**

Месторождение Кемерколь расположено в юго-восточной части Прикаспийского бассейна и административно входит в состав Кзылкогинского района Атырауской области.

Основными путями сообщения в районе являются железная дорога Астрахань-Актюбинск, автомобильная дорога Атырау-Актобе, проходящие южнее, и грунтовые дороги.

Большая часть занята солонцеватыми и засоленными почвами.

На полупустынных почвах произрастают типчак, ковыль, полынь.

В орографическом отношении площадь работ расположена в междуречье Сагиз-Кайнар и представляет собой слабо расчлененную равнину, осложненную холмами, грядами, балками. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +60 м до +150 м.

Гидрографическая сеть развита слабо и представлена речкой Сагиз, которая разливается в весенний период.

Согласно расчету рассеивания, расчетная санитарно-защитная зона составляет 500 метров для проведения проектируемых работ. Ввиду удаленности населенного пункта, намечаемая деятельность не будет оказывать негативное воздействие на жилые зоны и здоровье населения.

Учитывая, что при максимальной нагрузке рассматриваемых работ максимальные концентрации загрязняющих веществ наблюдаются непосредственно на площадке ведения работ, а на расстоянии 500 метров от крайних источников выброса суммарные концентрации загрязняющих веществ не превышают 1,0 ПДК, следовательно, можно сделать вывод о том, что негативное влияние на население рассматриваемого района исключается.

Ближайшие населенные пункты ст. Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 2 км от района работ, а районный центр – село Миялы в 120 км.

*Численность населения*

Численность населения Кызылкогинского района составляет около 30,8 тыс. человек. Население района преимущественно проживает в сельских населенных пунктах.

Динамика численности населения района определяется естественным движением населения и миграционными процессами. Миграция населения связана преимущественно с перемещением населения между сельскими населенными пунктами и городами, а также с поиском работы, получением образования и изменением места постоянного проживания.

Для Кызылкогинского района, как сельской территории, характерна миграционная зависимость от социально-экономических возможностей региона. Наличие рабочих мест в нефтегазовой отрасли, развитие производственной и социальной инфраструктуры оказывают влияние на миграционную привлекательность района.

Территория намечаемой деятельности расположена вне границ населенных пунктов, поэтому реализация проектных решений не предусматривает переселения населения или изменения существующей структуры расселения. Создание дополнительных рабочих мест в период проведения работ может оказывать локальное положительное влияние на занятость населения района.

*Доходы населения*

По данным Бюро национальной статистики, среднедушевые номинальные денежные доходы населения Атырауской области в I квартале 2026 года составили 323 716 тенге в месяц на человека, что на 2,9 % выше уровня I квартала 2025 года. При этом индекс реальных денежных доходов составил 91,7 %.

Атырауская область относится к регионам с относительно высоким уровнем денежных доходов населения, что в значительной степени связано с развитой нефтегазовой промышленностью и высоким уровнем оплаты труда в нефтегазовом секторе.

Для Кызылкогинского района уровень доходов населения формируется за счет заработной платы, доходов от сельскохозяйственной деятельности, предпринимательства, социальной поддержки и занятости в нефтегазовой отрасли и связанных с ней предприятиях.

Таким образом, при численности населения Кызылкогинского района около 30,8 тыс. человек и среднедушевом денежном доходе по Атырауской области 323,7 тыс. тенге/месяц регион характеризуется достаточно высоким уровнем денежных доходов населения. При этом данный

показатель является средним по Атырауской области и не может непосредственно рассматриваться как средний доход жителя Кызылкогинского района.

*Оплата труда на предприятиях и организациях*

В Атырауской области уровень оплаты труда является одним из наиболее высоких в Республике Казахстан, что связано прежде всего с развитым нефтегазовым сектором.

По итогам 2025 года среднемесячная номинальная заработная плата работников в Атырауской области составила 613 062 тенге, что соответствует примерно 138,3 % от среднереспубликанского уровня — 443 315 тенге. Индекс номинальной заработной платы к 2024 году составил около 110 %.

Для сравнения, среднемесячная заработная плата по Республике Казахстан в 2025 году составила 443 315 тенге, увеличившись на 9,3 % по сравнению с 2024 годом. Индекс реальной заработной платы составил 98,2 %.

В нефтегазовой отрасли уровень оплаты труда существенно выше среднего по экономике: по Республике Казахстан в 2025 году среднемесячная заработная плата в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров составила 949 524 тенге, или 109,6 % к уровню 2024 года.

Для Кызылкогинского района данные по оплате труда следует рассматривать с учетом его преимущественно сельского характера и наличия нефтегазовых предприятий и сервисных организаций.

*Статистика цен*

Для оценки изменения стоимости жизни населения используется индекс потребительских цен (ИПЦ). Он характеризует изменение стоимости фиксированного набора товаров и услуг, приобретаемых населением.

Для Кызылкогинского района отдельные показатели ИПЦ не рассчитываются, поэтому в социально-экономической характеристике территории используются данные по Атырауской области.

В прошедшем месяце повышение цен было отмечено на рис на 4,7%, кондитерские изделия - на 3%, рыбу и морепродукты - на 2,2%, фрукты и овощи - на 2,1%, чай - на 1,8%, макаронные изделия - на 1,6%, молочные продукты - на 1%, табачные изделия - на 0,8%, алкогольные напитки - на 0,6%, муку пшеничную высшего сорта - на 0,4%, крупы, мясо – по 0,3%.

Индекс цен на реализованную продукцию сельского хозяйства в апреле 2025г. по сравнению с предыдущим месяцем составил 100,1%. Индекс цен на скот и птицу составил 100,3%.

В апреле 2025 г. по сравнению с предыдущим месяцем цены приобретения строительными организациями повысились на портландцемент на 1,9%, песок строительный - на 1%. В апреле 2025 г. повышение цен отмечено на продукцию промежуточного потребления на 6%.

В апреле 2025 г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс тарифов на перевозку грузов всеми видами транспорта составил 99,6%.

*Валовой региональный продукт*

В структуре ВРП за январь-декабрь 2025 г. производство товаров составило 60,6%, производство услуг – 39,4%. Основную долю в производстве ВРП занимает промышленность 52,8%.

*Статистика сельского, лесного, охотничьего и рыбного хозяйства*

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январеапреле 2025г. составил 22922 млн. тенге, в том числе валовая продукция животноводства – 21413,3 млн. тенге, валовая продукция растениеводства 719,8 млн. тенге.

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

Кзылкогинский район является преимущественно сельским районом Атырауской области. Основу социально-экономического развития территории составляют сельское хозяйство, малое и среднее предпринимательство, государственный сектор, торговля и сфера услуг, а также нефтегазовая промышленность и связанные с ней производственные и сервисные виды деятельности. Район располагает значительным нефтегазовым потенциалом, развитие которого рассматривается как один из факторов повышения экономической активности и уровня жизни населения.

По данным Плана развития Кзылкогинского района на 2026–2030 годы, в 2023–2024 годах в районе было создано 3 703 новых рабочих места. В мероприятиях по содействию занятости приняли участие 2 265 человек, из них 1 161 человек были трудоустроены на постоянные рабочие места, 1 104 человека — на временные. Численность безработных составляла 745 человек, численность населения, проживающего за чертой бедности, — 475 человек.

Значимую роль в обеспечении занятости населения играет малое и среднее предпринимательство. По состоянию на 1 октября 2024 года в секторе малого и среднего бизнеса района было занято 2 644 человека. В районе функционировали 1 743 активных субъекта малого и

среднего предпринимательства, в том числе 49 юридических лиц, 559 фермерских хозяйств и 1 135 индивидуальных предпринимателей.

Важным направлением развития рынка труда района является создание новых рабочих мест и повышение экономической активности населения. Планом развития Кызылкогинского района на 2026–2030 годы предусмотрено дальнейшее развитие малого и среднего бизнеса, расширение предпринимательской деятельности и создание дополнительных рабочих мест. К 2030 году предусматривается увеличение количества занятых в секторе малого и среднего бизнеса до 4 000 рабочих мест.

Для оценки уровня оплаты труда в районе также учитывается общая ситуация по Атырауской области. В I квартале 2026 года среднемесячная номинальная заработная плата работников в Атырауской области составила 652 950 тенге, увеличившись на 3,0 % по сравнению с соответствующим периодом 2025 года. Индекс реальной заработной платы составил 91,8 %.

В целом для территории характерно сочетание традиционной сельской занятости с занятостью в промышленном и нефтегазовом секторах. Наличие нефтегазовых объектов и проведение геологоразведочных работ создают дополнительный спрос на трудовые ресурсы, транспортные, строительные, ремонтные и другие услуги.

В рамках реализации намечаемой деятельности возможно привлечение местного населения и местных организаций к выполнению отдельных видов работ и оказанию услуг. Это может оказать положительное влияние на занятость и доходы населения, однако влияние будет иметь локальный и ограниченный характер и не приведет к существенному изменению социально-экономических условий всего Кызылкогинского района.

Территория намечаемой деятельности расположена за пределами населенных пунктов. Реализация проекта не предусматривает переселения населения, изменения сложившейся системы расселения, ограничения доступа населения к объектам социальной инфраструктуры или изъятия земель населенных пунктов. В связи с этим существенного негативного воздействия на социально-экономические условия жизни местного населения и трудовую деятельность не ожидается.

*Санитарно-эпидемиологическое состояние территории*

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеванийполучили острые инфекции верхних дыхательных путей – 3230,68 (в соответствующемпериоде 2021г. – 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 10763случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 226 случаев, когда вирус неидентифицирован (COVID-2019). В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм ипротивоэпидемическими 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 профилактикиособо опасных инфекций;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания(недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией средигрызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба почрезвычайным ситуациям;
- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением наособо 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

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» в единые объекты разработки объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

Месторождение Кемерколь имеет сложное геологическое строение, характеризующиеся мелкоблоковым строением, установлена нефтеносность триасовых отложений.

С учетом геолого - литологического строения, термобарической характеристики продуктивных горизонтов и физико-химической характеристики нефти, учитывая сложившееся состояние разработки в данной работе выделение эксплуатационных объектов на месторождении остается прежним и выглядит следующим образом:

I объект – гор. Т2-I пл.А (блок VI) Северо-западного крыла;

II объект – горизонт Т2-I пл.В (блок III, VI) Северо-западного крыла;

III объект – горизонт Т2-II (блок IV, VI) Северо-западного крыла;

IV объект – горизонт Т2-III (блок III) Северо-западного крыла;

V объект – горизонт Т2- V (блок I) Северо-западного крыла;

VI объект – горизонт Т2-I пл.В (блок I) Юго-западного крыла.

## 4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

***Технологические показатели вариантов разработки***

В рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Кемерколь», согласно МУ, рассмотрено два варианта дальнейшей разработки эксплуатационных объектов месторождения. Необходимость актуализации проектных решений обусловлена текущим состоянием разработки, результатами анализа разработки 2024 года, а также отсутствием проектных технологических показателей на перспективу.

При формировании вариантов разработки учитывались:

• текущее состояние эксплуатационного фонда;

• результаты ранее выполненных геолого-технических мероприятий;

• эффективность системы поддержания пластового давления;

• фактические показатели работы добывающих скважин;

• степень выработки запасов по отдельным блокам и объектам;

• техническая возможность проведения переводов, возвратов, бурения новых скважин и мероприятий по интенсификации добычи.

Расчетные варианты сформированы с учетом принципов рационального недропользования и направлены на обеспечение максимального вовлечения остаточных извлекаемых запасов в разработку при сохранении технологической и экономической эффективности эксплуатации месторождения.

В дополнении к проекту рассмотрены два варианта разработки:

1 вариант (базовый) – предусматривает продолжение ранее утвержденных проектных решений, принятых в рамках анализа разработки 2024 года, с сохранением действующих подходов к эксплуатации объектов, проведением мероприятий по оптимизации фонда, переводами скважин под систему поддержания пластового давления, а также бурением семи новых эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 с темпом по 2 скважины в год начиная с 2028 г. Фонд скважин составит 26 ед. в т.ч. 24 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 22,3 тыс. т.

2 вариант (альтернативный) – предусматривает вовлечение остаточных извлекаемых запасов преимущественно за счет проведения ЗБГС на скважинах №№ R104, R102 и 76Б, что позволяет сократить объем нового бурения. В отличие от базового варианта предусмотрено бурение четырех новых вертикальных скважин (№№ R112, R113, R111 и R109) вместо семи скважин, запланированных по варианту 1. Фонд скважин составит 20 ед. в т.ч. 20 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 24,0 тыс. т.

Основные отличия вариантов разработки

По сравнению с базовым вариантом во 2 варианте предусматриваются:

• проведение ЗБГС на скважине R104 III объекта в 2028 году;

• проведение ЗБГС на скважине R102 IV объекта в 2029 году;

• проведение ЗБГС на скважине №76Б V объекта в 2029 году;

• исключение бурения скважины R108 на II объекте;

• исключение бурения скважины R110 на III объекте;

• исключение бурения скважины R114 на V объекте;

Общие положения вариантов разработки

Для обоих вариантов разработки приняты следующие общие положения.

Забойное давление в добывающих скважинах принято на уровне не ниже давления насыщения, аналогично решениям, принятым в предыдущем проектном документе.

Ожидаемые дебиты нефти новых скважин приняты по аналогии с соседними скважинами, обводненнность на уровне 50 %.

В рамках дополнения к проекту предусматривается проведение опытно-промышленных испытаний технологии повышения нефтеотдачи путем термического воздействия на пласт в скважине №9БИС. В качестве технологий теплового воздействия рассматриваются применение электродного нагревателя;

Проведение опытно-промышленных испытаний направлено на снижение вязкости нефти в призабойной зоне пласта, улучшение фильтрационных характеристик и повышение продуктивности скважины.

С целью оценки технологической эффективности также предусматривается выполнение опытно-промышленных испытаний технологии РВП на скважине R104 с последующим анализом полученных результатов и определением целесообразности дальнейшего тиражирования данной технологии

Основными направлениями проектных решений являются:

• оптимизация существующего фонда скважин;

• вовлечение в разработку бездействующего фонда и скважин, находящихся в консервации;

• проведение переводов скважин между объектами и под систему ППД;

• бурение новых эксплуатационных скважин;

• проведение геолого-технических мероприятий, включая дострел, ОВП, ЗБГС и мероприятия по термическому воздействию.

Ввод новых скважин и проведение геолого-технических мероприятий предусматриваются поэтапно с учетом текущего состояния разработки отдельных блоков и степени выработки запасов.

Бурение новых скважин предусматривается преимущественно на участках с остаточными извлекаемыми запасами и недостаточной степенью дренирования. При этом местоположение и количество проектных точек бурения подлежат уточнению и, при необходимости, корректировке по результатам переинтерпретации материалов сейсморазведочных работ, выполнения нового пересчета запасов, а также разработки и утверждения последующего проектного документа.

Вариант 1 (базовый)

Первый вариант разработки предусматривает продолжение проектных решений, принятых по результатам анализа разработки месторождения в 2024 года, с реализацией комплекса мероприятий, направленных на поддержание текущего уровня добычи и вовлечение остаточных запасов в разработку.

I объект (Т2-I, А блок VI)

Предусматривается:

• проведение дострела на скважине №4 в 2027 году;

• проведение ОВП на скважине №4, R105 в 2030 и 2033 годах (при этом дальнейшее проведение будет зависеть от эффективности и продолжительности ОВП).

II объект (Т2-I, В блоки III, VI)

Предусматривается:

• проведение ОВП на скважине №84 в 2027 и 2030 годах;

• перевод скважины R102 из IV объекта на II объект под ППД в 2027 году;

• бурение скважины R108 в 2028 году;

• бурение скважины R112 в 2029 году;

• бурение скважины R111 в 2030 году.

III объект (Т2-II блок VI)

Предусматривается:

• проведение ОВП на скважине R101 в 2028 году;

• бурение скважины R113 в 2029 году;

• бурение скважины R110 в 2030 году;

• перевод скважины №77 из III объекта под ППД на II объект в 2043 году.

IV объект (Т2-III блок II)

Предусматривается:

• перевод скважины R102 на II объект в 2027 году;

• проведение термопрогрева на скважине №9БИС в 2027 году;

• бурение скважины R109 в 2028 году.

V объект (Т2-V блок I)

Предусматривается:

• вывод из консервации скважины №76Б в 2027 году;

• бурение скважины R114 в 2031 году.

VI объект (Т2-I, В блок I)

Предусматривается:

• проведение ОВП на скважине №73 в 2027 году;

• перевод скважины №95 из добывающего фонда в систему ППД в 2028 году.

Таким образом, базовый вариант ориентирован на поддержание стабильной разработки месторождения за счет оптимизации действующего фонда, бурения новых скважин, проведения мероприятий по интенсификации добычи и расширения системы поддержания пластового давления.

Вариант 2

По большинству объектов мероприятия альтернативного варианта аналогичны базовому варианту. Отличия предусматриваются по следующим объектам.

II объект (Т2-I, В блоки III, VI)

В отличие от базового варианта бурение скважины R108 в 2028 году не предусматривается.

III объект (Т2-II блок VI)

Проведение ЗБГС на скважине R104 в 2028 году вместо бурения скважины R110 в 2030 году.

Применение ЗБГС на III объекте позволит увеличить охват пласта дренированием, вовлечь в разработку слабовыработанные зоны залежи и обеспечить дополнительный прирост добычи нефти.

IV объект (Т2-III блок II)

Дополнительно предусматривается проведение ЗБГС на скважине R102 в 2029 году.

V объект (Т2-V блок I)

Дополнительно предусматривается проведение ЗБГС на скважине №76Б в 2029 году.

В целом альтернативный вариант характеризуется более интенсивным вовлечением остаточных запасов в разработку и предусматривает применение технологий, направленных на увеличение коэффициента охвата залежей дренированием, повышение продуктивности скважин.

| Год | Объект | Скважина | Мероприятие | 1 вариант | 2 вариант | ожидаемый дебит нефти, т/сут |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2027 | I (Т2-1, А блок VI) | 4 | Дострел | ✓ | ✓ | 4 |
| 2027 | I (Т2-1, А блок VI) | R106 | ПВЛГ на 2 объект из бд | ✓ | ✓ | |
| 2030 | I (Т2-1, А блок VI) | 4 | ОВП | ✓ | ✓ | 4 |
| 2030 | I (Т2-1, А блок VI) | R105 | ОВП | ✓ | ✓ | 4 |
| 2033 | I (Т2-1, А блок VI) | 4 | ОВП | ✓ | ✓ | 4 |
| 2033 | I (Т2-1, А блок VI) | R105 | ОВП | ✓ | ✓ | 4 |
| 2027 | II (Т2-I, В блок III, VI) | 84 | ОВП | ✓ | ✓ | 4 |
| 2027 | II (Т2-I, В блок III, VI) | R106 | ПВЛГ из I объекта на II объект | ✓ | ✓ | |
| 2027 | II (Т2-I, В блок III, VI) | R102 | ПВЛГ из IV объекта на II объект под ППД | ✓ | - | |
| 2028 | II (Т2-I, В блок III, VI) | R108 | Бурение | ✓ | — | 10 |
| 2029 | II (Т2-I, В блок III, VI) | R112 | Бурение | ✓ | ✓ | 6 |
| 2030 | II (Т2-I, В блок III, VI) | 84 | ОВП | ✓ | ✓ | 5 |
| 2043 | II (Т2-I, В блок III, VI) | 77 | ПВЛГ на 2 объект | ✓ | ✓ | 5 |
| 2028 | III (Т2-II блок VI) | R104 | ЗБГС (бд) | — | ✓ | 10 |
| 2028 | III (Т2-II блок VI) | R101 | ОВП | ✓ | ✓ | 3 |
| 2029 | III (Т2-II блок VI) | R113 | Бурение | ✓ | ✓ | 7 |
| 2030 | III (Т2-II блок VI) | R111 | Бурение | ✓ | ✓ | 5 |
| 2030 | III (Т2-II блок VI) | R110 | Бурение | ✓ | — | 5 |
| 2043 | III (Т2-II блок VI) | 77 | Выбытие на II объект. (ПВЛГ из III объекта) | ✓ | ✓ | |
| 2027 | IV (Т2-III блок III) | R102 | Выбытие на II объект. (ПВЛГ из IV объекта) | ✓ | - | |
| 2027 | IV (Т2-III блок III) | 9БИС | Термопрогрев | ✓ | ✓ | 3 |
| 2028 | IV (Т2-III блок III) | R109 | Бурение | ✓ | ✓ | 3 |
| 2029 | IV (Т2-III блок III) | R102 | ЗБГС | — | ✓ | 10 |
| 2027 | V (Т2-V блок I) | 76Б | Вывод из консервации | ✓ | ✓ | 4 |
| 2029 | V (Т2-V блок I) | 76Б | ЗБГС | — | ✓ | 6 |
| 2031 | V (Т2-V блок I) | R114 | Бурение | ✓ | — | 4 |
| 2027 | VI (Т2-I, В блок I) | 73 | ОВП | ✓ | ✓ | 2 |
| 2028 | VI (Т2-I, В блок I) | 95 | Перевод из б/д в ППД | ✓ | ✓ | |

**4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ)**

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Кемерколь.

Вариант 1 (Рекомендуемый). предусматривает продолжение ранее утвержденных проектных решений, принятых в рамках анализа разработки 2024 года, с сохранением действующих подходов к эксплуатации объектов, проведением мероприятий по оптимизации фонда, переводами скважин под систему поддержания пластового давления, а также бурением семи новых эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 с темпом по 2 скважины в год начиная с 2028 г. Фонд скважин составит 26 ед. в т.ч. 24 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 22,6 тыс. т.

Основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный период разработки – 47 лет (2026-2072 гг.);
- максимальная добыча нефти достигается в 2030 г. и составит 22.6 тыс.т;
- обводненность на конец рентабельного периода – 97.3 %;
- ввод скважин из бурения, 7 добывающих;
- темп бурения – 2 скв./год;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период составит 382.4 тыс.т, при этом коэффициент извлечения достигнет 0,250 д.ед.

Вариант 2 (альтернативный). предусматривает вовлечение остаточных извлекаемых запасов преимущественно за счет проведения ЗБГС на скважинах №№ R104, R102 и 76Б, что позволяет сократить объем нового бурения. В отличие от базового варианта предусмотрено бурение четырех новых вертикальных скважин (№№ R112, R113, R111 и R109) вместо семи скважин, запланированных по варианту 1. Фонд скважин составит 20 ед. в т.ч. 20 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 24,0 тыс. т.

**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 разработки 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

Под возможным рациональным вариантом осуществления намечаемой деятельности понимается вариант осуществления намечаемой деятельности, при котором соблюдаются в совокупности следующие условия:

1) отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления;

Реализация решений, предусмотренных проектом, является природоохранным мероприятием, будет осуществлено на техногенно-нарушенной территории (месторождение Кемерколь), носит относительно временный характер. Обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта, отсутствуют.

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

Недропользователи обязаны проводить мероприятия направленные на защиту земель от загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими и другими веществами, проводить рекультивацию нарушенных земель, восстанавливать их плодородие и другие полезные свойства и своевременно вовлекать земли в хозяйственный оборот.

Рекультивация земель — это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. Целью разработки проекта рекультивации земель является определение основных решений, обеспечивающих наиболее эффективное проведение мероприятий с минимумом затрат: установление объемов, технологии и очередности производства работ, определение сметной стоимости рекультивации.

### 5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

Область применения – месторождение Кемерколь компании ТОО «АП-Нафта Оперейтинг».

Выбранный вариант осуществления намечаемой деятельности соответствует целям и характеристикам объекта.

### 5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

Ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, будут определены на последующих стадиях разработки проектов строительства скважин и обустройства объекта. На период проектируемых работ сырье и материалы закупаются у специализированных организаций.

Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

**5.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту**

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемерколь.

В административном отношении район работ расположен в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшие населенные пункты железнодорожные станции Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 2 км от района работ, районный центр – село Миялы в 120 км.

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

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве разведочных работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

В целом, химическое и физическое воздействия на состояние окружающей природной среды от производственного объекта, подтвержденные расчетами приземных концентраций, уровня шума на рабочих местах, не превышающие допустимые значения, будет незначительным.

Планируемые работы, не приведут к значительному загрязнению окружающей природной среды, что не скажется негативно на здоровье населения. Будут предусмотрены все необходимые меры для обеспечения нормальных санитарногигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ маловероятно.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

### 6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

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, шут, 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.

В период миграции животных и птиц разведочные работы проводиться не будут.

### 6.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В настоящее время ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.

Общими признаками для описываемых почв являются: высокая карбонатность, щелочная реакция почвенного раствора, присутствие водно-растворимых солей (хлористых и

сернокислых),отсутствие макроструктуры, слоистое сложение, высокая биогеносность и малое содержание гумуса.

Серо-бурые пустынные обычные почвы на описываемой территории встречаются на повышенных участках плато в различного рода комбинациях с серо-бурыми солонцеватыми почвами, солонцами пустынными, солончаками и такырами. Профиль их хорошо дифференцирован на генетические горизонты. По содержанию легкорастворимых солей серо-бурые суглинистые почвы, как правило, солончаковаты . Со второго полуметра количество солей в них резко возрастает и может достигать 1,0 и более процента. Увеличение происходит, главным образом, за счет сульфатов кальция. Описываемые почвы на глубине около одного метра могут содержать до 25% гипса, что определяется особенностями почвообразующих пород.

Почвообразующими породами здесь служат отложения третичного и мелового возраста богатые сульфатом кальция. По механическому составу в зависимости от состава материнских пород преобладают средне - и легкосуглинистые разновидности. Количество илистых частиц невелико, и наблюдается некоторое увеличение их в средней части профиля. Суглинистые почвы по своим параметрам наиболее полно соответствуют подтиповым показателям зональных серо-бурых почв настоящих пустынь.

Серо-бурые пустынные солонцеватые почвы встречаются на более низких поверхностях небольшими массивами и пятнами, либо на фоне обычных зональных почв, либо в комплексе с солонцами пустынными. Они формируются, как правило, на более тяжелых по механическому составу отложениях. По своим основным морфологическим признакам во многом сходны с серо-бурыми обычными почвами, но отличаются от них более отчетливой дифференциацией профиля на генетические горизонты и меньшей мощностью гумусового горизонта, но более плотной ноздреватой коркой. А также наличием иллювиального солонцеватого горизонта, имеющего плотное сложение, ореховатую или глыбистую со слабой глянцевитостью структуру и наличием слабозаметных выделений солей в нижних горизонтах. Солонцеватые почвы беднее обычных по содержанию гумуса и питательных веществ. Отличительной особенностью этих почв является также состав поглощенных оснований. На фоне общей невысокой емкости обмена в иллювиальном горизонте происходит некоторое увеличение ее величины (с 10 до 16 мг-экв на 100 г почвы).

Серо-бурые солонцеватые почвы в большинстве случаев засолены уже с глубины 30-50 см. Преобладают сульфатный и хлоридно-сульфатный тип засоления. В иллювиальном горизонте нередко отмечается повышенная общая щелочность. Во втором полуметре часто появляется гипс.

Серо-бурые пустынные эродированные почвы образуются на обнажениях, крутых и пологих шлейфах чинков третично-мелового плато и останцев. Их маломощный примитивный почвенный профиль, зачастую красноцветный, защебененный, засоленный и содержащий значительное количество гипса, сохраняет некоторые морфо-генетические свойства серо-бурых пустынных почв. Физико-химические свойства этих почв в зависимости от условий их формирования могут колебаться в широких пределах.

Серо-бурые такыровидные почвы встречаются, как правило, в сочетании с такырами в обширных плоских понижениях среди равнин описываемого региона. Здесь они занимают несколько повышенные элементы рельефа, сложенные, в основном, суглинистыми отложениями. В профиле этих почв отчетливо выражены такыровидная корка, разбитая трещинами на полигоны, слоеватый рыхлый подкорковый горизонт и бурый уплотненный иллювиальный горизонт, имеющий комковато-ореховатую структуру. В верхней части почвы пресные, но уже с глубины 30 см в них отмечается повышенное содержание легкорастворимых солей. Реакция почвенного раствора по всему профилю колеблется в пределах 8,3-8,7. Емкость поглощения почв невысокая. Среди поглощенных оснований абсолютно преобладают кальций и магний. В корковом горизонте отмечается некоторое увеличение доли поглощенного натрия. По механическому составу эти почвы представлены в основном легкосуглинистыми разновидностями.

Солонцы пустынные солончаковые обычно образуют своеобразные комплексы с зональными автоморфными почвами, формируясь, как правило, в различных по форме и площади микропонижениях на равнине, или на шлейфах чинков и останцах третично-мелового плато. Профиль солонцов имеет четкую дифференциацию на генетические горизонты. Показателем солонцеватости являются также сильнощелочная реакция почвенного раствора (pH до 9,8) и высокая общая щелочность. По содержанию воднорастворимых солей почти все пустынные солонцы солончаковые с хлоридно-сульфатно-натриевым или сульфатно-хлоридно-натриевым типом засоления. Сумма легкорастворимых солей уже в солонцовом горизонте может достигать нескольких десятых долей процента.

По гранулометрическому составу, особенно по содержанию илистых частиц, вертикальный профиль солонцов дифференцирован на два горизонта: элювиальный и иллювиальный. Первый обеднен тонкодисперсными частицами, а во втором, наоборот, наблюдается их накопление. Среди солонцов пустынных преобладают тяжелосуглинистые и суглинистые разновидности.

Солончаки обыкновенные имеют широкое распространение на описываемой территории и формируются в различного рода замкнутых понижениях под влиянием сильно минерализованных грунтовых вод, залегающих на глубине 1,5-3,0 м или в нижних частях шлейфов чинков, где на дневную поверхность выходят засоленные породы и куда сносятся легкорастворимые соли. Общим для них является высокое содержание легкорастворимых солей по всему профилю. Химизм засоления хлоридно-сульфатный. Эти почвы характеризуются высоким содержанием карбонатов, щелочной реакцией водной суспензии и суглинистым механическим составом.

Солончаки луговые встречаются крайне ограниченно на территории, прилегающей с востока к урочищу Мынбулак, и приурочены к редким выходам на дневную поверхность подземных артезианских вод. Они формируются под воздействием минерализованных поверхностных или грунтовых вод, залегающих на глубине около 1-2 м. Отличительной особенностью таких солончаков является значительная засоленность верхних горизонтов, уменьшающаяся с глубиной.

Солончаки соровые встречаются повсеместно в замкнутых понижениях. Накопление солей в сорах происходит за счет приноса их с талыми водами с вышележащих территорий и подпитывания рассолами, залегающими на глубине 0,5-1,5 м. В соровых солончаках весь профиль имеет очень высокую степень засоления. Процесс почвообразования в них выражен очень слабо и поэтому под солевой коркой залегает, обычно, бесструктурная, мокрая, вязкая масса, насыщенная солями.

Такыры распространены повсеместно в отрицательных элементах рельефа, служащих зоной аккумуляции жидкого и твердого геохимического стока с окружающих более высоких поверхностей. Поверхность такыров ровная, разбита трещинами на полигональные отдельности. Типичными морфологическими признаками такыров является плотная палево-серая пористая корка, разбитая широкими трещинами на крупные полигональные отдельности. Мощность ее до 5-7 см. Под коркой залегает более темный чешуйчатый горизонт, переходящий в слитую глыбистую слоистую массу со следами окислительно-восстановительных процессов (ржавые, глеевые пятна и примазки). В отличие от обычных такыров, такыры, формирующиеся среди третично-меловых возвышений, имеют менее прочную корку со слабой пористостью, часто кирпично-красного цвета.

По гранулометрическому составу материалы генетических слоев не отличаются отсортированностью. В профиле встречаются крупные песчинки и гравий. Содержание легкорастворимых солей в верхних слоях незначительное, но с глубины 15-20 см резко повышается и придает этим почвам солончаковатый характер. В составе солей преобладают сульфаты. Такыры содержат значительное количество карбонатов по всему профилю. Реакция водной суспензии - щелочная.

### 6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Современная речная сеть с постоянным поверхностным стоком очень редка при сравнительно большой густоте овражной сети с временным стоком. Гидрографическая сеть в целом была сформирована в дочетвертичное и древнечетвертичное время (в период каспийских трансгрессий).

Ближайшим водным объектом, является река Сагыз, расположенное на расстоянии около 21 км.

Сагыз — солоноводная река на северо-западе Казахстана. Протекает по Актюбинской и Атырауской областям.

Длина реки составляет 511 км, площадь бассейна 19 400 км². Ширина реки — от 3 до 48 м, глубина от 0,3 до 2 м. Средний расход воды в нижнем течении (в 31 км от устья) — около 2 м³/с. Дно преимущественно песчаное.

Сагыз берёт своё начало на Подуральском плато в месте слияния рек Кызыладыльсай и Даулда. Высота истока — 140 м над уровнем моря. Оканчивается в 10-12 км южнее солончаков Тентексора Прикаспийской низменности.

Питание снеговое, дождевое, с преобладанием снегового. Пойма реки открытая, поросшая камышом и местами заболоченная; ширина от 1 до 4 км с многочисленными протоками, пересыхающими руслами и промоинами до 4 м глубиной.

В летний период в верховьях и низовьях пересыхает, разбивается на отдельные плёсы и протоки с солоноватой водой. В ноябре замерзает, вскрывается в конце марта — первой половине апреля. Берега преимущественно пологие, в некоторых местах обрывистые высоток от 2 до 7 м (длиной до 2 км). Сагыз активно используется для орошения.

В истории известна тем, что на реке Сагыз в мае 1614 года произошёл бой отряда русских конных стрельцов в 30 человек, охранявших посольство царя Михаила Фёдоровича к персидскому шаху Аббасу, с отрядом кочевников: «на реке Секиз Карнал на них наехали татаровя человек с 200 и больше, а того подлинно не ведают: калмыки ль, или туркменцы, с ними бились с обеда до вечера».

*Физические свойства и химический состав пластовых вод*

Водоносы выделены по ГИС. Притоки воды, от соленой до рапы, очень слабые – по данным прослеживания уровня и записям манометра. Дебиты изменяются от 1,6 до 4,5 м3/сут. Соленость высокая, за исключением горизонтов меловых отложений (турон-сантон), где наиболее пресные воды, а в понижениях рельефа с напорами до самоизлива. Одна из таких скважин расположена рядом со скважиной №3 с дебитом 3,5 л/с. Глубина залегания песчаного пласта изменяется в интервалах: 170 – 190м – на поднятиях и 230 – 270м - в прогибах и грабенах. Минерализация воды меняется соответственно 1,2 г/л и 2,7 г/л. Пробы воды, отобранные при опробовании скв. №9 в инт. 1293-1264 м и 1225-1159 м (КИИ – 146), показали минерализацию от 33,1 до 59,4 г/л. В скв. №10 –на глубине в инт. 1514 – 1507м и в пластах на гл. 1452 – 1447 и 1441 – 1437м получены притоки пластовой воды, с минерализацией 45,2 и 44,3 г/л и дебитом около 2,5 м3/сут, что указывает на низкие коллекторские свойства водоносов, т.к. поровое пространство выполнено углистым и карбонатным материалом в средне – и мелкозернистом песчанике.

Учитывая значительную удаленность водных объектов от площадки проведения работ, можно говорить о том, что намечаемая деятельность будет проводиться за пределами водоохранных зон и полос водных объектов.

В связи с вышеизложенным, гидроморфологических изменений, а также изменеий количества и качества подземных вод не прогнозируется.

### 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)

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в Кзылкогинском районе не осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к в Кзылкогинском районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчётным методом.

Как показали результаты расчетов максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, отходящих от источников, располагающихся на территории рассматриваемого объекта, превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) в СЗЗ по всем веществам и их группам, обладающим суммирующим воздействием, отсутствует.

Риски нарушения экологических нормативов минимальны. Технология производства предприятия исключает залповые и аварийные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Безопасные уровни воздействия на окружающую среду представлены в таблице 6.5-1.

Таблица 6.5-1. Безопасные уровни воздействия на окружающую среду

| Код ЗВ | Наименование загрязняющего вещества | ПДКм.р, мг/м3 | ПДКс.с., мг/м3 | ОБУВ, мг/м3 | Класс опасности |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | | 0,04 | | 3 |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) | 0,01 | 0,001 | | 2 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0,2 | 0,04 | | 2 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0,4 | 0,06 | | 3 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0,15 | 0,05 | | 3 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0,5 | 0,05 | | 3 |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0,008 | | | 2 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 5 | 3 | | 4 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | 0,02 | 0,005 | | 2 |
| 0344 | Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) | 0,2 | 0,03 | | 2 |
| 0405 | Пентан (450) | 100 | 25 | | 4 |
| 0410 | Метан (727*) | | | 50 | |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 15 | | | 4 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | | | 50 | |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | | 30 | |
| 0602 | Бензол (64) | 0,3 | 0,1 | | 2 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0,2 | | | 3 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0,6 | | | 3 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | 0,000001 | | 1 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0,05 | 0,01 | | 2 |
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | | | 0,05 | |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 1 | | | 4 |
| 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) | 0,3 | 0,1 | | 3 |

### 6.6. Сопротивляемость 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 путе гидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% и гидрозабойки скважин с эффективностью пылеподавления 85%.

Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами проектирования горных производств, применяются при разработке проектной документации.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, горнодобывающая промышленность будет воздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания, воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критичного нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на 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 в управлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительного покрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от

социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

**6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты**

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые и ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядок использования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране Законом Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологических памятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только с разрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы, проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическими учреждениями, имеющими государственную Лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

− строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;

− соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;

− при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;

− в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

− при автомобильной дороги 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 РУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

### 7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

Данный раздел написан согласно главе 3 п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424.

1. Намечаемая деятельность не затрагивает и не оказывает косвенное воздействие на:

- территории Каспийского моря (в том числе заповедной зоны), особо охраняемых природных территорий, их охранных зон, территорий земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения; территории природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений;
- участки размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; - территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения;
- территории населенных пунктов или его пригородной зоны;
- территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия.

Намечаемая деятельность не включает лесопользование, использование нелесной растительности, специальное водопользование, пользование животным миром, использование невозобновляемых или дефицитных природных ресурсов, в том числе дефицитных для рассматриваемой территории.

Реализация данного проекта не предусматривает изъятие земель, что не повлечет за собой сокращения мест обитания животных и не приведет естественному уменьшению их кормовой базы.

Намечаемая деятельность будет проводиться за пределами водоохранных зон и полос водных объектов, не предусматривает организацию сбросов загрязненных стоков в водные объекты и окружающую среду и не окажет диффузного загрязнения водных объектов.

На территории рассматриваемого участка отсутствуют месторождения подземных вод. Учитывая выше сказанное, планируемые работы не создадут риски загрязнения водных объектов.

При соблюдении технических решений, предусмотренных проектом, намечаемая деятельность не приведет к возникновению аварий и инцидентов, способных оказать воздействие на окружающую среду и здоровье человека.

Намечаемая деятельность не приведет к экологически обусловленным изменениям демографической ситуации, рынка труда, условий проживания населения и его деятельности, включая традиционные народные промыслы.

Намечаемая деятельность планируется на территории, где отсутствуют объекты, имеющие особое экологическое, расположенные вне особо охраняемых природных территорий, земель оздоровительного, связанных с особо охраняемыми природными территориями.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на компоненты природной среды, важные для ее состояния или чувствительные к воздействиям вследствие их экологической взаимосвязи с другими компонентами (например, водно-болотные угодья, водотоки или другие водные объекты, горы, леса).

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.

Намечаемая деятельность предусматривает Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь.

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и постутилизацию объекта) ТОО «АП – Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.

Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой эксплуатационной скважины составит: 32.00326043 г/сек и 398.361396 тонн (от 7-ми скв. №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 на 2028-2031 годы будут составлять 2788,529772 тонн).

За период вывода из консервации скважины №76Б в 2027 году 11,103831686 г/сек и 153,158050477 тонн.

При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2030 год) – 16,8336673 г/сек и 317,5236871 т/год. Выбросы при проведении ОВП, дострела и КРС учтены в составе эксплуатационного периода разработки месторождения как кратковременные технологические выбросы.

Также при бурении и испытании оценочной скважины №115 составит 22.00326043 г/сек и 308.161396 тонн.

При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при эксплуатации месторождения следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды, Марганец и его соединения, Азота (IV) диоксид, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6), Углерод (Сажа, Углерод черный), Сера диоксид, Сероводород, Углерод оксид, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/, Фториды неорганические плохо растворимые, Бутан (4класс), Гексан (4 класс), Пентан (4 класс), Метан, Изобутан (2-Метилпропан), Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*), Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*), Бензол (2 класс), Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров), Метилбензол, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид), Формальдегид (Метаналь), Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.), Алканы С12-19 (4 класс), Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20. Проектируемый объект не подлежит в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

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.

При реализации намечаемой деятельности образуются отходы производства и потребления, связанные с бурением, эксплуатацией оборудования, техническим обслуживанием, ремонтом,

испытанием и эксплуатацией скважин, а также жизнедеятельностью персонала.

При бурении одной эксплуатационной скважины общий объем образования отходов составляет 1 364,5734 т. При бурении семи эксплуатационных скважин общий объем образования отходов составит 9 552,0138 т.

При бурении и испытании одной оценочной скважины №115 объем образования отходов составит 1 364,5734 т.

При выводе из консервации скважины №76Б объем образования отходов составит 299,3834 т.

В период эксплуатации месторождения общий объем образования отходов составит 191,58276 т/год.

Образующиеся отходы подлежат раздельному сбору, временному накоплению в специально оборудованных местах и последующей передаче специализированным организациям для утилизации, обезвреживания либо захоронения в соответствии с видом и классом опасности отходов.

Выбор операций по управлению отходами осуществляется с учетом их физико-химических свойств, класса опасности, объемов образования и возможности дальнейшего использования, утилизации или обезвреживания. Размещение отходов непосредственно на необустроенной территории не предусматривается.

*Физические воздействия*

Основными видами физических воздействий при реализации намечаемой деятельности являются шум, вибрация и механическое воздействие от работы бурового, энергетического и вспомогательного оборудования, а также движение автотранспорта.

Наибольшая интенсивность физических воздействий ожидается в период бурения и испытания скважин. Данные воздействия имеют преимущественно временный характер и ограничены периодом выполнения соответствующих технологических операций.

При эксплуатации месторождения физические воздействия связаны преимущественно с работой технологического оборудования и транспортных средств.

С учетом удаленности территории намечаемой деятельности от населенных пунктов, организации работ в пределах производственных площадок и соблюдения технологических требований значительного физического воздействия на население не ожидается.

*Обоснование принятых показателей*

Предельные количественные показатели эмиссий определены на основании проектных объемов работ, продолжительности технологических операций, производительности и режима работы оборудования, количества скважин и предусмотренных сроков их строительства и эксплуатации.

При определении показателей воздействия учитывается наиболее неблагоприятный период реализации соответствующего технологического процесса.

Таким образом, установленные проектом показатели выбросов загрязняющих веществ, образования отходов и физических воздействий соответствуют предусмотренным объемам и срокам выполнения работ и приняты для обеспечения оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

Сбросы загрязняющих веществ: Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра осуществляться не будут. Отвод хозяйственно-бытовых стоков проектом предусмотрен в биотуалет с последующим вывозом ассенизаторской машиной по договору со спецорганизацией.

## 9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как метод расчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативам образования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета 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 от 18.04.2008 г. № 100-п;
- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;
- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

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

Программой управления отходами учтены 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, где данные 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 и захоронению отходов производства и потребления» № КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 г. - сроки хранения ТБО в контейнерах при температуре 0оС и ниже - не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

При соблюдении методов накопления и временного хранения отходов, а также при своевременном вывозе отходов производства и потребления с территории участка лицензии, для передачи их сторонней организации либо их переработки, не произойдет негативного воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

## 10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В рамках реализации намечаемой деятельности захоронение отходов непосредственно на территории объекта не предусматривается.

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 опасныхвеществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствамитребуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасноститаких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономическихфакторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективнуюинформацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения вотношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на тривопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период пробной эксплуатации продуктивногогоризонта верхнеюрских отложений месторождения Ракушечное требует оценкиэкологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельностиможно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимымизменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человекаможет восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влиянияна природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятиявыполняется на основе:

- комплексной оценки последствий воздействия на компоненты окружающей средыпри нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место наместорождении, 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 разработки месторождения можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовкиуглеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельностивлечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нуждыданного 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-возможныенеполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звенье в технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнутьпри 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 сложностии, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3группы:

- первая-характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможнымзагрязнениемприродных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и несоздают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья-не управляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существен но превышающие значения ПДК назначительном расстояние отместаварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективны хметодов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии исценариев 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 свыбросом 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 проведение работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным. Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при назведке 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. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

### 11.5. Примерные масштабы неблагоприятных последствий

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, результирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с воздействие высокой значимости.

Для оценки экологических последствий намечаемой деятельности был использован матричный анализ. На основе «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Приказ 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 воздей- ствия от 10 до 100 км2.
- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продол- жительность воздействия от 3 лет и более.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Сильное воздействие (4) - Изме- нения 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 окружа- ющей среды выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким обра- зом, 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 хозбытовых 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 соответствие с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;
- ✓ Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;
- ✓ Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках **устанавливаются** передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголком 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 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

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 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 Плане ликвидации аварий предусматриваются:

1) мероприятия по спасению людей
2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
3) действия персонала при возникновении аварий;

4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

**11.8. Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями**

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;

б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;

в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной 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.

**11.9. Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий**

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка

действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварии должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Специалисты компании в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на участке Жантереке, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения на период пробной эксплуатации месторождения.

***Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности***

К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

• прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций;

• разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий

• обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты

К основным мероприятиям по обеспечению технологической безопасности при разработке месторождения, которая обеспечивает безопасность жизнедеятельности, относятся следующие:

• контроль соответствия применяемого оборудования механизмов и приборов стандартам, строительным нормам и правилам, техническим условиям и правилам безопасности, действующим в

Республике Казахстан;

• контроль наличия проектной и технической документации на сооружения и объекты нефтепромысла, разработанной организациями, имеющими лицензию на проектирование в Республике Казахстан;

• выполнение требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в Республике Казахстан» при эксплуатации импортного оборудования, механизмов и приборов;

• организация работ по обеспечению эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений в соответствии с требованиями Единой системы охраны труда;

• подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;

• разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;

• организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;

• создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;

• создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально- технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;

• контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;

• организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;

• участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

• «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».

• «План ликвидации возможных аварий».

• «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противофонтанное предприятие, противопожарная служба.

В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: военизированная пожарная часть города, Облздрав, Управление по государственному контролю и надзору в области ЧС, Инспекция по охране труда, Департамент КНБ, Департамент охраны общественного здоровья Атырауской области, Областная прокуратура, Департамент экологии по Атырауской области, Инспекция охраны и использования недр.

Организация несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников, эвакуация будет произведена в соответствии с планами, разработанными и принятыми - Планами ликвидации возможных аварий. Производственные площадки должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем, а инженерно-технический персонал и рабочие – необходимой документацией для обеспечения безопасных условий труда.

Оборудование безопасности и пожаротушения должно устанавливаться только после прохождения процедуры получения на них свидетельств о безопасности в уполномоченных органах и сертификатов соответствия РК в Госстандарте в соответствии с законами РК.

**11.10. План действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствий загрязнения всех компонентов окружающей среды**

При наступлении аварийной ситуации или экологического происшествия оператор объекта в соответствии с пунктом 4 статьи 362 Кодекса обязан незамедлительно уведомить любым доступным способом уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и предоставить всю информацию, оказать содействие в целях минимизации последствий такого происшествия для жизни и здоровья людей и оценки степени фактического и потенциального экологического ущерба.

План ликвидации аварий при буровых работах

Каждый работник на поверхности, заметивший опасность, угрожающую жизни людей или узнающий об аварии обязан:

- Немедленно через посыльного или самостоятельно сообщить лицу надзора по радиотелефону, установленному на буровой о характере аварии и одновременно предупредить об опасности находящихся по близости людей.

- Самостоятельно или совместно с другими работниками немедленно принять меры по ликвидации аварии.

- Ответственным руководителем по ликвидации аварии является – начальник полевой партии. До момента его прибытия ответственным руководителем по ликвидации аварии является – буровой мастер.

- Местом нахождения ответственного руководителя является командный пункт полевой партии.

- Инженерно-технические работники в любое время, после получения сообщения об аварии, немедленно обязаны явиться в командный пункт и доложить ответственному руководителю о своем прибытии.

При ведении работ по ликвидации аварии обязательными к выполнению являются только распоряжения ответственного руководителя работ по ликвидации аварии.

Основным мероприятием по ликвидации аварии при проведении буровых работ являются меры по извлечению аварийного снаряда из скважины. При его извлечении необходимо соблюдать Правила техники безопасности при проведении буровых работ.

План мероприятий по предупреждению и устранению аварийных выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух

1. Обеспечение соблюдение технологический процессов и правил эксплуатации оборудования, предусмотренных нормативно-технической документацией.

2. Обеспечение соблюдения правил технической эксплуатации оборудования, техники безопасности, правил пожарной безопасности.

3. Для анализа проб природных объектов, отобранных для оценки последствий ЧС, привлекаются сторонние лаборатории, в область аккредитации которых входят соответствующие виды измерений.

4. В случае обнаружения аварийной ситуации:

- передать информацию мастеру смены, диспетчеру рудника любыми доступными средствами связи;

- прекратить производственную деятельность на участке аварии;

- вывести персонал из опасной зоны.

План мероприятий по предупреждению и устранению аварийного загрязнения водных ресурсов

1. Обеспечение соблюдение технологический процессов и правил эксплуатации оборудования, предусмотренных нормативно-технической документацией.

2. Обеспечение соблюдения правил технической эксплуатации оборудования, техники безопасности, правил пожарной безопасности.

3. Для анализа проб природных объектов, отобранных для оценки последствий ЧС, привлекаются сторонние лаборатории, в область аккредитации которых входят соответствующие виды измерений.

4. В случае обнаружения аварийной ситуации:

- передать информацию мастеру смены, диспетчеру рудника любыми доступными средствами связи;

- прекратить производственную деятельность на участке аварии;

- вывести персонал из опасной зоны.

План мероприятий по предупреждению по предупреждению и устранению аварийного загрязнения почв

1. Чрезвычайной (аварийной) ситуацией на предприятии является: возгорание отходов, разлив нефтесодержащих отходов, антисанитарная обстановка в местах хранения отходов.

2. При возгорании отходов работник предприятия, обнаруживший возгорание, руководители и другие должностные лица действуют в соответствии с инструкцией о порядке действий при возникновении пожара на предприятии. Для предупреждения возгорания отходов ответственные за их накопление руководствуются инструкциями по обращению с отходами производства и потребления.

3. При разливе нефтесодержащих отходов для исключения дальнейшего попадания их в почву место разлива посыпают древесными опилками (песком). Далее впитавшие масло опилки (песок) и

грунт собирают в герметичную емкость для последующей передачи на утилизацию.

4. Для предотвращения возникновения антисанитарного состояния в местах накопления отходов, необходимо обеспечить своевременный вывоз отходов с территории предприятия; контролировать санитарное состояние контейнеров, не допускать их переполнения.

5. Первоочередной мерой по предупреждению последствий чрезвычайных ситуаций является незамедлительное оповещение соответствующих служб.

6. Перечень мероприятий по контролю при ликвидации ЧС, определяется в оперативном порядке непосредственно после получения уведомления об аварийной ситуации и зависит от тяжести ситуации.

7. Оценка последствий ЧС, возникающих при обращении с отходами (фактическое загрязнение компонентов природной среды на производственной площадке и в пределах зоны влияния производственного объекта) осуществляется в соответствии с нормативными документами с применением МВИ содержания загрязняющих веществ в объектах окружающей среды, допущенных к применению в установленном порядке.

8. Для оперативной оценки последствий чрезвычайных ситуаций, возникающих при обращении с отходами, допускается применение методов индикаторного анализа.

9. Для анализа проб природных объектов, отобранных для оценки последствий ЧС, привлекаются сторонние лаборатории, в область аккредитации которых входят соответствующие виды измерений.

При соблюдении перечисленных требований, в процессе выполнения работ по реализации проектных решений, вероятность возникновения аварийных ситуаций крайне мала.

### 11.11. Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий

Предусматриваемые меры направлены на предупреждение и минимизацию отрицательных воздействий на окружающую среду в строительный период за счет рациональной схемы организации работ.

Четкое выполнение проектных и технологических решений в период строительства скважин будет гарантировать максимальное сохранение окружающей среды не только в период строительства, но и в бедующем период эксплуатации объектов.

Основные мероприятия, обеспечивающие соблюдение природоохранных требований при строительстве скважин могут быть отнесены к организационным, планировочным и техническим (специальным).

Организационные и планировочные мероприятия обеспечивают безопасное для персонала выполнение работ и минимизацию воздействия на окружающую среду.

Технические или специальные мероприятия предусматривают выполнение специальных мероприятий, предусматриваемых непосредственное снижение уровня воздействия объектов на окружающую среду.

Меры по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду на период строительства скважин сводятся к проведению следующих мероприятий:

<u>Мероприятия по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух</u>

В данном разделе перечислены основные мероприятия по снижению количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, при строительстве скважин, разработанных для данного проекта.

Основные мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:

- выбор технологии и применяемого оборудования бурения с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;
- оптимизация работы технологического оборудования с целью соблюдения нормативов ДВ и поддержания уровня концентрации ЗВ ниже ПДК на границе СЗЗ (регулирование топливной аппаратуры дизельных ДВС агрегатов и автотранспорта для снижения загазованности территории ведения работ);
- использование герметичных систем в блоке приготовления и очистки бурового раствора, на участках хранения бурового раствора, отработанных буровых стоков, бурового шлама, емкостей ГСМ, емкости приема пластовых флюидов при строительстве скважин;
- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении;
- размещение стационарных источников выбросов ЗВ на площадке бурения с учетом преобладающего направления ветра;

- соблюдение «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на всех стадиях строительства, эксплуатации и ремонта скважины;

- проведение испытания и освоения скважин при благоприятных метеорологических условиях; - герметизация скважин и утилизация жидких флюидов при испытании и освоении скважины, разработка мер ликвидации при аварийных выбросах;

- выбор сокращенного режима работы двигателей (до 20%) в период НМУ с целью уменьшения зоны опасных явлений.

Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемое выбросами строительной техники и транспорта, в большой степени зависит от метеорологических условий. В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрастать. Задача в том, чтобы в эти периоды не допускать возникновения высокого уровня загрязнения.

К неблагоприятным метеорологическим условиям (НМУ) относят: пыльную бурю, гололед, штормовой ветер, туман, штиль.

Неблагоприятные метеорологические условия могут помешать нормальному режиму строительства, разработки месторождения. 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) предусмотреть мероприятия, которые должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы. При разработке этих мероприятий целесообразно учитывать следующие рекомендации:

- ограничить движение и использование строительной техники на территории строительства;

- ограничение или запрещение погрузочно-разгрузочных работ, связанных со значительными неорганизованными выбросами пыли в атмосферу;

- при установлении сухой безветренной погоды осуществлять орошение участков строительства.

Эти мероприятия носят организационно-технический характер, они не требуют существенных затрат.

Мероприятия по снижению негативного воздействия на подземные воды

Для уменьшения загрязнения окружающей территории предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

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

• очистка и утилизация буровых сточных вод;

• соблюдение технологического регламента на проведение буровых работ;

• своевременный ремонт аппаратуры;

• недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.

Одним из основных требований к технологии бурения является введение оборотного полного или частичного водоснабжения буровой. Его основу составляет максимально возможное вовлечение буровых сточных вод (БСВ) в систему рециркуляции с ориентацией на их использование для различных целей бурения. Основными технологическими точками использования этих сточных вод в системе оборотного водоснабжения буровой являются:

- обмыв бурильного инструмента при проведении спускоподъемных операций;

- обмыв механизмов системы очистки и регенерации буровых растворов;

- обмыв оборудования и рабочих площадок вышечного, насосного и силового блоков и других мест;

- охлаждение штоков насосов.

Для предотвращения загрязнения гидросферы все технологические площадки на буровой выполняются гидроизолированными. По периметру буровой площадки, площадки склада горючесмазочных материалов и блока сжигания продукции освоения скважины сооружается обваловка.

. Сбор, складирование, обезвреживание и вывоз ОБР и бурового шлама являются важнейшими мероприятиями по охране водных ресурсов, особенно подземных вод. Для предупреждения аварийных ситуаций, будут выполняться мероприятия, предусмотренные в техническом проекте, следующего характера:

• соблюдение технологических параметров основного производства и обеспечение нормальной эксплуатации сооружений и оборудования;

• аккумулирование случайных проливов жидких продуктов и возвращение их в систему рециркуляции;

• запрещение аварийных сбросов сточных вод или других опасных жидкостей на рельеф местности;

• разработка специализированного плана аварийного реагирования (мероприятия по ограничению, ликвидации последствий потенциально возможной аварии);

• наличие необходимых технических средств, для удаления загрязняющих веществ;

• проведение планового профилактического ремонта оборудования;

• автоматизация систем противоаварийной защиты технологических процессов, использование предупредительной и предаварийной сигнализации.

Мероприятия по снижению негативного воздействия на почвенный покров

Для эффективной охраны почв от возможного загрязнения и нарушения должен выполняться комплекс мероприятий, направленные на предупреждение, снижение или исключение различных видов воздействия на подстилающую поверхность, а также решения, обеспечивающие инженерно-экологическую безопасность в районе работ. Мероприятия, обеспечивающие защиту почвы, складываются из организационно-технологических решений:

• установка контейнеров для сбора ТБО и периодического вывоза на полигон ТБО;

• вывоз хозяйственно-бытовых стоков и твердых отходов в специализированной организации по договору.

Проектом предусмотрен также ряд мероприятий, направленных на обеспечение инженерно-экологической безопасности объектов и предупреждения аварийных ситуаций:

• защита проектируемых сооружений от коррозии;

• оперативная ликвидация загрязнений на площадках строительства;

• оснащение временных сооружений первичными средствами пожаротушения в соответствии с типовыми правилами пожарной безопасности на весь период строительства.

Для защиты почвенного покрова от механических нарушений и химического загрязнения проектом предусматриваются следующие технические решения:

• проезд транспортной техники по бездорожью исключается;

• необходимо неукоснительное соблюдение санитарно-гигиенических требований, норм по хранению ГСМ, утилизации отходов, хранения и транспортировки бытовых и технологических отходов.

Мероприятия по снижению негативного воздействия на растительность и животный мир

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении работ по разработке месторождения, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения.

Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью (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.

Мероприятия, обеспечивающие защиту почвы, флоры и фауны складываются из организационно – технологических; проектно – конструкторских; санитарно-противоэпидемических.

Организационно-технологические:

- организация упорядоченного движения автотранспорта и техники по территории, согласно разработанной и утвержденной оптимальной схеме движения;

- тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением рельефа при производстве земляных работ; технической рекультивации.

Проектно-конструкторские:

- согласование и экспертиза проектных разработок в контролирующих природоохранных органах и СЭС;

- проектно-конструкторские решения, направленные на снижение загрязнения почв.

Санитарно-противоэпидемические - обеспечение противоэпидемической защиты персонала от особо опасных инфекций. В районе проведения запроектированных работ необходимо обеспечение следующих мероприятий по охране животного мира:

- защита окружающей воздушной среды;

- защиту поверхностных, подземных вод от техногенного воздействия;

- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них

животных;

- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- ввести на территории участка запрет на охоту;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- проектные решения по обустройству участка принять с учетом требований РК в области охраны окружающей среды, включая проведение работ по технической рекультивации после окончания работ.

Основными требованиями по сохранению объектов флоры и фауны является:

- сохранение фрагментов естественных экосистем,
- предотвращение случайной гибели животных и растений,
- создание условий производственной дисциплины исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

Предлагаемых мероприятий по управлению отходами

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

• обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды: размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях; временное складирование отходов раздельно по видам и классам опасности в специально предназначенные для этих целей емкости (контейнеры, бочки и др.);

• отходы высокой степени опасности изолируются; несовместимые отходы физически разделяются; опасные отходы не смешиваются;

• утилизация всех видов отходов, не подлежащих вторичному использованию и переработке;

• своевременный вывоз образующихся и накопленных отходов, годных для дальнейшей транспортировки и переработки на специализированные предприятия;

• транспортировка отходов осуществляется с использованием транспортных средств, оборудованных для данной цели;

• при сборе, хранении, транспортировании, использовании или обезвреживании должны соблюдаться действующие экологические, санитарно-эпидемиологические, технические нормы и правила обращения с отходами;

• проведение учета образования, хранения, размещения, обезвреживания и вывоза отходов;

• обеспечение герметичности емкостей для сбора отходов производства;

• составление паспортов отходов;

• проведение периодического аудита системы управления отходами;

• максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;

• рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;

• принятие мер предосторожности и проведение ежедневных профилактических работ для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;

• повторное использование отходов производства, для достижения снижения использования сырьевых материалов;

• заключение контрактов со специализированными компаниями на утилизацию отходов производства и потребления.

Все предусмотренные мероприятия по безопасному обращению с отходами будут максимально предотвращать их влияние на окружающую среду. Предусматриваемая в проекте организация хранения, удаления и переработки отходов максимально предотвращает загрязнение окружающей среды. Разработка Программы управления отходами, планирование мероприятий по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создадут возможность минимизации воздействия отходов на окружающую среду.

Согласно Статьи 159, п.3, п.п.7 Экологического кодекса республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК отходы и управление ими являются объектами экологического мониторинга. Производственный контроль при обращении с отходами предусматривает ведение учета объема, состава, режима их образования, хранения и отгрузки с периодичностью, достаточной для заполнения форм внутрипроизводственной и государственной статистической отчетности, которые регулярно

направляются в территориальные природоохранные органы.

Основными моментами экологической безопасности, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

• предупреждение образования отдельных видов отходов и уменьшение образования объемов образования других;

• исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов, технологий;

• предотвращения смешивания различных видов отходов;

• организация максимально возможного вторичного использования отходов по прямому назначению и других целей;

• снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов.

Предприятию, на основании Экологического Кодекса РК, необходимо организовать и осуществлять производственный контроль в области образования отходов. Самостоятельно разработать и утвердить порядок осуществления данного контроля и согласовать с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и государственными органами санитарно-эпидемиологической службы.

Мероприятия по снижению экологического риска

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

В целях предотвращения аварийных ситуаций на предприятии разработаны специальные мероприятия:

– все конструкции рассчитаны и запроектированы с учетом сейсмических нагрузок;

– применять в технологических жидкостях и процессах невысокотоксичные химические реагенты;

– предусмотреть герметизированную систему продуктопроводов, транспорта газа и продувочной системы;

– проводить гидроиспытания технологического оборудования и продуктопроводов на герметичность и прочность;

– усиление устройства битумно-полимерной защиты подземного продуктопровода;

– все бетонные поверхности, засыпаемые грунтом, покрыть горячим битумом за два раза.

*Радиационная безопасность*

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

Работы по проектируемым работам предусматривается проводить в строгом соответствии соблюдением действующих гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (Утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020) и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Согласно указанным документам предусмотрены следующие работы:

1. Проведение замеров радиационного фонда на территории скважины;

2. проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.

3. Эффективная доза облучения природными источниками для всех работников не должна превышать 5 мЗв в год (любые профессии производства).

Согласно данной инструкции необходимо:

• вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;

• отходы с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;

• сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;

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

Работающий персонал должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Ответственность за готовность к применению средств индивидуальной защиты несет технический руководитель организации, за правильность их использования непосредственно на месте проведения работ – исполнитель работ. Сбор радиоактивных отходов на предприятии должен производиться непосредственно на местах их образования и включать в себя сбор отходов, временное хранение, удаление и обезвреживание.

При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных радионуклидов, необходимо также учесть возможность использовать их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами. Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения бурильные трубы.

В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения.

В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.

*Мероприятия по снижению негативного воздействия физических факторов*

Соблюдение действующего законодательства в части использования техники и оборудования, соответствующих ГОСТу, является основным мероприятием по защите от шума, вибрации и электромагнитного излучения персонала и населения.

На период строительства основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

• уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);

• систему сборки деталей агрегата, при которой сводятся к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);

• широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;

• оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;

• изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);

• уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);

• применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты от шума (беруши, наушники, шлемы, противошумные вкладыши, перекрывающих наружный слуховой проход; защитные каски с подшлемниками);

• замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов.

Борьбу с шумом проводят путем своевременного профилактического ремонта оборудования, подтягивания ослабевших соединений, своевременной смазки вращающихся частей. Для снижения шума от технологического оборудования предусмотрено: шумящие и вибрирующие механизмы заключены в кожухи, установлены гибкие связи, упругие прокладки и пружины; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, применены вибробезопасные и малошумящие машины, ди- станционное управление, сокращено время пребывания в условиях вибрации и шума, рабочие места не с постоянным пребыванием а периодическим, с целью осмотра отдельных узлов, в обязательном порядке используются средства индивидуальной защиты.

## 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 НОПРЕДЕЛННОСТИ 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.

При реализации проектных решений на месторождении 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;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольноизмерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

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 регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)**

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями на месторождении являются:

- пыльные бури;
- штормовой ветер;
- штиль;

- температурная инверсия;
- высокая относительная влажность (выше 70 %).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

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

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью 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.

**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 соответсвии 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.

**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.

**Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров**

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении необходимо внедрение следующих мероприятий:

- инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов,

загрязняющихокружающую среду;

- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;

- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;

- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;

- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;

- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;

- сохранение достигнутого уровня мелиорации;

- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

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 н 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 образование 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 оборудовании;
- Контроль давления на выходе добывающих скважин.

**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 замазученных 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 №ҚР ДСМ-2), СЗЗ для объектов I классов опасности максимальное озеленение предусматривает – не менее 40% площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки.

При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ.

При выборе газоустойчивого посадочного материала и проведении мероприятий по озеленению учитываются природно-климатические условия района расположения предприятия.

**Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразияживотного мира**

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пресекающих 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 противоэпидемических 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.

**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 проектном 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 окончанию 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 больницшкол, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.\

При проведении оценки воздействия на окружающую среду должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие, смягчению последствий таких воздействий.

Для снижения даже кратковременного и незначительного негативного влияния на животный мир, проектом предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;
- применение современных технологий ведения работ;
- строгая регламентация ведения работ на участке;
-упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;
- организовать сбор и вывоз отходов производства и потребления на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;
- во избежание разноса отходов контейнеры имеют плотные крышки;
- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива при доставке;
- заправку транспорта проводить в строго отведенных оборудованных местах;
- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;
- исключение случаев браконьерства;
- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и разорении птичьих гнезд;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- приостановка производственных работ при массовой миграции животных и птиц;
- просветительская работа экологического содержания;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается.

Для снижения запыленности воздуха при проведении геологоразведочных работ предусматривается пылеподавление.

Согласно п.50 Параграфа 2 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Утверждены приказом и. о. Министра здравоохранения РК от 11.01.2022 года №ҚР ДСМ-2), СЗЗ для объектов I классов опасности максимальное озеленение предусматривает – не менее 40% площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки.

При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ. При выборе газоустойчивого посадочного материала и проведении мероприятий по озеленению учитываются природно-климатические условия района расположения предприятия.

Вырубка древесно-кустарниковой растительности проектом не предусмотрена.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

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

Осуществлять мониторинг и контроль за состоянием местообитания красно книжных видов животных и птиц, а также растений.

– необходимо проведение экспертной оценки флоры и фауны на территории намечаемой деятельности

– в случае обнаружения редких видов на территории намечаемой деятельности приостановить работы на соответствующем участке и сообщить об этом уполномоченному органу и предусмотреть мониторинг обнаруженных охраняемых и редких видов фауны;

– пересадка редких и охраняемых видов растений в случае их обнаружения, по решению уполномоченного органа;

- в случае произрастания видов растений, занесенных в Красную Книгу РК, необходимо провести выкопку подземных частей растений (в случае их обнаружения) тюльпана двухцветкового, прострела раскрытого, адониса волжского, шампиньона табличный, тюльпана Шренка, лилии кудреватой, прострела раскрытого, пиона степного, волчеягодника алтайского и др. для пересадки либо в специально организованный питомник (все эти виды являются декоративными и ценными лекарственными) либо для пересадки в подходящие биотопы на близ лежащие участки, которые входят в границы землеотвода, но не будут затронуты строительными работами.

– предварительный сбор семян с тех особей редких видов, которые будут уничтожены при строительстве, с дальнейшим посевом их на подходящих участках либо передачей на хранение, обмен либо для выращивания и изучения в фонды Института ботаники и фитоинтродукции и его филиалы Институт биологии и биотехнологии растений;

- использовать семена при рекультивации участка после окончания работ.

## 14. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙТСВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИ 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, образую- щиеся в процессе разведки, будет налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующем горных работ.
2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения). Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.
3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.
4. Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах новостроек, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

− строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;

− соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;

− при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, 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 участков в измененных границах;

− при автомобильной дороги 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 водоохранных зон. Сброс стоков на водосборные площади и в природные водные объекты исключен. Изъятия водных ресурсов из природных объектов не требуется.

## 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 целяхподтверждения 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 изавершен 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.

СогласноЭкологическому кодексу Республики Казахстан (Статья67.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 соответствииили 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 послепроектногоанализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатампослепроектного 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 начатне ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцатьмесяцев 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, вкотором 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 интернетресурсе.

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 ПРЕКРАЩЕНИЯНАМЕЧАЕМОЙ 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

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-Ѳ

## 18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При подготовке материалов оценки воздействия на окружающую среду по намечаемой деятельности существенных трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей или недостаточным уровнем современных научных знаний, **не выявлено**.

Оценка возможного воздействия намечаемой деятельности выполнена на основании проектных решений, исходных данных о характеристиках территории, сведений о существующем состоянии окружающей среды, данных о технологических процессах, объемах использования природных ресурсов, образования отходов и выбросов загрязняющих веществ, а также метеорологических характеристик района.

При проведении оценки воздействия использовались расчетные методы, позволяющие определить количественные показатели выбросов загрязняющих веществ, образования отходов и иных видов воздействия на окружающую среду. Расчеты выполнены с учетом предусмотренных проектом технологических операций, количества и режима работы оборудования, продолжительности проведения работ и условий эксплуатации.

Для характеристики фонового состояния окружающей среды использовались доступные официальные сведения и материалы государственных органов, специализированных организаций и результаты ранее выполненных исследований.

Отсутствие необходимости проведения отдельных инструментальных исследований на стадии подготовки настоящих проектных решений обусловлено характером намечаемой деятельности и использованием ранее полученных и официально доступных исходных данных. Имеющийся объем информации является достаточным для проведения оценки основных видов воздействия и определения предполагаемой зоны их распространения.

Применяемые методы расчета и оценки воздействия соответствуют современному уровню научных и технических знаний и позволяют с необходимой степенью достоверности оценить характер и интенсивность предполагаемого воздействия на окружающую среду.

Таким образом, обстоятельств, которые могли бы существенно ограничить возможность проведения исследований, определения источников воздействия, оценки их количественных показателей либо прогнозирования последствий реализации намечаемой деятельности, не установлено.

## 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», выполненые для решений «Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь (по состоянию на 01.05.2026 г.)» 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.

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В настоящее время ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.

**Рисунок 1. Обзорная карта**

1) Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемерколь. В административном отношении район работ расположен в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшие населенные пункты железнодорожные станции Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 15 км от района работ, районный центр – село Миялы в 120 км. Вдоль железной дороги Макат-Кандагаш проходит система коммуникаций, кабель ВОЛС, ЛЭП 35 кВт и автодорога Актобе-Атырау. Основными путями сообщения в районе являются железная дорога Астрахань - Актобе, автомобильная дорога Атырау-Актобе, проходящие южнее, и грунтовые дороги. В орографическом отношении площадь работ расположена в междуречье Сагиз-Кайнар и представляет собой слабо расчлененную равнину, осложненную холмами, грядами, балками. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +60 м до +150 м. Гидрографическая сеть развита слабо и представлена речкой Сагиз, которая разливается в весенний период. Климат района резко континентальный, засушливый, с жарким сухим летом

(максимальная температура +45 °С), малоснежной холодной зимой (до -35°С -40°С). Количество осадков не превышает 280 мм в год, и они приходятся в основном на осенне-зимний сезон. В этот период из-за раскисающих солончаковых почв и снежных заносов полевые проселочные дороги становятся труднопроходимыми. Снеговой покров ложится в начале декабря и сохраняется до конца марта. Мощность снегового покрова достигает 20-30см, но сильными ветрами основная часть снега сносится в пониженные участки рельефа (балки, низины) и образует снежные заносы. Для района работ характерны постоянно дующие ветры, направление которых часто соответствует временам года: зимой и весной - восточное, а летом и осенью - западное и южное. Своеобразие климата и литолого-стратиграфических условий района отражается в специфике почвенного покрова территории. Почвы развиты, в основном, светло- каштановые в комплексе с солонцами и солончаками. Мощность почвенного слоя не превышает 1 м. Растительность бедная, исключительно травянистая. Покрытие почвы растительностью составляет 60-80%. На возвышенностях развиты полынно-ковыльные сообщества, на пониженных участках пестрые комплексы бело-полынных и черно-полынных сообществ.

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил…», «Регламента составления проектов…», опыта реализации запроектированной на месторождении системы разработки, оценки эффективности применяемой на месторождении технологии, результатов промышленной разработки месторождения, а также геолого-физических условий, характеризующихся незначительной глубиной залегания, высокой вязкостью пластовой нефти, различной энергией законтурной зоны, тектонической изолированностью и высокой неоднородностью коллекторских свойств. Расчетные варианты технологических показателей базировались на фактическом состоянии разработки. Дальнейший подбор вариантов зависел от оптимизации реализуемого варианта. При составлении вариантов учтены в основном имеющиеся эксплуатационные скважины и их техническое состояние.

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Кемерколь.

Вариант 1 (Рекомендуемый). предусматривает продолжение ранее утвержденных проектных решений, принятых в рамках анализа разработки 2024 года, с сохранением действующих подходов к эксплуатации объектов, проведением мероприятий по оптимизации фонда, переводами скважин под систему поддержания пластового давления, а также бурением семи новых эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 с темпом по 2 скважины в год начиная с 2028 г. Фонд скважин составит 26 ед. в т.ч. 24 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 22,6 тыс. т.

Основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный период разработки – 47 лет (2026-2072 гг.);
- максимальная добыча нефти достигается в 2030 г. и составит 22.6 тыс.т;
- обводненность на конец рентабельного периода – 97.3 %;
- ввод скважин из бурения, 7 добывающих;
- темп бурения – 2 скв./год;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период составит 382.4 тыс.т, при этом коэффициент извлечения достигнет 0,250 д.ед.

Вариант 2 (альтернативный). предусматривает вовлечение остаточных извлекаемых запасов преимущественно за счет проведения ЗБГС на скважинах №№ R104, R102 и 76Б, что позволяет сократить объем нового бурения. В отличие от базового варианта предусмотрено бурение четырех новых вертикальных скважин (№№ R112, R113, R111 и R109) вместо семи скважин, запланированных по варианту 1. Фонд скважин составит 20 ед. в т.ч. 20 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 24,0 тыс. т.

2) Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществении пректируемых работ оказывать не будет.

В связи с тем, что территория участка расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный

мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет.

Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается.

В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено.

Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и монитринга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него.

Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

3)**Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:** Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой эксплуатационной скважины составит: 32.00326043 г/сек и 398.361396 тонн (от 7-ми скв. №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 на 2028-2031 годы будут составлять 2788,529772 тонн). За период вывода из консервации скважины №76Б в 2027 году 11,103831686 г/сек и 153,158050477 тонн. При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2030 год) – 16,8336673 г/сек и 317,5236871 т/год. Выбросы при проведении ОВП, дострела и КРС учтены в составе эксплуатационного периода разработки месторождения как кратковременные технологические выбросы. Также при бурении и испытании оценочной скважины №115 составит 22.00326043 г/сек и 308.161396 тонн. При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при эксплуатации месторождения следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды 3 класс 0,00535 т/ год, Марганец и его соединения 2 класс 0,00046 т/год, Азота (IV) диоксид 2 класс - 27,64692096 т/год, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)3 класс - 27,0242575 т/год, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3класс- 10,91345064 т/год, Сера диоксид 3класс - 22,3906223 т/год, Сероводород 2класс - 0,26844308 т/год, Углерод оксид 4 класс -27,9054564 т/год, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (2 класс) 0,000375 т/год, Фториды неорганические плохо растворимые 2 класс - 0,00165 т/год, Бутан (4класс) 3,901069 т/год, Гексан (4 класс) 0,1171241 т/год, Пентан (4 класс) 0,43617155 т/год, Метан - 22,47987769 т/год, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс) 0,7449961 т/год, Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) 98,1908518 т/год, Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) - 50,8654356 т/год, Бензол (2 класс) 0,4028 т/год, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс) 0,1267 т/год, Метилбензол (3 класс) 0,2532 т/год, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс) 0,20349 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс) 0,20349 т/год, Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)0,000073 т/год, Алканы С12-19 (4 класс) 23,4407224 т/год, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс) 0,0007 т/год. Проектируемый объект не подлежит в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет. В процессе реализации проектируемых работ образуются опасные и неопасные виды отходов. При бурении 1-ой эксплуатационной скважины общее 1364,5734 тонн (от 7-ми скважин 9552,0138). При бурении 1-ой оценочной скважины общее 1364,5734 тонн. При расконсервации скважины 299,3834 тонн. При эксплуатации образуются всего – 191,58276 т/год. 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.

4) 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 следующихмероприятий:
- 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 умело воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду.

5) Во всех случаях, когда выявлены значительные неблагоприятные воздействия, основная цель заключается в поиске мер по их снижению. Для тех случаев, когда подобрать подходящие мероприятия не представляется возможным, ниже излагаются варианты мероприятий, направленных на компенсации негативных последствий. Кроме того, в соответствующих случаях рекомендованы стимулирующие мероприятия. Стимулирующие мероприятия не следует рассматривать в качестве альтернативы смягчающим или компенсирующим мероприятиям – это мероприятия, выделенные в связи с их способностью обеспечить проекту определенные дополнительные преимущества после того, как реализованы все смягчающие и компенсирующие мероприятия.

По атмосферному воздуху: проведение технического осмотра и профилактических работ технологического оборудования, механизмов и автотранспорта, соблюдение нормативов допустимых выбросов.

По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды.

По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключающие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;

По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов.

По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности. По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений.

По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; установка информационных табличек в местах гнездования птиц; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; установка вторичных глушителей выхлопа на спецтехнику и авто транспорт; регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматривается. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматривают.

Обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия не требуется.

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах не приводится.

6) Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан 2.01.2021г.,
- Классификатор отходов, утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314,
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63,
- Инструкция по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года. (с последними изменениями и дополнениями).

2. Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI 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 водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

17. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».

18. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».

19. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

20. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

21. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

22. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1.**

# РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

**ПРИ БУРЕНИИ 1-ой эксплуатационной 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 $B_{год}$ , т, 38.1
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 37
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 133
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 133 * 37 = 0.04291112$ (А.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.04291112 / 0.531396731 = 0.080751569$ (А.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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{Mi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.084688889 | 1.31064 | 0 | 0.084688889 | 1.31064 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.013761944 | 0.212979 | 0 | 0.013761944 | 0.212979 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.007194444 | 0.1143 | 0 | 0.007194444 | 0.1143 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.011305556 | 0.17145 | 0 | 0.011305556 | 0.17145 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.074 | 1.143 | 0 | 0.074 | 1.143 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000134 | 0.000002096 | 0 | 0.000000134 | 0.000002096 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.001541667 | 0.02286 | 0 | 0.001541667 | 0.02286 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.037 | 0.5715 | 0 | 0.037 | 0.5715 |

***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 $B_{год}$ , т, 65
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 200
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 218
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 218 * 200 = 0.380192$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.380192 / 0.531396731 = 0.71545792$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.426666667 | 2.08 | 0 | 0.426666667 | 2.08 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.069333333 | 0.338 | 0 | 0.069333333 | 0.338 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.027777778 | 0.13 | 0 | 0.027777778 | 0.13 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.066666667 | 0.325 | 0 | 0.066666667 | 0.325 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.344444444 | 1.69 | 0 | 0.344444444 | 1.69 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000667 | 0.000003575 | 0 | 0.000000667 | 0.000003575 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.006666667 | 0.0325 | 0 | 0.006666667 | 0.0325 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.161111111 | 0.78 | 0 | 0.161111111 | 0.78 |

***<u>Источник загрязнения N 6001, Участок сварки</u>***
Список литературы:
Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005
РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов
Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами
Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45
Расход сварочных материалов, кг/год, $B$ = **450**
Фактический максимальный расход сварочных материалов,
с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX$ = **1.04**

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 · B / 10^6* = 10.69 · 450 / 10^6 = 0.00481**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 10.69 · 1.04 / 3600 = 0.00309**
***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 · B / 10^6* = 0.92 · 450 / 10^6 = 0.000414**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 0.92 · 1.04 / 3600 = 0.000266**
***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 · B / 10^6* = 1.4 · 450 / 10^6 = 0.00063**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 1.4 · 1.04 / 3600 = 0.0004044**
***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 · B / 10^6* = 3.3 · 450 / 10^6 = 0.001485**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 3.3 · 1.04 / 3600 = 0.000953**
---
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 · B / 10^6* = 0.75 · 450 / 10^6 = 0.0003375**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 0.75 · 1.04 / 3600 = 0.0002167**
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 · GIS · B / 10^6* = 0.8 · 1.5 · 450 / 10^6 = 0.00054**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = KNO2 · GIS · BMAX / 3600* = 0.8 · 1.5 · 1.04 / 3600 = 0.000347**
***Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)***
Валовый выброс, т/год (5.1), ***_M_ = KNO · GIS · B / 10^6* = 0.13 · 1.5 · 450 / 10^6 = 0.0000878**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = KNO · GIS · BMAX / 3600* = 0.13 · 1.5 · 1.04 / 3600 = 0.0000563**
***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 · B / 10^6* = 13.3 · 450 / 10^6 = 0.00599**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 13.3 · 1.04 / 3600 = 0.00384**
ИТОГО:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | 0.00309 | 0.00481 |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) | 0.000266 | 0.000414 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.000347 | 0.00054 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.0000563 | 0.0000878 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.00384 | 0.00599 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | 0.0002167 | 0.0003375 |
| 0344 | Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) | 0.000953 | 0.001485 |
| 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) | 0.0004044 | 0.00063 |

***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: 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 данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 450.75**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 3.13**
***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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · $10^{-6}$* = 1.2 · 1.2 · 1 · 0.6 · 540 · 450.75 · (1-0) · $10^{-6}$ = 0.210302**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600* = 1.2 · 1.2 · 1 · 0.6 · 540 · 3.13 · (1-0) / 3600 = 0.40565**
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) | 0.40565 | 0.210302 |

**Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется**
**экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, *N* = 0.85**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 450.75**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 3.13**
***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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · $10^{-6}$* = 1.2 · 1.2 · 1 · 0.6 · 540 · 450.75 · (1-0.85) · $10^{-6}$ = 0.03154**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600* = 1.2 · 1.2 · 1 · 0.6 · 540 · 3.13 · (1-0.85) / 3600 = 0.06085**
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) | 0.06085 | 0.03154 |

***Источник загрязнения N 6003, Разработка грунта***
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 данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 330**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10$^{-6}$*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 330 · (1-0) · 10$^{-6}$ = 0.012672**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 2.3· (1-0) / 3600 = 0.024533**
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) | 0.024533 | 0.012672 |

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N*** **= 0.85**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD*** **= 330**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10$^{-6}$*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 330 · (1-0.85) · 10$^{-6}$ = 0.0019008**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 2.3 · (1-0.85) / 3600 = 0.00368**
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) | 0.00368 | 0.0019008 |

***Источник загрязнения N 6004, 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/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*** **= 51.55**
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*** **= 51.55**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC*** **= 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP*** **= 0.0029**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 3**
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**
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 · 3 = 0.00235**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 150**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR*** **= 0.00235**
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$^{-6}$ + GHR*** **= (2.36 · 51.55 + 3.15 · 51.55) · 0.1 · 10$^{-6}$ + 0.00235 = 0.00238**

***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); 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 · 0.00238 / 100 = 0.002373**
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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00238 / 100 = 0.00000666$
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 | 0.00000666 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.002373 |

**За период бурения скважины**

***Источник загрязнения N 0003, Дизельный двигатель CAT 3412 (силовой двигатель)***

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, 771
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 485
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 164.95
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 164.95 * 485 = 0.69760654$ (А.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.69760654 / 0.531396731 = 1.312779133$ (А.4)
2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 1.034666667 | 24.672 | 0 | 1.034666667 | 24.672 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.168133333 | 4.0092 | 0 | 0.168133333 | 4.0092 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.067361111 | 1.542 | 0 | 0.067361111 | 1.542 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.161666667 | 3.855 | 0 | 0.161666667 | 3.855 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.835277778 | 20.046 | 0 | 0.835277778 | 20.046 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000001617 | 0.000042405 | 0 | 0.000001617 | 0.000042405 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.016166667 | 0.3855 | 0 | 0.016166667 | 0.3855 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.390694444 | 9.252 | 0 | 0.390694444 | 9.252 |

***Источник загрязнения N 0004, Дизельный двигатель «CAT 3406 », мощностью 460 кВт***
***Источник загрязнения N 0005, Дизельный двигатель «CAT 3406 », мощностью 460 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, 435
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 460
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 163.04
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 163.04 * 460 = 0.653986048$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.653986048 / 0.531396731 = 1.230692644$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.981333333 | 13.92 | 0 | 0.981333333 | 13.92 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.159466667 | 2.262 | 0 | 0.159466667 | 2.262 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.063888889 | 0.87 | 0 | 0.063888889 | 0.87 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.153333333 | 2.175 | 0 | 0.153333333 | 2.175 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.792222222 | 11.31 | 0 | 0.792222222 | 11.31 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000001533 | 0.000023925 | 0 | 0.000001533 | 0.000023925 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.015333333 | 0.2175 | 0 | 0.015333333 | 0.2175 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.370555556 | 5.22 | 0 | 0.370555556 | 5.22 |

***<u>Источник загрязнения N 0006, Дизельгенератор CAT DITA мощностью 400 кВт (освещение)</u>***
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, 405
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 400
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 150
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 150 * 400 = 0.5232$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.5232 / 0.531396731 = 0.98457512$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.853333333 | 12.96 | 0 | 0.853333333 | 12.96 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.138666667 | 2.106 | 0 | 0.138666667 | 2.106 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.055555556 | 0.81 | 0 | 0.055555556 | 0.81 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.133333333 | 2.025 | 0 | 0.133333333 | 2.025 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.688888889 | 10.53 | 0 | 0.688888889 | 10.53 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000001333 | 0.000022275 | 0 | 0.000001333 | 0.000022275 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.013333333 | 0.2025 | 0 | 0.013333333 | 0.2025 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.322222222 | 4.86 | 0 | 0.322222222 | 4.86 |

***<u>Источник загрязнения N 0007, Цементировочный агрегат "ЦА-320М"</u>***
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, 31.5
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 169
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 197
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 197 * 169 = 0.29031496$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.29031496 / 0.531396731 = 0.546324324$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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 | 1.008 | 0 | 0.360533333 | 1.008 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.058586667 | 0.1638 | 0 | 0.058586667 | 0.1638 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.023472222 | 0.063 | 0 | 0.023472222 | 0.063 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.056333333 | 0.1575 | 0 | 0.056333333 | 0.1575 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.291055556 | 0.819 | 0 | 0.291055556 | 0.819 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000563 | 0.000001733 | 0 | 0.000000563 | 0.000001733 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.005633333 | 0.01575 | 0 | 0.005633333 | 0.01575 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.136138889 | 0.378 | 0 | 0.136138889 | 0.378 |

***Источник загрязнения N 0008, 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, ***KЗ* = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**
Расход топлива, т/год, ***BT* = 45**
Расход топлива, г/с, ***BG* = 4.9**
Марка топлива, ***M* = Дизельное топливо**
Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), ***QR* = 10210**
Пересчет в МДж, $QR = QR \cdot 0.004187 = 10210 \cdot 0.004187 = 42.75$
Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), ***AR* = 0.025**
Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), ***A1R* = 0.025**
Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), ***SR* = 0.3**
Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), ***S1R* = 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), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.03116 \cdot (0.1 / 0.1)^{0.25} = 0.03116$
Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 45 \cdot 42.75 \cdot 0.03116 \cdot (1-0) = 0.06$
Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 4.9 \cdot 42.75 \cdot 0.03116 \cdot (1-0) = 0.00653$
Выброс азота диоксида (0301), т/год, $_M_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.06 = 0.048$
Выброс азота диоксида (0301), г/с, $_G_ = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.00653 = 0.00522$
***Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)***
Выброс азота оксида (0304), т/год, $_M_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.06 = 0.0078$
Выброс азота оксида (0304), г/с, $_G_ = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.00653 = 0.000849$
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), $_M_ = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 45 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 45 = 0.2646$
Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $_G_ = 0.02 \cdot BG \cdot S1R \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 4.9 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 4.9 = 0.0288$
РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА
***Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)***
Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q4* = 0**
Тип топки: Камерная топка
Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q3* = 0.5**
Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, ***R* = 0.65**
Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$
Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $_M_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 45 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.626$
Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $_G_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 4.9 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.0681$
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), $_M_ = BT \cdot AR \cdot F = 45 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.01125$
Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $_G_ = BG \cdot A1R \cdot F = 4.9 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.001225$
Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.00522 | 0.048 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.000849 | 0.0078 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.001225 | 0.01125 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.0288 | 0.2646 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.0681 | 0.626 |

***Источник загрязнения N 0009, 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, 37.5
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 132
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 88
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 88 * 132 = 0.10129152$ (А.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.10129152 / 0.531396731 = 0.190613743$ (А.4)
2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.2816 | 1.2 | 0 | 0.2816 | 1.2 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.04576 | 0.195 | 0 | 0.04576 | 0.195 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.018333333 | 0.075 | 0 | 0.018333333 | 0.075 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.044 | 0.1875 | 0 | 0.044 | 0.1875 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.227333333 | 0.975 | 0 | 0.227333333 | 0.975 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.00000044 | 0.000002063 | 0 | 0.00000044 | 0.000002063 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.0044 | 0.01875 | 0 | 0.0044 | 0.01875 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.106333333 | 0.45 | 0 | 0.106333333 | 0.45 |

***<u>Источник загрязнения N 0010, Дизельная электростанция 200 кВт (вахт.пос)</u>***

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, 435

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 218

Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 218 * 200 = 0.380192$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.380192 / 0.531396731 = 0.71545792$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.426666667 | 13.92 | 0 | 0.426666667 | 13.92 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.069333333 | 2.262 | 0 | 0.069333333 | 2.262 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.027777778 | 0.87 | 0 | 0.027777778 | 0.87 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.066666667 | 2.175 | 0 | 0.066666667 | 2.175 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.344444444 | 11.31 | 0 | 0.344444444 | 11.31 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000667 | 0.000023925 | 0 | 0.000000667 | 0.000023925 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.006666667 | 0.2175 | 0 | 0.006666667 | 0.2175 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.161111111 | 5.22 | 0 | 0.161111111 | 5.22 |

***Источник загрязнения N 6005, 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/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* = 700**
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* = 700**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC* = 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP* = 0.0029**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 3**
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**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI* = 0.27**
$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 3 = 0.00235$
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 150**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.00235**
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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 700 + 3.15 \cdot 700) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.00235 = 0.002736$

***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.002736 / 100 = 0.00273$
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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.002736 / 100 = 0.00000766$
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 | 0.00000766 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.00273 |

***Источник загрязнения N 6006, 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/м3(Прил. 12), ***C* = 3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY* = 2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ* = 67.5**
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* = 67.5**
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* = 3**
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**
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 · 3 = 0.00235**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 60**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.00235**
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*$^{-6}$ + *GHR* = (2.36 · 67.5 + 3.15 · 67.5) · 0.1 · 10$^{-6}$ + 0.00235 = 0.002387**

***<u>Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)</u>***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 99.72 · 0.002387 / 100 = 0.00238**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

***<u>Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)</u>***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.28**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.28 · 0.002387 / 100 = 0.00000668**
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 | 0.00000668 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.00238 |

***<u>Источник загрязнения N 6007, Емкость для хранения масла</u>***
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* = 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* = 5.43**
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* = 5.43**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC* = 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP* = 0.00027**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 10**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 3**
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 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 · 0.00027 · 3 = 0.0002187**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 30**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.0002187**
Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), ***G = C · KPMAX · VC / 3600* = 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**
Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), ***M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10*$^{-6}$ + *GHR* = (0.25 · 5.43 + 0.25 · 5.43) · 0.1 · 10$^{-6}$ + 0.0002187 = 0.000219**

***<u>Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)</u>***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 100**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 100 · 0.000219 / 100 = 0.000219**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 100 · 0.00001625 / 100 = 0.00001625**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | 0.00001625 | 0.000219 |

***<u>Источник загрязнения N 6008, Емкость для хранения бурового раствора</u>***
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 | **Исходные данные:** | | | | | |
| 1.1. | Объем емкости | Vж | $м^3$ | 50 | | |
| 1.2. | Количество рабочих емкостей | n | шт. | 4 | | |
| 1.3. | Удельный выброс загряз.в-в | g | $кг/ч*м^2$ | 0,02 | | |
| 1.4. | Общая площадь испарения | F | $м^2$ | 72 | | |
| 1.5. | Коэф.зависящий от укрытия емкости | $К_{11}$ | | 0,21 | | |
| 1.6. | Время работы | T | час | 960 | | |
| 2 | **Расчет:** *2754 Углеводороды С12-С19* | | | | | |
| 2.1. | Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле: | Пр | кг/час | | 72 * 0,02 * 0,21 | 0,3024 |
| | Пр = Fом * g * $К_{11}$ | Пр | г/с | | 0,3 * 1000 /3600 | **0,0840** |
| | | Пр | т/скв/год | | 0,08 / 1000000 * 960 * 3600 | **0,27648** |

Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2754 | Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.084 | 0.27648 |

***Источник загрязнения N 6009, 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* = 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 данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 142**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · $10^{-6}$*** **= 1.5 · 1.2 · 0.1 · 0.4 · 120 · 142 · (1-0) · $10^{-6}$ = 0.00123**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1.5 · 1.2 · 0.1 · 0.4 · 120 · 0.3 · (1-0) / 3600 = 0.00144**
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) | 0.00144 | 0.00123 |

***Источник загрязнения N 6010, 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., ***N1* = 1**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1* = 1**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_* = 960**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6* = 0.04 · 1 / 3.6 = 0.01111**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000* = (0.04 · 1 · 960) / 1000 = 0.0384**
***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); 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 · 0.0384 / 100 = 0.0383**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 99.72 · 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 · M / 100* = 0.28 · 0.0384 / 100 = 0.0001075**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.28 · 0.01111 / 100 = 0.0000311**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0000311 | 0.0001075 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01108 | 0.0383 |

***Источник загрязнения N 6011, 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 | $м^3$ | 40 | | |
| 1.2. | Количество емкостей | n | шт. | 2 | | |
| 1.3. | Удельный выброс загряз.в-в | g | $кг/ч*м^2$ | 0,02 | | |
| 1.4. | Общая площадь испарения | F | $м^2$ | 42 | | |
| 1.5. | Коэф.зависящий от укрытия емкости | $К_{11}$ | | 0,21 | | |
| 1.6. | Время работы | T | час | 960 | | |
| 2 | **Расчет:** *2754 Углеводороды С12-С19* Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле: | Пр | кг/час | | 42 * 0,02 * 0,2 | 0,17640 |
| | Пр = Fом * g * $К_{11}$ | Пр | г/с | | 0,1764 * 1000 /3600 | **0,04900** |
| | | Пр | т/скв/год | | 0,0490 / 1000000 * 960 * 3600 | **0,169344** |

Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.049 | 0.169344 |

***Источник загрязнения N 6012, 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_ = 960**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.07 · 0.006588 · 17 = 0.00784**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.00784 / 3.6 = 0.002178**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.002178 · 63.39 / 100 = 0.00138**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00138 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.004769**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.002178 · 14.12 / 100 = 0.0003075**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0003075 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.001063**
***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 · 3.82 / 100 = 0.0000832**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000832 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.000287**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.002178 · 2.65 / 100 = 0.0000577**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000577 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.000199**
***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 · 2.68 / 100 = 0.0000584**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000584 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.000202**

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_ = 960**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.35 · 0.111024 · 27 = 1.05**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **1.05 / 3.6 = 0.2917**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.2917 · 63.39 / 100 = 0.185**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.185 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.63936**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.2917 · 14.12 / 100 = 0.0412**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0412 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.14239**
***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 · 3.82 / 100 = 0.01114**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.01114 · 960· 3600 / $10^6$ =0.038499**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.2917 · 2.65 / 100 = 0.00773**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00773 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.026715**
***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 · 2.68 / 100 = 0.00782**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00782 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.02702**
Сводная таблица расчетов:

| *Оборудов.* | *Технологич. поток* | *Общее кол-во, шт.* | *Время работы, ч/г* |
|---|---|---|---|
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 17 | 960 |
| Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 27 | 960 |

Итоговая таблица:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0078200 | 0.027222 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.0077300 | 0.026914 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.0412000 | 0.143453 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.0111400 | 0.038786 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.1850000 | 0.644129 |

***Источник загрязнения N 6013, 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 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **1. Исходные данные:** | | | | | |
| 1.1 | Количество насосов | n | шт | 1 | | |
| 1.2 | Время работы | T | час/год | 960 | | |
| 2.1 | 2. Расчет:<br>*2754 Углеводороды С12-С19*<br>Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: | | | | | |
| | $M_{сек}=Q/3.6$ | $M_{сек}$ | г/с | | 0,02 * 1 / 3,6 | **0,00556** |
| | $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1) | $M_{год}$ | т/год | | 0,02 * 1 * 960 * 0,001 | **0,0192** |
| | | Q | кг/ч | 0,02 | | |

Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.00556 | 0.0192 |

***Источник загрязнения N 6014, 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 |
| | **1. Исходные данные:** | | | | | |
| 1.1 | Количество насосов | n | шт | 2 | | |
| 1.2 | Время работы | T | час/год | 960 | | |
| 2.1 | 2. Расчет:<br>*2754 Углеводороды С12-С19*<br>Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: | | | | | |
| | $M_{сек}=Q/3.6$ | $M_{сек}$ | г/с | | 0,02 * 2 / 3,6 | **0,01111** |
| | $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1) | $M_{год}$ | т/год | | 0,02 * 2 * 960 * 0,001 | **0,0384** |
| | | Q | кг/ч | 0,02 | | |

Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01111 | 0.0384 |

***Источник загрязнения N 6015, 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 | **Исходные данные:** | | | | | |
| 1.1. | Объем аппарата | V | $м^3$ | 1 | | |
| 1.2 | Давление в аппарате | P | гПа | 1520 | | |
| 1.3 | Средняя молекулярная масса паров | Мп | г/моль | 98 | | |
| 1.4 | Время работы | T | час | 960 | | |
| 1.5 | Средняя температура в аппарате | t | К | 313 | | |
| 2 | Количество выбросов углеводородов составит: *2754 Углеводороды С12-С19* | | Пр | кг/час | $П = 0,037 * \left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} * \sqrt{\frac{M\ n}{T}}$ | 0,0287 |
| | | | Пр | г/с | 0,0287 * 1000 / 3600 | **0,0080** |
| | | | Пр | т/год | 0,0080 / 1E+06 * 3600 * 960 | **0,02746** |

Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (1 ) | 0.008 | 0.02746 |

***Источник загрязнения N 6016, Сепаратор 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 | **Исходные данные:** | | | | | |
| 1.1. | Объем аппарата | V | $м^3$ | 1,5 | | |
| 1.2 | Давление в аппарате | P | гПа | 4000 | | |
| 1.3 | Средняя молекулярная масса паров | Мп | г/моль | 98 | | |
| 1.4 | Время работы | T | час | 960 | | |
| 1.5 | Средняя температура в аппарате | t | К | 313 | | |
| 2 | Количество выбросов углеводородов составит: *2754 Углеводороды С12-С19* | | Пр | кг/час | $Пр = 0.037 * \left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} * \sqrt{\frac{M\ n}{T}}$ | 0,0861 |
| | | | Пр | г/с | 0,0861 * 1000 / 3600 | **0,0239** |
| | | | Пр | т/год | 0,0239 / 1000000 * 3600 * 960 | **0,0826** |

Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0239 | 0.0826 |

***Источник загрязнения N 6017, 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., ***NS1* = 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), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.011 \cdot 1 = 0.0022$
***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), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.016 \cdot 1 = 0.0032$

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., ***NS1* = 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), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.023 \cdot 1 = 0.0046$
***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), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.055 \cdot 1 = 0.011$
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., ***NS1* = 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), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 1 = 0.00022$
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 0011, Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъемник А-80)***
Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$ , т, 785
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 158
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 564.1
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 564.1 * 158 = 0.777194416$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.777194416 / 0.531396731 = 1.462550239$ (А.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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.337066667 | 25.12 | 0 | 0.337066667 | 25.12 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.054773333 | 4.082 | 0 | 0.054773333 | 4.082 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.021944444 | 1.57 | 0 | 0.021944444 | 1.57 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.052666667 | 3.925 | 0 | 0.052666667 | 3.925 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.272111111 | 20.41 | 0 | 0.272111111 | 20.41 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000527 | 0.000043175 | 0 | 0.000000527 | 0.000043175 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.005266667 | 0.3925 | 0 | 0.005266667 | 0.3925 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.127277778 | 9.42 | 0 | 0.127277778 | 9.42 |

***<u>Источник загрязнения N 0012, Дизельгенератор мощностью 100 кВт освещение</u>***
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, 465
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 100
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 126.96
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 126.96 * 100 = 0.11070912$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.11070912 / 0.531396731 = 0.208336095$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.213333333 | 14.88 | 0 | 0.213333333 | 14.88 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.034666667 | 2.418 | 0 | 0.034666667 | 2.418 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.013888889 | 0.93 | 0 | 0.013888889 | 0.93 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.033333333 | 2.325 | 0 | 0.033333333 | 2.325 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.172222222 | 12.09 | 0 | 0.172222222 | 12.09 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000333 | 0.000025575 | 0 | 0.000000333 | 0.000025575 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.003333333 | 0.2325 | 0 | 0.003333333 | 0.2325 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.080555556 | 5.58 | 0 | 0.080555556 | 5.58 |

***<u>Источник загрязнения N 0013, Дизель-генератор резервный</u>***

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, 295

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 60

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 200

Температура отработавших газов $T_{ог}$ , K, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 60 = 0.10464$ (A.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (A.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.10464 / 0.531396731 = 0.196915024$ (A.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| А | 7.2 | 10.3 | 3.6 | 0.7 | 1.1 | 0.15 | 1.3E-5 |

Таблица значений выбросов $q_{эi}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| А | 30 | 43 | 15 | 3 | 4.5 | 0.6 | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выброса $M_i$ , г/с:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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* | *т/год* | *%* | *г/сек* | *т/год* |
|---|---|---|---|---|---|---|

| | | без очистки | без очистки | очистки | с очисткой | с очисткой |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.137333333 | 10.148 | 0 | 0.137333333 | 10.148 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.022316667 | 1.64905 | 0 | 0.022316667 | 1.64905 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.011666667 | 0.885 | 0 | 0.011666667 | 0.885 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.018333333 | 1.3275 | 0 | 0.018333333 | 1.3275 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.12 | 8.85 | 0 | 0.12 | 8.85 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000217 | 0.000016225 | 0 | 0.000000217 | 0.000016225 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.0025 | 0.177 | 0 | 0.0025 | 0.177 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.06 | 4.425 | 0 | 0.06 | 4.425 |

***Источник загрязнения N 0014, Дизельный двигатель CAT 3126***

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, 216
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 224
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 223
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 223 * 224 = 0.43558144$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.43558144 / 0.531396731 = 0.819691606$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.477866667 | 6.912 | 0 | 0.477866667 | 6.912 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.077653333 | 1.1232 | 0 | 0.077653333 | 1.1232 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.031111111 | 0.432 | 0 | 0.031111111 | 0.432 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.074666667 | 1.08 | 0 | 0.074666667 | 1.08 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.385777778 | 5.616 | 0 | 0.385777778 | 5.616 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000747 | 0.00001188 | 0 | 0.000000747 | 0.00001188 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.007466667 | 0.108 | 0 | 0.007466667 | 0.108 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.180444444 | 2.592 | 0 | 0.180444444 | 2.592 |

***Источник загрязнения N 0015, 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, 57

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 197

Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 197 * 169 = 0.29031496$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.29031496 / 0.531396731 = 0.546324324$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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 | 1.824 | 0 | 0.360533333 | 1.824 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.058586667 | 0.2964 | 0 | 0.058586667 | 0.2964 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.023472222 | 0.114 | 0 | 0.023472222 | 0.114 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.056333333 | 0.285 | 0 | 0.056333333 | 0.285 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.291055556 | 1.482 | 0 | 0.291055556 | 1.482 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000563 | 0.000003135 | 0 | 0.000000563 | 0.000003135 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.005633333 | 0.0285 | 0 | 0.005633333 | 0.0285 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в | 0.136138889 | 0.684 | 0 | 0.136138889 | 0.684 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | | | | | |

***Источник загрязнения N 6018, 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*** **= 559**
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*** **= 559**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC*** **= 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP*** **= 0.0029**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ: А, Б, В
Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный
Значение Kpmax 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, м3, ***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$^{-6}$ + GHR*** **= (2.36 · 559 + 3.15 · 559) · 0.1 · 10$^{-6}$ + 0.000783 = 0.00109**

***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); 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 · 0.00109 / 100 = 0.001087**
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 · 0.00109 / 100 = 0.00000305**
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 | 0.00000305 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.001087 |

***Источник загрязнения N 6019, 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., ***N1*** **= 1**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1*** **= 1**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_*** **= 6480**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6*** **= 0.04 · 1 / 3.6 = 0.01111**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000*** **= (0.04 · 1 · 6480) / 1000 = 0.259**

***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); 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 · 0.259 / 100 = 0.2583**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 99.72 · 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 · M / 100*** **= 0.28 · 0.259 / 100 = 0.000725**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.28 · 0.01111 / 100 = 0.0000311**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0000311 | 0.000725 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01108 | 0.2583 |

***Источник загрязнения N 6020, 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., ***N1*** **= 1**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1*** **= 1**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_*** **= 6480**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6*** **= 0.02 · 1 / 3.6 = 0.00556**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000*** **= (0.02 · 1 · 6480) / 1000 = 0.1296**

***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1296 / 100 = 0.094**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00556 / 100 = 0.00403**
***Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1296 / 100 = 0.0347**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 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 · M / 100*** **= 0.35 · 0.1296 / 100 = 0.000454**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 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 · M / 100*** **= 0.22 · 0.1296 / 100 = 0.000285**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 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 · M / 100*** **= 0.11 · 0.1296 / 100 = 0.0001426**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 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 · M / 100*** **= 0.06 · 0.1296 / 100 = 0.0000778**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.06 · 0.00556 / 100 = 0.000003336**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.000003336 | 0.0000778 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.00403 | 0.094 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0.00149 | 0.0347 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.00001946 | 0.000454 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00000612 | 0.0001426 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00001223 | 0.000285 |

***Источник загрязнения N 6021, 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_*** **= 6480**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.07 · 0.006588 · 25 = 0.01153**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 0.01153 / 3.6 = 0.0032**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0032 · 63.39 / 100 = 0.00203**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$*** **= 0.00203 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.04735**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.0032 · 14.12 / 100 = 0.000452**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10$^6$*** **= 0.000452 · 6480 · 3600 / 10$^6$ = 0.010544**
***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.0032 · 3.82 / 100 = 0.0001222**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10$^6$*** **= 0.0001222 · 6480 · 3600 / 10$^6$ = 0.00285**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.0032 · 2.65 / 100 = 0.0000848**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10$^6$*** **= 0.0000848 · 6480 · 3600 / 10$^6$ = 0.001978**
***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.0032 · 2.68 / 100 = 0.0000858**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10$^6$*** **= 0.0000858 · 6480 · 3600 / 10$^6$ = 0.0020015**

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_*** **= 6480**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.35 · 0.111024 · 3 = 0.1166**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 0.1166 / 3.6 = 0.0324**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.0324 · 63.39 / 100 = 0.02054**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10$^6$*** **= 0.02054 · 6480 · 3600 / 10$^6$ = 0.47916**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.0324 · 14.12 / 100 = 0.004575**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10$^6$*** **= 0.004575 · 6480 · 3600 / 10$^6$ = 0.106726**
***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.0324 · 3.82 / 100 = 0.001238**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10$^6$*** **= 0.001238 · 6480 · 3600 / 10$^6$ = 0.02889**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.0324 · 2.65 / 100 = 0.000859**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10$^6$*** **= 0.000859 · 6480 · 3600 / 10$^6$ = 0.02004**
***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.0324 · 2.68 / 100 = 0.000868**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10$^6$*** **= 0.000868 · 6480 · 3600 / 10$^6$ = 0.02025**

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_*** **= 6480**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.02 · 0.000288 · 18 = 0.0001037**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 0.0001037 / 3.6 = 0.0000288**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.0000288 · 63.39 / 100 = 0.00001826**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10$^6$*** **= 0.00001826 · 6480 · 3600 / 10$^6$ = 0.000426**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.0000288 · 14.12 / 100 = 0.00000407**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10$^6$*** **= 0.00000407 · 6480 · 3600 / 10$^6$ = 0.000095**
***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.0000288 · 3.82 / 100 = 0.0000011**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10$^6$*** **= 0.0000011 · 6480 · 3600 / 10$^6$ = 0.000026**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.0000288 · 2.65 / 100 = 0.000000763**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10$^6$*** **= 0.000000763 · 6480 · 3600 / 10$^6$ = 0.000018**
***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **=** ***G · C / 100*** **= 0.0000288 · 2.68 / 100 = 0.000000772**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **=** ***_G_ · _T_ · 3600 / 10$^6$*** **= 0.000000772 · 6480· 3600 / 10$^6$ = 0.000018**
Сводная таблица расчетов:

| ***Оборудов.*** | ***Технологич.*** | ***Общее кол-*** | ***Время ра-*** |
|---|---|---|---|

| | поток | во, шт. | боты, ч/г |
|---|---|---|---|
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 25 | 6480 |
| Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 3 | 6480 |
| Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 18 | 6480 |

Итоговая таблица:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0008680 | 0.0222695 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.0008590 | 0.0220360 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.0045750 | 0.1173650 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.0012380 | 0.0317660 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.0205400 | 8.253722 |

***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* = 20**

Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT* = 0.57**

***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 горизонтальный**

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

Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR* = 1**

Категория веществ, ***_NAME_* = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), ***KPSR* = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), ***KPM* = 0.1**

Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**

Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 60**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B* = 8580.6**

Плотность смеси, т/м3, ***RO* = 0.908**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 8580.6 / (0.908 \cdot 60) = 157.5$

Коэффициент (Прил. 10), ***KOB* = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX* = 20**

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), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 800 \cdot 93 \cdot (0.74 \cdot 2.32 + 0.57) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 8580.6 / (10^7 \cdot 0.908) = 6.38$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 800 \cdot 93 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 2.32 \cdot 20) / 10^4 = 4.16$

***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 6.38 / 100 = 4.62$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 4.16 / 100 = 3.014$

***Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 6.38 / 100 = 1.71$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 4.16 / 100 = 1.115$

***Примесь: 0602 Бензол (64)***

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 6.38 / 100 = 0.02233$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 4.16 / 100 = 0.01456$

***Примесь: 0621 Метилбензол (349)***

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 6.38 / 100 = 0.01404$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 4.16 / 100 = 0.00915$

***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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 6.38 / 100 = 0.00702$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 4.16 / 100 = 0.00458$

***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 · 6.38 / 100 = 0.00383**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.06 · 4.16 / 100 = 0.002496**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.002496 | 0.00383 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 3.014 | 4.62 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 1.115 | 1.71 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.01456 | 0.02233 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00458 | 0.00702 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00915 | 0.01404 |

***Источник загрязнения N 6023, Емкость для нефти***
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV* = Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME* = Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN* = 20**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT* = 0.57**
***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 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* = 8580.6**
Плотность смеси, т/м3, ***RO* = 0.908**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)* = 8580.6 / (0.908 · 70) = 135**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB* = 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX* = 20**
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 / ($10^7$ · RO)* = 0.294 · 800 · 93 · (0.74 · 2.32 + 0.57) · 0.1 · 1.35 · 8580.6 / ($10^7$ · 0.908) = 6.38**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / $10^4$* = (0.163 · 800 · 93 · 0.74 · 0.1 · 2.32 · 20) / $10^4$ = 4.16**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 72.46 · 6.38 / 100 = 4.62**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 72.46 · 4.16 / 100 = 3.014**
***Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 26.8 · 6.38 / 100 = 1.71**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 26.8 · 4.16 / 100 = 1.115**
***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 · 6.38 / 100 = 0.02233**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.35 · 4.16 / 100 = 0.01456**
***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 · 6.38 / 100 = 0.01404**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.22 · 4.16 / 100 = 0.00915**
***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 · 6.38 / 100 = 0.00702**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.11 · 4.16 / 100 = 0.00458**
***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 · 6.38 / 100 = 0.00383**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.06 · 4.16 / 100 = 0.002496**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.002496 | 0.00383 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 3.014 | 4.62 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 1.115 | 1.71 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.01456 | 0.02233 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00458 | 0.00702 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00915 | 0.01404 |

***Источник загрязнения N 6024, 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 | $П = 0{,}004*\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд$ | |
| Объем аппарата | V | 1,5 | $м^3$ | | |
| Коэффициент, зависящий от ср.темп.кипения жидкости | Kg | 0,57 | | | |
| Время работы | T | 6480 | час | | |
| Расчеты выбросов: *углеводороды С1-С5* | | **Пр** | **кг/час** | 0,004*( 7000 * 1,5 / 1011)$^{0.8}$/ 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 С1-С5 (1502*) | 0.01268 | 0.29575 |

***Источник загрязнения N 6025, 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 | **Исходные данные:** | | | | $П = 0{,}037*\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} * \sqrt{Mn/T}$ | |
| 1.1. | Объем аппарата | V | $м^3$ | 2 | | |
| 1.2 | Давление в аппарате | P | гПа | 5000 | | |
| 1.3 | Средняя молекулярная масса паров | Мп | г/моль | 63 | | |
| 1.4 | Время работы | T | час | 6480 | | |
| 1.5 | Средняя температура в аппарате | t | К | 303 | | |
| 2 | Количество выбросов углеводородов С1-С5 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 С1-С5 (1502*) | 0.02931 | 0.68351 |

**При расконсервации 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, 117

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 210

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 210 * 100 = 0.18312 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м$^3$ :

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$ ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м$^3$ /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 $e_{Мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{Мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса $W_i$, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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) | 0.213333333 | 3.744 | 0 | 0.213333333 | 3.744 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.034666667 | 0.6084 | 0 | 0.034666667 | 0.6084 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.013888889 | 0.234 | 0 | 0.013888889 | 0.234 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.033333333 | 0.585 | 0 | 0.033333333 | 0.585 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.172222222 | 3.042 | 0 | 0.172222222 | 3.042 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000333 | 0.000006435 | 0 | 0.000000333 | 0.000006435 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.003333333 | 0.0585 | 0 | 0.003333333 | 0.0585 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.080555556 | 1.404 | 0 | 0.080555556 | 1.404 |

**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
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 данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 576**
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_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^-6*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 576 · (1-0) · $10^{-6}$ = 0.02212**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 3.6 · (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 | 0.02212 |

***С пылеподавлением***
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N* = 0.85**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 576**
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_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^-6*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 576 · (1-0.85) · $10^{-6}$ = 0.00332**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 3.6 · (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 | 0.00332 |

## 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), ***K0* = 2**
Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), ***K1* = 1**
Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон
Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), ***K4* = 1**
Высота падения материала, м, ***GB* = 0.5**
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), ***K5* = 0.4**
Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, ***Q* = 540**
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 375**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^-6*** **= 2 · 1 · 1 · 0.4 · 540 · 375 · (1-0) · $10^{-6}$ = 0.162**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 2 · 1 · 1 · 0.4 · 540 · 2.3 · (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 | 0.162 |

***С пылеподавлением***
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N* = 0.85**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 375**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^-6*** **= 2 · 1 · 1 · 0.4 · 540 · 375 · (1-0.85) · $10^{-6}$ = 0.0243**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 2 · 1 · 1 · 0.4 · 540 · 2.3 · (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 | 0.0243 |

## 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
Коэффициент трансформации оксидов азота в NO2, ***KNO2* = 0.8**
Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, ***KNO* = 0.13**
РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов
Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами
Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45
Расход сварочных материалов, кг/год, ***B* = 600**
Фактический максимальный расход сварочных материалов,
с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, ***BMAX* = 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 · B / 10^6*** **= 10.69 · 600 / $10^6$ = 0.00641**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600*** **= 10.69 · 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 · B / 10^6*** **= 0.92 · 600 / $10^6$ = 0.000552**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600*** **= 0.92 · 3.75 / 3600 = 0.000958**
***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 · B / 10*$^6$ = 1.4 · 600 / 10$^6$ = 0.00084**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_* = *GIS · BMAX / 3600* = 1.4 · 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 · B / 10*$^6$ = 3.3 · 600 / 10$^6$ = 0.00198**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_* = *GIS · BMAX / 3600* = 3.3 · 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 · B / 10*$^6$ = 0.75 · 600 / 10$^6$ = 0.00045**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_* = *GIS · BMAX / 3600* = 0.75 · 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 · GIS · B / 10*$^6$ = 0.8 · 1.5 · 600 / 10$^6$ = 0.00072**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_* = *KNO2 · GIS · BMAX / 3600* = 0.8 · 1.5 · 3.75 / 3600 = 0.00125**
***Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)***

Валовый выброс, т/год (5.1), ***_M_* = *KNO · GIS · B / 10*$^6$ = 0.13 · 1.5 · 600 / 10$^6$ = 0.000117**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_* = *KNO · GIS · BMAX / 3600* = 0.13 · 1.5 · 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 · B / 10*$^6$ = 13.3 · 600 / 10$^6$ = 0.00798**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_* = *GIS · BMAX / 3600* = 13.3 · 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 | 0.00641 |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) | 0.000958 | 0.000552 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.00125 | 0.00072 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.000203 | 0.000117 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.01385 | 0.00798 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | 0.000781 | 0.00045 |
| 0344 | Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) | 0.00344 | 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) | 0.001458 | 0.00084 |

## 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* = 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* = 58.5**
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* = 58.5**
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* = 30**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 5**

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 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 · 5 = 0.003915**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 150**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.003915**
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*$^{-6}$ *+ GHR* = (2.36 · 58.5 + 3.15 · 58.5) · 0.1 · $10^{-6}$ + 0.003915 = 0.00395**

***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); 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 · 0.00395 / 100 = 0.00394**
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 · 0.00395 / 100 = 0.00001106**
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 | 0.00001106 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.00394 |

## 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 данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* =1040**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10*$^{-6}$ = 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 1040 · (1-0) · $10^{-6}$ = 0.03995**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600* = 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 13 · (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 | 0.03995 |

**Монтаж установки КРС**

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***Источник загрязнения N 0002, Дизельный генератор 328 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, 28.5
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 328
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 144
Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 144 * 328 = 0.41186304 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м$^3$ :

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$ ;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м$^3$ /с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.41186304 / 0.531396731 = 0.775057534 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса $W_i$, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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) | 0.699733333 | 0.912 | 0 | 0.699733333 | 0.912 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.113706667 | 0.1482 | 0 | 0.113706667 | 0.1482 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.045555556 | 0.057 | 0 | 0.045555556 | 0.057 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.109333333 | 0.1425 | 0 | 0.109333333 | 0.1425 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.564888889 | 0.741 | 0 | 0.564888889 | 0.741 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000001093 | 0.000001568 | 0 | 0.000001093 | 0.000001568 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.010933333 | 0.01425 | 0 | 0.010933333 | 0.01425 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.264222222 | 0.342 | 0 | 0.264222222 | 0.342 |

## 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 $B_{год}$, т, 112.5
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 372
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 66.22
Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 66.22 * 372 = 0.214807085 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м$^3$ :

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$ ;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м$^3$ /с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.214807085 / 0.531396731 = 0.404231099 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса $W_i$, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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) | 0.7936 | 3.6 | 0 | 0.7936 | 3.6 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.12896 | 0.585 | 0 | 0.12896 | 0.585 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.051666667 | 0.225 | 0 | 0.051666667 | 0.225 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.124 | 0.5625 | 0 | 0.124 | 0.5625 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.640666667 | 2.925 | 0 | 0.640666667 | 2.925 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.00000124 | 0.000006188 | 0 | 0.00000124 | 0.000006188 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.0124 | 0.05625 | 0 | 0.0124 | 0.05625 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.299666667 | 1.35 | 0 | 0.299666667 | 1.35 |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***Источник загрязнения N 0004, 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, 17.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 178

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 87.6

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 87.6 * 178 = 0.135969216 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м$^3$ :

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$ ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м$^3$ /с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.135969216 / 0.531396731 = 0.255871382 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса $W_i$, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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) | 0.379733333 | 0.56 | 0 | 0.379733333 | 0.56 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.061706667 | 0.091 | 0 | 0.061706667 | 0.091 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.024722222 | 0.035 | 0 | 0.024722222 | 0.035 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.059333333 | 0.0875 | 0 | 0.059333333 | 0.0875 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.306555556 | 0.455 | 0 | 0.306555556 | 0.455 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000593 | 0.000000963 | 0 | 0.000000593 | 0.000000963 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.005933333 | 0.00875 | 0 | 0.005933333 | 0.00875 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.143388889 | 0.21 | 0 | 0.143388889 | 0.21 |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***Источник загрязнения N 0005, 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 $B_{год}$, т, 59

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 125

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 87.6

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 87.6 * 125 = 0.095484$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м$^3$ :

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$ ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м$^3$ /с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.095484 / 0.531396731 = 0.179684959$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$, т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.266666667 | 1.888 | 0 | 0.266666667 | 1.888 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.043333333 | 0.3068 | 0 | 0.043333333 | 0.3068 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.017361111 | 0.118 | 0 | 0.017361111 | 0.118 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.041666667 | 0.295 | 0 | 0.041666667 | 0.295 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.215277778 | 1.534 | 0 | 0.215277778 | 1.534 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000417 | 0.000003245 | 0 | 0.000000417 | 0.000003245 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.004166667 | 0.0295 | 0 | 0.004166667 | 0.0295 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.100694444 | 0.708 | 0 | 0.100694444 | 0.708 |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***<u>Источник загрязнения N 6006, Емкость для дизтоплива</u>***

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* = 133.75**
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* = 133.75**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC* = 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP* = 0.0029**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 5**
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 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 · 5 = 0.003915**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 250**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.003915**
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* · $10^{-6}$ + *GHR* = (2.36 · 133.75 + 3.15 · 133.75) · 0.1 · $10^{-6}$ + 0.003915 = 0.00399**

***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); 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 · 0.00399 / 100 = 0.00398**
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 · 0.00399 / 100 = 0.00001117**
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 | 0.00001117 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.00398 |

**Работы по реконструкции скважин**

**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

***Источник загрязнения N 0006, Дизельный двигатель УПА 60/80***

Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 278.5
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 132.4
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 185.45
Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 185.45 * 132.4 = 0.214107218 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м$^3$ :

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$ ;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м$^3$ /с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.214107218 / 0.531396731 = 0.402914066 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{Мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$, т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.282453333 | 8.912 | 0 | 0.282453333 | 8.912 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.045898667 | 1.4482 | 0 | 0.045898667 | 1.4482 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.018388889 | 0.557 | 0 | 0.018388889 | 0.557 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.044133333 | 1.3925 | 0 | 0.044133333 | 1.3925 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.228022222 | 7.241 | 0 | 0.228022222 | 7.241 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000441 | 0.000015318 | 0 | 0.000000441 | 0.000015318 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.004413333 | 0.13925 | 0 | 0.004413333 | 0.13925 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.106655556 | 3.342 | 0 | 0.106655556 | 3.342 |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***Источник загрязнения N 0007, 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, 114

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 500

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 109

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 109 * 500 = 0.47524$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м$^3$ :

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$ ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м$^3$ /с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.47524 / 0.531396731 = 0.8943224$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$, т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 1.066666667 | 3.648 | 0 | 1.066666667 | 3.648 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.173333333 | 0.5928 | 0 | 0.173333333 | 0.5928 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.069444444 | 0.228 | 0 | 0.069444444 | 0.228 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.166666667 | 0.57 | 0 | 0.166666667 | 0.57 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.861111111 | 2.964 | 0 | 0.861111111 | 2.964 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000001667 | 0.00000627 | 0 | 0.000001667 | 0.00000627 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.016666667 | 0.057 | 0 | 0.016666667 | 0.057 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.402777778 | 1.368 | 0 | 0.402777778 | 1.368 |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***Источник загрязнения N 0008, 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, 102.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 140

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 140 * 200 = 0.24416 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м$^3$ :

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$ ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м$^3$ /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 $e_{Мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{Мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса $W_i$, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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* | *т/год без* | *% очистки* | *г/сек с* | *т/год с* |
|---|---|---|---|---|---|---|

| | | очистки | очистки | | очисткой | очисткой |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.426666667 | 3.28 | 0 | 0.426666667 | 3.28 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.069333333 | 0.533 | 0 | 0.069333333 | 0.533 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.027777778 | 0.205 | 0 | 0.027777778 | 0.205 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.066666667 | 0.5125 | 0 | 0.066666667 | 0.5125 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.344444444 | 2.665 | 0 | 0.344444444 | 2.665 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000667 | 0.000005638 | 0 | 0.000000667 | 0.000005638 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.006666667 | 0.05125 | 0 | 0.006666667 | 0.05125 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.161111111 | 1.23 | 0 | 0.161111111 | 1.23 |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***Источник загрязнения N 0009, 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, 63.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 178

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 87.6

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 87.6 * 178 = 0.135969216 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м$^3$ :

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$ ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м$^3$ /с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.135969216 / 0.531396731 = 0.255871382 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса $W_i$, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

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) | 0.379733333 | 2.032 | 0 | 0.379733333 | 2.032 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.061706667 | 0.3302 | 0 | 0.061706667 | 0.3302 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.024722222 | 0.127 | 0 | 0.024722222 | 0.127 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.059333333 | 0.3175 | 0 | 0.059333333 | 0.3175 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.306555556 | 1.651 | 0 | 0.306555556 | 1.651 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000593 | 0.000003493 | 0 | 0.000000593 | 0.000003493 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.005933333 | 0.03175 | 0 | 0.005933333 | 0.03175 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.143388889 | 0.762 | 0 | 0.143388889 | 0.762 |

**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/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* = 279.25**
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* = 279.25**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC* = 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP* = 0.0029**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 5**
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 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 · 5 = 0.003915**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 250**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.003915**
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* · $10^{-6}$ + *GHR* = (2.36 · 279.25 + 3.15 · 279.25) · 0.1 · $10^{-6}$ + 0.003915 = 0.00407**

***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); 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 · 0.00407 / 100 = 0.00406**
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 · 0.00407 / 100 = 0.0000114**
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 | 0.0000114 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.00406 |

**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., ***N1* = 5**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1* = 5**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_* = 720**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6* = 0.04 · 5 / 3.6 = 0.0556**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000* = (0.04 · 5 · 720) / 1000 = 0.144**
***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); 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 · 0.144 / 100 = 0.1436**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 99.72 · 0.0556 / 100 = 0.0554**
***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 · 0.144 / 100 = 0.000403**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.28 · 0.0556 / 100 = 0.0001557**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0001557 | 0.000403 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0554 | 0.1436 |

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***Источник загрязнения N 6009, Блок приготовления бурового раствора***

Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу
различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов
в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов
Расчет по пункту 5.3.3. От испарения с открытых поверхностей земляных амбаров для мазута
Площадь испарения поверхности, м2, ***F = _X2_ · _Y2_* = 0 · 0 = 30**
Нормы убыли мазута в ОЗ период, кг/м2 в месяц(п.5.3.3), ***N1OZ* = 2.16**
Нормы убыли мазута в ВЛ период, кг/м2 в месяц(п.5.3.3), ***N2VL* = 2.88**
***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)***
Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.45), ***_G_ = N2VL · F / 2592* = 2.88 · 30 / 2592 = 0.0333**
Валовый выброс, т/год (ф-ла 5.46), ***G = (N1OZ + N2VL) · 6 · F · 0.001* = (2.16 + 2.88) · 6 · 30 · 0.001 = 4.535**
Валовый выброс, т/год, ***_M_* = 4.535**
Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0333 | 4.535 |

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* = 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* = 17.5**
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* = 0.5**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC* = 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP* = 0.00027**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 10**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 5**
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 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 · 0.00027 · 5 = 0.0003645**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 50**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.0003645**
Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), ***G = C · KPMAX · VC / 3600* = 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**
Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), ***M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10$^{-6}$ + GHR* = (0.25 · 17.5 + 0.25 · 0.5) · 0.1 · 10$^{-6}$ + 0.0003645 = 0.000365**
***Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 100**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 100 · 0.000365 / 100 = 0.000365**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 100 · 0.00001625 / 100 = 0.00001625**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | 0.00001625 | 0.000365 |

***Источник загрязнения N 6011, Емкость бурового шлама***
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу
различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов
в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов
Расчет по пункту 5.3.1. При эксплуатации резервуаров для хранения нефтепродуктов
4 (южная) климатическая зона
Группа нефтепродуктов: 6 группа
Нефтепродукт: Прочие жидкие нефтепродукты
Производительность закачки, м3/час, ***V0* = 1.5**
Объем газовоздушной смеси, м3/с, ***_VO_ = V0 / 3600* = 1.5 / 3600 = 0.000417**
Максимальная концентрация паров углеводородов, г/м3, ***C* = 10**
Тип: Резервуары наземные стальные
Емкость резервуаров до 50 м3
Принято нефтепродукта в осенне-зимний период, тонн, ***GNOZ* = 54.425**
Принято нефтепродуктов в весенне-летний период, тонн, ***GNVL* = 54.425**
Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ОЗ период, кг/т(табл. 5.15), ***N4OZ* = 0.12**
Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ВЛ период, кг/т(табл. 5.15), ***N4VL* = 0.12**
Выбросы углеводородов в ОЗ период, т (ф-ла 5.42), ***GOZ = (N4OZ + N3OZ · (SOZ-1)) · GNOZ · 0.001* = (0.12 + 0 · (0-1)) · 54.425· 0.001 = 0.006531**
Выбросы углеводородов в ОЗ период, т (ф-ла 5.42), ***GVL = (N4OZ + N3OZ · (SOZ-1)) · GNOZ · 0.001* = (0.12 + 0 · (0-1)) · 54.425· 0.001 = 0.006531**
Выбросы углеводородов за год, т (ф-ла 5.40), ***G = GOZ + GVL* = 0.006531+ 0.006531 = 0.013062**
***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)***
Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.39), ***_G_ = _VO_ · C* = 0.000417 · 10 = 0.00417**
Валовый выброс, т/год, ***_M_* = 0.013062**
Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0041700 | 0.013062 |

## ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

***Источник загрязнения N 0010, 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, 563.5
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 169
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 224.85
Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 224.85 * 169 = 0.331356948 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м$^3$ :

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$ ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м$^3$ /с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$ **= 0.331356948 / 0.531396731 = 0.623558499** (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$, т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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 | 18.032 | 0 | 0.360533333 | 18.032 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.058586667 | 2.9302 | 0 | 0.058586667 | 2.9302 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.023472222 | 1.127 | 0 | 0.023472222 | 1.127 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.056333333 | 2.8175 | 0 | 0.056333333 | 2.8175 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.291055556 | 14.651 | 0 | 0.291055556 | 14.651 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000563 | 0.000030993 | 0 | 0.000000563 | 0.000030993 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.005633333 | 0.28175 | 0 | 0.005633333 | 0.28175 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.136138889 | 6.762 | 0 | 0.136138889 | 6.762 |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***Источник загрязнения N 0011, 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 $B_{год}$, т, 494.85

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 140

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э$ **= 8.72 * 10$^{-6}$ * 140 * 200 = 0.24416** (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м$^3$ :

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273)$ **= 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731** (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$ ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м$^3$ /с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$ **= 0.24416 / 0.531396731 = 0.459468389** (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$, т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.426666667 | 15.8352 | 0 | 0.426666667 | 15.8352 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.069333333 | 2.57322 | 0 | 0.069333333 | 2.57322 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.027777778 | 0.9897 | 0 | 0.027777778 | 0.9897 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.066666667 | 2.47425 | 0 | 0.066666667 | 2.47425 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.344444444 | 12.8661 | 0 | 0.344444444 | 12.8661 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000667 | 0.000027217 | 0 | 0.000000667 | 0.000027217 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.006666667 | 0.247425 | 0 | 0.006666667 | 0.247425 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.161111111 | 5.9382 | 0 | 0.161111111 | 5.9382 |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***Источник загрязнения N 0012, 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, 165

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 178

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 87.6

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 87.6 * 178 = 0.135969216$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м$^3$ :

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$ ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м$^3$ /с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.135969216 / 0.531396731 = 0.255871382$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Б | 26 | 40 | 12 | 2 | 5 | 0.5 | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выброса $M_i$ , г/с:

$M_i = e_{Mi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.379733333 | 5.28 | 0 | 0.379733333 | 5.28 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.061706667 | 0.858 | 0 | 0.061706667 | 0.858 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.024722222 | 0.33 | 0 | 0.024722222 | 0.33 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.059333333 | 0.825 | 0 | 0.059333333 | 0.825 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.306555556 | 4.29 | 0 | 0.306555556 | 4.29 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000593 | 0.000009075 | 0 | 0.000000593 | 0.000009075 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.005933333 | 0.0825 | 0 | 0.005933333 | 0.0825 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.143388889 | 1.98 | 0 | 0.143388889 | 1.98 |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***Источник загрязнения N 0013, 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 $B_{год}$ , т, 527.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 224.85

Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 224.85 * 169 = 0.331356948$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$ :

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$ ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$ /с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.331356948 / 0.531396731 = 0.623558499$ (А.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 $q_{эi}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Б | 26 | 40 | 12 | 2 | 5 | 0.5 | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выброса $M_i$ , г/с:

$M_i = e_{Mi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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 | 16.88 | 0 | 0.360533333 | 16.88 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.058586667 | 2.743 | 0 | 0.058586667 | 2.743 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.023472222 | 1.055 | 0 | 0.023472222 | 1.055 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.056333333 | 2.6375 | 0 | 0.056333333 | 2.6375 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.291055556 | 13.715 | 0 | 0.291055556 | 13.715 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000563 | 0.000029013 | 0 | 0.000000563 | 0.000029013 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.005633333 | 0.26375 | 0 | 0.005633333 | 0.26375 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.136138889 | 6.33 | 0 | 0.136138889 | 6.33 |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***Источник загрязнения N 6012, 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/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* = 875.425**
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* = 875.425**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC* = 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP* = 0.0029**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR* = 1**
Категория веществ: А, Б, В
Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный
Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPM* = 0.1**
Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPSR* = 0.1**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI* = 0.27**
$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 50**
Сумма Ghri*Knp*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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 875.425 + 3.15 \cdot 875.425) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.001265$

***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001265 / 100 = 0.001261$
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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001265 / 100 = 0.00000354$
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 | 0.00000354 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.001261 |

**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

***Источник загрязнения N 6013, Емкость для нефти***

Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV* = Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME* = Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN* = 20**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT* = 0.57**
***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* = 5**
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* = 0.1**
Производительность откачки, м3/час, ***QOT* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 250**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B* = 3220**
Плотность смеси, т/м3, ***RO* = 0.834**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)* = 3220 / (0.834 · 250) = 15.44**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB* = 2.5**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX* = 0.1**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS* = 45**
, ***P* = 45**
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 · B / (10$^7$ · RO)* = 0.294 · 45 · 81 · (0.74 · 1 + 0.57) · 0.1 · 2.5 · 3220 / (10$^7$ · 0.834) = 0.1355**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10$^4$* = (0.163 · 45 · 81 · 0.74 · 0.1 · 1 · 0.1) / 10$^4$ = 0.00044**

***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 72.46 · 0.1355 / 100 = 0.0982**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 72.46 · 0.00044 / 100 = 0.000319**

***Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 26.8 · 0.1355 / 100 = 0.0363**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 26.8 · 0.00044 / 100 = 0.000118**

***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 · 0.1355 / 100 = 0.000474**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.35 · 0.00044 / 100 = 0.00000154**

***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 · 0.1355 / 100 = 0.000298**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.22 · 0.00044 / 100 = 0.000000968**

***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 · 0.1355 / 100 = 0.000149**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00044 / 100 = 0.000000484**

***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 · 0.1355 / 100 = 0.0000813**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.06 · 0.00044 / 100 = 0.000000264**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.000000264 | 0.0000813 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.000319 | 0.0982 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0.000118 | 0.0363 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.00000154 | 0.000474 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.000000484 | 0.000149 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.000000968 | 0.000298 |

**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

***Источник загрязнения N 6014, 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., ***N1*** **= 5**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1*** **= 5**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_*** **= 6480**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6*** **= 0.02 · 5 / 3.6 = 0.0278**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000*** **= (0.02 · 5 · 6480) / 1000 = 0.648**

***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.648 / 100 = 0.47**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.0278 / 100 = 0.02014**

***Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.648 / 100 = 0.1737**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.0278 / 100 = 0.00745**

***Примесь: 0602 Бензол (64)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.648 / 100 = 0.00227**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.0278 / 100 = 0.0000973**

***Примесь: 0621 Метилбензол (349)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.648 / 100 = 0.001426**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.0278 / 100 = 0.0000612**

***Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.648 / 100 = 0.000713**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.0278 / 100 = 0.0000306**

***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.06**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.06 · 0.648 / 100 = 0.000389**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.06 · 0.0278 / 100 = 0.00001668**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.00001668 | 0.000389 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.02014 | 0.47 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0.00745 | 0.1737 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.0000973 | 0.00227 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.0000306 | 0.000713 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.0000612 | 0.001426 |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***Источник загрязнения N 6015, 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* = 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* = 102.5**
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* = 102.5**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC* = 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP* = 0.00027**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 8**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 5**
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 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 · 0.00027 · 5 = 0.0003645**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 40**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.0003645**
Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), ***G = C · KPMAX · VC / 3600* = 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**
Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), ***M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · $10^{-6}$ + GHR* = (0.25 · 102.5 + 0.25 · 102.5) · 0.1 · $10^{-6}$ + 0.0003645 = 0.0003696**

***Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 100**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 100 · 0.0003696 / 100 = 0.0003696**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 100 · 0.00001625 / 100 = 0.00001625**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | 0.00001625 | 0.0003696 |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***Источник загрязнения N 6016, 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., ***N1* = 5**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1* = 5**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_* = 6528**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6* = 0.04 · 5 / 3.6 = 0.0556**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000* = (0.04 · 5 · 6528) / 1000 = 1.306**

***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); 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 · 1.306 / 100 = 1.302**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 99.72 · 0.0556 / 100 = 0.0554**

***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 · 1.306 / 100 = 0.00366**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.28 · 0.0556 / 100 = 0.0001557**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0001557 | 0.00366 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0554 | 1.302 |

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

***Источник загрязнения N 6017, 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, $T$ = **6480**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.07 · 0.006588 · 25 = 0.01153**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.01153 / 3.6 = 0.0032**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100$ = **0.0032 · 63.39 / 100 = 0.00203**
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00203 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.047356**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100$ = **0.0032 · 14.12 / 100 = 0.000452**
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000452 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.010544**
***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 · 3.82 / 100 = 0.0001222**
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0001222 · 6480· 3600 / $10^6$ = 0.00285**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100$ = **0.0032 · 2.65 / 100 = 0.0000848**
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000848 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.00198**
***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 · 2.68 / 100 = 0.0000858**
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000858 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.002001**
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, $T$ = **6480**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.35 · 0.111024 · 3 = 0.1166**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.1166 / 3.6 = 0.0324**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100$ = **0.0324 · 63.39 / 100 = 0.02054**
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6$ = **0.02054 · 6480· 3600 / $10^6$ = 0.47916**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100$ = **0.0324 · 14.12 / 100 = 0.004575**
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6$ = **0.004575 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.10672**
***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 · 3.82 / 100 = 0.001238**
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6$ = **0.001238 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.02888**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100$ = **0.0324 · 2.65 / 100 = 0.000859**
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000859 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.020038**
***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 · 2.68 / 100 = 0.000868**
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000868 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.020245**
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, $T$ = **6480**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.02 · 0.000288 · 18 = 0.0001037**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.0001037 / 3.6 = 0.0000288**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100$ = **0.0000288 · 63.39 / 100 = 0.00001826**
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00001826 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.000426**
***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, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000095$

***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, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000026$

***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, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018$

***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, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018$
Сводная таблица расчетов:

| *Оборудов.* | *Технологич. поток* | *Общее кол-во, шт.* | *Время работы, ч/г* |
|---|---|---|---|
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 25 | 6480 |
| Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 3 | 6480 |
| Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 18 | 6480 |

Итоговая таблица:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0008680 | 0.111320 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.0008590 | 0.110180 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.0045750 | 0.586795 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.0012380 | 0.158780 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.0205400 | 2.634710 |

**ПРИ БУРЕНИИ 1-ой 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 $B_{год}$ , т, 28.1
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 37
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 133
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 133 * 37 = 0.04291112$ (А.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.04291112 / 0.531396731 = 0.080751569$ (А.4)
2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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* | *т/год без* | *% очистки* | *г/сек с* | *т/год с* |
|---|---|---|---|---|---|---|

| | | очистки | очистки | | очисткой | очисткой |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.084688889 | 0.96664 | 0 | 0.084688889 | 0.96664 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.013761944 | 0.157079 | 0 | 0.013761944 | 0.157079 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.007194444 | 0.0843 | 0 | 0.007194444 | 0.0843 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.011305556 | 0.12645 | 0 | 0.011305556 | 0.12645 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.074 | 0.843 | 0 | 0.074 | 0.843 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000134 | 0.000001546 | 0 | 0.000000134 | 0.000001546 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.001541667 | 0.01686 | 0 | 0.001541667 | 0.01686 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.037 | 0.4215 | 0 | 0.037 | 0.4215 |

***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 $B_{год}$ , т, 65

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 218

Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 218 * 200 = 0.380192$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.380192 / 0.531396731 = 0.71545792$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.426666667 | 2.08 | 0 | 0.426666667 | 2.08 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота | 0.069333333 | 0.338 | 0 | 0.069333333 | 0.338 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | оксид) (6) | | | | | |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.027777778 | 0.13 | 0 | 0.027777778 | 0.13 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.066666667 | 0.325 | 0 | 0.066666667 | 0.325 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.344444444 | 1.69 | 0 | 0.344444444 | 1.69 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000667 | 0.000003575 | 0 | 0.000000667 | 0.000003575 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.006666667 | 0.0325 | 0 | 0.006666667 | 0.0325 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.161111111 | 0.78 | 0 | 0.161111111 | 0.78 |

***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

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* = 450**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, ***BMAX* = 1.04**

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), $_M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 450 / 10^6 = 0.00481$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 1.04 / 3600 = 0.00309$

***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), $_M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 450 / 10^6 = 0.000414$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 1.04 / 3600 = 0.000266$

***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), $_M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 450 / 10^6 = 0.00063$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 1.04 / 3600 = 0.0004044$

***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), $_M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 450 / 10^6 = 0.001485$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 1.04 / 3600 = 0.000953$

---

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), $_M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 450 / 10^6 = 0.0003375$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 1.04 / 3600 = 0.0002167$

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), $_M_ = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 450 / 10^6 = 0.00054$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G_ = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 1.04 / 3600 = 0.000347$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M_ = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 450 / 10^6 = 0.0000878$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G_ = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 1.04 / 3600 = 0.0000563$

***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), $_M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 450 / 10^6 = 0.00599$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 1.04 / 3600 = 0.00384$

ИТОГО:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | 0.00309 | 0.00481 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) | 0.000266 | 0.000414 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.000347 | 0.00054 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.0000563 | 0.0000878 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.00384 | 0.00599 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | 0.0002167 | 0.0003375 |
| 0344 | Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) | 0.000953 | 0.001485 |
| 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) | 0.0004044 | 0.00063 |

***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: 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 данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 450.75**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 3.13**
***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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · $10^{-6}$*** **= 1.2 · 1.2 · 1 · 0.6 · 540 · 450.75 · (1-0) · $10^{-6}$ = 0.210302**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1.2 · 1.2 · 1 · 0.6 · 540 · 3.13 · (1-0) / 3600 = 0.40565**
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) | 0.40565 | 0.210302 |

**Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, *N* = 0.85**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 450.75**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 3.13**
***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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · $10^{-6}$*** **= 1.2 · 1.2 · 1 · 0.6 · 540 · 450.75 · (1-0.85) · $10^{-6}$ = 0.03154**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1.2 · 1.2 · 1 · 0.6 · 540 · 3.13 · (1-0.85) / 3600 = 0.06085**
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, | 0.06085 | 0.03154 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) | | |

***Источник загрязнения N 6003, Разработка грунта***

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 данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 330**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · $10^{-6}$*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 330 · (1-0) · $10^{-6}$ = 0.012672**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 2.3· (1-0) / 3600 = 0.024533**
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) | 0.024533 | 0.012672 |

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N* = 0.85**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 330**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · $10^{-6}$*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 330 · (1-0.85) · $10^{-6}$ = 0.0019008**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 2.3 · (1-0.85) / 3600 = 0.00368**
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) | 0.00368 | 0.0019008 |

***Источник загрязнения N 6004, 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/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* = 51.55**
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* = 51.55**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC* = 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP* = 0.0029**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 3**
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**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI* = 0.27**
$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 3 = 0.00235$
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 150**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.00235**
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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 51.55 + 3.15 \cdot 51.55) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.00235 = 0.00238$

***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00238 / 100 = 0.002373$
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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00238 / 100 = 0.00000666$
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 | 0.00000666 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.002373 |

**За период бурения скважины**

***Источник загрязнения N 0003, Дизельный двигатель CAT 3412 (силовой двигатель)***

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, 571
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 485
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 164.95
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 164.95 * 485 = 0.69760654$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.69760654 / 0.531396731 = 1.312779133$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 1.034666667 | 18.272 | 0 | 1.034666667 | 18.272 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.168133333 | 2.9692 | 0 | 0.168133333 | 2.9692 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.067361111 | 1.142 | 0 | 0.067361111 | 1.142 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.161666667 | 2.855 | 0 | 0.161666667 | 2.855 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.835277778 | 14.846 | 0 | 0.835277778 | 14.846 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000001617 | 0.000031405 | 0 | 0.000001617 | 0.000031405 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.016166667 | 0.2855 | 0 | 0.016166667 | 0.2855 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.390694444 | 6.852 | 0 | 0.390694444 | 6.852 |

***Источник загрязнения N 0004, Дизельный двигатель «CAT 3406 », мощностью 460 кВт***
***Источник загрязнения N 0005, Дизельный двигатель «CAT 3406 », мощностью 460 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, 135
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 460
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 163.04
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , K, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 163.04 * 460 = 0.653986048$ (A.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (A.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.653986048 / 0.531396731 = 1.230692644$ (A.4)
2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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 | 0.981333333 | 4.32 | 0 | 0.981333333 | 4.32 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | диоксид) (4) | | | | | |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.159466667 | 0.702 | 0 | 0.159466667 | 0.702 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.063888889 | 0.27 | 0 | 0.063888889 | 0.27 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.153333333 | 0.675 | 0 | 0.153333333 | 0.675 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.792222222 | 3.51 | 0 | 0.792222222 | 3.51 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000001533 | 0.000007425 | 0 | 0.000001533 | 0.000007425 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.015333333 | 0.0675 | 0 | 0.015333333 | 0.0675 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.370555556 | 1.62 | 0 | 0.370555556 | 1.62 |

***Источник загрязнения N 0006, Дизельгенератор CAT DITA мощностью 400 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, 105

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 400

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 150

Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 150 * 400 = 0.5232$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.5232 / 0.531396731 = 0.98457512$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.853333333 | 3.36 | 0 | 0.853333333 | 3.36 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.138666667 | 0.546 | 0 | 0.138666667 | 0.546 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.055555556 | 0.21 | 0 | 0.055555556 | 0.21 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.133333333 | 0.525 | 0 | 0.133333333 | 0.525 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.688888889 | 2.73 | 0 | 0.688888889 | 2.73 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000001333 | 0.000005775 | 0 | 0.000001333 | 0.000005775 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.013333333 | 0.0525 | 0 | 0.013333333 | 0.0525 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.322222222 | 1.26 | 0 | 0.322222222 | 1.26 |

***Источник загрязнения N 0007, 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, 31.5
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 169
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 197
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 197 * 169 = 0.29031496$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.29031496 / 0.531396731 = 0.546324324$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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 | 1.008 | 0 | 0.360533333 | 1.008 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.058586667 | 0.1638 | 0 | 0.058586667 | 0.1638 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.023472222 | 0.063 | 0 | 0.023472222 | 0.063 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.056333333 | 0.1575 | 0 | 0.056333333 | 0.1575 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.291055556 | 0.819 | 0 | 0.291055556 | 0.819 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000563 | 0.000001733 | 0 | 0.000000563 | 0.000001733 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.005633333 | 0.01575 | 0 | 0.005633333 | 0.01575 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК- | 0.136138889 | 0.378 | 0 | 0.136138889 | 0.378 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 265П) (10) | | | | | |

***Источник загрязнения N 0008, 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*** **= 45**
Расход топлива, г/с, ***BG*** **= 4.9**
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), ***A1R*** **= 0.025**
Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), ***SR*** **= 0.3**
Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), ***S1R*** **= 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), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.03116 \cdot (0.1 / 0.1)^{0.25} = 0.03116$
Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 45 \cdot 42.75 \cdot 0.03116 \cdot (1-0) = 0.06$
Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 4.9 \cdot 42.75 \cdot 0.03116 \cdot (1-0) = 0.00653$
Выброс азота диоксида (0301), т/год, $_M_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.06 = 0.048$
Выброс азота диоксида (0301), г/с, $_G_ = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.00653 = 0.00522$
***Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)***
Выброс азота оксида (0304), т/год, $_M_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.06 = 0.0078$
Выброс азота оксида (0304), г/с, $_G_ = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.00653 = 0.000849$
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), $_M_ = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 45 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 45 = 0.2646$
Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $_G_ = 0.02 \cdot BG \cdot S1R \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 4.9 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 4.9 = 0.0288$
РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА
***Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)***
Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q4*** **= 0**
Тип топки: Камерная топка
Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q3*** **= 0.5**
Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, ***R*** **= 0.65**
Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$
Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $_M_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 45 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.626$
Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $_G_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 4.9 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.0681$
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), $_M_ = BT \cdot AR \cdot F = 45 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.01125$
Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $_G_ = BG \cdot A1R \cdot F = 4.9 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.001225$
Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.00522 | 0.048 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.000849 | 0.0078 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.001225 | 0.01125 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.0288 | 0.2646 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.0681 | 0.626 |

***Источник загрязнения N 0009, 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, 37.5
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 132
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 88
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 88 * 132 = 0.10129152$ (А.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.10129152 / 0.531396731 = 0.190613743$ (А.4)
2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.2816 | 1.2 | 0 | 0.2816 | 1.2 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.04576 | 0.195 | 0 | 0.04576 | 0.195 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.018333333 | 0.075 | 0 | 0.018333333 | 0.075 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.044 | 0.1875 | 0 | 0.044 | 0.1875 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.227333333 | 0.975 | 0 | 0.227333333 | 0.975 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.00000044 | 0.000002063 | 0 | 0.00000044 | 0.000002063 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.0044 | 0.01875 | 0 | 0.0044 | 0.01875 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.106333333 | 0.45 | 0 | 0.106333333 | 0.45 |

***<u>Источник загрязнения N 0010, Дизельная электростанция 200 кВт (вахт.пос)</u>***
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, 435
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 200
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 218
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 218 * 200 = 0.380192$ (А.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.380192 / 0.531396731 = 0.71545792$ (А.4)
2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.426666667 | 13.92 | 0 | 0.426666667 | 13.92 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.069333333 | 2.262 | 0 | 0.069333333 | 2.262 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.027777778 | 0.87 | 0 | 0.027777778 | 0.87 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.066666667 | 2.175 | 0 | 0.066666667 | 2.175 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.344444444 | 11.31 | 0 | 0.344444444 | 11.31 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000667 | 0.000023925 | 0 | 0.000000667 | 0.000023925 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.006666667 | 0.2175 | 0 | 0.006666667 | 0.2175 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.161111111 | 5.22 | 0 | 0.161111111 | 5.22 |

***Источник загрязнения N 6005, 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/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* = 700**
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* = 700**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC* = 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP* = 0.0029**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 3**
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**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI* = 0.27**
$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 3 = 0.00235$
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 150**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.00235**
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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 700 + 3.15 \cdot 700) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.00235 = 0.002736$

***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.002736 / 100 = 0.00273$
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 · M / 100*** **= 0.28 · 0.002736 / 100 = 0.00000766**
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 | 0.00000766 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.00273 |

***Источник загрязнения N 6006, 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/м3(Прил. 12), ***C*** **= 3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY*** **= 2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ*** **= 67.5**
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*** **= 67.5**
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*** **= 3**
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**
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 · 3 = 0.00235**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 60**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR*** **= 0.00235**
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^-6 + GHR*** **= (2.36 · 67.5 + 3.15 · 67.5) · 0.1 · $10^{-6}$ + 0.00235 = 0.002387**
***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); 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 · 0.002387 / 100 = 0.00238**
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 · 0.002387 / 100 = 0.00000668**
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 | 0.00000668 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.00238 |

***Источник загрязнения N 6007, 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*** **= 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*** **= 5.43**
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*** **= 5.43**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC*** **= 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP*** **= 0.00027**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 10**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 3**
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 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 · 0.00027 · 3 = 0.0002187**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 30**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.0002187**
Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), ***G = C · KPMAX · VC / 3600* = 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**
Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), ***M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10$^{-6}$ + GHR* = (0.25 · 5.43 + 0.25 · 5.43) · 0.1 · 10$^{-6}$ + 0.0002187 = 0.000219**

***Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 100**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 100 · 0.000219 / 100 = 0.000219**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 100 · 0.00001625 / 100 = 0.00001625**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | 0.00001625 | 0.000219 |

***Источник загрязнения N 6008, 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 | **Исходные данные:** | | | | | |
| 1.1. | Объем емкости | Vж | $м^3$ | 50 | | |
| 1.2. | Количество рабочих емкостей | n | шт. | 4 | | |
| 1.3. | Удельный выброс загряз.в-в | g | кг/ч*$м^2$ | 0,02 | | |
| 1.4. | Общая площадь испарения | F | $м^2$ | 72 | | |
| 1.5. | Коэф.зависящий от укрытия емкости | $К_{11}$ | | 0,21 | | |
| 1.6. | Время работы | T | час | 960 | | |
| 2 | **Расчет:** *2754 Углеводороды С12-С19* | | | | | |
| 2.1. | Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле: | Пр | кг/час | | 72 * 0,02 * 0,21 | 0,3024 |
| | Пр = Fом * g * $К_{11}$ | Пр | г/с | | 0,3 * 1000 /3600 | **0,0840** |
| | | Пр | т/скв/год | | 0,08 / 1000000 * 960 * 3600 | **0,27648** |

Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2754 | Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.084 | 0.27648 |

***Источник загрязнения N 6009, 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* = 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 данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 142**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · $10^{-6}$*** **= 1.5 · 1.2 · 0.1 · 0.4 · 120 · 142 · (1-0) · $10^{-6}$ = 0.00123**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1.5 · 1.2 · 0.1 · 0.4 · 120 · 0.3 · (1-0) / 3600 = 0.00144**
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) | 0.00144 | 0.00123 |

***Источник загрязнения N 6010, 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., ***N1* = 1**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1* = 1**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_* = 960**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6*** **= 0.04 · 1 / 3.6 = 0.01111**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000*** **= (0.04 · 1 · 960) / 1000 = 0.0384**
***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); 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 · 0.0384 / 100 = 0.0383**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 99.72 · 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 · M / 100*** **= 0.28 · 0.0384 / 100 = 0.0001075**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.28 · 0.01111 / 100 = 0.0000311**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0000311 | 0.0001075 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01108 | 0.0383 |

***Источник загрязнения N 6011, 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 | $м^3$ | 40 | | |
| 1.2. | Количество емкостей | n | шт. | 2 | | |
| 1.3. | Удельный выброс загряз.в-в | g | кг/ч*$м^2$ | 0,02 | | |
| 1.4. | Общая площадь испарения | F | $м^2$ | 42 | | |
| 1.5. | Коэф.зависящий от укрытия емкости | $K_{11}$ | | 0,21 | | |
| 1.6. | Время работы | T | час | 960 | | |
| 2 | **Расчет:** *2754 Углеводороды С12-С19* Кол-во выбросов углеводородов | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | произ.по формуле: | Пр | кг/час | 42 | * | 0,02 | * | 0,2 | | | | 0,17640 |
| | Пр = Fом * g * $K_{11}$ | Пр | г/с | 0,1764 | * | 1000 | /3600 | | | | | **0,04900** |
| | | Пр | т/скв/год | 0,0490 | / | 1000000 | | * | 960 | * | 3600 | **0,169344** |

Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.049 | 0.169344 |

***Источник загрязнения N 6012, 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_* = 960**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N* = 0.07 · 0.006588 · 17 = 0.00784**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6* = 0.00784 / 3.6 = 0.002178**

***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.002178 · 63.39 / 100 = 0.00138**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.00138 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.004769**

***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.002178 · 14.12 / 100 = 0.0003075**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.0003075 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.001063**

***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.002178 · 3.82 / 100 = 0.0000832**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.0000832 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.000287**

***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.002178 · 2.65 / 100 = 0.0000577**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.0000577 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.000199**

***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.002178 · 2.68 / 100 = 0.0000584**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.0000584 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.000202**

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_* = 960**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N* = 0.35 · 0.111024 · 27 = 1.05**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6* = 1.05 / 3.6 = 0.2917**

***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.2917 · 63.39 / 100 = 0.185**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.185 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.63936**

***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.2917 · 14.12 / 100 = 0.0412**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.0412 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.14239**

***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.2917 · 3.82 / 100 = 0.01114**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.01114 · 960· 3600 / $10^6$ =0.038499**

***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.2917 · 2.65 / 100 = 0.00773**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.00773 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.026715**

***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.2917 · 2.68 / 100 = 0.00782**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.00782 · 960 · 3600 / $10^6$ = 0.02702**

Сводная таблица расчетов:

| *Оборудов.* | *Технологич. поток* | *Общее кол-во, шт.* | *Время работы, ч/г* |
|---|---|---|---|
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 17 | 960 |
| Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 27 | 960 |

Итоговая таблица:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0078200 | 0.027222 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.0077300 | 0.026914 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.0412000 | 0.143453 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.0111400 | 0.038786 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.1850000 | 0.644129 |

***Источник загрязнения N 6013, 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 |
| | **1. Исходные данные:** | | | | | |
| 1.1 | Количество насосов | n | шт | 1 | | |
| 1.2 | Время работы | T | час/год | 960 | | |
| 2.1 | 2. Расчет:<br>*2754 Углеводороды С12-С19*<br>Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: | | | | | |
| | $M_{сек}=Q/3.6$ | $M_{сек}$ | г/с | | 0,02 * 1 / 3,6 | **0,00556** |
| | $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1) | $M_{год}$ | т/год | | 0,02 * 1 * 960 * 0,001 | **0,0192** |
| | | Q | кг/ч | 0,02 | | |

Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.00556 | 0.0192 |

***Источник загрязнения N 6014, 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 |
| | **1. Исходные данные:** | | | | | |
| 1.1 | Количество насосов | n | шт | 2 | | |
| 1.2 | Время работы | T | час/год | 960 | | |
| 2.1 | 2. Расчет:<br>*2754 Углеводороды С12-С19*<br>Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: | | | | | |
| | $M_{сек}=Q/3.6$ | $M_{сек}$ | г/с | | 0,02 * 2 / 3,6 | **0,01111** |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | $M_{год}$ = 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) | $M_{год}$<br>Q | т/год<br>кг/ч | 0,02 | 0,02 * 2 * 960 * 0,001 | **0,0384** |

Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01111 | 0.0384 |

***Источник загрязнения N 6015, 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 | **Исходные данные:** | | | | | |
| 1.1. | Объем аппарата | V | $м^3$ | 1 | | |
| 1.2 | Давление в аппарате | P | гПа | 1520 | | |
| 1.3 | Средняя молекулярная масса паров | Мп | г/моль | 98 | | |
| 1.4 | Время работы | T | час | 960 | | |
| 1.5 | Средняя температура в аппарате | t | К | 313 | | |
| 2 | Количество выбросов углеводородов составит: *2754 Углеводороды С12-С19* | | Пр | кг/час | $П = 0,037 * \left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} * \sqrt{\frac{M\ n}{T}}$ | 0,0287 |
| | | | Пр | г/с | 0,0287 * 1000 / 3600 | **0,0080** |
| | | | Пр | т/год | 0,0080 / 1E+06 * 3600 * 960 | **0,02746** |

Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (1 ) | 0.008 | 0.02746 |

***Источник загрязнения N 6016, Сепаратор 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 | **Исходные данные:** | | | | | |
| 1.1. | Объем аппарата | V | $м^3$ | 1,5 | | |
| 1.2 | Давление в аппарате | P | гПа | 4000 | | |
| 1.3 | Средняя молекулярная масса паров | Мп | г/моль | 98 | | |
| 1.4 | Время работы | T | час | 960 | | |
| 1.5 | Средняя температура в аппарате | t | К | 313 | | |
| 2 | Количество выбросов углеводородов составит: | | Пр | кг/час | $Пр = 0.037 * \left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} * \sqrt{\frac{M\ n}{T}}$ | 0,0861 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | *2754 Углеводороды С12-С19* | | | | | | | | | | | | |
| | | | Пр | г/с | | | 0,0861 | * | 1000 | / | 3600 | | **0,0239** |
| | | | Пр | т/год | 0,0239 | / | 1000000 | * | 3600 | * | 960 | | **0,0826** |

Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0239 | 0.0826 |

***Источник загрязнения N 6017, 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., ***NS1* = 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), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.011 \cdot 1 = 0.0022$

***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), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.016 \cdot 1 = 0.0032$

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., ***NS1* = 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), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.023 \cdot 1 = 0.0046$

***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), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.055 \cdot 1 = 0.011$
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., ***NS1* = 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), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 1 = 0.00022$
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 0011, Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъемник А-80)***

Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$ , т, 385
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 158
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 564.1
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 564.1 * 158 = 0.777194416$ (А.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.777194416 / 0.531396731 = 1.462550239$ (А.4)
2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.337066667 | 12.32 | 0 | 0.337066667 | 12.32 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.054773333 | 2.002 | 0 | 0.054773333 | 2.002 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.021944444 | 0.77 | 0 | 0.021944444 | 0.77 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.052666667 | 1.925 | 0 | 0.052666667 | 1.925 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.272111111 | 10.01 | 0 | 0.272111111 | 10.01 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000527 | 0.000021175 | 0 | 0.000000527 | 0.000021175 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.005266667 | 0.1925 | 0 | 0.005266667 | 0.1925 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.127277778 | 4.62 | 0 | 0.127277778 | 4.62 |

***<u>Источник загрязнения N 0012, Дизельгенератор мощностью 100 кВт освещение</u>***
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, 265
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 100
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 126.96
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 126.96 * 100 = 0.11070912$ (А.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.11070912 / 0.531396731 = 0.208336095$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.213333333 | 8.48 | 0 | 0.213333333 | 8.48 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.034666667 | 1.378 | 0 | 0.034666667 | 1.378 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.013888889 | 0.53 | 0 | 0.013888889 | 0.53 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.033333333 | 1.325 | 0 | 0.033333333 | 1.325 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.172222222 | 6.89 | 0 | 0.172222222 | 6.89 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000333 | 0.000014575 | 0 | 0.000000333 | 0.000014575 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.003333333 | 0.1325 | 0 | 0.003333333 | 0.1325 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.080555556 | 3.18 | 0 | 0.080555556 | 3.18 |

***<u>Источник загрязнения N 0013, Дизель-генератор резервный</u>***

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, 95

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 60

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 200

Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 60 = 0.10464$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.10464 / 0.531396731 = 0.196915024$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| А | 7.2 | 10.3 | 3.6 | 0.7 | 1.1 | 0.15 | 1.3E-5 |

Таблица значений выбросов $q_{эi}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| А | 30 | 43 | 15 | 3 | 4.5 | 0.6 | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выброса $M_i$ , г/с:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.137333333 | 3.268 | 0 | 0.137333333 | 3.268 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.022316667 | 0.53105 | 0 | 0.022316667 | 0.53105 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.011666667 | 0.285 | 0 | 0.011666667 | 0.285 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.018333333 | 0.4275 | 0 | 0.018333333 | 0.4275 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.12 | 2.85 | 0 | 0.12 | 2.85 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000217 | 0.000005225 | 0 | 0.000000217 | 0.000005225 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.0025 | 0.057 | 0 | 0.0025 | 0.057 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.06 | 1.425 | 0 | 0.06 | 1.425 |

***<u>Источник загрязнения N 0014, Дизельный двигатель CAT 3126</u>***
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, 116
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 224
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 223
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , K, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 223 * 224 = 0.43558144$ (A.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (A.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.43558144 / 0.531396731 = 0.819691606$ (A.4)
2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.477866667 | 3.712 | 0 | 0.477866667 | 3.712 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота | 0.077653333 | 0.6032 | 0 | 0.077653333 | 0.6032 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | оксид) (6) | | | | | |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.031111111 | 0.232 | 0 | 0.031111111 | 0.232 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.074666667 | 0.58 | 0 | 0.074666667 | 0.58 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.385777778 | 3.016 | 0 | 0.385777778 | 3.016 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000747 | 0.00000638 | 0 | 0.000000747 | 0.00000638 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.007466667 | 0.058 | 0 | 0.007466667 | 0.058 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.180444444 | 1.392 | 0 | 0.180444444 | 1.392 |

***<u>Источник загрязнения N 0015, Цементировочный агрегат "ЦА-320М"</u>***

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, 57

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 197

Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 197 * 169 = 0.29031496$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.29031496 / 0.531396731 = 0.546324324$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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 | 1.824 | 0 | 0.360533333 | 1.824 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.058586667 | 0.2964 | 0 | 0.058586667 | 0.2964 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.023472222 | 0.114 | 0 | 0.023472222 | 0.114 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.056333333 | 0.285 | 0 | 0.056333333 | 0.285 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.291055556 | 1.482 | 0 | 0.291055556 | 1.482 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000563 | 0.000003135 | 0 | 0.000000563 | 0.000003135 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.005633333 | 0.0285 | 0 | 0.005633333 | 0.0285 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ | 0.136138889 | 0.684 | 0 | 0.136138889 | 0.684 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | | | | | |

***Источник загрязнения N 0016, Факельная установка***

Список литературы:

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

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: Бурение 1-ой оценочной скважины _Кемерколь

Цех: Испытание

Источник: 0016

Наименование: Факельная установка

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

***Таблица процентного содержания составляющих смеси.***

***Состав смеси задавался в объемных долях.***

| *Компонент* | *[%]об.* | *[%]мас.* | *Молек.мас.* | *Плотность* |
|---|---|---|---|---|
| Метан(CH4) | 42.322 | 21.4836715 | 16.043 | 0.7162 |
| Этан(C2H6) | 15.2 | 14.4621796 | 30.07 | 1.3424 |
| Пропан(C3H8) | 22.3 | 31.1150601 | 44.097 | 1.9686 |
| Бутан(C4H10) | 11.5 | 21.1499853 | 58.124 | 2.5948 |
| Пентан(C5H12) | 2.51 | 5.73024001 | 72.151 | 3.2210268 |
| Азот(N2) | 5 | 4.43233798 | 28.016 | 1.2507 |
| Диоксид углерода(CO2) | 1.168 | 1.62652527 | 44.011 | 1.9648 |

Молярная масса смеси $M$, кг/моль (прил.3,(5)): **31.60408804**

Плотность сжигаемой смеси $R_o$ , кг/м$^3$: **1.391877**

Показатель адиабаты $K$ (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.1439362$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.1439362 * (30 + 273) / 31.60408804)^{0.5} = 303.0202684$$

где $T_o$ - температура смеси, град.С;

Объемный расход $B$, м$^3$/с: **0.085734**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$ , м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.085734 / (3.141592654 * 0.15^2) = 4.851551961$$

Массовый расход $G$, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.085734 * 1.391877 = 119.3311827$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв}$ = 0.016010652 < 0.2 , горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси $n$: **0.9984**

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

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 31.6040880) = 75.68894242$$

где $x_i$ - число атомов углерода;

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

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

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

$$M_i = УВ_i * G$$

где $УВ_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

| *Код* | *Примесь* | *УВ г/г* | *М г/с* |
|---|---|---|---|
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный | 0.02 | 2.386623654 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.8*0.003 | 0.2863948 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.13*0.003 | 0.0465392 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.0005 | 0.059665591 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.002 | 0.238662365 |

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

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 119.3311827 * (3.67 * 0.9984000 * 75.6889424 + 1.6265253) - 2.3866237 - 0.0596656 - 0.2386624 = 330.2019106$$

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

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

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

$M_c$ - мощность выброса сажи, г/с;

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$ , ккал/м$^3$ (прил.3,(1)):
$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o$ = **85.5 * 42.322 + 152 * 15.2 + 218 * 22.3 + 283 * 11.5 + 349 * 2.51 + 56 * 0 = 14920.821**
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 * (31.60408804)$^{0.5}$ = 0.27**
Объемное содержание кислорода $[O2]_o$ , %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.849242235$$

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$^3$ углеводородной смеси и природного газа $V_o$ , м$^3$/м$^3$ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o)-[O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o)-0.849242235)$$

**= 16.34225847**
где $x$ - число атомов углерода;
$y$ - число атомов водорода;
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м$^3$ углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$ , м$^3$/м$^3$ (12):
$V_{пс} = 1 + V_o$ = **1 + 16.34225847 = 17.34225847**
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$ , ккал/(м$^3$*град.С): **0.4**
Ориентировочное значение температуры горения $T_г$ , град.С (10):
$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс})$ = **30 + (14920.821 * (1-0.27) * 0.9984) / (17.34225847 * 0.4) = 1597.669492**
где $T_o$ - температура смеси или газа, град.С;
при условие, что 1500< = $T_o$ <1800 , $C_{пс}$ = **0.39**
Температура горения $T_г$ , град.С (10):
$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс})$ = **30 + (14920.821 * (1-0.27) * 0.9984) / (17.34225847 * 0.39) = 1637.866146**
4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси $V_1$ , м$^3$/с (14):
$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273$ = **0.085734 * 17.34225847 * (273 + 1637.866146) / 273 = 10.40701931**
Длина факела $L_{фн}$ , м:
$L_{фн} = 15 * d$ = **15 * 0.15 = 2.25**
Высота источника выброса вредных веществ $H$, м (16):
$H = L_{фн} + h_в$ = **2.25 + 15 = 17.25**
где $h_в$ - высота факельной установки от уровня земли, м;
5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_o$)
Диаметр факела $D_ф$ , м (29):
$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d$ = **0.14 * 2.25 + 0.49 * 0.15 = 0.3885**
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси ($W_o$ ), (м/с):
$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2$ = **1.27 * 10.40701931 / 0.3885$^2$ = 87.56852513**
6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$ , т/год (30):
$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$
где $\tau$- продолжительность работы факельной установки, ч/год: **6480;**

| *Код* | *Примесь* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный | 2.386623654 | 55.67515661 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.286394839 | 6.681018793 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.046539161 | 1.085665554 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.059665591 | 1.391878915 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.238662365 | 5.567515661 |

***<u>Источник загрязнения N 6018, Емкость для хранения дизтоплива</u>***
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*** = **559**
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*** = **559**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC*** = **1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP*** = **0.0029**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **50**

Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR* = 1**
Категория веществ: А, Б, В
Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный
Значение Kpmax 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, м3, ***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$^{-6}$ + GHR* = (2.36 · 559 + 3.15 · 559) · 0.1 · 10$^{-6}$ + 0.000783 = 0.00109**

***<u>Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)</u>***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 99.72 · 0.00109 / 100 = 0.001087**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

***<u>Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)</u>***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.28**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.28 · 0.00109 / 100 = 0.00000305**
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 | 0.00000305 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.001087 |

***<u>Источник загрязнения N 6019, Насос для дизтоплива</u>***

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., ***N1* = 1**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1* = 1**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_* = 6480**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6* = 0.04 · 1 / 3.6 = 0.01111**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000* = (0.04 · 1 · 6480) / 1000 = 0.259**

***<u>Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)</u>***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 99.72 · 0.259 / 100 = 0.2583**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 99.72 · 0.01111 / 100 = 0.01108**

***<u>Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)</u>***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.28**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.28 · 0.259 / 100 = 0.000725**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.28 · 0.01111 / 100 = 0.0000311**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0000311 | 0.000725 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01108 | 0.2583 |

***<u>Источник загрязнения N 6020, Насос для нефти</u>***

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., ***N1* = 1**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1* = 1**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_* = 6480**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6* = 0.02 · 1 / 3.6 = 0.00556**

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot _T_) / 1000 = (0.02 \cdot 1 \cdot 6480) / 1000 = 0.1296$

***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$
Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1296 / 100 = 0.094$
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 С6-С10 (1503*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$
Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1296 / 100 = 0.0347$
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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1296 / 100 = 0.000454$
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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1296 / 100 = 0.000285$
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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1296 / 100 = 0.0001426$
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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1296 / 100 = 0.0000778$
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 | 0.0000778 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.00403 | 0.094 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0.00149 | 0.0347 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.00001946 | 0.000454 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00000612 | 0.0001426 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00001223 | 0.000285 |

***Источник загрязнения N 6021, 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, $_T_ = 6480$
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 С1-С5 (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, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04735$
***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, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.010544$
***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, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00285$
***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, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001978$
***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, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0020015$

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_ = 6480**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.35 · 0.111024 · 3 = 0.1166**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.1166 / 3.6 = 0.0324**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0324 · 63.39 / 100 = 0.02054**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.02054 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.47916**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0324 · 14.12 / 100 = 0.004575**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.004575 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.106726**
***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 · 3.82 / 100 = 0.001238**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.001238 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.02889**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0324 · 2.65 / 100 = 0.000859**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000859 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.02004**
***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 · 2.68 / 100 = 0.000868**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000868 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.02025**

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_ = 6480**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.02 · 0.000288 · 18 = 0.0001037**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.0001037 / 3.6 = 0.0000288**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0000288 · 63.39 / 100 = 0.00001826**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00001826 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.000426**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0000288 · 14.12 / 100 = 0.00000407**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00000407 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.000095**
***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 · 3.82 / 100 = 0.0000011**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000011 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.000026**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0000288 · 2.65 / 100 = 0.000000763**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000000763 · 6480 · 3600 / $10^6$ = 0.000018**
***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 · 2.68 / 100 = 0.000000772**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000000772 · 6480· 3600 / $10^6$ = 0.000018**
Сводная таблица расчетов:

| *Оборудов.* | *Технологич. поток* | *Общее кол-во, шт.* | *Время работы, ч/г* |
|---|---|---|---|
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 25 | 6480 |
| Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 3 | 6480 |
| Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 18 | 6480 |

Итоговая таблица:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0008680 | 0.0222695 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.0008590 | 0.0220360 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.0045750 | 0.1173650 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.0012380 | 0.0317660 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.0205400 | 6.752488 |

***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*** **= 20**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.57**
***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 горизонтальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 60**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr(Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax(Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 60**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 8580.6**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.908**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 8580.6 / (0.908 \cdot 60) = 157.5$
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 20**
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), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 800 \cdot 93 \cdot (0.74 \cdot 2.32 + 0.57) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 8580.6 / (10^7 \cdot 0.908) = 6.38$
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 800 \cdot 93 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 2.32 \cdot 20) / 10^4 = 4.16$
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 6.38 / 100 = 4.62$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 4.16 / 100 = 3.014$
***Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 6.38 / 100 = 1.71$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 4.16 / 100 = 1.115$
***Примесь: 0602 Бензол (64)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 6.38 / 100 = 0.02233$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 4.16 / 100 = 0.01456$
***Примесь: 0621 Метилбензол (349)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 6.38 / 100 = 0.01404$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 4.16 / 100 = 0.00915$
***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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 6.38 / 100 = 0.00702$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 4.16 / 100 = 0.00458$
***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.06**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 6.38 / 100 = 0.00383$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 4.16 / 100 = 0.002496$

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.002496 | 0.00383 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 3.014 | 4.62 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 1.115 | 1.71 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.01456 | 0.02233 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00458 | 0.00702 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00915 | 0.01404 |

***Источник загрязнения N 6023, Емкость для нефти***
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= 20**

Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT* = 0.57**
***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 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* = 8580.6**
Плотность смеси, т/м3, ***RO* = 0.908**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 8580.6 / (0.908 \cdot 70) = 135$
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB* = 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX* = 20**
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), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 800 \cdot 93 \cdot (0.74 \cdot 2.32 + 0.57) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 8580.6 / (10^7 \cdot 0.908) = 6.38$
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 800 \cdot 93 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 2.32 \cdot 20) / 10^4 = 4.16$
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 6.38 / 100 = 4.62$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 4.16 / 100 = 3.014$
***Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 6.38 / 100 = 1.71$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 4.16 / 100 = 1.115$
***Примесь: 0602 Бензол (64)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 6.38 / 100 = 0.02233$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 4.16 / 100 = 0.01456$
***Примесь: 0621 Метилбензол (349)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 6.38 / 100 = 0.01404$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 4.16 / 100 = 0.00915$
***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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 6.38 / 100 = 0.00702$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 4.16 / 100 = 0.00458$
***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.06**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 6.38 / 100 = 0.00383$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 4.16 / 100 = 0.002496$

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.002496 | 0.00383 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 3.014 | 4.62 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 1.115 | 1.71 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.01456 | 0.02233 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00458 | 0.00702 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00915 | 0.01404 |

***Источник загрязнения N 6024, 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 | $П = 0{,}004 * \left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд$ | |
| Объем аппарата | V | 1,5 | $м^3$ | | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Коэффициент, зависящий от ср.темп.кипения жидкости | Kg | 0,57 | | | |
| Время работы | T | 6480 | час | | |
| Расчеты выбросов: *углеводороды C1-C5* | **Пр** | | **кг/час** | 0,004*( 7000 * 1,5 / 1011)$^{0.8}$/ 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 6025, 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 | **Исходные данные:** | | | | $П = 0{,}037 * \left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} * \sqrt{Mn/T}$ | |
| 1.1. | Объем аппарата | V | м$^3$ | 2 | | |
| 1.2 | Давление в аппарате | P | гПа | 5000 | | |
| 1.3 | Средняя молекулярная масса паров | Мп | 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 эксплуатации месторождения**

На максимальный год добычи (2030 год)

**Промплощадка – Вахтовый поселок**

**Источник загрязнения N 0001, ДЭС, мощностью 508 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, 500

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 508

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 342

Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 342 * 508 = 1.51497792$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$ **= 1.51497792 / 0.531396731 = 2.850935716** (А.4)
2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 1.083733333 | 16 | 0 | 1.083733333 | 16 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.176106667 | 2.6 | 0 | 0.176106667 | 2.6 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.070555556 | 1 | 0 | 0.070555556 | 1 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.169333333 | 2.5 | 0 | 0.169333333 | 2.5 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.874888889 | 13 | 0 | 0.874888889 | 13 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000001693 | 0.0000275 | 0 | 0.000001693 | 0.0000275 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.016933333 | 0.25 | 0 | 0.016933333 | 0.25 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.409222222 | 6 | 0 | 0.409222222 | 6 |

**Источник загрязнения N 6001,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/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*** **= 250**
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*** **= 250**
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*** **= 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 Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPM*** **= 0.1**
Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPSR*** **= 0.1**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI*** **= 0.27**
$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 10**
Сумма Ghri*Knp*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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 250 + 3.15 \cdot 250) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.00092$

***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); 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 · 0.00092 / 100 = 0.000917**
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 · 0.00092 / 100 = 0.000002576**
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 | 0.000002576 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.000917 |

**Источник загрязнения N 6002, Емкость для 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* = 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* = 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* = 5**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC* = 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP* = 0.00027**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 10**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 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 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 · 0.00027 · 1 = 0.0000729**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 10**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.0000729**
Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), ***G = C · KPMAX · VC / 3600* = 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**
Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), ***M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10*$^{-6}$ + *GHR* = (0.25 · 5 + 0.25 · 5) · 0.1 · 10$^{-6}$ + 0.0000729 = 0.0000732**
***Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 100**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 100 · 0.0000732 / 100 = 0.0000732**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 100 · 0.00001625 / 100 = 0.00001625**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | 0.00001625 | 0.0000732 |

**Источник загрязнения N 6003,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., ***N1* = 1**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1* = 1**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_* = 8760**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6* = 0.04 · 1 / 3.6 = 0.01111**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000* = (0.04 · 1 · 8760) / 1000 = 0.3504**
***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); 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 · 0.3504 / 100 = 0.3494**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 99.72 · 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 · 0.3504 / 100 = 0.000981**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100$ = **0.28 · 0.01111 / 100 = 0.0000311**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0000311 | 0.000981 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01108 | 0.3494 |

## Промплощадка – ПССН

**Источник загрязнения N 0002, ДЭС, мощностью 20 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, 565.75
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 20
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 894.1
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э$ = **8.72 * 10$^{-6}$ * 894.1 * 20 = 0.15593104** (А.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273)$ = **1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731** (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$ = **0.15593104 / 0.531396731 = 0.293436205** (А.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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{Mi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.045777778 | 19.4618 | 0 | 0.045777778 | 19.4618 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.007438889 | 3.1625425 | 0 | 0.007438889 | 3.1625425 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.003888889 | 1.69725 | 0 | 0.003888889 | 1.69725 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.006111111 | 2.545875 | 0 | 0.006111111 | 2.545875 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.04 | 16.9725 | 0 | 0.04 | 16.9725 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000072 | 0.000031116 | 0 | 0.000000072 | 0.000031116 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.000833333 | 0.33945 | 0 | 0.000833333 | 0.33945 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.02 | 8.48625 | 0 | 0.02 | 8.48625 |

**Источник загрязнения N 0003-0004, Водогрейный котел «Ferroli»**
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, ***KЗ* = Газ сжиженный (напр. СПБТ и др.)**
Расход топлива, т/год, ***BT* = 200**
Расход топлива, г/с, ***BG* = 12.7**
Марка топлива, ***M* = Сжиженный газ СПБТ по ГОСТ 20448-90**
Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(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), ***A1R* = 0**
Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), ***SR* = 0**
Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), ***S1R* = 0**
РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА
***Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)***
Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, ***QN* = 100**
Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, ***QF* = 100**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), ***KNO* = 0.0792**
Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, ***B* = 0**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.0792 \cdot (100 / 100)^{0.25} = 0.0792$
Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), ***MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B)* = 0.001 · 200 · 37.91 · 0.0792 · (1-0) = 0.6**
Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), ***MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B)* = 0.001 · 12.7 · 37.91 · 0.0792 · (1-0) = 0.0381**
Выброс азота диоксида (0301), т/год, ***_M_ = 0.8 · MNOT* = 0.8 · 0.6 = 0.48**
Выброс азота диоксида (0301), г/с, ***_G_ = 0.8 · MNOG* = 0.8 · 0.0381 = 0.0305**
***Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)***
Выброс азота оксида (0304), т/год, ***_M_ = 0.13 · MNOT* = 0.13 · 0.6 = 0.078**
Выброс азота оксида (0304), г/с, ***_G_ = 0.13 · MNOG* = 0.13 · 0.0381 = 0.00495**
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* = 0.5**
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 · 200 · 9.48 · (1-0 / 100) = 1.896**
Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), ***_G_ = 0.001 · BG · CCO · (1-Q4 / 100)* = 0.001 · 12.7 · 9.48 · (1-0 / 100) = 0.1204**
Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.0305 | 0.48 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.00495 | 0.078 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.1204 | 1.896 |

**Источник загрязнения N 0005, 0008 Печь подогрева УН-0,2МЗ**
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу
различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах
Вид топлива: Газ нефтепромысловый
Общее количество топок, шт., ***N* = 1**
Количество одновременно работающих топок, шт., ***N1* = 1**
Время работы одной топки, час/год, ***_T_* = 8760**
Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, ***B* = 164.68**
Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, ***BB* = 0**
***Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)***

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 164.68 \cdot 10^{-3} = 0.247$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = N \cdot M \cdot _T_ \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.247 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 2.164$
Максимальный из разовых выброс, г/с, ***_G_ = N1 · M / 3.6* = 1 · 0.247 / 3.6 = 0.0686**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 164.68 \cdot 10^{-3} = 0.247$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = N \cdot M \cdot _T_ \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.247 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 2.164$
Максимальный из разовых выброс, г/с, ***_G_ = N1 · M / 3.6* = 1 · 0.247 / 3.6 = 0.0686**
Расчет выбросов окислов азота:
Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), ***E* = 1.5**
Число форсунок на одну топку, шт., ***NN* = 1**
Расчетная теплопроизводительность топки, МДж/час, ***QP* = 837.4**
Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, ***QP = QP / NN* = 837.4 / 1 = 837.4**
Фактическая средняя теплопроизводительность
одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), ***QF = 29.4 · E · B / NN* = 29.4 · 1.5 · 164.68 / 1 = 7262.4**
Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, ***A* = 1.1**
Отношение Vсг/Vг при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), ***V* = 0.84**
Концентрация оксидов азота, кг/м3 (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 7262.4 / 837.4 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.001476$
Объем продуктов сгорания, м3/ч (5.4), ***VR = 7.84 · A · B · E* = 7.84 · 1.1 · 164.68 · 1.5 = 2130.3**

Объем продуктов сгорания, м3/с, $_VO_ = VR / 3600 = 2130.3 / 3600 = 0.592$
Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 2130.3 \cdot 0.001476 = 3.144$
Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot _T_ \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 3.144 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 27.54$
Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $G1 = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 3.144 / 3.6 = 0.873$
Коэффициент трансформации для NO2, $KNO2 = 0.8$
Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$
Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации
***Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)***
Валовый выброс, т/год, $_M_ = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 27.54 = 22.03$
Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G_ = KNO2 \cdot G1 = 0.8 \cdot 0.873 = 0.698$
***Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)***
Валовый выброс, т/год, $_M_ = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 27.54 = 3.58$
Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G_ = KNO \cdot G1 = 0.13 \cdot 0.873 = 0.1135$
Итого выбросы:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.698 | 22.03 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.1135 | 3.58 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.0686 | 2.164 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.0686 | 2.164 |

**Источник загрязнения N 0006, 0009 Печь подогрева ППТ-02**
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу
различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах
Вид топлива: Газ нефтепромысловый
Общее количество топок, шт., $N = 1$
Количество одновременно работающих топок, шт., $N1 = 1$
Время работы одной топки, час/год, $_T_ = 8760$
Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 185.5$
Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$
***Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)***
Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 185.5 \cdot 10^{-3} = 0.278$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = N \cdot M \cdot _T_ \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.278 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 2.435$
Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G_ = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.278 / 3.6 = 0.0772$
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 185.5 \cdot 10^{-3} = 0.278$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = N \cdot M \cdot _T_ \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.278 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 2.435$
Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G_ = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.278 / 3.6 = 0.0772$
Расчет выбросов окислов азота:
Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), $E = 1.5$
Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$
Расчетная теплопроизводительность топки, МДж/час, $QP = 1044$
Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = QP / NN = 1044 / 1 = 1044$

Фактическая средняя теплопроизводительность
одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 185.5 / 1 = 8180.6$
Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1.1$
Отношение Vсг/Vг при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.84$
Концентрация оксидов азота, кг/м3 (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 8180.6 / 1044 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.001333$
Объем продуктов сгорания, м3/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 185.5 \cdot 1.5 = 2399.6$
Объем продуктов сгорания, м3/с, $_VO_ = VR / 3600 = 2399.6 / 3600 = 0.667$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 2399.6 \cdot 0.001333 = 3.2$
Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot _T_ \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 3.2 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 28.03$
Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $G1 = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 3.2 / 3.6 = 0.889$

Коэффициент трансформации для NO2, $KNO2 = 0.8$
Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$
Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

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

Валовый выброс, т/год, $_M_ = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 28.03 = 22.42$
Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G_ = KNO2 \cdot G1 = 0.8 \cdot 0.889 = 0.711$

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

Валовый выброс, т/год, $_M_ = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 28.03 = 3.644$
Максимальный из разовых выброс, г/с, $_G_ = KNO \cdot G1 = 0.13 \cdot 0.889 = 0.1156$

Итого выбросы:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|

| | | | |
|---|---|---|---|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.711 | 22.42 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.1156 | 3.644 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.0772 | 2.435 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.0772 | 2.435 |

**Источник загрязнения N 0007, Сварочный агрегат АДД-4004МУ1**
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, 30
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 37
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 250
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 250 * 37 = 0.08066$ (А.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.08066 / 0.531396731 = 0.151788664$ (А.4)
2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.084688889 | 1.032 | 0 | 0.084688889 | 1.032 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.013761944 | 0.1677 | 0 | 0.013761944 | 0.1677 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.007194444 | 0.09 | 0 | 0.007194444 | 0.09 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.011305556 | 0.135 | 0 | 0.011305556 | 0.135 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.074 | 0.9 | 0 | 0.074 | 0.9 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000134 | 0.00000165 | 0 | 0.000000134 | 0.00000165 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.001541667 | 0.018 | 0 | 0.001541667 | 0.018 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.037 | 0.45 | 0 | 0.037 | 0.45 |

**Источник загрязнения N 0010, Отопительный котел Navien Stainless Boiler**
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, ***KЗ* = Газ (природный)**
Расход топлива, тыс.м3/год, ***BT* = 100**
Расход топлива, л/с, ***BG* = 12.7**
Месторождение, ***M* =**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/м3(прил. 2.1), ***QR* = 9776**
Пересчет в МДж, ***QR* = *QR* · *0.004187* = 9776 · 0.004187 = 40.93**
Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), ***AR* = 0**
Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), ***A1R* = 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* = 100**
Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, ***QF* = 100**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), ***KNO* = 0.0792**
Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, ***B* = 0**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.0792 \cdot (100 / 100)^{0.25} = 0.0792$
Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), ***MNOT* = *0.001* · *BT* · *QR* · *KNO* · (*1-B*) = 0.001 · 100 · 40.93 · 0.0792 · (1-0) = 0.324**
Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), ***MNOG* = *0.001* · *BG* · *QR* · *KNO* · (*1-B*) = 0.001 · 12.7 · 40.93 · 0.0792 · (1-0) = 0.0412**
Выброс азота диоксида (0301), т/год, ***_M_* = *0.8* · *MNOT* = 0.8 · 0.324 = 0.259**
Выброс азота диоксида (0301), г/с, ***_G_* = *0.8* · *MNOG* = 0.8 · 0.0412 = 0.03296**
***Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)***
Выброс азота оксида (0304), т/год, ***_M_* = *0.13* · *MNOT* = 0.13 · 0.324 = 0.0421**
Выброс азота оксида (0304), г/с, ***_G_* = *0.13* · *MNOG* = 0.13 · 0.0412 = 0.00536**
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* = 0.5**
Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), ***CCO* = *Q3* · *R* · *QR* = 0.5 · 0.5 · 40.93 = 10.23**
Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), ***_M_* = *0.001* · *BT* · *CCO* · (*1-Q4 / 100*) = 0.001 · 100 · 10.23 · (1-0 / 100) = 1.023**
Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), ***_G_* = *0.001* · *BG* · *CCO* · (*1-Q4 / 100*) = 0.001 · 12.7 · 10.23 · (1-0 / 100) = 0.13**
Итого:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.03296 | 0.259 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.00536 | 0.0421 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.13 | 1.023 |

**Источник загрязнения N 6004, Блок реагентов**
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* · *Q* · *N* = 0.05 · 0.000396 · 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* · *C* / *100* = 0.000022 · 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* · *C* / *100* = 0.000022 · 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**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_* = *G* · *C* / *100* = 0.000022 · 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* · *C* / *100* = 0.000022 · 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* · *Q* · *N* = 0.365 · 0.012996 · 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* · *C* / *100* = 0.002636 · 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* · *C* / *100* = 0.002636 · 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 · 7.42 / 100 = 0.0001956**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0001956 · 8760 · 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 · 9.3 / 100 = 0.000245**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000245 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.00773**
Сводная таблица расчетов:

| *Оборудов.* | *Технологич. поток* | *Общее кол-во, шт.* | *Время работы, ч/г* |
|---|---|---|---|
| Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды) | Утечки из легкой жидкости | 4 | 8760 |
| Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды) | Утечки из легкой жидкости | 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 6005, Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды (НГСВ)**
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 · 0.006588 · 24 = 0.01107**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.01107 / 3.6 = 0.003075**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.003075 · 63.39 / 100 = 0.00195**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00195 · 8760 · 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 · 14.12 / 100 = 0.000434**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000434 · 8760 · 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 · 3.82 / 100 = 0.0001175**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0001175 · 8760 · 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 · 2.65 / 100 = 0.0000815**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000815 · 8760 · 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 · 2.68 / 100 = 0.0000824**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000824 · 8760 · 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**
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 · 0.111024 · 8 = 0.311**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.311 / 3.6 = 0.0864**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0864 · 63.39 / 100 = 0.0548**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0548 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 1.728**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0864 · 14.12 / 100 = 0.0122**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0122 · 8760 · 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_ = G · C / 100*** **= 0.0864 · 3.82 / 100 = 0.0033**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0033 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.104**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0864 · 2.65 / 100 = 0.00229**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.00229 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0722**
***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0864 · 2.68 / 100 = 0.002316**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.002316 · 8760 · 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_*** **= 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.02 · 0.000288 · 35 = 0.0002016**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 0.0002016 / 3.6 = 0.000056**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.000056 · 63.39 / 100 = 0.0000355**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0000355 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.00112**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.000056 · 14.12 / 100 = 0.0000079**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0000079 · 8760 · 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_ = G · C / 100*** **= 0.000056 · 3.82 / 100 = 0.00000214**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.00000214 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0000675**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.000056 · 2.65 / 100 = 0.000001484**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.000001484 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0000468**
***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.000056 · 2.68 / 100 = 0.0000015**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0000015 · 8760 · 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 С1-С5 (1502*) | 0.0548000 | 1.7906200 |

**Источник загрязнения N 6006. 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 (среда газовая)
Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.020988**

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X* = 0.293**
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 · Q · N* = 0.293 · 0.020988 · 2 = 0.0123**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6* = 0.0123 / 3.6 = 0.00342**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.00342 · 0.11 / 100 = 0.00000376**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.00000376 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0001186**
***Примесь: 0402 Бутан (99)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 45.69**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.00342 · 45.69 / 100 = 0.001563**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.001563 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0493**
***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 22.9**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.00342 · 22.9 / 100 = 0.000783**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.000783 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0247**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 12.08**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.00342 · 12.08 / 100 = 0.000413**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.000413 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.01302**

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (парогазовые потоки)
Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q* = 0.136008**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X* = 0.46**
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 · Q · N* = 0.46 · 0.136008 · 2 = 0.1251**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6* = 0.1251 / 3.6 = 0.03475**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.03475 · 0.11 / 100 = 0.0000382**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0000382 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.001205**
***Примесь: 0402 Бутан (99)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 45.69**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.03475 · 45.69 / 100 = 0.01588**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.01588 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.501**
***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 22.9**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.03475 · 22.9 / 100 = 0.00796**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.00796 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.251**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 12.08**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.03475 · 12.08 / 100 = 0.0042**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0042 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.1325**

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)
Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q* = 0.00072**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X* = 0.03**
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 · Q · N* = 0.03 · 0.00072 · 4 = 0.0000864**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6* = 0.0000864 / 3.6 = 0.000024**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.000024 · 0.11 / 100 = 0.0000000264**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0000000264 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.000000833**
***Примесь: 0402 Бутан (99)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 45.69**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.000024 · 45.69 / 100 = 0.00001097**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.00001097 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.000346**
***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 22.9**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.000024 · 22.9 / 100 = 0.0000055**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0000055 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0001734**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 12.08**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.000024 · 12.08 / 100 = 0.0000029**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0000029 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0000915**
Сводная таблица расчетов:

| ***Оборудов.*** | ***Технологич. поток*** | ***Общее кол-во, шт.*** | ***Время работы, ч/г*** |
|---|---|---|---|

| | | | |
|---|---|---|---|
| Запорно-регулирующая арматура (среда газовая) | Утечки из паровой фазы | 2 | 8760 |
| Предохранительные клапаны (парогазовые потоки) | Утечки из паровой фазы | 2 | 8760 |
| Фланцевые соединения (парогазовые потоки) | Утечки из паровой фазы | 4 | 8760 |

Итоговая таблица:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0402 | Бутан (99) | 0.0158800 | 0.5506460 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.0042000 | 0.1456115 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.0000382 | 0.001324433 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.0079600 | 0.2758734 |

**Источник загрязнения N 6007-6008, Горизонтальный отстойник 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* = 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* = 22300**
Плотность смеси, т/м3, ***RO* = 0.869**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)* = 22300 / (0.869 · 50) = 513.2**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB* = 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX* = 2.9**
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$^7$ · RO)* = 0.294 · 800 · 93 · (0.74 · 2.32 + 0.13) · 0.1 · 1.35 · 22300 / (10$^7$ · 0.869) = 14**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10$^4$* = (0.163 · 800 · 93 · 0.74 · 0.1 · 2.32 · 2.9) / 10$^4$ = 0.604**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 72.46 · 14 / 100 = 10.14**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 72.46 · 0.604 / 100 = 0.438**
***Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 26.8 · 14 / 100 = 3.75**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 26.8 · 0.604 / 100 = 0.162**
***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 · 14 / 100 = 0.049**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.35 · 0.604 / 100 = 0.002114**
***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 · 14 / 100 = 0.0308**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.22 · 0.604 / 100 = 0.00133**
***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 · 14 / 100 = 0.0154**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.11 · 0.604 / 100 = 0.000664**

***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 · 14 / 100 = 0.0084**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.06 · 0.604 / 100 = 0.0003624**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0003624 | 0.0084 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.438 | 10.14 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0.162 | 3.75 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.002114 | 0.049 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.000664 | 0.0154 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00133 | 0.0308 |

**Источник загрязнения N 6009, Дренажная емкость**
Список литературы:
1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)
Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q* = 0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X* = 0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N* = 6**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_* = 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N* = 0.365 · 0.012996 · 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 · C / 100* = 0.0079 · 27.83 / 100 = 0.0022**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.0022 · 8760 · 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 · C / 100* = 0.0079 · 14.7 / 100 = 0.001161**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.001161 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0366**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 7.42**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0079 · 7.42 / 100 = 0.000586**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.000586 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.01848**
***Примесь: 0403 Гексан (135)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 9.3**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0079 · 9.3 / 100 = 0.000735**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.000735 · 8760 · 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 · Q · N* = 0.05 · 0.000396 · 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 · C / 100* = 0.000066 · 27.83 / 100 = 0.00001837**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.00001837 · 8760 · 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 · C / 100* = 0.000066 · 14.7 / 100 = 0.0000097**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.0000097 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.000306**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 7.42**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.000066 · 7.42 / 100 = 0.0000049**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.0000049 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0001545**
***Примесь: 0403 Гексан (135)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 9.3**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.000066 · 9.3 / 100 = 0.00000614**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.00000614 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0001936**
Сводная таблица расчетов:

| *Оборудов.* | *Технологич. поток* | *Общее кол-во, шт.* | *Время работы, ч/г* |
|---|---|---|---|
| Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды) | Утечки из легкой жидкости | 6 | 8760 |
| Фланцевые соединения (легкие углеводороды, | Утечки из легкой жидкости | 12 | 8760 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| двухфазные среды) | | | |

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 6010-6017, Емкость для нефти 50м3-3ед, 64м3-5 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* = 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 3**
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**
Режим эксплуатации, ***_NAME_* = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_* = Наземный горизонтальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 64**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 5**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR* = 5**
Категория веществ, ***_NAME_* = А, Б, В**
Значение Kpsr(Прил.8), ***KPSR* = 0.1**
Значение Kpmax(Прил.8), ***KPM* = 0.1**
Проводился дополнительный расчет по формуле 5.1.7
Коэффициент Kpsr = сумма((Kpsr(i)*V(i)*Nr(i))/(V(i)*Nr(i))), ***KPSR* = 0.1**
Производительность закачки, м3/час, ***QZ* = 2.9**
Производительность откачки, м3/час, ***QOT* = 2.9**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 470**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B* = 22600**
Плотность смеси, т/м3, ***RO* = 0.869**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)* = 22600 / (0.869 · 470) = 55.3**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB* = 1.81**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX* = 16**
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 / ($10^7$ · RO)* = 0.294 · 800 · 93 · (0.74 · 2.32 + 0.13) · 0.1 · 1.81 · 22600 / ($10^7$ · 0.869) = 19**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / $10^4$* = (0.163 · 800 · 93 · 0.74 · 0.1 · 2.32 · 16) / $10^4$ = 3.33**
***<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 72.46 · 19 / 100 = 13.77**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 72.46 · 3.33 / 100 = 2.413**
***<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 26.8 · 19 / 100 = 5.09**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 26.8 · 3.33 / 100 = 0.892**
***<u>Примесь: 0602 Бензол (64)</u>***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.35 · 19 / 100 = 0.0665**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.35 · 3.33 / 100 = 0.01166**
***<u>Примесь: 0621 Метилбензол (349)</u>***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.22 · 19 / 100 = 0.0418**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 3.33 / 100 = 0.00733**
***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 · 19 / 100 = 0.0209**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 3.33 / 100 = 0.00366**
***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 · 19 / 100 = 0.0114**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.06 · 3.33 / 100 = 0.001998**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.001998 | 0.0114 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 2.413 | 13.77 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0.892 | 5.09 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.01166 | 0.0665 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00366 | 0.0209 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00733 | 0.0418 |

**Источник загрязнения N 6018-6027. Емкости для нефти, 125 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*** **= 25**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 10**
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*** **= 250**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 22600**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.869**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 22600 / (0.869 · 250) = 104**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 2.9**
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$^7$ · RO)*** **= 0.294 · 800 · 93 · (0.74 · 2.32 + 0.13) · 0.1 · 1.35 · 22600 / (10$^7$ · 0.869) = 14.18**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10$^4$*** **= (0.163 · 800 · 93 · 0.74 · 0.1 · 2.32 · 2.9) / 10$^4$ = 0.604**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 14.18 / 100 = 10.27**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.604 / 100 = 0.438**
***Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)***
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 14.18 / 100 = 3.8**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.604 / 100 = 0.162**
***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 · 14.18 / 100 = 0.0496**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.604 / 100 = 0.002114**
***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 · 14.18 / 100 = 0.0312**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.604 / 100 = 0.00133**
***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 · 14.18 / 100 = 0.0156
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), _G_ = CI · G / 100 = 0.11 · 0.604 / 100 = 0.000664
***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 · 14.18 / 100 = 0.0085
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), _G_ = CI · G / 100 = 0.06 · 0.604 / 100 = 0.0003624

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0003624 | 0.0085 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.438 | 10.27 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0.162 | 3.8 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.002114 | 0.0496 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.000664 | 0.0156 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00133 | 0.0312 |

**Источник загрязнения N 6029,Буферная емкость для пластовой воды**

При эксплуатации скважин на территории площадки предусмотрена емкость 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:
$П_{вал}$ = F*q* $K_{11}$ кг/час
q - удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения,
принимается по таблице 5.9 q 0,02 кг/(час*м2)
К11 - коэффициент, принимаемый по таблице 5.5 К11 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 С1-С5 | 0,0000417 | 0,001314 |

*Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в амосферу 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 6030, Вертикальный сепаратор для 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 (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_ = 8760
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), G = X · Q · N = 0.365 · 0.012996 · 4 = 0.01897
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = 63.39
Максимальный разовый выброс, г/с, _G_ = G · C / 100 = 0.00527 · 63.39 / 100 = 0.00334
Валовый выброс, т/год, _M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$ = 0.00334 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.1053
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = 14.12
Максимальный разовый выброс, г/с, _G_ = G · C / 100 = 0.00527 · 14.12 / 100 = 0.000744
Валовый выброс, т/год, _M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$ = 0.000744 · 8760 · 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_ = G · C / 100 = 0.00527 · 3.82 / 100 = 0.0002013
Валовый выброс, т/год, _M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$ = 0.0002013 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.00635
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = 2.65
Максимальный разовый выброс, г/с, _G_ = G · C / 100 = 0.00527 · 2.65 / 100 = 0.0001397

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0001397 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.004406**

***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **2.68**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.00527 · 2.68 / 100 = 0.0001412**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0001412 · 8760 · 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_*** = **8760**

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.05 · 0.000396 · 6 = 0.0001188**

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.0001188 / 3.6 = 0.000033**

***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **63.39**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000033 · 63.39 / 100 = 0.0000209**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000209 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.000659**

***Примесь: 0410 Метан (727*)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **14.12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000033 · 14.12 / 100 = 0.00000466**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00000466 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.000147**

***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **3.82**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000033 · 3.82 / 100 = 0.00000126**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00000126 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0000397**

***Примесь: 0405 Пентан (450)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **2.65**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000033 · 2.65 / 100 = 0.000000875**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000000875 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0000276**

***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **2.68**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000033 · 2.68 / 100 = 0.000000884**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000000884 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0000279**

Сводная таблица расчетов:

| *Оборудов.* | *Технологич. поток* | *Общее кол-во, шт.* | *Время работы, ч/г* |
|---|---|---|---|
| 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 С1-С5 (1502*) | 0.0033400 | 0.1059590 |

**Источник загрязнения N 6031-6032,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/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*** = **250**

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*** = **250**

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 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, 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$^{-6}$ + GHR* = (2.36 · 250 + 3.15 · 250) · 0.1 · 10$^{-6}$ + 0.000783 = 0.00092**

***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); 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 · 0.00092 / 100 = 0.000917**
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 · 0.00092 / 100 = 0.000002576**
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 | 0.000002576 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.000917 |

**Источник загрязнения N 6033, Насос для налива нефти**
Аналогичный расчет
**Источник загрязнения N 6034, Насос для налива нефти**
**Источник загрязнения N 6035, Насос для налива нефти**
**Источник загрязнения N 6036, Насос для налива 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., ***N1* = 1**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1* = 1**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_* = 8760**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6* = 0.02 · 1 / 3.6 = 0.00556**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000* = (0.02 · 1 · 8760) / 1000 = 0.1752**

***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 72.46**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 72.46 · 0.1752 / 100 = 0.127**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 72.46 · 0.00556 / 100 = 0.00403**

***Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 26.8**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 26.8 · 0.1752 / 100 = 0.047**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 26.8 · 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 · M / 100* = 0.35 · 0.1752 / 100 = 0.000613**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.35 · 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 · M / 100* = 0.22 · 0.1752 / 100 = 0.0003854**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.22 · 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 · M / 100* = 0.11 · 0.1752 / 100 = 0.0001927**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.11 · 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 · M / 100* = 0.06 · 0.1752 / 100 = 0.0001051**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.06 · 0.00556 / 100 = 0.000003336**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.000003336 | 0.0001051 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.00403 | 0.127 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0.00149 | 0.047 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.00001946 | 0.000613 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00000612 | 0.0001927 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00001223 | 0.0003854 |

**Источник загрязнения N 6037-6038,Мультфазный насос**
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов
Расчет по пункту Выбросы при работе теплообменной аппаратуры и средств перекачки (табл. 5.4)
Вид нефтепродукта или 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
***Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)***
Удельный выброс, кг/час(табл. 5.4), ***Q* = 0.02**
Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***N1* = 2**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1* = 2**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_* = 8760**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = Q · NN1 / 3.6* = 0.02 · 2 / 3.6 = 0.0111**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = (Q · N1 · _T_) / 1000* = (0.02 · 2 · 8760) / 1000 = 0.3504**

Итоговая таблица:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0111000 | 0.3504000 |

**Источник загрязнения N 6039-6042, Нефтеналивной стояк АСН-100**
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 · Q · N* = 0.07 · 0.006588 · 16 = 0.00738**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6* = 0.00738 / 3.6 = 0.00205**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.00205 · 63.39 / 100 = 0.0013**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.0013 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.041**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.00205 · 14.12 / 100 = 0.0002895**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.0002895 · 8760 · 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 · C / 100* = 0.00205 · 3.82 / 100 = 0.0000783**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.0000783 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.00247**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.00205 · 2.65 / 100 = 0.0000543**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.0000543 · 8760 · 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 · C / 100* = 0.00205 · 2.68 / 100 = 0.0000549**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.0000549 · 8760 · 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 · Q · N* = 0.02 · 0.000288 · 12 = 0.0000691**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6* = 0.0000691 / 3.6 = 0.0000192**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0000192 · 63.39 / 100 = 0.00001217**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.00001217 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.000384**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0000192 · 14.12 / 100 = 0.00000271**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / $10^6$* = 0.00000271 · 8760 · 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 · C / 100* = 0.0000192 · 3.82 / 100 = 0.000000733**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.000000733 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0000231**

***Примесь: 0405 Пентан (450)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0000192 · 2.65 / 100 = 0.000000509**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.000000509 · 8760 · 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 · C / 100* = 0.0000192 · 2.68 / 100 = 0.000000515**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.000000515 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.00001624**

Сводная таблица расчетов:

| *Оборудов.* | *Технологич. поток* | *Общее кол-во, шт.* | *Время работы, ч/г* |
|---|---|---|---|
| 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 С1-С5 (1502*) | 0.0013000 | 0.0413840 |

**Источник загрязнения N 6043, Отстойник для воды ОГЖФ**

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:

$П_{вал} = F*q*K_{11}$ кг/час

q - удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения,

принимается по таблице 5.9 q 0,02 кг/(час*м2)

К11 - коэффициент, принимаемый по таблице 5.5 К11 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 С1-С5 | 0,0000417 | 0,001314 |

*Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в амосферу 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 6044, Насос для закачки пластовой воды**

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединении и запорно-регулирующего арматуры. | | | | |
| **Исходные данные:** | | | | |
| Количество | 1 | | | шт. |
| Время работы | 8760 | | | ч/г |
| Коэффициент использование оборуд. | 0,0317098 | | | |
| углеводород $C_1$-$C_5$, cji | 0,8571 | | | доли/ед. |
| углеводород C6-C10, cji | 0,1097 | | | доли/ед. |
| углеводород C12-C19, cji | 0,0323 | | | доли/ед. |
| сернистый ангидрид, cji | 0,00045 | | | доли/ед. |
| Фланцы, шт; nj | 10 | | | шт. |
| ЗРА, шт; nj | 6 | | | шт. |
| **Расчеты:** | | | | |

$$Yну = \sum_{J=1}^{I} Yну_j = \sum_{J=1}^{I}\sum_{J=1}^{m} g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad где$$

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Yну $_j$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с; | | | | |
| I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.; | | | | |
| m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.; | | | | |
| gнуj – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1); | | | | |
| $n_j$ – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев); | | | | |
| xнуj – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1); | | | | |
| cji – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти 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, gнуj | 0,11 | | | мг/с |
| утечки от ЗРА, gнуj | 3,61 | | | мг/с |
| доля утечки ФС, xнуj | 0,05 | | | |
| доля утечки ЗРА, xнуj | 0,07 | | | |
| выбросы вредного вещества, Yну$C_1$-$C_5$ | 1,34668 | | | мг/с |
| выбросы вредного вещества, YнуC6-C10 | 0,17236 | | | мг/с |
| выбросы вредного вещества, YнуC12-C19 | 0,05075 | | | мг/с |
| выбросы вредного вещества, YнуСера | 0,00071 | | | мг/с |
| валовые выбросы, Yну$C_1$-$C_5$ | 0,00135 | г/с | 0,0424688 | т/г |
| валовые выбросы, YнуC6-C10 | 0,000172 | г/с | 0,0054356 | т/г |
| валовые выбросы, YнуC12-C19 | 0,000051 | г/с | 0,0016004 | т/г |
| валовые выбросы, YнуСера | 0,000001 | г/с | 0,0000223 | т/г |
| *Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в амосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п* | | | | |

**Источник загрязнения N 6045, Сварочный пост**

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, ***B* = 1000**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, ***BMAX* = 1**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS* = 16.31**

в том числе:

***<u>Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)</u>***

Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS* = 10.69**

Валовый выброс, т/год (5.1), ***_M_ = GIS · B / 10^6* = 10.69 · 1000 / 10^6 = 0.0107**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 10.69 · 1 / 3600 = 0.00297**

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS* = 0.92**

Валовый выброс, т/год (5.1), ***_M_ = GIS · B / 10^6* = 0.92 · 1000 / 10^6 = 0.00092**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 0.92 · 1 / 3600 = 0.0002556**

***<u>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)</u>***

Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS* = 1.4**

Валовый выброс, т/год (5.1), ***_M_ = GIS · B / 10^6* = 1.4 · 1000 / 10^6 = 0.0014**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 1.4 · 1 / 3600 = 0.000389**

***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 · B / 10^6* = 3.3 · 1000 / 10^6 = 0.0033**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 3.3 · 1 / 3600 = 0.000917**
---
Газы:
***Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)***
Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS* = 0.75**
Валовый выброс, т/год (5.1), ***_M_ = GIS · B / 10^6* = 0.75 · 1000 / 10^6 = 0.00075**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 0.75 · 1 / 3600 = 0.0002083**
Расчет выбросов оксидов азота:
Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS* = 1.5**
С учетом трансформации оксидов азота получаем:
***Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)***
Валовый выброс, т/год (5.1), ***_M_ = KNO2 · GIS · B / 10^6* = 0.8 · 1.5 · 1000 / 10^6 = 0.0012**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = KNO2 · GIS · BMAX / 3600* = 0.8 · 1.5 · 1 / 3600 = 0.000333**
***Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)***
Валовый выброс, т/год (5.1), ***_M_ = KNO · GIS · B / 10^6* = 0.13 · 1.5 · 1000 / 10^6 = 0.000195**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = KNO · GIS · BMAX / 3600* = 0.13 · 1.5 · 1 / 3600 = 0.0000542**
***Примесь: 0337 Углерод оксид (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 · B / 10^6* = 13.3 · 1000 / 10^6 = 0.0133**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 13.3 · 1 / 3600 = 0.003694**
ИТОГО:

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | 0.00297 | 0.0107 |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) | 0.0002556 | 0.00092 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.000333 | 0.0012 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.0000542 | 0.000195 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.003694 | 0.0133 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | 0.0002083 | 0.00075 |
| 0344 | Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) | 0.000917 | 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) | 0.000389 | 0.0014 |

**Промплощадка – Площадка скважин**

**Источник загрязнения N 6046, Выкидные линии**
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q* = 0.006588**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X* = 0.07**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N* = 36**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_* = 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N* = 0.07 · 0.006588 · 36 = 0.0166**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6* = 0.0166 / 3.6 = 0.00461**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.00461 · 63.39 / 100 = 0.00292**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.00292 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.092**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.00461 · 14.12 / 100 = 0.000651**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.000651 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.02053**
***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.00461 · 3.82 / 100 = 0.000176**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.000176 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00555**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.00461 · 2.65 / 100 = 0.0001222**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0001222 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00385**
***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.00461 · 2.68 / 100 = 0.0001235**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0001235 · 8760 · 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 С1-С5 (1502*) | 1.35753969 | 6.338319033 |

**Источник загрязнения N 6047-6058, 6075-6088. Устье скважин (расчеты произведены от одного источника)**
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/час(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_ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.07 · 0.006588 · 2 = 0.000922**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.000922 / 3.6 = 0.000256**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, _G_ = $G \cdot C / 100$ = **0.000256 · 63.39 / 100 = 0.0001623**
Валовый выброс, т/год, _M_ = _G_ · _T_ · $3600 / 10^6$ = **0.0001623 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.00512**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, _G_ = $G \cdot C / 100$ = **0.000256 · 14.12 / 100 = 0.00003615**
Валовый выброс, т/год, _M_ = _G_ · _T_ · $3600 / 10^6$ = **0.00003615 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.00114**
***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, _G_ = $G \cdot C / 100$ = **0.000256 · 3.82 / 100 = 0.00000978**
Валовый выброс, т/год, _M_ = _G_ · _T_ · $3600 / 10^6$ = **0.00000978 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0003084**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, _G_ = $G \cdot C / 100$ = **0.000256 · 2.65 / 100 = 0.00000678**
Валовый выброс, т/год, _M_ = _G_ · _T_ · $3600 / 10^6$ = **0.00000678 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.000214**
***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, _G_ = $G \cdot C / 100$ = **0.000256 · 2.68 / 100 = 0.00000686**
Валовый выброс, т/год, _M_ = _G_ · _T_ · $3600 / 10^6$ = **0.00000686 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0002163**
Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q$ = **0.111024**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X$ = **0.35**
Общее количество данного оборудования, шт., $N$ = **1**
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 · 0.111024 · 1 = 0.03886**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.03886 / 3.6 = 0.0108**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, _G_ = $G \cdot C / 100$ = **0.0108 · 63.39 / 100 = 0.00685**
Валовый выброс, т/год, _M_ = _G_ · _T_ · $3600 / 10^6$ = **0.00685 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.216**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, _G_ = $G \cdot C / 100$ = **0.0108 · 14.12 / 100 = 0.001525**
Валовый выброс, т/год, _M_ = _G_ · _T_ · $3600 / 10^6$ = **0.001525 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0481**
***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, _G_ = $G \cdot C / 100$ = **0.0108 · 3.82 / 100 = 0.0004126**
Валовый выброс, т/год, _M_ = _G_ · _T_ · $3600 / 10^6$ = **0.0004126 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.013**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, _G_ = $G \cdot C / 100$ = **0.0108 · 2.65 / 100 = 0.000286**
Валовый выброс, т/год, _M_ = _G_ · _T_ · $3600 / 10^6$ = **0.000286 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.00902**
***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, _G_ = $G \cdot C / 100$ = **0.0108 · 2.68 / 100 = 0.0002894**
Валовый выброс, т/год, _M_ = _G_ · _T_ · $3600 / 10^6$ = **0.0002894 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.00913**
Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1), $Q$ = **0.000288**

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X* = 0.02**
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 · Q · N* = 0.02 · 0.000288 · 4 = 0.00002304**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6* = 0.00002304 / 3.6 = 0.0000064**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0000064 · 63.39 / 100 = 0.00000406**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.00000406 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.000128**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0000064 · 14.12 / 100 = 0.000000904**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.000000904 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0000285**
***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0000064 · 3.82 / 100 = 0.0000002445**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0000002445 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.00000771**
***Примесь: 0405 Пентан (450)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0000064 · 2.65 / 100 = 0.0000001696**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0000001696 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.00000535**
***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0000064 · 2.68 / 100 = 0.0000001715**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0000001715 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.00000541**
Сводная таблица расчетов:

| ***Оборудов.*** | ***Технологич. поток*** | ***Общее кол-во, шт.*** | ***Время работы, ч/г*** |
|---|---|---|---|
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 2 | 8760 |
| Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 1 | 8760 |
| Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 4 | 8760 |

Итоговая таблица:

| ***Код*** | ***Наименование ЗВ*** | ***Выброс г/с*** | ***Выброс т/год*** |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0002894 | 0.00935171 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.000286 | 0.00923935 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.001525 | 0.0492685 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.0004126 | 0.01331611 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.00685 | 0.221248 |

**Источник загрязнения N 6071, 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 · Q · N* = 0.07 · 0.006588 · 14 = 0.00646**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6* = 0.00646 / 3.6 = 0.001794**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.001794 · 63.39 / 100 = 0.001137**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.001137 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.03586**
***Примесь: 0410 Метан (727*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.001794 · 14.12 / 100 = 0.0002533**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0002533 · 8760 · 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 · C / 100* = 0.001794 · 3.82 / 100 = 0.0000685**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0000685 · 8760 · 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 · 2.65 / 100 = 0.0000475**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000475 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.001498**
***Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.001794 · 2.68 / 100 = 0.0000481**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000481 · 8760 · 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 · 0.000288 · 28 = 0.0001613**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.0001613 / 3.6 = 0.0000448**
***Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0000448 · 63.39 / 100 = 0.0000284**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000284 · 8760 · 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 · 14.12 / 100 = 0.00000633**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00000633 · 8760 · 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 · 3.82 / 100 = 0.00000171**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00000171 · 8760 · 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 · 2.65 / 100 = 0.000001187**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000001187 · 8760 · 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 · 2.68 / 100 = 0.0000012**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000012 · 8760 · 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 С1-С5 (1502*) | 0.0011370 | 0.0367560 |

**Источник загрязнения N 6072-6073. Дожимной мультфазный насос**
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., $N$ = **8**
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 · 0.012996 · 8 = 0.03795**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.03795 / 3.6 = 0.01054**
***Примесь: 0402 Бутан (99)***
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C$ = **27.83**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.01054 · 27.83 / 100 = 0.002933**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.002933 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0925**

***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **14.7**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.01054 · 14.7 / 100 = 0.00155**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00155 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0489**

***Примесь: 0405 Пентан (450)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **7.42**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.01054 · 7.42 / 100 = 0.000782**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000782 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.02466**

***Примесь: 0403 Гексан (135)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **9.3**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.01054 · 9.3 / 100 = 0.00098**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00098 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0309**

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*** = **16**

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **8760**

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.05 · 0.000396 · 16 = 0.000317**

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.000317 / 3.6 = 0.000088**

***Примесь: 0402 Бутан (99)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **27.83**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000088 · 27.83 / 100 = 0.0000245**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000245 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.000773**

***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **14.7**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000088 · 14.7 / 100 = 0.00001294**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00001294 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.000408**

***Примесь: 0405 Пентан (450)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **7.42**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000088 · 7.42 / 100 = 0.00000653**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00000653 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.000206**

***Примесь: 0403 Гексан (135)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **9.3**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000088 · 9.3 / 100 = 0.00000818**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00000818 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.000258**

Сводная таблица расчетов:

| ***Оборудов.*** | ***Технологич. поток*** | ***Общее кол-во, шт.*** | ***Время работы, ч/г*** |
|---|---|---|---|
| Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды) | Утечки из легкой жидкости | 8 | 8760 |
| Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды) | Утечки из легкой жидкости | 16 | 8760 |

Итоговая таблица:

| ***Код*** | ***Наименование ЗВ*** | ***Выброс г/с*** | ***Выброс т/год*** |
|---|---|---|---|
| 0402 | Бутан (99) | 0.0029330 | 0.0932730 |
| 0403 | Гексан (135) | 0.0009800 | 0.0311580 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.0007820 | 0.0248660 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.0015500 | 0.0493080 |

**Источник загрязнения N 6074, Дренажная емкость**

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** = **0.012996**

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** = **0.365**

Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** = **14**

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **8760**

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.365 · 0.012996 · 14 = 0.0664**

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.0664 / 3.6 = 0.01844**

***Примесь: 0402 Бутан (99)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **27.83**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.01844 · 27.83 / 100 = 0.00513**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00513 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.1618**

***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **14.7**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.01844 · 14.7 / 100 = 0.00271**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00271 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0855**

***Примесь: 0405 Пентан (450)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **7.42**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.01844 · 7.42 / 100 = 0.001368**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.001368 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0431**

***Примесь: 0403 Гексан (135)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **9.3**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.01844 · 9.3 / 100 = 0.001715**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.001715 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.0541**

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*** = **42**

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 · 0.000396 · 42 = 0.000832**

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.000832 / 3.6 = 0.000231**

***Примесь: 0402 Бутан (99)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **27.83**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000231 · 27.83 / 100 = 0.0000643**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000643 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.002028**

***Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **14.7**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000231 · 14.7 / 100 = 0.00003396**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00003396 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.00107**

***Примесь: 0405 Пентан (450)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **7.42**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000231 · 7.42 / 100 = 0.00001714**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00001714 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.00054**

***Примесь: 0403 Гексан (135)***

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** = **9.3**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000231 · 9.3 / 100 = 0.0000215**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000215 · 8760 · 3600 / $10^6$ = 0.000678**

Сводная таблица расчетов:

| ***Оборудов.*** | ***Технологич. поток*** | ***Общее кол-во, шт.*** | ***Время работы, ч/г*** |
|---|---|---|---|
| Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды) | Утечки из легкой жидкости | 14 | 8760 |
| Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды) | Утечки из легкой жидкости | 42 | 8760 |

Итоговая таблица:

| ***Код*** | ***Наименование ЗВ*** | ***Выброс г/с*** | ***Выброс т/год*** |
|---|---|---|---|
| 0402 | Бутан (99) | 0.0051300 | 0.1638280 |
| 0403 | Гексан (135) | 0.0017150 | 0.0547780 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.0013680 | 0.0436400 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.0027100 | 0.0865700 |

**Источник загрязнения N 6089, ЗРА и ФС измерительных установок АТ-С**

При работе установки утечки нефтепродуктов возможны через неплотности во фланцевых соединениях, в уплотнениях запорно-регулирующей арматуры.

Расчет выбросов через неплотности во фланцевых соединениях (ФС) и запорно-регулирующих арматурах (ЗРА) определяется по формуле:

M = g × n × x × Cx, кг/ч

где:

количество фланцевых соединений ($n_{фс}$) — 16 ед.;

количество запорно-регулирующей арматуры ($n_{зра}$) — 6 ед.;

величина утечки (согл. табл. 6.2 (2)) через 1 ФС ($g_{фс}$) — 0,000396 кг/ч; 1 ЗРА ($g_{зра}$) — 0,012996 кг/ч;

расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность (согл. табл. 6.2 (2)) ФС (x) — 0,05; ЗРА (x) — 0,365;

$M_{фс}$ и $_{зра}$ = (16×0,000396×0,05) + (6×0,012996×0,365) = 0,0003168 + 0,02846124 = 0,02877 кг/час×1000/3600 = 0,00799 г/с /1000000* 3600*4380 час/год = 0,12599 т/год

Содержание ЗВ, масс. доля от общих выбросов (Cx) — углеводородов С1-5 — 72,52%; углеводородов С6-10 — 26,8%; бензола — 0,35%; толуола — 0,22%; ксилола — 0,11%.

Расчет выброса с учетом массовой доли (Cx) каждого выбрасываемого вещества в общей массе выброса составит:

| Код ЗВ | Наименование ЗВ | Сод-ние ЗВ | Выбросы ЗВ |
|---|---|---|---|

| | | | г/с | т/год |
|---|---|---|---|---|
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0,7252 | 0.005794 | 0.091359 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10(1503*) | 0,268 | 0.002142 | 0.033775 |
| 0602 | Бензол (64) | 0,0035 | 0.0000279 | 0.0004399 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | 0,0011 | 0.00000879 | 0.00001386 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0,0022 | 0.00001759 | 0.0002773 |

**Источник загрязнения N 6090, Устья наблюдательной скважины**

При работе установки утечки нефтепродуктов возможны через неплотности во фланцевых соединениях, в уплотнениях запорно-регулирующей арматуры.

Расчет выбросов через неплотности во фланцевых соединениях (ФС) и запорно-регулирующих арматурах (ЗРА) определяется по формуле:

$M = g \times n \times x \times Cx$, кг/ч

где:

количество фланцевых соединений ($n_{фс}$) — 16 ед.;

количество запорно-регулирующей арматуры ($n_{зра}$) — 6 ед.;

величина утечки (согл. табл. 6.2 (2)) через 1 ФС ($g_{фс}$) — 0,000396 кг/ч; 1 ЗРА ($g_{зра}$) — 0,012996 кг/ч;

расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность (согл. табл. 6.2 (2)) ФС (x) — 0,05; ЗРА (x) — 0,365;

$M_{фс}$ и $_{зра}$ = (16×0,000396×0,05) + (6×0,012996×0,365) = 0,0003168 + 0,02846124 = 0,02877 кг/час×1000/3600 = 0,00799 г/с /1000000* 3600*4380 час/год = 0,12599 т/год

Содержание ЗВ, масс. доля от общих выбросов (Cx) — углеводородов С1-5 — 72,52%; углеводородов С6-10 — 26,8%; бензола — 0,35%; толуола — 0,22%; ксилола — 0,11%.

Расчет выброса с учетом массовой доли (Cx) каждого выбрасываемого вещества в общей массе выброса составит:

| Код ЗВ | Наименование ЗВ | Сод-ние ЗВ | Выбросы ЗВ | |
|---|---|---|---|---|
| | | | г/с | т/год |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0,7252 | 0.005794 | 0.091359 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10(1503*) | 0,268 | 0.002142 | 0.033775 |
| 0602 | Бензол (64) | 0,0035 | 0.0000279 | 0.0004399 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | 0,0011 | 0.00000879 | 0.00001386 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0,0022 | 0.00001759 | 0.0002773 |

**Источник загрязнения N 6091, Устья нагнетательной скважины**

Расчет выбросов загрязняющих веществ от устья нагнетательной скважины выполняется для оценки возможных выделений углеводородных компонентов через запорно-регулирующую арматуру (ЗРА) и фланцевые соединения (ФС). Массовая доля загрязняющего вещества принимается равной 1,0.

Количество элементов оборудования принимается:

запорно-регулирующая арматура — 14 шт.;

фланцевые соединения — 28 шт., из расчета ориентировочно 2 ФС на одну ЗРА;

продолжительность работы источника — 8760 ч/год.

Расчет максимального разового выброса выполняется по формуле:

$Y = g \times n \times x \times C$, мг/с,

где:

Y — максимальный разовый выброс загрязняющего вещества, мг/с;

g — удельная величина выделения загрязняющего вещества от одного элемента оборудования, мг/с;

n — количество однотипных элементов оборудования, шт.;

x — доля элементов оборудования, учитываемых при расчете;

C — массовая доля загрязняющего вещества в технологической среде, доли единицы.

1. Выброс от запорно-регулирующей арматуры

Для ЗРА принимается:

g = 1,83 мг/с;

n = 14 шт.;

x = 0,07;

C = 1,0.

Тогда:

$Y_{ЗРА} = 1,83 \times 14 \times 0,07 \times 1,0 = 1,7934$ мг/с.

2. Выброс от фланцевых соединений

Для ФС принимается:

g = 0,08 мг/с;

n = 28 шт.;

x = 0,02;

C = 1,0.

Тогда:

$Y_{ФС} = 0,08 \times 28 \times 0,02 \times 1,0 = 0,0448$ мг/с.

3. Суммарный максимальный разовый выброс

$Y = Y_{ЗРА} + Y_{ФС}$

Y = 1,7934 + 0,0448 = 1,8382 мг/с.
Перевод в г/с:
M = 1,8382 / 1000 = 0,0018382 г/с.
Годовой выброс определяется по формуле:
G = M × T × 3600 / 1 000 000, т/год,
где:
M — максимальный разовый выброс, г/с;
T — продолжительность работы источника, ч/год;
3600 — коэффициент перевода часов в секунды;
1 000 000 — коэффициент перевода граммов в тонны.
При работе источника 8760 ч/год:
G = 0,0018382 × 8760 × 3600 / 1 000 000 = 0,0579 т/год.

| Код ЗВ | Наименование ЗВ | Выбросы ЗВ | |
|---|---|---|---|
| | | г/с | т/год |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0018382 | 0.0579 |

**Капитальный ремонт скважин (КРС)**

**Источник загрязнения N 0101. Подъемный агрегат УПБ-40**

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, 50
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 240
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 39.42
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:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 39.42 * 240 = 0.082498176$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.082498176 / 0.531396731 = 0.155247805$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.512 | 1.6 | 0 | 0.512 | 1.6 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.0832 | 0.26 | 0 | 0.0832 | 0.26 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.033333333 | 0.1 | 0 | 0.033333333 | 0.1 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, | 0.08 | 0.25 | 0 | 0.08 | 0.25 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Сера (IV) оксид) (516) | | | | | |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.413333333 | 1.3 | 0 | 0.413333333 | 1.3 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.0000008 | 0.00000275 | 0 | 0.0000008 | 0.00000275 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.008 | 0.025 | 0 | 0.008 | 0.025 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.193333333 | 0.6 | 0 | 0.193333333 | 0.6 |

**Источник загрязнения N 0102. 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, 50
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$ , кВт, 176
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$ , г/кВт*ч, 88.14
Температура отработавших газов $T_{ог}$ , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$ , кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 88.14 * 176 = 0.135270221$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$ , кг/м$^3$:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м$^3$;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$ , м$^3$/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.135270221 / 0.531396731 = 0.25455599$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса $W_i$ , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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) | 0.375466667 | 1.6 | 0 | 0.375466667 | 1.6 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.061013333 | 0.26 | 0 | 0.061013333 | 0.26 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.024444444 | 0.1 | 0 | 0.024444444 | 0.1 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.058666667 | 0.25 | 0 | 0.058666667 | 0.25 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.303111111 | 1.3 | 0 | 0.303111111 | 1.3 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000587 | 0.00000275 | 0 | 0.000000587 | 0.00000275 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.005866667 | 0.025 | 0 | 0.005866667 | 0.025 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.141777778 | 0.6 | 0 | 0.141777778 | 0.6 |

**Источник загрязнения N 6101. Блок 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**
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), ***K5* = 0.5**
Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, ***Q* = 120**
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 500**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 1.1**
***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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^-6*** **= 1.5 · 1.2 · 0.1 · 0.5 · 120 · 500 · (1-0) · $10^{-6}$ = 0.0054**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1.5 · 1.2 · 0.1 · 0.5 · 120 · 1.1 · (1-0) / 3600 = 0.0033**
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) | 0.0033 | 0.0054 |

**Источник загрязнения N 6102. Блок приготовления бурового раствора**

| **№** | **Наименование** | **Обозн.** | **Ед.изм.** | **Кол-во** | **Расчет** | | | | | | | | **Результат** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | **Исходные данные:** | | | | | | | | | | | | |
| 1.1. | Объем емкости | Vж | $м^3$ | 60 | | | | | | | | | |
| 1.2. | Количество рабочих емкостей | n | шт. | 2 | | | | | | | | | |
| 1.3. | Удельный выброс загряз.в-в | g | кг/ч*$м^2$ | 0,02 | | | | | | | | | |
| 1.4. | Общая площадь испарения | F | $м^2$ | 72 | | | | | | | | | |
| 1.5. | Коэф.зависящий от укрытия емкости | $K_{11}$ | | 0,21 | | | | | | | | | |
| 1.6. | Время работы | T | час | 8760,0 | | | | | | | | | |
| 2 | **Расчет:** | | | | | | | | | | | | |
| | *2754 Углеводороды С12-С19* | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2.1. | Кол-во выбросов углеводородов | | | | | | | | | | | | |
| | произ.по формуле: | Пр | кг/час | | 72 | * | 0,02 | * | 0,21 | | | | 0,3024 |
| | Пр = Fом * g * $K_{11}$ | Пр | г/с | | 0,3 | * | 1000 | /3600 | | | | | **0,08400** |
| | | Пр | т/скв/год | | 0,08 | / | 1000000 | | * | 8760,0 | * | 3600 | **2,64902** |
| Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г. | | | | | | | | | | | | | |

**Источник загрязнения N 6103. 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/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* = 50**
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* = 50**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC* = 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP* = 0.0029**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR* = 1**

Категория веществ: А, Б, В
Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный
Значение Kpmax 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, м3, ***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* · $10^{-6}$ + *GHR* = (2.36 · 50 + 3.15 · 50) · 0.1 · $10^{-6}$ + 0.000783 = 0.00081**

***<u>Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)</u>***

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_* = *CI* · *M* / 100 = 99.72 · 0.00081 / 100 = 0.000808**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_* = *CI* · *G* / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

***<u>Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)</u>***

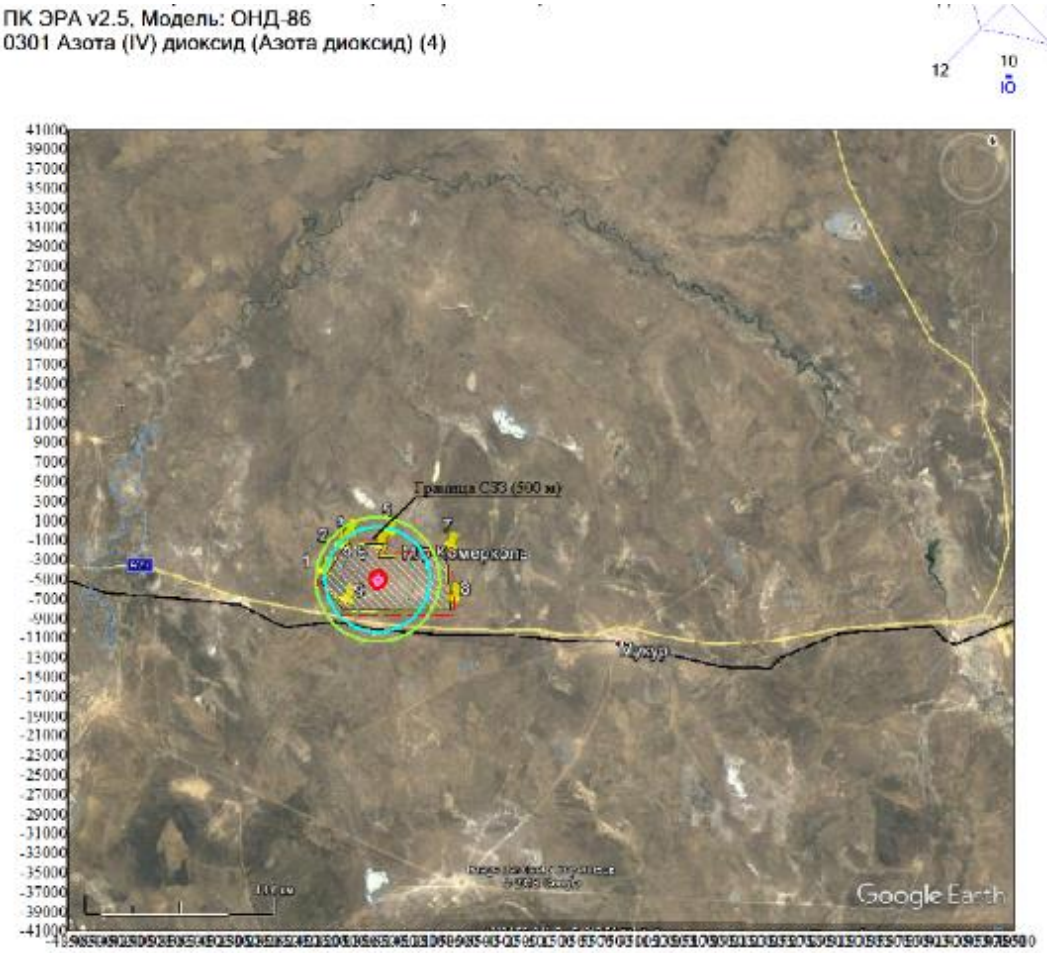
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.28**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_* = *CI* · *M* / 100 = 0.28 · 0.00081 / 100 = 0.00000227**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_* = *CI* · *G* / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

| *Код* | *Наименование ЗВ* | *Выброс г/с* | *Выброс т/год* |
|---|---|---|---|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.000000457 | 0.00000227 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.000808 |

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2.**

## Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



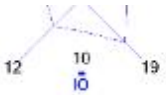

Условные обозначения:
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчётные прямоугольники, группа N 01

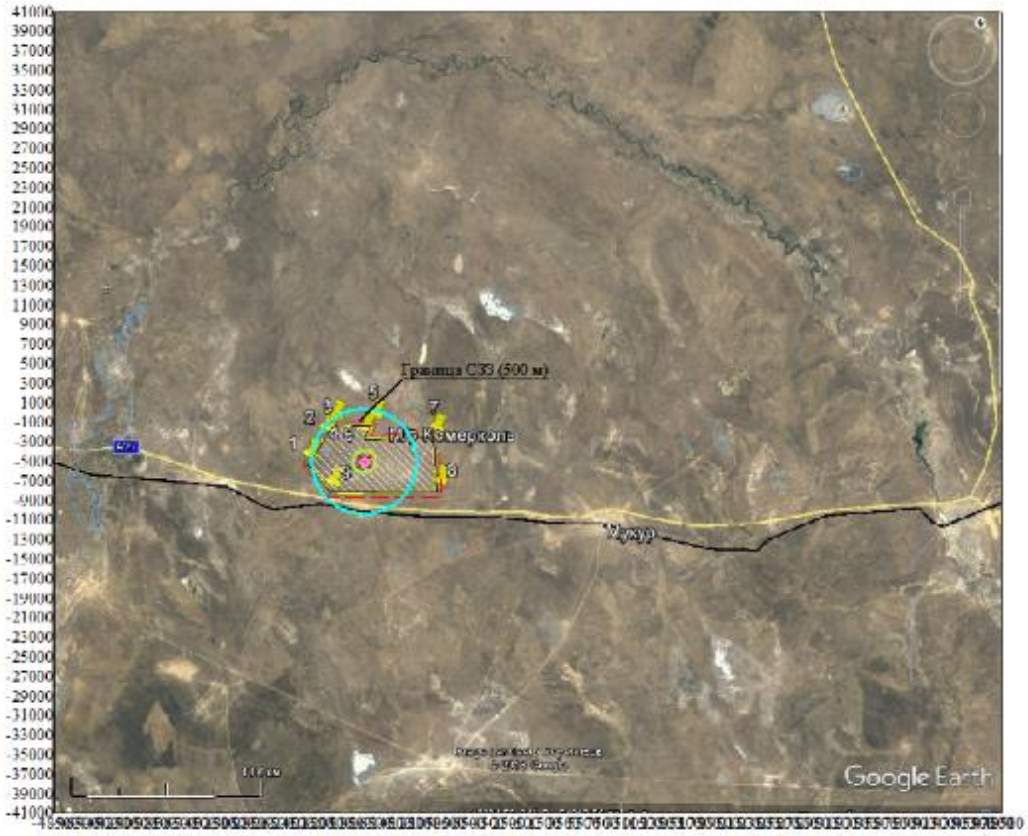
Изолинии в долях ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.062 ПДК
- 0.100 ПДК
- 1.000 ПДК
- 3.381 ПДК

0 6026 18078м.
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 5.4709458 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



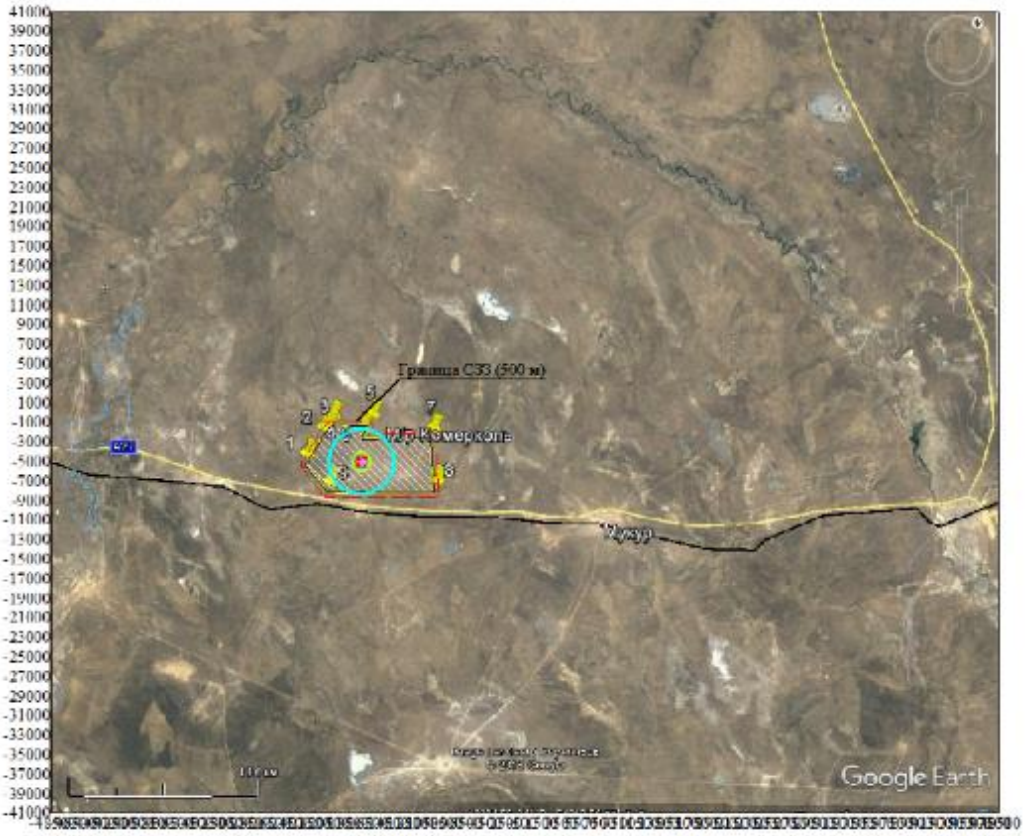

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК
0.005 ПДК
0.050 ПДК
0.100 ПДК
0.275 ПДК

0 6026 18078м.
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.4445144 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)




Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК
0.004 ПДК
0.050 ПДК
0.100 ПДК
0.401 ПДК

0 6026 18078м.
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.5491205 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86
0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) )

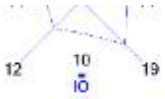
Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК
0.007 ПДК
0.050 ПДК
0.100 ПДК
0.429 ПДК

0 6026 18078м.
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.4771227 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86
0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



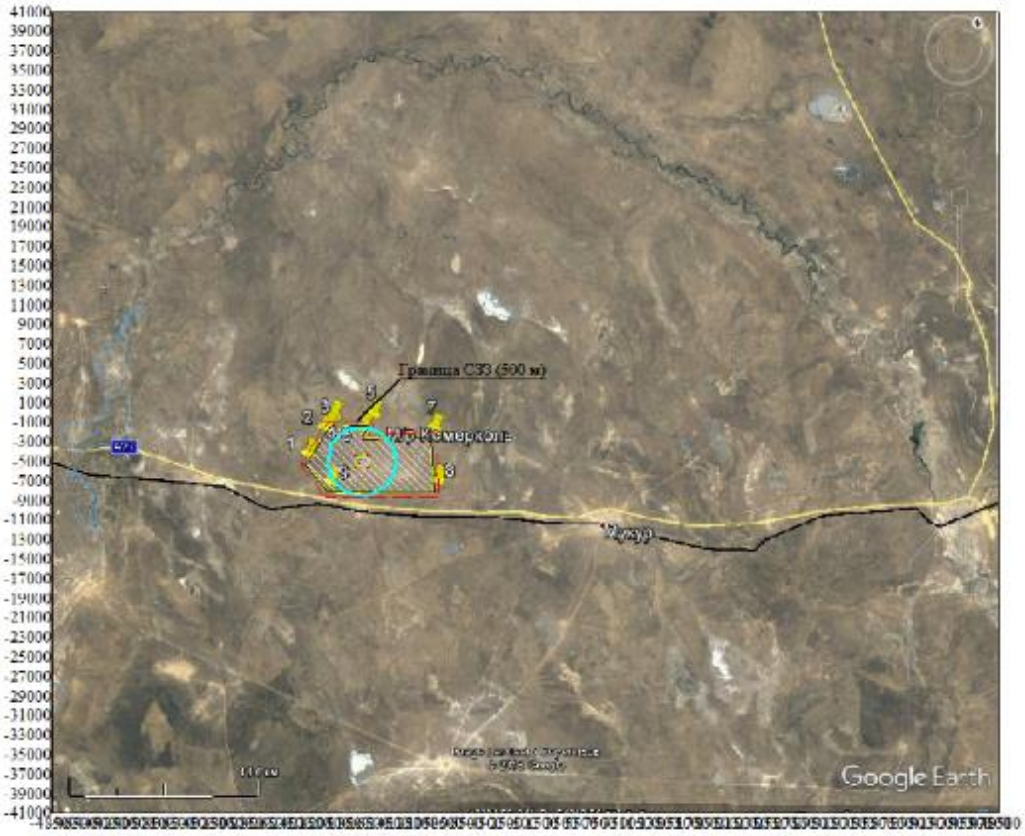
Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК
0.002 ПДК
0.050 ПДК
0.100 ПДК
0.128 ПДК

0 6026 18078м.
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.1860461 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86
0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)




Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК
0.001 ПДК
0.050 ПДК
0.100 ПДК
0.144 ПДК

0 6026 18078м.
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.2037342 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86
1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК
0.003 ПДК
0.050 ПДК
0.100 ПДК
0.171 ПДК

0 6026 18078м.
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.3194423 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86
2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на

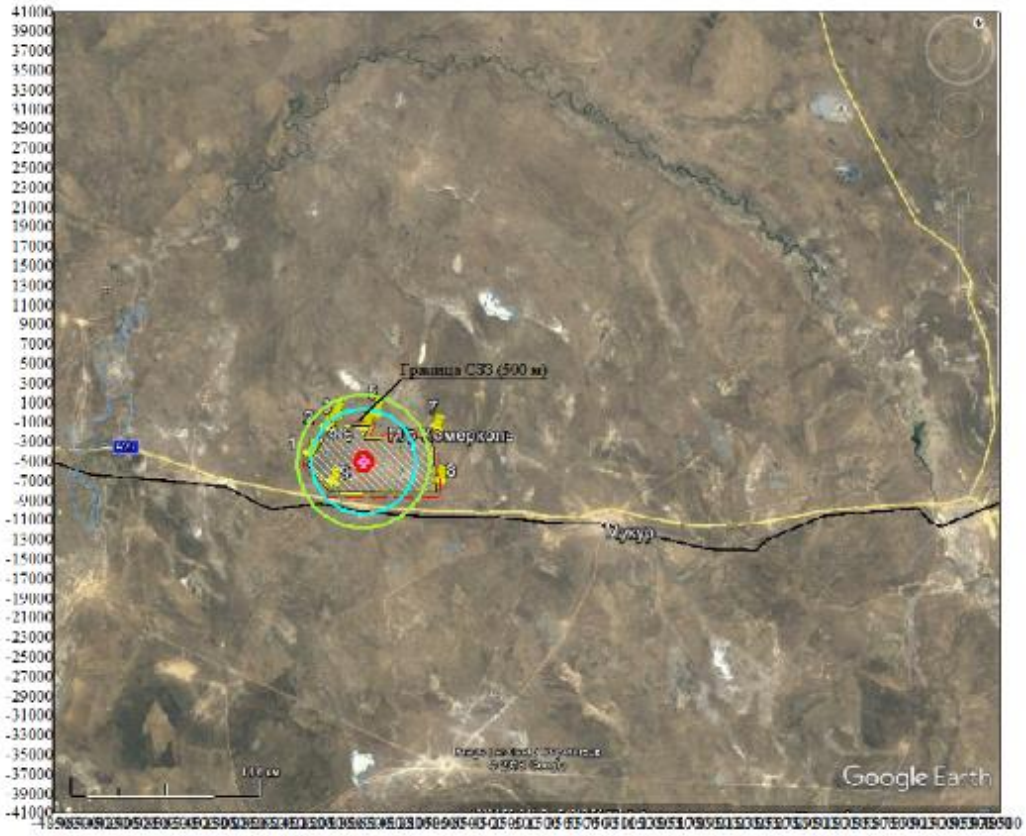
Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК
0.004 ПДК
0.050 ПДК
0.100 ПДК
0.218 ПДК

0 6026 18078м.
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.3858404 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86
31 0301+0330




Условные обозначения:
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.069 ПДК
- 0.100 ПДК
- 1.000 ПДК
- 3.801 ПДК

0 6026 18078м.
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 5.9480681 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
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

*17.08.2026*

1. Город – Атырауская область
2. Адрес – **Казахстан, Атырауская область, в Кзылкогинском районе**
4. Организация, запрашивающая фон –
5. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Кемерколь**
6. Разрабатываемый проект – Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь
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, Кзылкогинский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.

**Метеорологическая информация за 2025г. по данным МС Сагиз Кзылкогинского района Атырауской области.**

**1. Средняя температура воздуха °С.**

| I | II | III | IY | Y | YI | YII | YIII | IX | X | XI | XII | Год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| -8,9 | -7,0 | 6,1 | 13,8 | 20,4 | 24,7 | 27,3 | 25,4 | 16,8 | 9,2 | 4,6 | -3,7 | 10,7 |

**2. Влажность воздуха в %.**

| I | II | III | IY | Y | YI | YII | YIII | IX | X | XI | XII | Год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 73 | 83 | 67 | 44 | 38 | 31 | 40 | 35 | 53 | 72 | 81 | 79 | 58 |

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

| I | II | III | IY | Y | YI | YII | YIII | IX | X | XI | XII | Год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 769 | 760 | 758 | 757 | 757 | 753 | 752 | 753 | 759 | 759 | 757 | 762 | 758 |

**4. Средняя температура почвы °С**

| I | II | III | IY | Y | YI | YII | YIII | IX | X | XI | XII | Год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| -10 | -8 | 6 | 15 | 23 | 29 | 31 | 28 | 19 | 9 | 4 | -4 | 12 |

| | | |
|---|---|---|
| **5.** | **Число случаев гололедно - изморезевых явлений** | **5** |
| **6.** | **Среднегодовая высота снежного покрова см** | **5** |

**7. Количество осадков мм, по месяцам и за год.**

| I | II | III | IY | Y | YI | YII | YIII | IX | X | XI | XII | Год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 7,1 | 19,2 | 8,1 | 16,6 | 9,1 | 12,9 | 16,4 | 13,9 | 8,2 | 61,5 | 16,0 | 34,7 | 223,7 |

**8. Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек.**

| I | II | III | IY | Y | YI | YII | YIII | IX | X | XI | XII | Год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,8 | 4,8 | 5,0 | 4,9 | 5,0 | 4,5 | 4,3 | 4,0 | 3,0 | 5,1 | 5,4 | 5,9 | 4,6 |

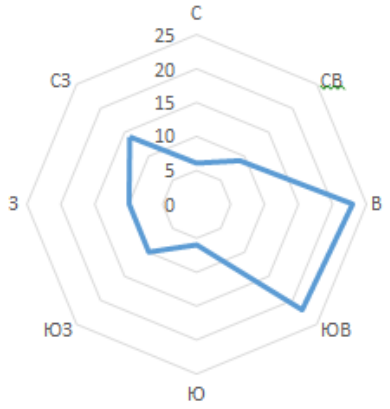
**9. Проведение снегосъемок.**

| № | Станция | Маршрут | Число снегосъемок | Высота снега | | | | Максим. запас воды,мм | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Макс.из средних | Дата | Абс.макс | Дата | В снеге | Дата |
| 1 | Сагиз | Поле | 7 | 11 | 20 2 | 15 | 25 2 | 32 | 28 2 |

**10. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:**

| С | СВ | В | ЮВ | Ю | ЮЗ | З | СЗ | Штиль |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 6 | 9 | 23 | 22 | 6 | 10 | 10 | 14 | 0 |

**11. Роза ветров.**



**ПРИЛОЖЕНИЕ 4**

18018253

# ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

**14.07.2007 года** **01042Р**

**Выдана** **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)

**на занятие** **Выдача лицензии 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 ҒАЛЫМЖАН 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)