ТОО «D-oil»
ТОО «НПЦ ТуранГео»

Утверждаю:
Генеральный директор
ТОО «D Oil»
Шушанов Е.А.
«__» сентября 2026 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

к «Проекту разработки месторождения Дощан»

(по состоянию 01.01.2026 г.)

Генеральный директор
ТОО «НПЦ ТуранГео» Абдуллаев И. Ш.

г. Шымкент, 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 АВАРИЙ И 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
5. Топографическая схема и ситуационная карта схема расположения объектов

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

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.

Проектный документ разработан по состоянию изученности месторождения на 01.07.2026 г. и охватывает продуктивные горизонты верхней юры, карагансайской свиты средней юры, дощанской свиты нижнее-средней юры, айбалинской свиты нижней юры и палеозойских отложениях, установленных по результатам бурения, обработки материалов геофизических исследований и опробования поисково-разведочных скважин, пробуренных в пределах месторождения.

Недропользователем месторождения является компания ТОО «D Oil» в соответствии с контрактом на Недропользование за № 5329-УВС от 19 марта 2024 г.

Объект исследования – система разработки месторождения Дощан.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении Дощан по результатам технико-экономической оценки рассмотренных вариантов разработки на основании запасов УВС в рамках отчета «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Дощан по состоянию изученности на 01.01.2026 г.» с дальнейшим вводом месторождения в промышленную разработку.

На основе анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов, а также анализа текущего состояния пробной эксплуатаций на месторождении выделяются семь эксплуатационных объектов и рассмотрены 3 варианта разработки для каждого объекта, отличающихся системой разработки, плотностью сетки скважин и применением мероприятий по поддержанию пластового давления.

Проект предусматривает поэтапное освоение месторождения с 2027 года, включая ввод в эксплуатацию ранее законсервированных скважин, бурение новых добывающих скважин, перевод части добывающих скважин под закачку воды для ППД, а также поэтапный перевод добывающих скважин на механизированный способ эксплуатации.

Всего предусматривается бурение и ввод 27 добывающих скважин (D-1, D-2, D-3, D-4, D-5, D-6, D-7, D-8, D-9, D-10, D-11, D-12, D-13, D-14 и D-15, D-16, D-17 и D-18, D-19 и D-20, D-21 и D-22, D-23 и D-24, D-25, D-26 и D-27), ввод из консервации 7 скважин (№11, №3, №48, №5 и 34, №14 и №18) и перевод под нагнетание 6 скважин (11,3,48, D11, 34,D-19).

Также проектом предусматривается бурение оценочных скважин ДО-1 проектной глубиной 1500 (+-250м), ДО-2 с проектной глубиной 2200 (+-250м). Максимальный фонд добывающих скважин составляет 32 скважин. В период разработки предусматривается перевод добывающих скважин на механизированную добычу, а также перевод 6 добывающих скважин под нагнетание воды. Таким образом фонд нагнетательных скважин составляет 6 скважин.

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют 40 лет. (2027-2066 гг.). Первым проектным годом принят 2027 год.

В работе рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных

пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

Месторождение Дощан расположено в пределах Арыскумского НГР Южно-Тургайской НГО. По нефтегеологическому районированию площадь работ находится в одной зоне с газонефтяным месторождением Арыскум. Площадь Дощан находится в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 170км), Жезгазган (к северо-востоку 200км), ст. Жосалы (к западу 120км), промысел Кумколь (к востоку 85км).

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 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:

- «Проекту разведки месторождения Дощан» (по состоянию изученности на 01.01.2026 г.)».

Инициатор намечаемой деятельности: **ТОО «D-oil»**
БИН: 231240000511.
Мангистауская обл., г.Актау, мкр. 14, д. 46, кв. 22.
Тел.: +7(771)-706-04-49,
e-mail: info@doil.kz.

Разработчик: **ТОО "НПЦ Туран Гео",**
160000, Республика Казахстан
г.Шымкент, Микрорайон Нурсат, дом № 49, кв. 1.
БИН: 050940000229,
Генеральный директор: Абдуллаев Ихтиер Шасидикович

1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

Площадь Дощан находится в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

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

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют.

Источниками водоснабжения являются артезианские воды верхнего мела имеющие дебит от 5 до 15л/с., минерализацией до 3г/л.

Климат района резко-континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не менее 150мм, основное их количество выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем -120С (до -400 С), летом +270 С (до +400 С).

Район относится к пустынной и полупустынной зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветра: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные, скорость 3-4м/сек. Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г.г. Кызылорда (к югу 170км), Жезгазган (к северо-востоку 200км), ст. Жосалы (к западу 120км), пос.Жалагаш (103 км.) промысел Кумколь (к востоку 85км).

На расстоянии 85км к востоку от проектируемого района находится нефтепровод Кумколь-Каракоин, связанный с ниткой нефтепровода Павлодар-Шымкент.

Источники энергоснабжения отсутствуют. Электроэнергия обеспечивается автономными электростанциями на дизельном топливе. Линии телефонной связи отсутствуют. Постоянная связь с базой осуществляется по рации.

Дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами, которые во время зимних заносов и весенней распутицы непроходимы для любого транспорта.

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.

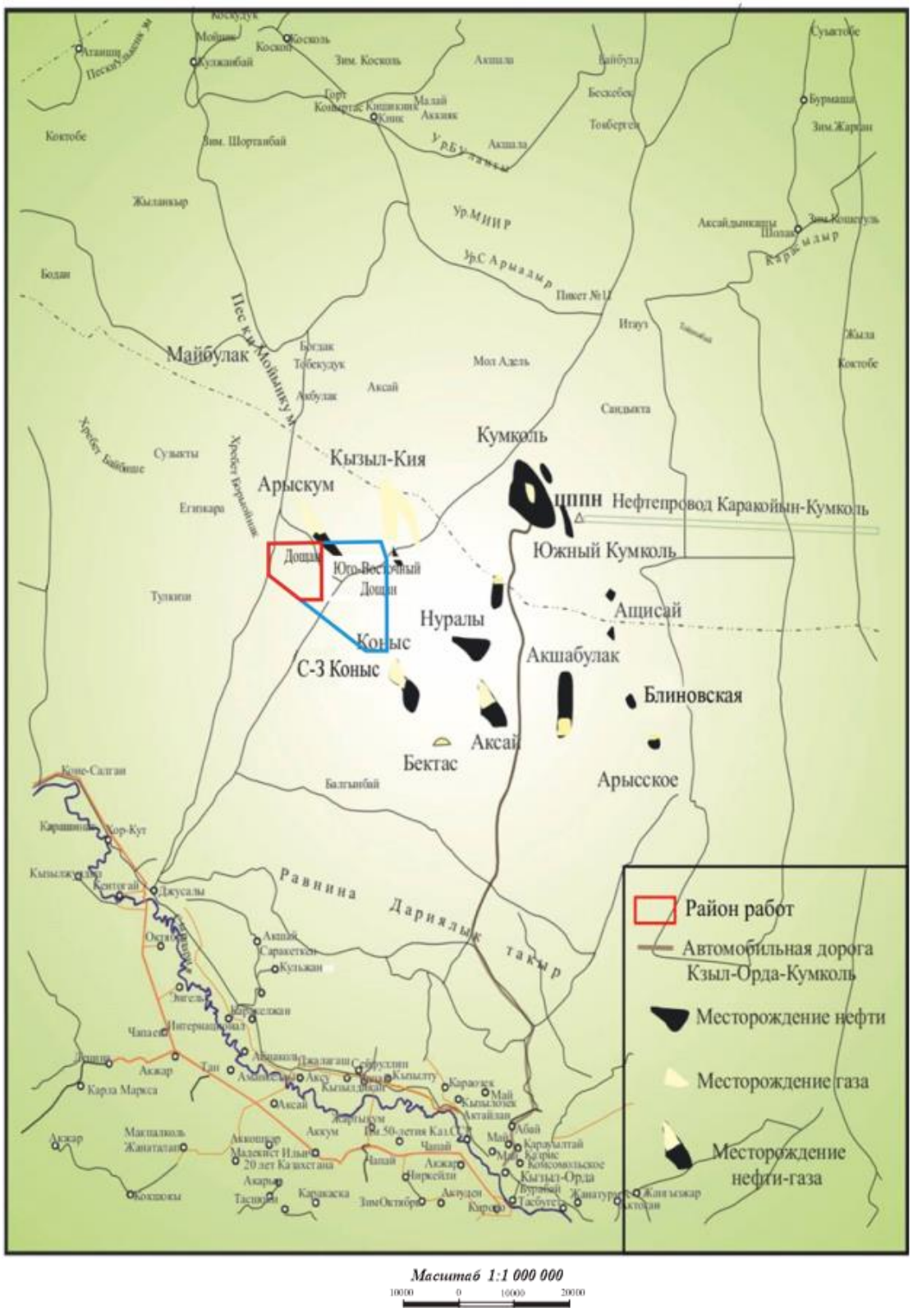


Рисунок 1. Обзорная карта района работ

Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)

от 15 февраля 2024 г. Рег. № 638-В -УВ

РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

УЧАСТОК НЕДР (ГОРНЫЙ ОТВОД)

Предоставлен **товариществу с ограниченной ответственностью «D Oil»** для осуществления операций по недропользованию на **месторождении Дощан** на основании письма Компетентного органа (№04-12/496-И от 24 января 2024 года).

Участок недр расположен в **Кызылординской области**.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены **угловыми точками** с № 1 по № 18.

Угловые Точки №/№	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек
1	46	16	9	64	31	56
2	46	20	0	64	32	0
3	46	20	0	64	41	0
4	46	17	16	64	45	48
5	46	17	5	64	48	13
6	46	16	42,4	64	46	51,57
7	46	13	48,27	64	48	46,06
8	46	15	12,07	64	52	27,67
9	46	9	46,77	64	58	31,52
10	46	12	20,31	64	59	55,52
11	46	0	00	65	0	0
12	46	0	00	64	52	15
13	46	3	53,58	64	47	22,68
14	46	8	36,18	64	51	26,28
15	46	13	36,88	64	45	5,98
16	46	12	45,73	64	40	58,54
17	46	14	16,12	64	38	38,94
18	46	13	30,87	64	35	16,09

Площадь участка недр (горный отвод)– 541,01 (пятьсот сорок одна целая одна сотая) км^2.

Глубина участка недр – на отметке минус 1971,2 м.

Заместитель председателя **К. Туткышбаев**

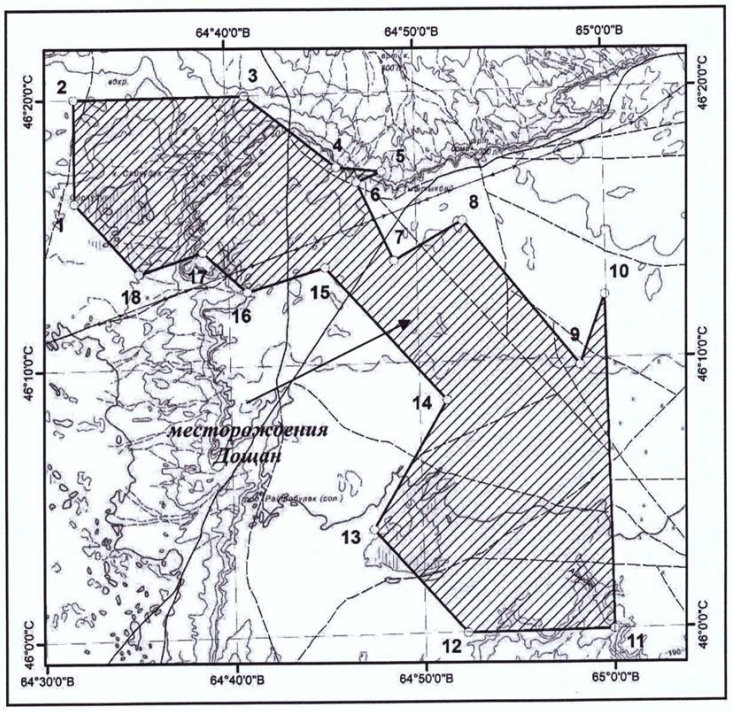
г. Астана
февраль, 2024 г.

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

от « »_____ 2024 г. Рег. № Д-УВ

Картограмма расположения месторождения Дощан

масштаб 1: 300 000



Условные обозначения:

- контур участка недр месторождение Дощан
- колодцы
- артезианские колодцы, скважины
- грунтовые проселочные дороги
- полевые дороги
- ЛЭП на металлических или железобетонных опорах
- реки, ручьи (пересыхающие)
- солончаки проходимые

г. Астана, февраль, 2024 г.

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

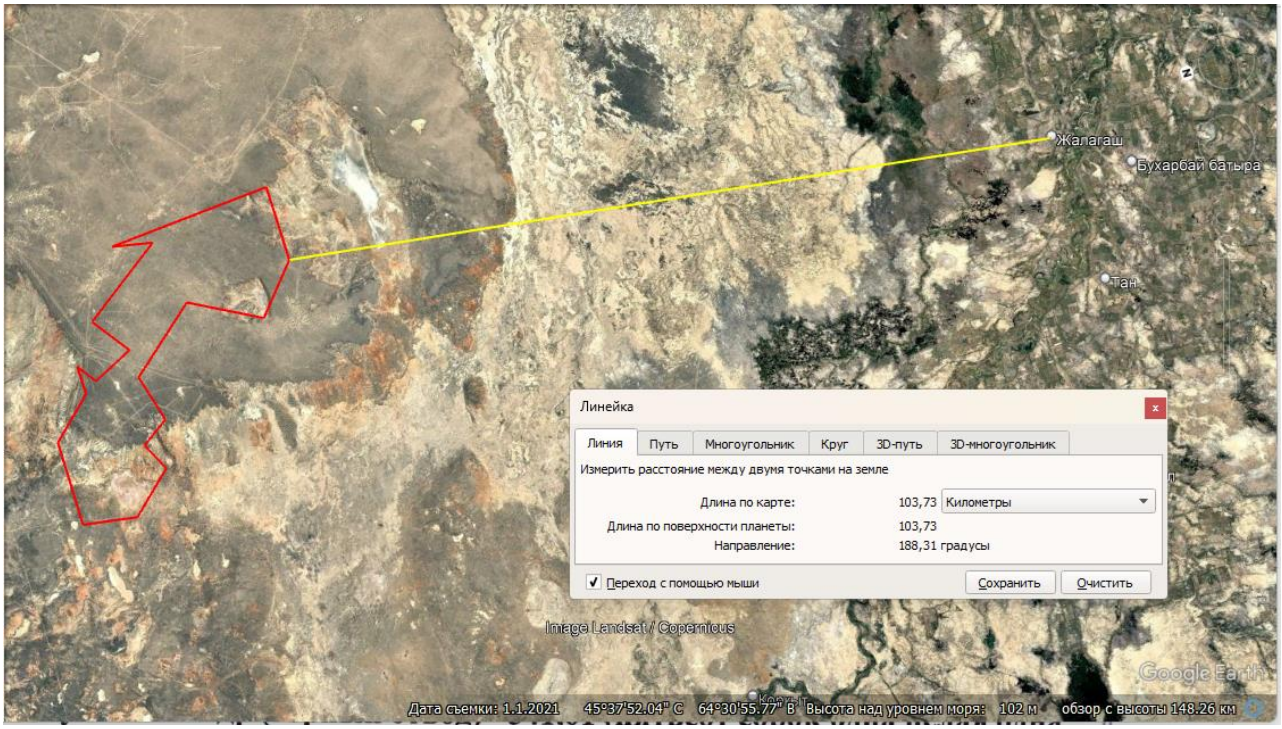


Рисунок 3. Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон

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

1.2.1. Климатические условия региона

Климат региона резко континентальный с жарким, сухим, продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей и другими факторами.

Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов в их суточном, месячном и годовом ходе.

Участки планируемых работ расположены в зоне внутриматериковых пустынь, для которых характерен резко континентальный климат с жарким сухим продолжительным летом и холодной короткой малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением области внутри Евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов, в их суточном, месячном и годовом ходе. В последние годы за счет процесса высыхания Аральского моря отмечается заметное изменение климатических условий Приаралья. Ранее Арал выступал в роли своеобразного регулятора, смягчая холодные ветры, приходившие осенью и зимой из С ужесточением климата лето в регионе стало более сухим и коротким, зимы – длинными и холодными. Вегетативный сезон сократился до 170 дней. На прибрежных территориях Аральского моря атмосферные осадки сократились в несколько раз, их величина в среднем составляет 150-200 мм со значительной неравномерностью по сезонам. Отмечается высокая испаряемость (до 1700 мм в год) при уменьшении влажности воздуха на 10%.

Температура воздуха зимой понизилась, а летом повысилась на 2-3°С. В летний период отмечаются высокие температуры (до 49°С). Характерной чертой климата Приаралья является высокая повторяемость и значительная продолжительность пыльных бурь и поземков.

Температура воздуха. Годовой ход температуры на станции Кызылорда минимум достигается в январе, максимум – в июле. Лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Абсолютный максимум температуры -44 -47^{0}С. Средняя температура самого холодного месяца района участка от -9^{0}С до -12^{0}С. Открытость к северу позволяет холодным массам беспрепятственно проникать на территорию области и вызвать резкие похолодания, особенно зимой. Абсолютный минимум температуры воздуха достигает -40^{0}С, -45^{0}С. Период со среднесуточной температурой воздуха выше 0^{0}С длится 235-275 дней. Он начинается обычно 23 февраля – 18 марта и заканчивается 12-28 ноября. Продолжительность безморозного периода

составляет 160-200 дней. Первые заморозки наступают 8 ноября, а последние – 12 апреля. Продолжительность безморозного периода составляет примерно 178 дней в году. Снежный покров незначителен и неустойчив, обычно его сдувает с поверхности. Средняя максимальная высота снежного покрова достигает до 6 см. Продолжительность пребывания снежного покрова до 35-55 дней.

Влажность воздуха. Годовой ход относительной влажности противоположен ходу температуры воздуха, т.е. с ростом температуры воздуха относительная влажность уменьшается. Наиболее высокой относительная влажность воздуха бывает в холодное время года. Средние месячные значения ее в это время (XI-III) составляют 57-90% м/с Кызылорда. В период с апреля по октябрь значения ее колеблются от 27-50 до 54-57% с минимумом в июле. Дефицит влажности в районе работ составляет в среднем за год 10,4 гПа. В холодный период, когда температура воздуха низкая, дефицит влажности невелик (0,6-1,7 гПа) и минимальное его значение 0,6 гПа наблюдается в январе. К июлю дефицит влажности возрастает и в среднем поднимается до 26,6 гПа.

Атмосферные осадки. Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Осадков выпадает очень мало. Среднегодовое количество их не превышает 100-150 мм и распределяется по сезонам года крайне неравномерно, 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. В отдельные влажные годы сумма осадков может достигать 227 мм. Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. Засушливый период начинается с июня месяца и продолжается до октября месяца. Средняя величина испарения с открытой водной поверхности, по многолетним наблюдениям может составлять 1478 мм, что более чем в 10 раз превышает сумму годовых атмосферных осадков. Этим объясняется значительная засоленность грунтов данной территории.

Ветер. Для данного региона характерны частые и сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления. Сильные ветры зимой при низких температурах сдувают незначительный покров с возвышенных частей рельефа, что вызывает глубокое промерзание и растрескивание верхних слоев почвы. В летние месяцы наблюдаются пыльные бури. Средняя годовая скорость ветра по данным метеостанций Кызылорда равна– 2,7-3,0 м/с и наибольшую повторяемость имеют ветры северо-восточного направления (31%).

Атмосферные явления. Число дней в год с пыльной бурей в данном районе составляет 23,1. Наибольшее число дней с пыльной бурей приходится на апрель-май. Туманы здесь бывают чаще зимой, и среднее число дней с туманом в год составляет около 22. Гроза регистрируется в среднем 8 дней в год.

Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

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

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

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

Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем вещества, поступающие от источников выбросов. Совокупность климатических условий: режим ветра, застой воздуха, туман, инверсии и т.д., определяет способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения. Для оценки климатических условий рассеивания примесей на территории СНГ используется показатель - потенциал загрязнения атмосферы (ПЗА), по которому выделяется пять зон. Изучаемый нами район относится к IV зоне с высоким ПЗА

Таблица 1.1-1 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеиваниязагрязняющих веществ в атмосфере.

Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, ^{0}C	34,3
Средняя максимальная температура наружного	

воздуха наиболее холодного месяца года, ^{0}С	-9,2
Много летняя роза ветров, %	
С	16
СВ	31
В	14
ЮВ	4
Ю	6
ЮЗ	8
З	12
СЗ	9
Штиль	13
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость которой составляет 5%, м/с	9

1.2.2. Описание современного состояния воздушного бассейна

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

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

Мониторинг качества атмосферного воздуха по Кызылординской области.

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории г. Кызылорда проводятся на 3 постах наблюдения, в том числе на 1 посту ручного отбора проб и на 2 автоматических станциях.

В целом по городу определяетсядо8 показателей: 1) взвешенные частицы (пыль); 2) взвешенные частицы РМ-2,5; 3) взвешенные частицы РМ-10; 4) диоксид серы; 5) оксид углерода; 6) диоксид азота; 7) оксид азота.

В таблице 1 представлена информация о местах расположения постов наблюдений и перечне определяемых показателей на каждом посту.

Таблица 1

Место расположения постов наблюдений и определяемые примеси

№	Отбор проб	Адрес поста	Определяемые примеси
1	ручной отбор проб-3 раза в сутки	ул.Торекулова 76	взвешенные частицы (пыль), диоксид серы, оксид углерода, диоксид азота,оксид азота.
2	в непрерывном режиме- каждые 20 минут	ул.Берденова, 12, (территория Кустовой радиостанции)	взвешенные частицы РМ-2,5, взвешенные частицы РМ-10, диоксид серы, оксид углерода, диоксид и оксид азота.
3		ул.Койсары батыр б/н	взвешенные частицы РМ-10, диоксид серы, оксид углерода, мощность эквивалентной дозы гамма излучения (гамма-фон).

Помимо стационарных постов наблюдений в городе Кызылорда действует передвижная экологическая лаборатория, с помощью которой измерение качества воздуха проводится дополнительно по 2 точкам города (Приложение 1- карта экспедиционных точек отбора проб по 5 показателям: 1) взвешенные частицы (пыль); 2) диоксид серы;3) оксид углерода;4) диоксид азота; 5) Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения (гамма-фон).

Результаты мониторингакачества атмосферного воздуха в г. Кызылорда за январь 2026 года.

По данным стационарной сети наблюдений уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как повышенный, он определялся значением СИ равным 2,2 (повышенный уровень) и НП = 0% (низкий уровень).

Среднемесячная концентрация взвешенные частицы (пыль)- 1,24 ПДКс.с., диоксид серы – 1,15 ПДКс.с., концентрации остальных загрязняющих веществ не превышали ПДК.

Максимально-разовые концентрации диоксид серы – 2,18 ПДКм.р., концентрации остальных загрязняющих веществ не превышали ПДК.

Случаи экстремально высокого и высокого загрязнения (ВЗ и ЭВЗ): ВЗ (более 10 ПДК) и

ЭВЗ (более 50 ПДК) не были отмечены.

Фактические значения, а также крастность превышений нормативов качества и количество случаев превышения указаны в Таблице 2.

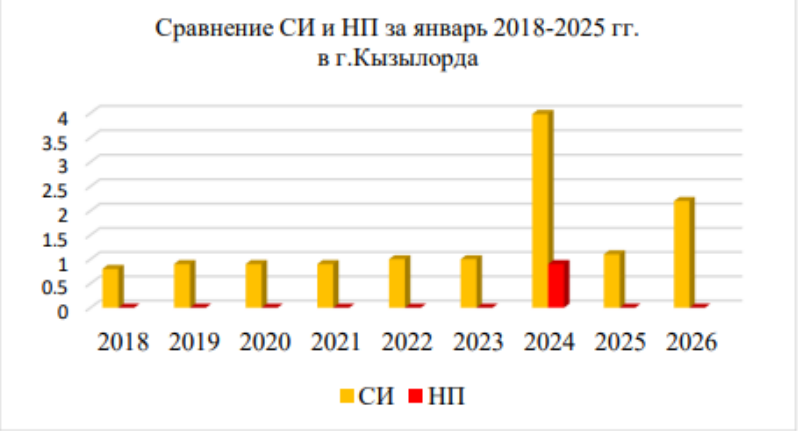
Таблице 2.

Характеристика загрязнения атмосферного воздуха

Примесь	Средняя концентрация ($Q_{мес.}$)		Максимально разовая концентрация ($Q_м$)		НП, %	Число случаев превышения $ПДК_{м.р.}$		
	мг/м³	Кратность превышения $ПДК_{с.с}$	мг/м³	Кратность превышения $ПДК_{м.р}$		>ПДК	>5 ПДК	>10ПДК
							в том числе	
Взвешенные частицы (пыль)	0,1861	1,2406	0,3438	0,6877	0	0	0	0
Взвешенные частицы PM-2,5	0,0039	0,1122	0,0238	0,1488	0	0	0	0
Взвешенные частицы PM-10	0,0131	0,2182	0,0881	0,2937	0	0	0	0
Диоксид серы	0,0576	1,1518	1,0925	2,1850	0,134	3	0	0
Оксид углерода	0,3589	0,1196	1,5976	0,3195	0	0	0	0
Диоксид азота	0,0268	0,6711	0,0800	0,4000	0	0	0	0
Оксид азота	0,0065	0,1086	0,0655	0,16	0,00	0	0	0

Выводы:

За последние восемь лет уровень загрязнения атмосферного воздуха в январе изменялся следующим образом:



Как видно из графика, 2026 г. уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как повышенный.

1.2.3. Поверхностные и подземные воды

Месторождение Дощан приурочено к Южно-Тургайскому артезианскому бассейну.

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

По химическому составу пластовых вод в разрезе Арыскумского прогиба выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя.

Верхняя зона включает неоген-четвертичный водоносный комплекс, водоносные горизонты палеогена и грунтовые воды верхнемеловых отложений. Пластовые воды неоген-четвертичных отложений и палеогена пресные сульфатно-гидрокарбонатно- хлоридные, являются фильтрационными за счет активного гидрохимического режима поверхностных вод. Воды верхнемеловых отложений характеризуются свободным фильтрационным гидрохимическим режимом. Комплекс ограничен флюидоупорами из глин палеогена и верхнего альб-сеномана. Пластовые воды пресные и слабосолоноватые с сульфатно-натриевым типом минерализации.

Средняя зона приурочена к водоносному комплексу апт-альба, ограниченному глинистыми флюидоупорами верхнего альб-сеномана и верхнего неокома. Комплекс имеет фильтрационный гидрохимический режим с более затрудненным водообменом. Пластовые воды солоноватые (около 35 г/л), состав минерализации изучен недостаточно.

Нижняя гидрохимическая зона включает водоносные комплексы верхнего и нижнего неокома, верхней и нижней юры, разобщенные глинистыми флюидоупорами и характеризуется благоприятными условиями для скопления залежей УВ. Она содержит пластовые воды

хлоркальциевого состава, величина минерализации которых увеличивается с глубиной залегания.

Физические свойства и химический состав подземных вод продуктивных горизонтов

На месторождении Дощан пробы пластовых вод отобраны в количестве 19 единиц из скважин 11, 14, 16 и 22 из продуктивных горизонтов Ю-I, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2 и PZ.

Продуктивный горизонт Ю-I изучен двумя пробами в скважине 22 из интервала 1050-1055 м содержания ионов в пластовых водах в среднем составляет: Cl- - 54600 мг/л, SO4-2 - 718 мг/л, HCO3- - 97,3 мг/л, Ca+2 - 900 мг/л, Mg+2 - 684 мг/л, Na++ K+- 33474,4 мг/л.

Значение минерализации по отобранным пробам в среднем составляет 90868,1 мг/л, плотность пластовой воды в поверхностных условиях по горизонту составляет 1,057 г/см3, жесткость воды в среднем составляет порядка 102 мг-экв/л, величина pH = 7,4.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2 представлена тремя пробами из скважин 11 и 16.

В скважине 11 проба отобрана из интервала 1522-1528 м. Содержание ионов в пластовых водах изменяется следующим образом: Cl- - 48057 мг/л, SO4-2 - 6,0 мг/л, HCO3-- 717 мг/л, Ca+2 - 6774 мг/л, Mg+2 - 436 мг/л, Na++ K+- 22841 мг/л.

Значение минерализации по отобранной пробе составляет 78831 мг/л, плотность пластовой воды в поверхностных условиях по горизонту составляет 1,054 г/см3, жесткость воды в среднем составляет порядка 374 мг-экв/л, величина pH = 0,17.

В скважине 16 проба отобрана из интервалов 1322-1325; 1330-1335 м. Содержание ионов в пластовых водах в среднем составляет: Cl- - 1533,6 мг/л,SO4-2–55,0 мг/л, HCO3-- 519 мг/л, Ca+2 – 98,2 мг/л, Mg+2 –41,3 мг/л, Na++ K+- 1001,8 мг/л.

Значение минерализации по отобранным пробам в среднем составляет 3198,4 мг/л, плотность пластовой воды в поверхностных условиях составляет 1,01 г/см3, жесткость воды в среднем составляет порядка 8,3 мг-экв/л, величина pH = 7,7.

Продуктивный горизонт PZ представлен тринадцатью пробами в скважине 14. Содержание ионов в пластовых водах в среднем составляет: Cl- - 49886 мг/л, SO4-2–22,0 мг/л, HCO3-- 259,5 мг/л, Ca+2 –5001,4 мг/л, Mg+2 –662,6 мг/л, Na++ K+- 26405,4 мг/л.

Значение минерализации по отобранным пробам в среднем составляет 83306,5 мг/л, плотность пластовой воды в поверхностных условиях составляет 1,056 г/см3, жесткость воды в среднем составляет порядка 263,1 мг-экв/л, величина pH = 7,32.

По классификации В.А. Сулина они представляют собой рассолы хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Мониторинг качества поверхностных вод на территории Кызылординской области.

Мониторинг качества поверхностных вод по Кызылординской области осуществляется на 1 водном объекте (река Сырдария) на 6 створах.

При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 33 физико-химических показателей качества: температура, расход воды,жесткость, взвешенные вещества, прозрачность, запах, водородный показатель, растворенный кислород, БПК5, ХПК, сумма ионов, сухой остаток, главные ионы солевого состава, биогенные (соединения азота, фосфора, железа) и органические вещества (нефтепродукты, летучие фенолы),тяжелые металлы.

Результаты мониторинга качества поверхностных вод на территории Кызылординской области

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

По Единой классификации качество воды оценивается следующим образом:

Наименование водного объекта	Класс качества воды		Параметры	Ед. изм.	Концентрация
	Январь 2025 г.	Январь 2026г.			
р.Сырдария	3 класс *(умеренно загрязненные)*	3 класс *(умеренно загрязненные)*	Минерализация	мг/дм^3	1230,11
			Сухой остаток	мг/дм^3	1089
			Сульфаты	мг/дм^3	225
			Железо общее	мг/дм^3	0,115
			Медь	мг/дм^3	0,002
			Магний	мг/дм^3	37

Как видно из таблицы, в сравнении с январем 2025 года качество поверхностных вод реки Сырдария существенно не изменилось, класс качества на уровне 3 класса.

Основным загрязняющим веществом в водных объектах Кызылординской области является минерализация, сухой остаток, сульфаты, железо общее, медь и магний.

Случаи высокого и экстремально высокого загрязнения

В январе 2026 года в Кызылординской области случаи ВЗ и ЭВЗ не зарегистрированы.

1.2.4. Растительный и животный мир

Месторождение Дощан расположено в природной зоне пустынь и полупустынь. Современное состояние растительного и животного мира территории определяется резко континентальным сухим климатом, недостаточным увлажнением, высокой испаряемостью, засоленностью отдельных участков почв и длительным хозяйственным освоением территории. В связи с указанными природными условиями биологическое разнообразие территории относительно невысокое.

Растительный покров района месторождения характеризуется разреженностью и представлен преимущественно засухоустойчивыми видами растений – ксерофитами. По жизненным формам преобладают полукустарнички, травянистые многолетники и однолетники, в том числе весенние эфемеры и летне-осенние однолетние солянки. На территории месторождения формируются преимущественно белоземельно-полынные, боялычево-полынные и чернополынные растительные сообщества. На участках с песчаными и супесчаными почвами могут встречаться пустынные кустарники и полукустарники, характерные для Южного Тургайского региона, в том числе виды джузгуна, саксаула, полыни и солянок. Для Кызылординской области в целом также характерны биюргун, терескен, тамариск и другие пустынные растения.

В районе Дощана растительный покров является малопродуктивным и в основном имеет пастбищное значение. В результате недостаточного увлажнения обилие и постоянство большинства видов невысокие. Видовая насыщенность белоземельно-полынных сообществ оценивается ориентировочно в пределах 15–20 видов, а проективное покрытие растениями составляет около 40–60 %. В конце весеннего периода значительная часть травянистой растительности выгорает.

В пределах ранее обследованных участков месторождения видов растений, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан, а также редких, исчезающих и подлежащих особой охране видов, не зарегистрировано. Вероятность их встречаемости оценивается как низкая, что связано с природными особенностями территории и ее длительным хозяйственным использованием.

Животный мир района представлен преимущественно видами, приспособленными к условиям пустынь и полупустынь. Среди млекопитающих характерны мелкие грызуны, в том числе суслики, тушканчики, песчанки и мышевидные грызуны. Из насекомоядных отмечаются ежи и землеройки. Из пресмыкающихся характерны различные виды ящериц, гадюки и щитомордники. В региональном составе фауны также представлены виды, типичные для пустынных экосистем Кызылординской области, в том числе корсак, волк и сайгак.

Орнитофауна представлена как оседлыми, так и сезонно встречающимися видами птиц. На освоенных участках и вблизи производственных объектов отмечаются сорока, серая ворона, большая синица, домовый и полевой воробьи. В целом численность птиц на территории производственного освоения невысока, что связано со скудностью растительного покрова и постоянным присутствием человека и техники.

По данным обследований ранее освоенных участков месторождения, в районе проведения работ краснокнижные, редкие и исчезающие виды животных, а также виды, подлежащие особой охране, не зарегистрированы. Участки расположения производственных объектов находятся вне путей сезонных миграций животных. Постоянные места концентрации и размножения животных в непосредственной близости от существующих производственных объектов не выявлены.

Основными факторами потенциального воздействия намечаемой деятельности на растительный и животный мир могут являться нарушение и механическое повреждение растительного покрова при движении техники и проведении земляных работ, пылеобразование, загрязнение почв при аварийных проливах нефтепродуктов, а также фактор беспокойства животных, связанный с присутствием персонала, работой техники и движением автотранспорта.

С учетом природной низкой продуктивности растительного покрова, существующего хозяйственного освоения территории и локального характера намечаемых работ воздействие на растительный и животный мир при соблюдении природоохранных требований ожидается преимущественно локальным. Для предотвращения негативного воздействия предусматривается выполнение работ в пределах отведенных земель, недопущение движения техники по необустроенным участкам и бездорожью, своевременный сбор и вывоз отходов, предотвращение аварийных проливов нефтепродуктов, сохранение прилегающих естественных участков растительности и предупреждение пожаров.

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

1.2.5. Характеристика современного состояния почвенного покрова в зоне воздействия

планируемого объекта

Почвенный покров территории месторождения Дощан сформирован в условиях засушливого климата, характерного для Южного Казахстана, и определяется природно-климатическими условиями региона, особенностями рельефа, составом почвообразующих пород, растительным покровом и водным режимом территории.

Для территории характерны почвы, формирующиеся в условиях недостаточного атмосферного увлажнения и высокой испаряемости. Почвенный покров отличается сравнительно невысокой естественной продуктивностью, что обусловлено аридными климатическими условиями и разреженностью растительного покрова.

В зависимости от положения в рельефе, состава почвообразующих пород и условий увлажнения почвенный покров территории может характеризоваться неоднородностью. На повышенных элементах рельефа формируются более сухие почвы, тогда как в понижениях рельефа возможно формирование почв с повышенным содержанием солей и проявлением процессов засоления.

Общими особенностями почв территории являются невысокое содержание органического вещества, небольшая мощность гумусового горизонта и относительно низкая обеспеченность элементами питания. Природные особенности почвенного покрова обусловлены преимущественно засушливостью климата и ограниченным поступлением влаги.

Сведения об организации экологического мониторинга почв

Экологический мониторинг состояния почвенного покрова на территории месторождения осуществляется в рамках производственного экологического контроля и направлен на наблюдение за состоянием почв, выявление возможных изменений и своевременное установление фактов загрязнения или деградации почв.

Мониторинг проводится на территории производственных объектов, в местах размещения технологического оборудования, скважин, промышленных площадок, автомобильных дорог и других участков, где существует потенциальный риск воздействия на почвенный покров.

В рамках мониторинга осуществляется контроль состояния почвенного покрова и, при необходимости, отбор проб почвы с последующим лабораторным анализом. Перечень контролируемых показателей определяется с учетом характера намечаемой деятельности и потенциальных источников воздействия, включая возможность загрязнения нефтепродуктами и химическими веществами.

Результаты мониторинга используются для оценки динамики состояния почв, выявления участков с признаками загрязнения, определения необходимости проведения мероприятий по локализации и устранению последствий негативного воздействия, а также для разработки мероприятий по восстановлению нарушенных земель.

При выявлении загрязнения почв принимаются меры по локализации источника воздействия, удалению загрязненного грунта, его дальнейшему обращению в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан и восстановлению нарушенного участка.

Современное состояние почвенного покрова

Современное состояние почвенного покрова территории месторождения Дощан определяется природными условиями региона и существующей степенью антропогенной нагрузки. Территория характеризуется засушливыми климатическими условиями, при которых процессы почвообразования протекают при недостаточном атмосферном увлажнении.

В пределах территории месторождения почвенный покров местами подвергался антропогенному воздействию в связи с проведением геологоразведочных и нефтегазовых работ, эксплуатацией существующих объектов, движением автотранспорта и использованием производственных площадок и подъездных дорог.

Антропогенное воздействие на отдельных участках может проявляться в виде механического нарушения и уплотнения верхнего слоя почвы, частичного нарушения растительного покрова, а также изменения естественного состояния поверхности.

Для оценки текущего состояния почвенного покрова и выявления возможного загрязнения проводятся наблюдения и, при необходимости, отбор проб почвы с последующим лабораторным анализом. При проведении исследований могут определяться показатели, характеризующие содержание нефтепродуктов, тяжелых металлов и других загрязняющих веществ.

Результаты лабораторных исследований используются для оценки качества почвенного покрова и определения наличия либо отсутствия признаков загрязнения. Оценка полученных результатов проводится путем их сопоставления с установленными нормативами качества почв.

В целом современное состояние почвенного покрова территории определяется природными особенностями засушливой зоны и локальной антропогенной нарушенностью участков, связанных с

существующей хозяйственной деятельностью.

1.2.6. Оценка воздействия на ландшафты и мероприятия по предотвращению, минимизации и смягчению негативных воздействий, а также восстановлению нарушенных ландшафтов

Территория месторождения Дощан характеризуется природными ландшафтами, сформированными в условиях засушливого климата и природных условий региона. Современное состояние отдельных участков территории определяется также существующим уровнем хозяйственного освоения и антропогенной нагрузкой.

Воздействие намечаемой деятельности на ландшафты связано преимущественно с эксплуатацией существующих производственных объектов, размещением и эксплуатацией скважин, технологического оборудования, внутрипромысловых дорог и иных объектов инфраструктуры.

Основными видами потенциального воздействия на ландшафты являются механическое нарушение и уплотнение почвенного покрова при движении автотранспорта и технологической техники, образование локально нарушенных участков в местах проведения работ, изменение микрорельефа, а также возможность загрязнения почв и растительного покрова при аварийных проливах нефтепродуктов и других загрязняющих веществ.

Для предотвращения и минимизации негативного воздействия предусматривается использование существующей инфраструктуры и ранее освоенных территорий, ограничение движения техники установленными маршрутами, недопущение необоснованного расширения площадей нарушаемых земель, соблюдение границ предоставленных земельных участков, поддержание технологического оборудования и трубопроводов в исправном состоянии, а также соблюдение требований по обращению с отходами.

При эксплуатации объектов предусматриваются мероприятия по предупреждению аварийных проливов и утечек нефтепродуктов. В случае возникновения аварийных ситуаций предусматривается оперативная локализация источника загрязнения, сбор загрязненного грунта и его дальнейшее обращение в установленном порядке.

После завершения работ на временно нарушенных участках предусматривается проведение мероприятий по восстановлению земель в соответствии с проектными решениями и требованиями законодательства Республики Казахстан. Восстановление включает удаление производственных отходов и иных загрязнений, планировку нарушенной поверхности и восстановление почвенного покрова на участках, подлежащих рекультивации.

Основное воздействие на ландшафты связано с существующей и планируемой производственной деятельностью на территории месторождения. Предусмотренные мероприятия направлены на предотвращение необоснованного нарушения земель, минимизацию техногенного воздействия, предупреждение загрязнения и восстановление нарушенных участков.

Для предотвращения и снижения воздействия на ландшафты предусматривается выполнение следующих мероприятий:

• размещение объектов в пределах ранее освоенных производственных площадок;

• максимальное использование существующих автомобильных дорог и инженерной инфраструктуры;

• ограничение площади строительных работ границами проектного отвода;

• исключение движения техники вне специально отведенных маршрутов;

• сохранение плодородного слоя почвы (при его наличии) для последующего использования при рекультивации;

• предотвращение загрязнения территории горюче-смазочными материалами, химическими реагентами и производственными отходами;

• организация раздельного сбора, временного накопления и своевременного вывоза отходов;

• применение исправной техники и оборудования, исключающих утечки нефтепродуктов;

• оперативная локализация и ликвидация аварийных разливов;

• осуществление производственного экологического контроля за состоянием земель и ландшафтов.

Мероприятия по восстановлению ландшафтов

После завершения строительных работ предусматривается выполнение комплекса рекультивационных мероприятий, включающих:

• демонтаж временных зданий и сооружений;

• удаление строительного мусора, отходов производства и временных материалов;

• очистку территории от загрязнений;

• планировку нарушенной поверхности

• восстановление естественного микрорельефа территории;

• возврат плодородного слоя почвы (при его снятии);

• проведение технической рекультивации нарушенных земель;

• проведение биологической рекультивации (при необходимости), включая восстановление растительного покрова видами растений, характерными для данной природной зоны;

• контроль состояния рекультивированных участков до достижения проектных показателей восстановления.

Оценка эффективности мероприятий

Реализация предусмотренных проектом мероприятий позволит:

• ограничить площадь нарушенных ландшафтов;

• предотвратить загрязнение земель и почвенного покрова;

• исключить развитие опасных эрозионных процессов;

• обеспечить восстановление нарушенных участков после завершения работ;

• сохранить устойчивость природно-территориальных комплексов в районе реализации намечаемой деятельности.

1.2.7. Характеристика геологического строения

1.2.7.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

Протерозой-палеозойская группа

Фундамент PR-PZ

Достаточно высокая степень буровой изученности с учетом структурных особенностей мезозойской части осадочной толщи позволяет выделить в Южно-Тургайской области ряд наиболее характерных типов разрезов. К числу таких типовых разрезов можно отнести Арыскумский, Сарыланский, Акшабулакский, Бозингенский и Мынбулакский.

Арыскумский тип разреза развит в пределах одноименной грабен-синклинали, где находится рассматриваемое месторождение.

Допалеозойский фундамент вскрыт скважиной Караванчи 2-П, пробуренной на Аксайской горст-антиклинали, где он представлен гнейсами кварц-биотит-плагиоклазового состава.

На соседнем месторождении Кызылкия скважиной 4-Г на локальном выступе были вскрыты отложения нижнепалеозойского возраста, где они представлены глинистыми сланцами и конгломератами.

Мезо-кайнозойская группа.

Юрская система – J

Из мезозойских отложений самые древние породы, вскрытые скважинами на месторождении Дощан, имеют юрский возраст.

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

Нижний отдел-J_1. Нижнеюрский комплекс залегает в наиболее опущенных участках и примыкает к высокоамплитудным разломам по поверхности фундамента.

Айбалинская свита- J_1ab - представлена черными аргиллитами с прослоями алевролита. В зонах стратиграфического и тектонического экранирования установлено замещение алевролитов и аргиллитовгоризонтами песчаных коллекторов. Толщина свит к бортовой части сокращается. Песчаники айбалинской свиты в скв. 5 нефтенасыщенны. Толщина свиты от 173 до 327 м.

Нижний-средний отдел - J_{1-2}.

Дощанская свита – $J_{1-2}ds$ сложена частым переслаиванием темно-серых (до черных) аргиллитов, глинистых алевролитов и тонкозернистых, серых глинистых песчаников. Основной объем пород приходится на мелкозернистые алевропесчаники, которые образуют неравномерное переслаивание со средне-крупнозернистыми песчаниками и алевролитами. Песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, косослоистые и параллельно-слоистые, кварц-полевошпатового состава, содержат включения углей. Алевролиты серые, темно-серые до черных, массивные, с зеркалами скольжения. В средней части свиты встречается прослой горючих сланцев серых, с отпечатками чешуек рыб. В западной бортовой части арыскумской грабен-синклинали дощанская свита сложена песчаниками, в разрезе которых выделяются 4 мощных пропластка. Вскрытая толщина свиты в скв. 14 составляет 45 м. В скважине 18 отложения дощанской свиты выклиниваются у выступа фундамента.

Средний отдел – J_2.

Карагансайская свита- J_2kr- вскрыта всеми скважинами и сложена аргиллитами темно-серыми, черными, массивными, слюдистыми, с зеркалами скольжения с прослоями серых

алевролитов и редкими прослоями песчаников. Отложения обогащены органическим веществом (ОВ) и часто аргиллиты переходят в битуминозные сланцы с прослоями серых глин. В кровельной части установлено наличие битуминозных горючих сланцев.

В западной части месторождения, среди аргиллитов и алевролитов появляются горизонты песчаных коллекторов, которые являются продуктивными на соседнем месторождении Юго-Восточный Дощан. Вскрытая толщина карагансайской свиты на Северо-Западном участке месторождения Дощан составляет 92,5м (район скважины 14).

Верхний отдел – J_3.

Кумкольская свита – J_3km сложена сверху вниз алевролито-песчаными породами светло-серого, зеленоватого цвета озерно-пойменного типа с отдельными тонкими прослоями известняка.

Кумкольская свита является регионально нефтегазоносной. Основные запасы нефти месторождений Кумколь и Акшабулак приурочены к отложениям данной свиты. Толщина свиты составляет от 52 м (скв. 11) до 214 м (скв. 34).

Акшабулакская свита –J_3ak залегает согласно на кумкольской. Разрез толщи сложен глинами пестроцветными (серыми, зеленовато-коричневыми, фиолетовыми, бурыми) и алевролитами глинистыми, с прослоями и линзами песчаных пород, аргиллитоподобными глинами, которые представлены озерно-пойменными фациями. Акшабулакская свита рассматривается в качестве регионального флюидоупора и имеет на Дощане толщину свиты от 19 м (скв.18) до 334 м (скв.5).

<u>Меловая система – К</u>

Меловые отложения залегают на отложениях юры со стратиграфическим несогласием и представлены нижним и верхним отделами. В низах мелового разреза преобладают континентальные красноцветные и пестроцветные отложения.

Нижний отдел – $К_1$.

Нижнемеловые отложения представлены породами неокома (нижний и верхний) и апт-альба.

Нижний неоком – $К_1nc_1$. В основании неокома выделяется арыскумский горизонт ($К_1nc_1ar$). Сложен он в нижней части гравелитами, песчаниками сероцветными слабосцементированными и песками серыми, а также глинами.

Глины красновато-коричневые, местами коричневые, твердые, не карбонатные. Гравелит разноцветный, местами светло-коричневый, с гальками диаметром 2-4мм, угловатыми, полуокатанными, в основном кварцевыми, редко встречаются обломки сланцев. Коллекторы арыскумского горизонта регионально нефтеносны на месторождениях Кумколь, Акшабулак, Блиновское, Дощане Юго-Восточном и др. Толщина горизонта составляет 12-30 м.

Верхняя часть разреза нижнего неокома сложена красно-коричневыми глинами и карбонатно-глинистыми алевролитами. Эта глинистая толща является региональным флюидоупором для нефтегазоносных комплексов юры и арыскумского горизонта. Толщина ее достигает до 194 м.

Верхний неоком – $К_1nc_2$. Отложения этого возраста представлены толщей красноцветных глинистых алевролитов, глин с прослойками слабосцементированных песчаников. Толщина верхнего неокома 55-121м.

Апт-альбский ярусы –$К_1a$-al_2. Нерасчлененные аптский и альбский ярусы представлены красноцветными и пестроцветными терригенными породами. В нижней части свиты прослеживается сероцветная пачка песчаников и глин.

В средней части имеются две пачки песчаников с конгломератами, среди глинисто-алевролитовых прослоев отмечаются пласты с обуглившимися растительными остатками. Толщина отложений составляет 300 м.

Верхний альб-сеноманский ярус – $К_{1-2}al_3$-s. Отложения верхнего альба-сеномана представлены пестроцветными отложениями континентального происхождения – переслаивающимися глинами и песчаниками.В нижней и верхней частях разреза преобладают глины, а в средней – слабосцементированные сероцветные песчаники. Толщина альб-сеномана колеблется от 108 м до 198м.

Верхний отдел – $К_2$.

Вышележащие отложения позднего мела представлены породами турон-сенонского возраста. Разрез представлен двумя литологически разнородными пачками.

Нижняя часть турона, сложена зеленовато-серыми глинами, алевролитами и песчаниками, сформировавшимися в морских условиях.

Отложения верхнего турона образуют с коньякскими единую толщу красноцветных континентальных пород, среди которых изредка встречаются сероцветные прослои. Толща состоит из переслаивающихся песчаников, алевролитов и глин.

Разрез на уровне сантонского-кампанского ярусов сложен пестроцветными прибрежно-морскими и прибрежно-континентальными отложениями, среди которых встречаются как прослои с

морской фауной, так и прослои с обуглившимися растительными остатками. Литологически данный разрез представлен песчаниками, алевролитами и глинами.

Верхняя часть верхнемелового разреза, трансгрессивно, с размывом залегающая на подстилающих породах, представлена отложениями морского генезиса – карбонатными глинами, мергелями и известняками с прослоями песчаников.

Толщина нерасчлененной туронско-сенонской толщи составляет 170-389,5м.

Кайнозойская группа

Палеогеновая система – P

Отложения палеогена несогласно залегают на отложениях верхнего мела. Представлены они карбонатными песчаниками, серыми, зеленовато-серыми глинами, с алевролитами, суглинками, эоловыми песками в верхней части разреза. Толщина отложений палеогена составляет 95-198м.

1.2.7.2.Тектоника

В тектоническом отношении район Контрактной территории расположен в Арыскумском прогибе Южно-Торгайского осадочного бассейна (рис. 2.1).

На преобладающей части территории Южно-Торгайского бассейна непосредственно под мезозойским чехлом залегают отложения верхнего палеозоя – карбон-девонского возраста, а в меньшей части залегают образования нижнего палеозоя и протерозоя (PZ-PR), относимые к складчатому фундаменту, представленные метаморфическими породами: сланцами, гнейсами и порфиритами. Верхнепалеозойские квазиплатформенные образования карбона и девона, представлены карбонатно-терригенными отложениями.

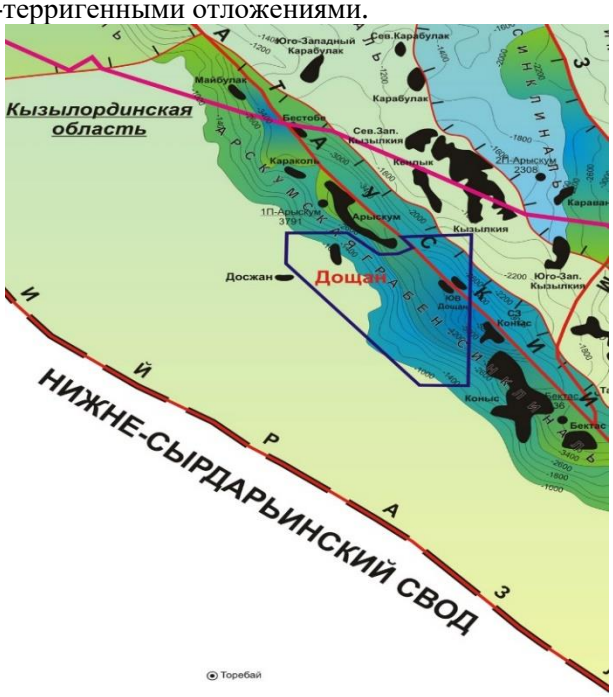


Рис.2.1. Тектоническая схема Арыскумского прогиба

В целом на территории Южно-Торгайского осадочного бассейна выделено два структурных этажа:

I–нижний структурный этаж, который в свою очередь состоит из 2-х подэтажей (ярусов):

Нижний подэтаж – протерозой нижнепалеозойский подэтаж (кристаллический фундамент) сложенный сильно метаморфизованными и сильно дислоцированными образованиями.

Верхний подэтаж - верхнепалеозойский (верхнедевонско (фамен) – каменноугольный (турне-визе)) подэтаж, сложенный слабодислоцированными, слабометаморфизованными карбонатно-терригенными комплексами пород, по аналогии с соседним Шу-Сарысуйским бассейном, относимым к квазиплатформенному переходному комплексу.

II-верхний структурный этаж, внутрикоторого присутствуют 2 подэтажа:

Юрско-триасовый рифтогенный подэтаж

Мел, палеоген, неогеновый ортоплатформенный подэтаж.

Основные зоны нефтегазонакопления выявлены по различным стратиграфическим комплексам (меловым и палеозойским).

По структурному построению месторождения Дощан делится на два участка: Основной и Северо-Западный.

Основной участок расположен в центральной части площади Дощан, где пробурены скважины 3, 5, 7, 9, 11, 22,23 и 61.

Северо-Западный участок расположен в северо-западной части месторождения Дощан, где пробурены скважины 14 и 18.

Домезозойский структурный этаж.

Структура Дощан по поверхности палеозоя (ОГ-PZ) (граф. прил. №7) представляет собой брахиантиклинальную складку, простирающуюся с юга-востока на северо-запад. Структура по краям осложнена серией тектонических разломов: F1, F2, F3, F4, F5 и F7, глубина залегания горизонта изменяется от -700 м на западе участка до -3000 м на востоке и до -6050 м в южной части. В целом горизонт погружается в восточном направлении, за исключением южной части, где отмечается погружение в юго-восточном направлении. На западе, в приподнятой части участка, выделяются две структуры: в районе скв. Дощан-8 - структура, ограниченная с востока изогипсой -700 м и экранированная с трёх сторон разломами; в районе скв. Дощан-14 - антиклинальная структура по изогипсе -1200 м, ограниченная с востока тектоническим нарушением. Горизонт PZ осложнён разломами, которые подразделяются на две группы - восточную и западную. Восточная группа разломов имеетсеверо-западное простирание, амплитуды вертикальных смещений изменяются от нескольких десятков до нескольких сотен метров. Западная группа разломов приурочена к наиболее приподнятой части горизонта и включает как малоамплитудные, так и более крупные нарушения различного направления.

Платформенный структурный этаж

В строении яруса участвуют юрские, меловые и палеогеновые отложения. Платформенные отложения накапливались на домезозойском палеорельефе, наследуя его выступы, заполняя низкие депрессионные участки или котловины.

Отложения юрского комплекса в районе работ выделяются в погруженных частях Арыскумского грабена. На структурном плане в западной части юрские отложения литологически выклиниваются.

Отложения айболинской свиты нижней юры выделен только в восточной части участка; в западной части отсутствует в результате примыкания к нижележащим палеозойским породам (граф. прилож. 6). Горизонт погружается в западном направлении, значения глубин изменяются от -1200 до -3200 м. Поверхность горизонта осложнена разломами субмеридионального направления и имеет ступенчатое строение. В центральной части участка выделяется неантиклинальная ловушка в районе скв. Дощан-7 и 9, ограниченная с северо-востока изогипсой -1700 м и с запада примыканием к поверхности фундамента.

Отложения дощанской свиты нижней-средней юры выделен только в восточной и южной частях съёмки; в западной части отсутствует в результате примыкания к нижележащим палеозойским породам (граф. прилож. 5). Горизонт погружается в юго-восточном направлении, значения глубин изменяются от -900 до -1940 м. В юго-западной части площади, в районе скв. Дощан-14, выделяется брахиантиклинальная структура по изогипсе -1120 м, осложнённая разломом с восточной стороны. В центральной части участка выделяются две неантиклинальные ловушки: первая - в районе скв. Дощан-22, ограниченная с севера изогипсой -1100 м, а с запада, юга и востока примыканием к поверхности фундамента; вторая - в районе скважин Дощан-23, 3 и 61, ограниченная с северо-востока изогипсой -1200 м и с запада, юга и востока примыканием к поверхности фундамента.

Отложения карагансайской свиты средней юры на западе участка отсутствует в результате примыкания к нижележащим палеозойским породам (граф. прилож. 4). Значения глубин изменяются от -720 до -1700 м. В восточной части участка работ горизонт представлен мульдой, вытянутой в северо-западном направлении, с максимальной глубиной -1700 м. В центральной части участка работ выделяются два разлома северо-западного направления с амплитудами от 5 до 100 м.

Поверхность отложений акшабулакской свиты верхней юры достаточно гладкая и характеризуется плавным погружением в восточном направлении (граф. прилож. 3). Значения глубин изменяются от -780 до -1020 м. В западной части площади выделяется локальное поднятие унаследованного характера в районе скв. Дощан-8 по изогипсе -740 м. Тектонические нарушения, вытянутые в северо-западном направлении, выделяются южнее скв. Дощан-8. Амплитуда разломов составляет от 5 до 30 м, при этом амплитуды вертикальных смещений непостоянны.

1.2.7.3. Нефтегазоносность

Месторождение Дощан расположено в пределах Арыскумского НГР Южно-Тургайской НГО. По нефтегеологическому районированию площадь работ находится в одной зоне с газонефтяным месторождением Арыскум. Для этой зоны свойственно развитие структурных ловушек,

примыкающих к Главному Каратаускому разлому и представляющих собой антиклинальные и полуантиклинальные складки, нарушенные разломами.

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

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

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

Первооткрывательницей месторождения является скважина 3, где из интервала 1288-1300 м получен приток нефти из нижне-среднеюрских отложений дощанской свиты (горизонт Ю-IV-2-1).

На месторождении Дощан пробуренными разведочными и оценочными скважинами установлена продуктивность в отложениях верхней юры, карагансайской свиты средней юры, дощанской свиты нижнее-средней юры, айбалинской свиты нижней юры и палеозойских отложениях, продуктивные горизонты Ю-0-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-V-1, Ю-V-2 и PZ . Всего выделено 6 нефтяных, 3 газонефтяных и 2 газовых залежей.

Нефтегазоносность установлена в юрских и палеозойских отложениях (Ю- IV-1-2, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-V-1, Ю-V-2, PZ), в которых прослежены продуктивные горизонты.

Характеристика продуктивных горизонтов

Основной участок

Продуктивный горизонт Ю-0-1. К горизонту приурочена газовая залежь.

Залежь в районе скважины 16 выделена по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием. Эффективная газонасыщенная толщина равна 2,3 м. Коэффициент пористости 0,25 д. ед., нефтенасыщенности 0,68 д. ед.

В 24-25.02.2018 г в скважине 16 при испытании интервала 1018,5-1022 м (-893,9-897,4 м) совместно с интервалами 1297-1299 м (-1172,4-1174,4 м), 1302-1305 м (-1177,4-1180,4 м), получен приток газа дебитом 40,8тыс м^3/сут.

23–24 июня трехфазным сепаратором выполнены замеры дебита газа, которые составили: 17,01 тыс.м^3/сут на 5 мм штуцере, 29,22 тыс.м^3 на 7 мм штуцере и 40,852тыс.м^3 на 9 мм штуцере.

Уровень газоводяного контакта (ГВК) принят на абсолютной отметке минус 896,3 м по подошве газоносного пласта (таблица 2.1.4).

Таблица 2.1.4 - Обоснование положения нефть-вода

№№ скважины	Нефть или газ до отметки, м		Вода с отметки, м		Представленные контакты, м	
	по ГИС	по опро-бованию	по ГИС	по опро-бованию	ГНК ВНК	УВНК УГВК
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
Месторождение Дощан						
Основной участок						
Горизонт Ю-0-1						
16	-896,3	-893,9				-896,3
Горизонт Ю-IV-1-2						
11	-1194,9	-1195,7				-1194,9
61	-1118,1	-1118,1			-1118,1	
Горизонт Ю-IV-2-1						
3	-1075,1	-1077,1	-1096,5	-1096,1	-1075,1	
23	-1019,1	-1017,3			-1019,1	
48	-1188,6	-1147,0				-1188,6
Горизонт Ю-IV-2-2						
11	-1303,8	-1301,2	-1304,1	-1305,2	-1303,8	
48	-1208,7	-1202,5	-1190,0		-1208,7	
61	-1188,0	-1188,1			-1188,0	
Горизонт Ю-V-1						
5	-1843,6	-1846,2	-1848,0		-1843,6	
34	-1833,9	-1835,8				
Горизонт Ю-V-2						
5	-1881,5	-1875,2	-1882,6		-1881,5	
34	-1866,2	-1867,8	-1889,8			
Северо-Западный участок						
Горизонт Ю-IV-2-1						
14	-1079,2	-1071,0				-1079,2

Горизонт PZ						
14	-1106,8	-1008,2				-1150,0
18	-794,1	-790,9	-795,7		-794,1	

По данным ГИС минимальная отметка кровли газонасыщенного коллектора находится на отметке минус 894,0 м, подошва газонасыщенного коллектора на отметке минус 896,3 м (скв.16), высота залежи 2, 3 м, размеры залежи 2,36х0,9 км. Площадь залежи –1767 тыс.м^2. Залежь пластовая, полусводовая, литологически и тектонически экранированная.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-2. К горизонту приурочена 1 газонефтяная залежь.

Залежь в районе скважин 11 и 61 выделена по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием. Эффективная газонасыщенная толщина 6,6 м, нефтенасыщенная толщина 1,9 м. Коэффициент пористости 0,23 д. ед., газонасыщенности 0,70 д. ед., нефтенасыщенности 0,70 д. ед.

Скважина 11 испытана одним объектом в интервале 1411,0-1417,5 м (-1189,2-1195,7), где получен приток нефти при 10 мм штуцере дебитом 6,6 м^3/сут.

В результате опробования из скважины 61 в интервалах 1335-1337 м (-1111,1-1113,1); 1341-1342 м (-1117,1-1118,1), скважина начала газировать.

По данным ГИС в скважине 61 подошва газа выделена на абсолютной отметке -1118,2 м, в скважине 11 кровля водонасыщенного пласта отбита на абсолютной отметке -1211,6 м.

ГВК установлен на отметке минус 1118,1 м по подошве газонасыщенного пласта. ВНК установлен условно на отметке минус 1194,9 м по подошве нефтенасыщенного пласта (таблица 2.1.4).

По данным ГИС минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1191,6 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1194,9 м (скв.11), высота залежи 103,8 м, размеры залежи 3,6х1,25 км. Площадь газонасыщенной залежи –1278 тыс.м^2. Площадь нефтенасыщенной залежи – 2815 тыс.м^2. Залежь пластовая, полусводовая и тектонически экранированная.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1. К горизонту приурочена 1 газонефтяная и 1 нефтяная залежи.

Залежь в районе скважин 3 и 23 выделена по результатам интерпретации данных ГИС и подтверждена результатами опробования. Эффективная газонасыщенная толщина 4,7 м, нефтенасыщенная толщина составляет 4,4 м. Коэффициент пористости 0,31/0,24 д. ед., газонасыщенности 0,74 д.ед., нефтенасыщенности 0,73 д. ед.

При опробовании I, II и III объектов в скважине 3 в интервалах 1323-1327 м (-1100,1-1104,1), 1315-1319 м (-1092,1-1096,1), 1304-1306 м (-1081,1-1083,1), получены притоки пластовой воды 1,099 м^3/сут, 0,486 м^3/сут, 0,486м^3/сут, соответственно.

При испытании IV объекта в интервале 1288-1300 м (-1065,1-1077,1) в скважине 3 получен приток нефти дебитом 10 м^3/сут на 5 мм штуцере.

В скважине 23 при испытании интервала 1237,0-1240,0 м (-1014,3-1017,3), получен приток газа. С 8 по 10 сентября сепаратором «Kingdom» произведены замеры дебита газа 3,264 м^3/сут на 4 мм штуцере, 16,798 м^3/сут на 6 мм штуцере и 16,168 м^3/сут на 8 мм штуцере.

ГВК установлен условно на отметке -1019,1 м по подошве газонасыщенного пласта. ВНК принят на отметке -1075,1 м по подошве нефтенасыщенного пласта (таблица 2.1.4).

Минимальная отметка кровли газонасыщенного коллектора в скважине 23 по данным ГИС находится на минус 1014,4 м, минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1065,4м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1075,1 м (скв.3), высота залежи 60,7 м. Площадь газонасыщенной залежи 7238 тыс.м^2. Площадь нефтенасыщенной залежи –1631 тыс.м^2.

Размер залежи 4,71х2,56км. По типу залежь пластово-сводовая с юга, с запада и востока ограничивается линией выклинивания к поверхности палеозоя.

Газонефтяная залежь выделена в районе скважин 3 и 23. По результатам испытаний и интерпретации геолого-геофизических материалов в скважине 23 вскрыта газонасыщенная часть залежи («газовая шапка»), тогда как в скважине 3 установлена нефтенасыщенная часть залежи.

Залежь в районе скважины 48 по результатам интерпретации материалов ГИС выделена нефтяная залежь, нефтеносность которой подтверждена результатами опробования. Эффективная нефтенасыщенная толщина 9,8 м. Коэффициент пористости 0,24 д.ед., нефтенасыщенности 0,66 д.ед.

В период 16-18.08.2016 г. в скважине №16 при испытании интервала 1289,5-1298,0 м (-1157,0 -1165,5 м) был получен приток нефти дебитом 18,2 м³/сут.

В период 02-04.09.2016 г. проведено совместное испытание интервалов 1321,0-1335,0 м (-1188,5 -1202,5 м) и 1289,5-1298,0 м (-1157,0 -1165,5 м). В результате получен приток нефти дебитом 12,42 м³/сут.

При последующем совместном опробовании интервалов 1304,0-1316,0 м (-1171,5 -1183,5 м), 1289,5-1298,0 м (-1157,0 -1165,5 м) и 1321,0-1335,0 м (-1188,5 -1202,5 м) получен приток нефти дебитом 4,93 м³/сут.

В период 19-20.01.2017 г. при испытании интервала 1276,0-1279,5 м (-1143,5 -1147,0 м) получен приток нефти дебитом 9,93 м³/сут.

ВНК принят условно на отметке -1188,6 м по подошве нефтенасыщенного пласта (таблица 2.1.4).

Минимальная отметка кровли коллектора в скважине 48 по данным ГИС находится на минус 1143,8 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1188,6 м, высота залежи равна 44,8 м, размеры залежи 1,9х1,3 км. Площадь залежи 5361 тыс.м^2. Залежь пластовая сводовая с северо-запада ограничена линией выклинивания к поверхности палеозоя, с юга ограниченная зоной глинизации.

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2. К горизонту приурочена 1 газонефтяная и 1 нефтяная залежи.

Залежь в районе скважин 11 и 61 по результатам интерпретации материалов ГИС, газонефтеносность которой подтверждена результатами опробования. Эффективная газонасыщенная толщина 7,5 м, нефтенасыщенная толщина 2,8 м. Коэффициент пористости 0,29/0,21 д.ед., газонасыщенности 0,83 д.ед., нефтенасыщенности 0,62 д.ед.

Продуктивность залежи доказана результатами опробования двух объектов в скважине №61.

При опробовании интервала 1410,6-1412 м (-1186,7-1188,1) скважина начала газировать.

При опробовании интервала 1404-1409 м (-1180,1-1185,1), скважина начала газировать.

В скважине №11 при испытании интервала 1523-1527 м (-1301,2 -1305,2 м) получен приток нефти с водой. Дебит нефти составил 8,79 м³/сут, дебит воды - 6,34 м³/сут, обводнённость - 41,9 %. Пластовое давление на момент испытания составило 16,0 МПа.

По данным ГИС минимальная отметка кровли газонасыщенного коллектора находится на отметке минус 1180,2м, подошва газонасыщенного коллектора на отметке минус 1188,0 м (скв.61).

ГНК установлен на абсолютной отметке -1188,0 м по подошве газонасыщенного пласта.

По данным интерпретации ГИС подошва нефтенасыщенной части пласта выделена на абсолютной отметке -1303,8м, а кровля водонасыщенного пласта на абсолютной отметке -1304,1 м.

ВНК установлен на абсолютной отметке -1303,8 м по подошве нефтенасыщенного пласта (таблица 2.1.4).

Минимальная отметка кровли коллектора в скважине 61 по данным ГИС находится на отметке минус 1180,2 м, подошва коллектора на отметке минус 1304,1 м, высота залежи равна 123,9 м. Площадь газоносности равна 2388 тыс.м^2. Площадь нефтеносности равна 1174 тыс.м^2.

Размер газоняфтеной залежи 2,76х2,14км. Залежь пластово сводовая с юга, с запада и востока ограничивается лнией выклинивания к поверхности палеозоя, с севера линией ВНК.

Газонефтяная залежь установлена в районе скважин 11 и 61. При этом в скважине 61 вскрыта газонасыщенная часть залежи (зона газовой шапки), тогда как в скважине 11 выявлена нефтенасыщенная часть залежи.

Залежь в районе скважины 48 выделена по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием. Эффективная нефтенасыщенная толщина 5,7 м. Коэффициент пористости 0,24 д.ед., нефтенасыщенности 0,61 д.ед.

В скважине 48 проведено совместное испытание интервалов перфорации **1321-1335 м (-1188,5 -1202,5 м)** и **1289,5-1298 м (-1157,0 -1165,5 м)**. При испытании методом фонтанирования на штуцере диаметром **8 мм** получен приток нефти дебитом **12,42 м³/сут**.

ВНК принят на абсолютной отметке минус 1208,7 м по подошве нефтенасыщенного пласта (таблица 2.1.4).

Минимальная отметка кровли коллектора в скважине 48 по данным ГИС находится на минус 1198,4 м, подошва газонасыщенного коллектора на отметке минус 1208,7 м, высота залежи равна 10,3 м. Размер няфтеной залежи 1,8х0,5км. Площадь нефтеносности равна 1040 тыс.м^2.

По типу залежь пластовая сводовая с северо-запада ограничена линией выклинивания к поверхности палеозоя, с востока, запада и юга линией ВНК.

Продуктивный горизонт Ю-V-1. В стратиграфическом отношении горизонт приурочен к айболинской свите нижней юры. Вскрыт пробуренными скважинами (скважины 5, 7, 9, 11, 34). По данным ГИС в скважине 34 коллекторы нефтенасыщены, в скважине 5 коллекторы нефтеводонасыщены, в скважинах 7, 11 коллекторы водонасыщены, а в скважине 9 коллекторы фациально замещены. К горизонту приурочена нефтяная залежь.

Нефтяная залежь в районе скважин 5 и 34 выделена по результатам интерпретации материалов ГИС и подтверждена данными опробования. Эффективные нефтенасыщенные толщины

изменяется от 5,6м (скв.34) и 14,1 м (скв.5), соответственно. Коэффициент пористости 0,23 д.ед., нефтенасыщенности 0,69 д.ед.

В скважине 5 из интервала 2000-2004 м (-1811,2-1815,2); 2012-2015 м (-1823,2-1826,2); 2017-2023 м (-1828,2-1834,2); 2024-2035 м (-1835,2-1846,2), получен приток нефти. Дебит нефти $Q_н^3$=24,8 м^3/сут, $Q_н^4$=22,1 м^3/сут, $Q_н^5$=6,4 м^3/сут.

В скважине 34 при испытании интервалов 2025-2030 м (-1830,8-1835,8 м) совместно с интервалами 2054-2056 м (-1859,8-1861,8 м), 2058-2062 м (-1863,8-1867,8 м), 2236-2241 м (-2041,8-2046,8 м) получено нефти 0,25 м^3.

По данным ГИС подошва нефтенасыщенного пласта в скважинах 5 и 34 находятся на абсолютной отметке -1843,6 м и -1833,9 м, соответственно, а кровля водонасыщенного пласта в скважине 5 выделена на абсолютной отметке -1849,1 м.

ВНК принят на отметке -1843,6 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 5 (таблица 2.1.4).

Размер залежи 5,2х1,25 м, высота залежи порядка 31,7 м. Площадь нефтеносности 5732 тыс.м^2. Залежь пластовая, полусводовая, ограничена с юга тектоническим нарушением, с запада ограничена линией выклинивания к поверхности палеозоя, с северо-востока ограниченна линией ВНК.

Продуктивный горизонт Ю-V-2. К горизонту приурочена нефтяная залежь. Горизонт вскрыта скважинами 5, 7, 9, 11, 34. По данным ГИС в скважинах 5 и 34 коллекторы нефтеводонасыщены, а в остальных скважинах коллекторы водонасыщены.

В стратиграфическом отношении горизонт приурочен к айболинской свите нижней юры.

Нефтяная залежь в районе скважин 5 и 34 выделена по данным ГИС и подтверждена результатами опробования. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяется от 3,96м (скв.34) и 5,9м (скв.5), соответственно. Коэффициент пористости 0,24 д.ед., нефтенасыщенности 0,77 д.ед.

Скважина 5 испытана двумя объектами. В период с 19.08 по 12.09.1989г. при опробовании интервала 2052-2064 м (-1863,2 -1875,2 м) получен приток воды с нефтью. За время испытания извлечено 150 л нефти. В период с 13.09 по 30.09.1989г. после проведения интенсификации в том же интервале дополнительно получено 60 л нефти.

В скважине 34 при совместном испытании интервалов 2054-2056м (-1859,8 -1861,8 м), 2058-2062 м (-1863,8 -1867,8 м) и 2036-2041 м (-2041,8 -2046,8 м) получено 0,86 м³ нефти.

По данным ГИС подошва нефтенасыщенного пласта в скважинах 5 и 34 находятся на абсолютной отметке -1881,5 м и -1866,3 м, соответственно, а кровля водонасыщенных пластов в скважинах 5 и 34 выделены на абсолютной отметке -1882,6 м и -1889,7 м, соответственно.

ВНК принят на отметке -1881,5 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 5 (таблица 2.1.4).

Размеры залежи 5,5х0,8км, высота залежи порядка 24,9 м. Площадь нефтеносности 5128 тыс.м^2. Залежь пластовая полусводовая, ограничена с юга тектоническим нарушением, с запада ограничена линией выклинивания к поверхности палеозоя, с северо-востока ограниченна линией ВНК.

Северо-Западный участок

Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1. К горизонту приурочена 1 газовая залежь.

В районе скважины 14 по результатам интерпретации материалов ГИС выделена газовая залежь, газоносность которой подтверждена результатами опробования. Эффективная газонасыщенная толщина 8,6 м. Коэффициент пористость 0,22 д.ед., газонасыщенности 0,70 д.ед.

В результате опробования скважины 14 из интервала 1176-1186 м (-984,2-964,2), получен приток газа с незначительным количеством нефти, с дебитами на 10 мм штуцере 91,7 тыс.м^3/сут газа и 1,5 м^3/сут нефти, газовый фактор составил 60,4 тыс. м^3/м^3.

ГНК установлен условно на отметке -1079,2 м по подошве газонасыщенного пласта (таблица 2.1.4).

По данным ГИС минимальная отметка кровли газонасыщенного коллектора находится на отметке минус 1062,7м, подошва газонасыщенного коллектора на отметке минус 1079,2 м (скв.14), высота залежи 16,5 м. Размер залежи 1,6х0,9км. Площадь нефтеносности равна 1009 тыс.м^2. По типу залежь относится к пластовым сводовым.

Продуктивный горизонт PZ. К горизонту приурочена 2 нефтяные залежи.

В районе скважины 14 по результатам интерпретации материалов ГИС выделена нефтяная залежь, нефтеносность которой подтверждена результатами опробования. Эффективная нефтенасыщенная толщина 1,2 м. Коэффициент пористости 0,12 д.ед., нефтенасыщенности 0,65 д.ед.

Скважина 14 опробована в двух объектах.

По I объекту (интервал перфорации 1240-1283 м; абсолютные отметки -1018,2 -1061,2 м) получен приток пластовой воды дебитом 546,1 м³/сут при плотности 1,05 г/см³. Объект водоносный.

По II объекту (интервал перфорации 1220-1230 м; абсолютные отметки -998,2 -1008,2 м) на штуцере 10 мм получен приток нефти дебитом 68 м³/сут и воды дебитом 49 м³/сут. При последующем уменьшении диаметра штуцера до 8 и 6 мм дебит нефти снизился до 19,4–12,5 м³/сут, а дебит воды увеличился до 68,6–62,6 м³/сут.

ВНК установлен по предельно замкнутому изогипсу минус 1150 м (табл. 2.2.1).

Минимальная отметка кровли коллектора в скважине 14 по данным ГИС находится на минус 1105,4 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1150 м, высота залежи равна 44,6 м. Площадь нефтеносности равна 1018 тыс.м^2. Размеры залежи 1,5х0,86 м. Залежь пластовая сводовая.

Залежь в районе скважины 18 выделена по результатам интерпретации ГИС и подтверждена данными опробования. Эффективная нефтенасыщенная величина 9,5 м. Коэффициент пористости 0,08 д.ед., нефтенасыщенности 0,66д.ед.

В скважине 18 в результате перфорации интервала 924-940 м, был получен приток нефти с водой. Вызов притока осуществлялся снижением уровня в стволе скважины методом свабирования. При свабировании скважина периодически фонтанировала слабым газом. За время свабирования получено – 27,2м^3 нефти и 7,7м^3 воды. При фонтанировании на 10, 6 и 4 мм штуцере получено 43,5 м^3 - нефти и 5,6 м^3 воды.

По данным интерпретации ГИС подошва нефти выделена на абсолютной отметке -974,1 м, кровля водонасыщенного пласта встречена на абсолютной отметке -795,7 м.

ВНК установлен на отметке -794,1 м (таблица 2.1.4).

Размеры залежи 1,9х0,93 м, высота залежи порядка 16,3 м. Площадь нефтеносности равна 1227 тыс. м^2. Залежь пластовая сводовая, ограничена с востока ограниченна линией ВНК, с запада тектоническим нарушением.

1.2.8. Особо охраняемые природные территории

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

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

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

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

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 «Проект разработки месторождения Дощан» 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 «Проект разработки месторождения Дощан» 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

Недропользователем месторождения является компания ТОО «D-oil» в соответствии с контрактом на Недропользование за № 5329-УВС от 19 марта 2024 г.

Месторождение Дощан расположено в пределах Арыскумского НГР Южно-Тургайской НГО. По нефтегеологическому районированию площадь работ находится в одной зоне с газонефтяным месторождением Арыскум. Для этой зоны свойственно развитие структурных ловушек, примыкающих к Главному Каратаускому разлому и представляющих собой антиклинальные и полуантиклинальные складки, нарушенные разломами.

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

Первооткрывательницей месторождения является скважина 3, где из интервала 1288-1300 м получен приток нефти из нижне-среднеюрских отложений дощанской свиты (горизонт Ю-IV-2-1).

На месторождении Дощан пробуренными разведочными и оценочными скважинами установлена продуктивность в отложениях верхней юры, карагансайской свиты средней юры, дощанской свиты нижнее-средней юры, айбалинской свиты нижней юры и палеозойских отложениях, продуктивные горизонты Ю-0-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-V-1, Ю-V-2 и PZ . Всего выделено 6 нефтяных, 3 газонефтяных и 2 газовых залежей.

Согласно «Проекту разведки месторождения Дощан», составленному ТОО «Мунайгазгеолсервис», в период с 2000 по 2004 г.г., на площади Дощан осуществлялось разведочное

бурение, в ходе которого пробурены скважины 8, 9, 10 и 11. В результате в скважине 11 установлена нефтеносность кумкольской и дощанской свит.

В 2005 году были проведены полевые сейсмоработы 3Д в объеме 203 км2. По результатам проведенных 3Д работ построены структурные карты по кровле арыскумского горизонта нижнего мела, кровле кумкольской, дощанской и карагансайской свит юры и палеозоя. На этих картах была обнаружена группа структурных ловушек в северо-западной части контрактной территории.

В 2006 г. запасы нефти и газа установленных залежей утверждены в ГКЗ РК и поставлены на учет в государственном балансе.

В 2007 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен «Проект доразведки залежей нефти и газа на месторождении Дощан и площади Жамансу».

В 2007-2009 годах, в ходе реализации проекта на рассматриваемом Северо-Западном участке месторождения Дощан были пробурены 2 скважины-14 и 18.

В 2009 году, ТОО «СМАРТ Инжиниринг» выполнил «Оперативный подсчет запасов нефти и газа Северо-Западного участка месторождения Дощан по состоянию изученности на 01.10.2009 г.» (Протокол №911-10-П от 24 февраля 2010 года). В результате в ГКЗ РК приняты на баланс запасы нефти и газа в следующих количествах по категориям:

нефть:

C_1 – 263 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые 79 тыс.т

C_2 – 249 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые 75 тыс.т

растворенный газ:

C_1 – 26 млн.м3 геологические, в том числе извлекаемые 8 млн.м3

C_2 – 25 млн.м3 геологические, в том числе извлекаемые 7 млн.м3

свободный газ

C_2 – 25 млн.м3геологические

В 2011 г. выполнено Дополнение к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Дощан», рассмотренный на ЦКРР РК и утвержденный КГ и НМИ и НТ РК (Протокол №167 от 11 июля 2011 г.).

Согласно «Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Дощан», в августе 2011 года были пробурены 2 разведочные скважины 22 и 23.

Для доизучения контрактной территории, куда входит и месторождение Дощан, в 2011 году недропользователь обратился в Компетентный орган РК для получения продления периода разведки до 08.12.2013 г.

Однако, в связи с тем, что протокол рассмотрения ЦКРР РК был получен только в апреле 2012 г., а составленная «Программа утилизации и переработки попутного газа при пробной эксплуатации месторождения Дощан» одобрена только 30-го октября 2012 г., эксплуатация месторождения началась только в ноябре 2012 г. В связи с этим, за отведенный дополнительный период пробной эксплуатации, согласно работе, недропользователь успел пробурить только одну проектную опережающую скважину 34.

В 2014 году составлен «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождение Дощан». На основе данного проекта была пробурена одна скважина 61 в районе скважины 11.

По состоянию на 01.07.2015 года, составлен «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождение Дощан» рассмотренная на ЦКРР РК и утвержденная КГиН МИиНТ РК (Письмо №27-5-2777-И от 25.12.2015 г.).

В 2016 году, согласно «Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Дощан», пробурена скважина № 48.

В 2026 году был составлен сейсмический отчет «Обработка и интерпретация 3Д сейсмических данных, с имеющимися скважинными данными на площади Дощан». (Протокол № 971 от 05.03.2026г).

Результаты обработки и интерпретации 3Д сейсмики легли в основу утвержденного «Подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Дощан, по состоянию изученности на 02.01.2026 г.», выполненный ТОО «НПЦ ТуранГео», и утвержденного в ГКЗ РК 21 июля 2026 года (протокол ГКЗ РК №2839-26-У).

В целом по месторождению в сравнении с ранее принятыми запасы нефти: по категории C_1 геологические увеличились на 3297 тыс. т. (+166%), извлекаемые увеличились на 1337,1 тыс. т (+167,6%), по категории C_2 геологические уменьшились на 3425,2 тыс. т (-60,8 %), извлекаемые уменьшились на 1633,2 тыс. т. (-70,8 %).

В указанном отчёте геологические и извлекаемые запасы свободного газа по категории C_1 подсчитаны впервые и составляют 352 млн м³ и 317 млн м³ соответственно, по категории C_2 геологические – 361,5 млн м³, извлекаемые - 325,4 млн м³.

Всего по месторождению запасы нефти, свободного газа и растворённого газа по категориям C_1 и C_2 составили:

нефти

C_1 - геологические – 5283 тыс. т, извлекаемые –2142 тыс. т.

C_2 - геологические – 2207 тыс. т, извлекаемые – 679 тыс. т.

растворенного газа

C_1 – геологические – 530 млн. м^3, извлекаемые – 216млн. м^3.

C_2 – геологические – 216 млн. м^3, извлекаемые – 66 млн. м^3.

Запасы свободного газа:

C_2 – геологические – 124 млн. м^3, извлекаемые – 111 млн. м^3.

Запасы газа в газовой шапке:

C_1 – геологические – 266 млн. м^3.

C_2 – геологические – 343 млн. м^3.

Недропользователю в процессе дальнейших работ на месторождении рекомендовалось:

- продолжить отбор проб нефти в поверхностных и пластовых условиях для уточнения подсчетных параметров;

- продолжить гидродинамические исследования в скважинах;

- доизучить залежи продуктивных горизонтов, оцененные по категории C_2, с целью перевода запасов нефти в промышленную категорию C_1.

На основе утвержденных запасов, в рамках настоящей работы на месторождении Дощан предлагается выделить семь эксплуатационных объектов:

- **I объект** – Ю-IV-1-2 (район скв. 11) Основной участок;
- **II объект** – Ю-IV-2-1 (район скв. 3) Основной участок;
- **III объект**- Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2 (район скв. 48) Основной участок;
- **IV объект** - Ю-IV-2-2 (район скв. 11) Основной участок;
- **V объект –** Ю-V-1 и Ю-V-2 (район скв. 5 и 34) Основной участок;
- **VI объект –** PZ (район скв. 14) Северо-Западный участок;
- **VII объект** - PZ (район скв. 18) Северо-западный участок.

Согласно методическим указаниям по составлению проекта разработки, в рамках выполняемого Проекта разработки разрешается рассмотреть не менее 3-х вариантов технологических показателей, в связи с чем рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения Дощан, которые различаются между собой системой размещения и количеству скважин, темпами и сроками бурения проектных скважин, режимами эксплуатации продуктивных горизонтов. Проведенная технико-экономическая оценка рассмотренных вариантов позволила рекомендовать для реализации **вариант разработки 3**, который характеризуется наилучшими технико-экономическими показателями разработки.

В работе рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

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.

Выделение эксплуатационных объектов является составной частью проектирования рациональной разработки месторождения, При этом необходимо отметить, что выделенный объект эксплуатации должен соотвествовать следующим требованиям:

1. Эксплуатационный объект должен содержать достаточные запасы нефти для рентабельного извлечения при самостоятельной сетке скважин;

2. Эксплуатационным объектом может являться один мощный или несколько мелких нефтяных пластов отделенных на значительной территории от выше и нижележащих отложений пачкой непроницаемых пород;

3. Эксплуатационный объект должен обладать надлежащей эффективной толщиной;

4. В один эксплуатационный объект следует объединять пласты, характеризующиеся одним и тем же литологическим составом и примерно одинаковой величиной пористости и проницаемости;

5. В один объект следует включать пласты, содержащие нефть с близкими физико-

химическими свойствами;

6. Нефтяные пласты, объединяемые в один объект, должны характеризоваться близкими значениями пластового давления.

На месторождении Дощан, пробуренными скважинами установлена продуктивность в отложениях верхней юры, карагансайской свиты средней юры, дощанской свиты нижнее-средней юры, айбалинской свиты нижней юры и палеозойских отложениях.

В настоящем отчете подсчитаны начальные запасы нефти и растворенного газа по месторождению Дощан, с привлечением всей существующей геолого-геофизической информации. Все залежи сложены терригенными отложениями и представлены коллекторами порового типа, кроме PZ.

Ниже приводятся характеристики по выделенным горизонтам: Ю-IV-1-2; Ю-IV-2-1; Ю-IV-2-2, Ю-V-1, Ю-V-2, PZ.

Продуктивный разрез месторождения Дощан характеризуется многопластовым строением, что обуславливает определенный подход к выделению эксплуатационных объектов на основе геолого-промысловых данных и на основе текущего состояния эксплуатации объектов, ранее разрабатываемых в рамках Проекта пробной эксплуатации месторождений.

По типу залежи относятся к пластовым, сводовым, тектонически экранированным,

По коллекторским свойствам и физико-химическим свойствам горизонты относятся к маловязким. Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях по горизонтам изменяются от 0,783 до 0,814 г/см^3.

На основе анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов, а также анализа текущего состояния пробной эксплуатаций на месторождении выделяются семь эксплуатационных объектов:

I объект – Ю-IV-1-2 (район скв. 11) Основной участок;

II объект – Ю-IV-2-1 (район скв. 3) Основной участок;

III объект- Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2 (район скв. 48) Основной участок;

IV объект - Ю-IV-2-2 (район скв. 11) Основной участок;

V объект – Ю-V-1 и Ю-V-2 (район скв. 5 и 34) Основной участок;

VI объект – PZ (район скв. 14) Северо-Западный участок;

VII объект - PZ (район скв. 18) Северо-западный участок.

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 1.5-1.

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

Месторождение		***Дощан***								
		Основной участок							***Северо-западный участок***	
№ №	**Параметры**	**I объект**	**II объект**	**III объект**		**IV объект**	**V объект**		**VI объект**	**VII объект**
п/п		**Ю-IV-1-2**	**Ю-IV-2-1**	**Ю-IV-2-1**	**Ю-IV-2-2**	**Ю-IV-2-2**	**Ю-V-1**	**Ю-V-2**	**PZ**	**PZ**
		(р-н скв. 11)	**(р-н скв. 3)**	**(р-н скв.48)**		**(р-н скв. 11)**	**(р-н скв, 5 и 34)**	**(р-н скв. 5 и 34)**	**(р-н скв.14)**	**(р-н скв. 18)**
1	Отметка ВНК, УВНК, м	-1194,9	-1075,1	-1188,6	-1208,7	1303,8	-1843,6	-1881,5	-1150	-794,1
2	Тип залежи	Пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная								
3	Тип коллектора	поровые								
4	Площадь нефтеносности, тыс,м^2 C_1+C_2	2 661	1,631	1865	1040	2406	5710	5126	1 018	1227
5	Общая толщина, м	3,3	40,6	44,8	10,3	4,9	27,9	69,1	1,4	36,2
6	Средняя эффективная толщина, м	1,9	13,2	8,7	5,7	4,6	12	20,9	1,2	20,3
7	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	2,8	5,1	8,7	5,7	2,8	10	4,9	1,2	9,5
8	Пористость по ГИС, д,е	0,19	0,19	0,17	0,14	0,17	0,17	0,15	0,12	0,08
9	Средняя нефтенасыщенность, д,е,	0,64	0,64	0,6	0,58	0,55	0,68	0,72	0,65	0,59
10	Проницаемость по керну, мД	-								
11	Коэффициент песчанистости, д,е,	0,173	0,322	0,193	0,475	0,767	0,279	0,862	0,2	0,508

12	Коэффициент расчлененности	2	8	9	5	2	7	9,5	2	9
13	Доля неколлектора	1	7	8	2	1	6	8	1	8
14	Пластовая температура, ^{0}С	59	56	*56**	*56**	62	90	*90**	*55,6**	*55,6**
15	Начальное пластовое давление, МПа	14	11,99	*11,99**	*11,99**	12,8	23,01	*23,01*	*13,0**	*13,0**
16	Плотность нефти в пластовых усл-х, г/см^3	0,697	0,674	*0,674**	*0,674**	0,714	0,812	*0,812**	*0,737**	*0,737**
17	Вязкость нефти в пластовых усл-х,, мПа*с	0,779	0,677	*0,677**	*0,677**	0,883	0,258*	*0,258**	*1,361**	*1,361**
18	Объемный коэффициент нефти, д,е,	1,3097	1,32	*1,32**	*1,32**	1,214	1,996	1,996*	*1,200**	*1,200**
19	Содержание серы в нефти, %	0,03	0,093	0,025	*0,025**	*0,093*	0,186	0,186*	*0,03*	*0,2*
20	Давление насыщение нефти газом, МПа	10,15	8,57	*8,57**	*8,57**	6,21	9,45	9,45*	*1,18**	*1,18**
21	Газосодержание нефти, м^3/т	118,9	111	*111,0**	*111,0**	93,8	*294,24**	*294,24**	*57,4**	*57,4**
22	Плотность нефти в поверхностных усл-х, г/см^3	0,814	0,783	0,793	*0,793**	*0,793**	0,812	0,812*	0,809	0,811
23	Кинематическая вязкость нефти в поверх-х условиях, мкм^2/с									
	20 ^{0}	5,79	3,17	2,21	*2,31**	*2,21**	4,33	4,33*	4,15	4,04
	50 ^{0}	2,42	1,55	1,36	*1,35**	*1,36**	2,11	2,11*	2,23	2,06
24	Плотность воды в пластовых усл,, г/см^3									
25	Начальные геологические запасы, в том числе по категориям									
	C_1	415	445	397	199	152	704	254	32	175
	C_2	155	-	-	-	78	537	207	-	-

1.5.1. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В рамках настоящей работы были рассмотрены три основных варианта разработки, которые различаются между собой режимами эксплуатации продуктивных объектов разработки, проектной плотностью сетки и проектным количеством скважин для бурения.

Забойные давления в добывающих скважинах рекомендуется поддерживать на уровне давления насыщения нефти растворенным газом. Снижение забойного давления в добывающих скважинах ниже давления насыщения не допускается без наличия результатов проведенных специальных гидродинамических исследований (ГДИ).

Проектные дебиты как существующих, так и проектных добывающих скважин по нефти для дальнейших расчетов приняты на уровне фактических дебитов, которыми характеризовались существующие скважины до их консервации, а не по коэффициентам продуктивности, так как в процессе опробования объектов наблюдалось их снижение.

Первым проектным годом для всех вариантов принят 2027 год.

Для третьего варианта, с учетом геолого-геофизической характеристики пластов, запланированы геолого-технические мероприятия, такие как соляно-кислотная обработка, дострел и перестрел интервалов перфорации, для поддержания уровня добычи и максимального охвата извлечения нефти.

Коэффициенты эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин приняты согласно значения 0,95 д.ед. Коэффициенты использования скважин приняты равными 1.

В отчете, исходя из геологических запасов и площади эксплуатационных объектов, для каждого рассмотрены следующие сценарии разработки:

Для I объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, а также системой разработки, с учетом фактических данных по истории разработки залежей.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме,

Данный вариант предусматривает ввод из консервации одной скважины №11 в 2027 году. Общее количество скважин по данному объекту составит одну единицу.

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 450х450 м. Плотность сетки скважин составит 20,25 га/скв.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации одной скважины №11, а также бурение 4 проектных добывающих скважин (D-1, D-2, D-3, D-4) при этом общее количество скважин, составит 5 единиц. Разбуривание планируется начать с 2028 года, по одной скважине в год.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержания пластового давления, путем закачки воды в нагнетательные скважины, с выводом из консервации скважины №11 (в 2027 году) и бурением 5 добывающих эксплуатационных скважин (D-1, D-2, D-3, D-4, D-5). Бурение планируется по одной скважине в год. В 2032 году запланирован перевод скважины D-1 под закачку. Также, с целью вовлечения в разработку нижележащего объекта IV (горизонт Ю-IV-2-2, район скв. 11), в 2033 году запланирован перевод скважины 11 под добычу на данный объект IV. Запланированы 3 дострела интервалов, по одной скважине в год (2028, 2030 и 2032 года), три скважино операции по СКО, по одной скважине в год (2029,2031 и 2033 года) и три перестрела интервалов перфорации, по одной скважине в год (2032, 2036 и 2040 год);

Для ***II объекта***, рассмотрены 3 варианта разработки, различающиеся плотностями сеток скважин, а также системой разработки.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме. Данный вариант предусматривает ввод из консервации одну скважину №3, в 2027 году. Общее количество скважин на объекте составит одну единицу.

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 450х450 м. Плотность сетки скважин составит 20,25 га/скв,

Данный вариант предусматривает ввод из консервации одной скважины №3 в 2027 году, а также бурение четырех проектных добывающих скважин, начиная с 2028 года, по одной скважине в год (D-5, D-6, D-7 и D-9). Общее количество скважин, составит 5 единиц, эксплуатация запланирована на естественном режиме.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержание пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с выводом из консервации скважины №3 в 2027 году и бурением 5 добывающих эксплуатационных скважин, начиная с 2028 года, по одной скважине в год (D-6, D-7, D-8, D-9, D-10). В 2032 году запланирован перевод скважины D-6 под закачку агента. Для увеличения и поддержания полки добычи запланированы 3 дострела интервалов, по одной скважине в год (2028, 2030 и 2032 года), три скважино операции по СКО, по одной скважине в год (2029,2031 и 2033 года) и три перестрела интервалов перфорации, по одной скважине в год (2032, 2036 и 2040 год);

Для **III объекта,** рассмотрены 3 варианта разработки, которые различаются плотностями сеток скважин, а также системой разработки.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме. Данный вариант предусматривает ввод из консервации скважины №48, в 2027 году. Общее количество скважин, составит одна единица.

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 450х450 м. Плотность сетки скважин составит 20,25 га/скв,

Данный вариант предусматривает ввод из консервации скважины №48 в 2027 году, а также бурение четырех проектных добывающих скважин (D-9, D-10, D-11, D-12), по одной скважине в год, начиная с 2028 года.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержания пластового давления, путем закачки воды в нагнетательные скважины, с выводом из консервации скважины №48 в 2027 году и бурением 5 добывающих эксплуатационных скважин (D-11, D-12, D-13, D-14 и D-15), начиная с 2028 года, по одной скважине в год. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД). В 2032 году запланирован перевод скважины 48 под ППД и в 2033 году запланирован перевод скважины D-11 под ППД.

Для увеличения и поддержания полки добычи запланированы 3 дострела интервалов, по одной скважине в год (2028, 2030 и 2032 года), три скважино операции по СКО, по одной скважине в год (2030,2032 и 2034 года) и три перестрела интервалов перфорации, по одной скважине в год (2032, 2036 и 2040 год).

Для **IV объекта**, рассмотрены 3 варианта разработки, различающиеся плотностями сеток скважин, с учетом фактических данных. Данный объект запланирован к разработке с 2028 года.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, с выводом скважины №11 из консервации, одновременно работающей с I объектом разработки (технология ОРЗ).

Вариант 2. В качестве второго (рекомендуемого) варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 450х450 м, плотность сетки скважин составит 20,25 га/скв. Данный вариант предусматривает бурение трех добывающих скважин (D-13, D-14 и D-15), начало бурения с 2028 года, по одной скважине в год.

Вариант 3. Данный вариант предусматривает бурение трех добывающих скважин (D-16, D-17 и D-18), начало бурения с 2028 года, по одной скважине в год. Также, в 2033 году запланирован ввод скважины 11 в эксплуатацию, путем перевода данной скважины с I объекта разработки). Также запланирован перевод скважины D-16 в 2034 году под ППД.

Для увеличения и поддержания полки добычи запланированы два дострела интервалов, по одной скважине в год (2028 и 2032 года), два скважино операции по СКО, по одной скважине в год (2029 и 2033 года) и два перестрела интервалов перфорации, по одной скважине в год (2032, 2034 года);

Для **V объекта**, рассмотрены 3 варианта разработки, которые различаются плотностями сеток скважин, а также системой разработки.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме,

Данный вариант предусматривает ввод из консервации двух скважин №5 и №34, в 2027 году. Общее количество скважин составит две добывающие скважины.

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, предусматривающий дальнейшее разбуривание по равномерной квадратной сетке с расстоянием между скважинами 450х450 м. Плотность сетки скважин составит 20,25 га/скв.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации двух скважин №5 и №34 в 2027 году, а также бурение 6 проектных добывающих скважин, по две скважины в год (D-16 и D-17, D-18 и D-19, D-20 и D-21), начиная с 2028 года.

Вариант 3. В данном рекомендуемом 3 варианте запланирована эксплуатация объекта, начиная с 2031 года. С учетом величины геологических запасов, данный объект является наиболее крупным, геологические запасы составляют порядка 50 % от всех промышленных запасов месторождения. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержание пластового давления, путем закачки воды в нагнетательные скважины, с выводом из консервации скважин №5 и №34 в 2031 году, и последующим бурением 8 добывающих эксплуатационных скважин(D-19 и D-20, D-21 и D-22, D-23 и D-24, D-25 и D-26), начиная с 2032 года, по две скважины в год. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД). Запланирован перевод скважины №34 под закачку в 2035 году и скважины №D-19 в 2036 году.

Также, для увеличения и поддержания полки добычи запланированы пять дострелов интервалов, по одной скважине в год (2032, 2034,2036,2038 и 2041 года), пять скважино операции по СКО, по одной скважине в год (2033, 2035, 2037, 2039 и 2042 года) и семь перестрелов интервалов перфорации, по одной скважине в год (2033, 2034, 2036, 2038, 2040, 2042 и 2044год);

Для **VI объекта (Северо-Западный участок),** рассмотрено также три варианта разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти, где пробурена единственная скважина №14.

Вариант 1. Данный вариант предусматривает ввод из консервации скважину №14 в 2027 году, разработка запланирована на естественном режиме.

Вариант 2. Данный вариант аналогичен варианту 1, предусматривает ввод из консервации скважину №14 в 2027 году, разработка запланирована на естественном режиме.

Вариант 3. Данный вариант аналогичен варианту 1 и 2, предусматривает ввод из консервации скважину №14 в 2027 году, разработка запланирована на естественном режиме. Также, для извлечения максимально возможного объема нефти, в данной скважине в 2028 году запланирован дострел интервалов. В 2032 на данную скважину запланирован ГТМ по перестрелу интервалов. Для поддержания полки добычи запланированы один дострел интервалов, в 2028 году, и один перестрел интервалов перфорации, в 2032 году;

Для **VII объекта (Северо-Западный участок)**, рассмотрены 3 варианта разработки, различающиеся плотностями сеток скважин.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме,

Данный вариант предусматривает ввод из консервации одну скважину №18 в 2027 году. Общее количество скважин, составит одну единицу,

Вариант 2. В качестве второго варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме, ввод из консервации скважины №18 в 2027 году и предусматривающий бурение дополнительной добывающей скважины D-22 в 2030 году.

Вариант 3. Аналогичен второму варианту, рассмотрен вариант на естественном режиме, ввод из консервации скважины №18 в 2027 году и предусматривающий бурение дополнительной добывающей скважины D-27 в 2030 году.

Различием является запланированный ГТМ, с целью интенсификации притоков, а именно дострелов в 2029 (скв.№18) и 2033 годах (скв. D-27), а также перестрелов интервалов перфорации в 2031 году (Скв.№18) и в 2036 годах (скв.№D-28).

Во всех расчетных вариантах разработки дебиты нефти приняты с учетом данных по испытанию скважин, а также подтверждены расчетами по формуле Дарси (таблица 1.5.1-1).

$$q_o = \frac{Kh\left(\overline{P}_r - P_{wf}\right)}{18.41\mu_0 B_0\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S\right]}$$

Таблица 1.5.1-1-Расчетные дебиты нефти по объектам

Месторождение	***Дощан***						
Параметры	**I объект**	**II объект**	**III объект**	**IV объект**	**V объект**	**VI объект**	**VII объект**
q=	8,5	8	8,5	6	10	4,5	5,8
K	64	29	18	47,5	21,7	126,6	20,6
h	2,8	5,1	8,7	2,8	4,9	1,2	9,5
Рпл	14	11,99	11,99	12,8	23,01	13	13
Рз	8	5,99	5,99	6,8	17,01	7	7
m	0,779	0,677	0,677	0,883	0,258	1,361	1,361
B	1,3097	1,32	1,32	1,214	1,996	1,2	1,2
re	300	300	300	300	300	300	300
rскв	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168
S	0	0	0	0	0	0	0

В рекомендуемом третьем варианте разработки объекты на месторождении были посчитаны с учетом прироста дебита нефти и жидкости за счет запланированных ГТМ (дострел, перестрел, соляно-кислотная обработка скважин), с коэффицентом 1,2-1,3, с учетом опыта проведения ГТМ на близлежащих месторождениях.

В таблице 1.5.1-2 приведен график ввода проектных скважин из бурения, ввод скважин из перфорации, а также даты перевода под ППД и на другие объекты.

Обоснование забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин произведено с учетом геолого-физических особенностей месторождения, а также результатов закачки и испытаний на приемистость,

Чем больше разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, тем выше дебит на проектную скважину, Поэтому забойное давление нагнетательных скважин должно быть насколько это технически возможно высоким, близким к давлению гидроразрыва ($Р_з = 0,9*Р_з^{грп}$),

Давление гидроразрыва пласта определено расчетным путем по формуле:

$Р_{грп} = Р_г – Р_{пл} + G_р$,

где: $Р_{грп}$ - забойное давление разрыва пласта, $Р_г = H*\rho_п/\gamma$ -горное давление; $G_р$ - прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия (обычно $G_р$ = 1,5-3,0 МПа); H -глубина залегания пласта; $\rho_п$ - средняя плотность вышележащих горных пород, равная 2,2-2,6 т/м^3, в среднем 2,4 т/м^3; γ - ускорение свободного падения.

Таблица 1.5.1-2 -Движение фонда скважин по вариантам разработки

Месторождение	***Дощан***						
	1 вар						
Объекты	**I**	**II**	**III**	**IV**	**V**	**VI**	**VII**

Год	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение
2027	1-№11		1-№3		1-№48		1-№11		2-№5 и 34		1-№14		1-№18	
	2 вар													
Объекты	**I**		**II**		**III**		**IV**		**V**		**VI**		**VII**	
Год	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение
2027	1-№11		1-№3		1-№48		1-№11		2-№5 и 34		1-№14		1-№18	
2028		1-D1		1-D5		1-D9		1-D13		2-D16 и D17				
2029		1-D2		1-D6		1-D10		1-D14		2-D18 и D19				
2030		1-D3		1-D7		1-D11		1-D15		2-D20 и D21				1-D22
2031		1-D4		1-D8		1-D12								
	3вар													
Объекты	**I**		**II**		**III**		**IV**		**V**		**VI**		**VII**	
Год	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение	перевод с объекта I	бурение	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение	вывод из конс	бурение
2027	1-№11		1-№3		1-№48*						1-№14		1-№18	
2028		1-D1*		1-D6*				1-D16*						
2029		1-D2		1-D7		1-D11*		1-D17						
2030		1-D3		1-D8		1-D12		1-D18						1-D27
2031		1-D4		1-D9		1-D13			2-№5 и 34*					
2032		1-D5		1-D10		1-D14				2-D19* и D20				
2033						1-D15	1-№11			2-D21 и D22				
2034										2-D23 и D24				
2035										2-D25 и D26				

1.5.2. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты

В качестве рабочего агента для поддержания пластового давления продуктивных горизонтов (объектов разработки) в варианте 3, в рамках настоящего проектного документа рассмотрена попутно-добываемая вода.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются: сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин; предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями; предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин; предупреждение жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

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

- Водородный показатель (pH) должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.
- Содержание гидрокарбонат-иона. Не более 5 мг/моль*л.
- Содержание кальций-иона. Не нормируется.
- Содержание хлор-иона. Не нормируется.
- Содержание сульфат-иона. Не нормируется.
- Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.
- Показатель стабильности воды. Должна быть стабильной.

- Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.
- Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.
- Емкостная характеристика. Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0,3 % в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.
- Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионно активной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.
- Содержание растворенного кислорода. Не более 0,02-0,05 мг/л. В некоторых случаях 1 мг/л.
- Содержание двуокиси углерода. Ограничивается в соответствии с требованием к коррозионной активности воды.
- Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.
- Содержание механических примесей. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105 ºС и в пробе после прокаливания при 600 ºС должно быть одинаковым.
- Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.
- Присутствие сульфатвосстанавливающих бактерий. Должны отсутствовать. Показатель не нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.

Содержание иона-железа. Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать

1.5.3. Технологические показатели вариантов разработки

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

В работе рассмотрены три варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих скважин, объемами добычи нефти, газа и закачки воды.

1 вариант. Разработка месторождения предусмотрена существующим фондом добывающих скважина, без поддержания пластового давления. Планируется ввод из бездействия 8 скважин.

2 вариант. Предусмотрено бурение 22 добывающих скважин, ввод из бездействия 7 скважин.

3 вариант В отличие от 2 варианта планируется бурение 27 добывающих скважин, ввод из бездействия 7 скважин и перевод под нагнетание 7 скважин.

Таблица 1.5.3-1. Характеристика основного фонда скважин по месторождению Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод под нагнет.	Перевод на другой объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа,млн.м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2027	0	0	0	**5**	0	0	0	0	0	5	5	0	0	7,22	7,8	737,2	0,0
2028	**3**	3	0	**0**	0	0	0	0	0	8	8	0	0	7,96	8,8	803,9	0,0
2029	**4**	4	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	0	0	8,99	10,0	941,0	0,0
2030	**5**	5	0	**0**	0	0	0	0	0	17	17	0	0	9,53	10,9	1003,0	0,0
2031	**3**	3	0	**2**	0	0	0	0	0	22	22	0	0	9,34	10,9	984,8	0,0
2032	**5**	5	0	**0**	3	0	3	0	0	24	24	3	3	10,06	11,8	1044,1	13,0
2033	**3**	3	0	**0**	1	1	1	0	0	26	26	4	4	10,13	12,1	1035,4	7,5
2034	**2**	2	0	**0**	1	0	0	0	0	27	27	5	5	10,70	13,1	1079,6	8,0
2035	**2**	2	0	**0**	1	0	1	0	0	28	28	6	6	11,30	14,1	1129,2	12,6
2036	0	0	0	**0**	1	0	1	0	0	27	27	7	7	10,79	13,9	1083,2	11,2
2037	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	27	27	7	7	10,41	13,7	1044,7	11,8
2038	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	27	27	7	7	10,05	13,5	1008,9	12,4
2039	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	27	27	7	7	9,75	13,2	978,3	12,5
2040	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	27	27	7	7	9,32	12,9	936,3	13,5
2041	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	9,39	13,2	944,3	13,8
2042	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	9,12	13,0	916,6	14,1
2043	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	8,73	12,7	876,2	14,2
2044	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	8,41	12,6	844,2	14,6
2045	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	8,04	12,3	806,9	15,1
2046	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	7,64	12,1	767,0	15,4
2047	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	7,30	11,9	732,7	16,0
2048	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	6,78	11,6	680,6	16,6
2049	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	6,40	11,3	643,1	16,7
2050	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	24	24	7	7	6,36	11,6	639,9	17,9
2051	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	24	24	7	7	5,87	11,3	589,8	18,7
2052	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	24	24	7	7	5,36	11,1	538,1	19,5
2053	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	24	24	7	7	4,92	10,8	493,0	20,1
2054	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	24	24	7	7	4,53	10,6	452,8	20,5
2055	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	24	24	7	7	4,23	10,3	421,8	20,8
2056	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	21	21	6	6	4,34	10,9	431,9	21,2
2057	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	21	21	6	6	3,95	10,6	391,3	21,5
2058	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	21	21	6	6	3,59	10,3	354,7	21,9
2059	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	17	17	5	5	4,02	11,1	395,4	21,2
2060	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	4	4	5,05	13,7	495,6	26,0
2061	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	4	4	4,63	13,4	454,3	26,3
2062	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	4	4	3,97	13,1	389,4	27,2
2063	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	4	4	3,34	12,8	328,5	27,7
2064	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	4	4	2,96	12,5	290,5	28,2
2065	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	4	4	2,55	12,2	249,7	28,7
2066	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	4	4	2,04	11,9	200,1	29,0

Таблица 1.5.3-2. Характеристика основных показателей разработки по месторождению Дощан. Вариант 3.

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Добыча газа,млн.м3		Закачка воды, тыс.$м^3$		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущ-				всего	мех.способом	всего	мех.способом		Годовая	накопл	годовая	накопленная	

			щих														
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**
2027	6,5	0,3	0,3	15,9	0,7	0,003	7,0	7,0	18,6	18,6	7,1	0,7	6,2	0,0	0,0	0,0
2028	18,2	0,8	0,9	34,1	1,6	0,006	20,1	20,1	38,7	38,7	9,5	1,8	8,1	0,0	0,0	0,0
2029	31,5	1,5	1,5	65,6	3,1	0,012	35,0	35,0	73,7	73,7	10,0	3,3	11,4	0,0	0,0	0,0
2030	48,3	2,3	2,3	114,0	5,3	0,022	55,5	55,5	129,1	129,1	12,9	5,1	16,5	0,0	0,0	0,0
2031	63,5	3,0	3,1	177,5	8,3	0,034	74,0	74,0	203,2	203,2	14,2	6,7	23,2	0,0	0,0	0,0
2032	78,9	3,7	4,0	256,4	12,0	0,049	93,0	93,0	296,1	296,1	15,1	8,2	31,4	13,5	13,5	14,5
2033	88,2	4,1	4,7	344,6	16,1	0,065	105,7	105,7	401,8	401,8	16,6	9,0	40,4	13,0	26,5	12,3
2034	96,7	4,5	5,4	441,3	20,6	0,084	118,5	118,5	520,3	520,3	18,4	9,8	50,1	13,8	40,3	11,7
2035	109,9	5,1	6,5	551,2	25,7	0,104	137,6	137,6	658,0	658,0	20,1	11,0	61,1	26,2	66,5	19,0
2036	101,0	4,7	6,4	652,3	30,5	0,123	129,9	129,9	787,9	787,9	22,2	10,1	71,2	27,1	93,6	20,9
2037	97,5	4,6	6,5	749,7	35,0	0,142	127,9	127,9	915,8	915,8	23,8	9,8	81,0	28,5	122,2	22,3
2038	94,1	4,4	6,8	843,8	39,4	0,160	126,1	126,1	1041,8	1041,8	25,4	9,4	90,5	30,0	152,2	23,8
2039	91,3	4,3	7,0	935,1	43,7	0,177	124,0	124,0	1165,8	1165,8	26,4	9,2	99,6	30,4	182,6	24,5
2040	87,2	4,1	7,2	1022,3	47,7	0,194	120,8	120,8	1286,6	1286,6	27,8	8,8	108,4	32,7	215,3	27,1
2041	84,7	4,0	7,6	1107,0	51,7	0,210	118,9	118,9	1405,5	1405,5	28,8	8,5	116,9	33,4	248,7	28,1
2042	82,2	3,8	7,9	1189,2	55,5	0,225	117,6	117,6	1523,1	1523,1	30,1	8,3	125,2	34,1	282,8	29,0
2043	78,7	3,7	8,3	1267,8	59,2	0,240	114,7	114,7	1637,8	1637,8	31,4	7,9	133,1	34,4	317,2	30,0
2044	75,8	3,5	8,7	1343,7	62,7	0,254	113,3	113,3	1751,1	1751,1	33,1	7,6	140,7	35,5	352,7	31,3
2045	72,5	3,4	9,1	1416,2	66,1	0,268	111,3	111,3	1862,4	1862,4	34,9	7,3	148,0	36,6	389,3	32,9
2046	68,9	3,2	9,5	1485,1	69,3	0,281	109,2	109,2	1971,6	1971,6	36,9	6,9	154,9	37,5	426,8	34,3
2047	65,8	3,1	10,0	1550,9	72,4	0,294	107,3	107,3	2078,9	2078,9	38,6	6,6	161,5	38,8	465,6	36,1
2048	61,1	2,9	10,3	1612,0	75,3	0,305	104,8	104,8	2183,7	2183,7	41,6	6,1	167,6	40,4	506,0	38,6
2049	57,7	2,7	10,9	1669,7	78,0	0,316	102,0	102,0	2285,7	2285,7	43,4	5,8	173,4	40,5	546,5	39,7
2050	52,9	2,5	11,2	1722,7	80,4	0,326	96,6	96,6	2382,2	2382,2	45,2	5,3	178,7	43,4	589,9	44,9
2051	48,8	2,3	11,6	1771,5	82,7	0,335	94,4	94,4	2476,6	2476,6	48,3	4,9	183,6	45,3	635,2	48,0
2052	44,6	2,1	12,0	1816,1	84,8	0,344	92,3	92,3	2568,9	2568,9	51,7	4,5	188,1	47,3	682,5	51,2
2053	40,9	1,9	12,6	1857,0	86,7	0,351	90,2	90,2	2659,1	2659,1	54,6	4,1	192,2	48,7	731,2	54,0
2054	37,7	1,8	13,2	1894,7	88,5	0,359	88,0	88,0	2747,1	2747,1	57,2	3,8	196,0	49,7	780,9	56,4
2055	35,2	1,6	14,2	1929,9	90,1	0,365	85,9	85,9	2833,1	2833,1	59,0	3,5	199,5	50,6	831,5	58,9
2056	31,6	1,5	14,9	1961,5	91,6	0,371	79,2	79,2	2912,3	2912,3	60,1	3,1	202,6	51,6	883,1	65,1
2057	28,8	1,3	15,9	1990,2	92,9	0,377	77,2	77,2	2989,5	2989,5	62,8	2,8	205,5	52,2	935,3	67,5
2058	26,1	1,2	17,2	2016,3	94,1	0,382	75,3	75,3	3064,8	3064,8	65,3	2,6	208,1	53,2	988,4	70,6
2059	23,7	1,1	18,8	2040,0	95,2	0,386	65,2	65,2	3130,0	3130,0	63,7	2,3	210,4	44,1	1032,5	67,7
2060	21,0	1,0	20,6	2061,0	96,2	0,390	56,8	56,8	3186,8	3186,8	63,1	2,1	212,5	36,1	1068,6	63,5
2061	19,3	0,9	23,8	2080,3	97,1	0,394	55,6	55,6	3242,4	3242,4	65,4	1,9	214,4	36,5	1105,1	65,6
2062	16,5	0,8	26,7	2096,8	97,9	0,397	54,5	54,5	3296,9	3296,9	69,7	1,6	216,0	37,7	1142,8	69,3
2063	13,9	0,6	30,7	2110,7	98,5	0,400	53,3	53,3	3350,2	3350,2	73,9	1,4	217,3	38,4	1181,2	72,0
2064	12,3	0,6	39,3	2123,0	99,1	0,402	52,1	52,1	3402,2	3402,2	76,4	1,2	218,6	39,1	1220,3	75,2
2065	10,6	0,5	55,7	2133,6	99,6	0,404	50,9	50,9	3453,1	3453,1	79,2	1,0	219,6	39,8	1260,1	78,2
2066	8,5	0,4	100,9	2142	100,0	0,405	49,7	49,7	3502,8	3502,8	82,9	0,8	220,4	40,2	1300,3	80,8

Таблица 1.5.3-3. Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту месторождения Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	**Ввод скважин из бурения, ед.**			**Вывод из бд**	**Перевод под нагнет.**	**Перевод на другой объект**	**Выбытие скважин, ед.**			**Фонд добывающих скважин, ед.**		**Фонд нагнетательных скважин, ед.**		**Среднегодовой дебит на 1 скважину**			**Среднего-довая приемис-тость, м³/сут**
	всего	**добыва-ющих**	**нагнета-тельных**	**добыв.**	**добыв.**	**добыв.**	**под нагнет**	**добыв.под ликвид**	**нагнета-тельных**	**эксплуа-тацион-ный**	**действу-ющий**	**эксплуа-тацион-ный**	**действу-ющий**	**нефти, т/сут**	**жидкости, т/сут**	**газа,м3/сут**	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**
2027	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	8,60	9,1	1022,5	0,0
2028	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	9,80	10,5	1165,2	0,0
2029	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	10,60	11,4	1260,3	0,0
2030	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0	11,20	12,6	1331,7	0,0
2031	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	0	11,01	12,6	1309,1	0,0
2032	**1**	**1**	0	0	1	0	1	0	0	5	5	1	1	10,43	12,4	1240,1	10,7

2033	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4	4	1	1	10,06	12,3	1196,1	10,4
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	9,64	12,1	1146,2	11,7
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	9,26	11,9	1101,0	12,3
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	8,97	11,7	1066,5	12,6
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	8,49	11,5	1009,5	13,9
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	8,16	11,1	970,2	13,9
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	7,63	10,9	907,2	15,3
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	7,21	10,6	857,3	16,1
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	7,00	10,4	832,8	15,9
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	6,87	10,1	816,5	15,3
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	6,33	9,9	752,3	16,7
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	6,06	9,6	720,5	16,7
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	5,41	9,4	643,2	18,6
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	5,06	9,1	601,6	19,1
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	4,63	8,9	550,5	19,9
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	4,10	8,6	487,5	21,2
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	3,86	8,4	459,0	21,1
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	3,14	8,1	373,3	23,3
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	2,68	7,9	318,7	24,3
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	2,16	7,6	256,8	25,5
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	1,85	7,4	220,0	25,2
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	1,36	7,1	161,7	25,9
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	1,20	6,9	142,7	26,8
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	0,91	6,6	108,2	27,4
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	0,49	6,4	58,3	27,7
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1	0,32	6,1	38,2	27,1

Таблица 1.5.3-4. Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту месторождения Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека-емых запасов нефти, %	Коэффи-циент извлече-ния нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-нен-ность, %	Добыча газа,млн.м3		Закачка воды, тыс.м^3		Компен-сация отборов жидкости закачкой, %
		началь-ных	теку-щих				всего	мех.спо-собом	всего	мех.спо-собом		годовая	накопл	годовая	накоп-ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	1,548	0,6	0,6	1,9	0,8	0,003	1,632	1,6	2,3	2,3	5,1	0,184	0,199	0,0	0,0	0,0
2028	5,187	2,1	2,1	7,1	2,9	0,012	5,569	5,6	7,9	7,9	6,9	0,617	0,816	0,0	0,0	0,0
2029	9,286	3,7	3,9	16,4	6,6	0,028	9,996	10,0	17,9	17,9	7,1	1,104	1,920	0,0	0,0	0,0
2030	13,695	5,5	5,9	30,1	12,1	0,052	15,457	15,5	33,4	33,4	11,4	1,628	3,548	0,0	0,0	0,0
2031	17,280	7,0	7,9	47,4	19,1	0,081	19,812	19,8	53,2	53,2	12,8	2,055	5,603	0,0	0,0	0,0
2032	16,370	6,6	8,2	63,7	25,7	0,110	19,539	19,5	72,7	72,7	16,2	1,946	7,549	3,7	3,7	19,0
2033	13,953	5,6	7,6	77,7	31,3	0,133	17,030	17,0	89,7	89,7	18,1	1,659	9,208	3,6	7,3	21,1
2034	13,371	5,4	7,9	91,1	36,7	0,156	16,833	16,8	106,6	106,6	20,6	1,590	10,798	4,1	11,4	24,1
2035	12,844	5,2	8,2	103,9	41,9	0,179	16,502	16,5	123,1	123,1	22,2	1,527	12,325	4,3	15,6	25,9
2036	12,441	5,0	8,6	116,3	46,9	0,200	16,163	16,2	139,2	139,2	23,0	1,479	13,804	4,4	20,0	26,9
2037	11,776	4,7	8,9	128,1	51,7	0,220	15,896	15,9	155,1	155,1	25,9	1,400	15,204	4,8	24,8	30,3
2038	11,318	4,6	9,4	139,4	56,2	0,240	15,423	15,4	170,6	170,6	26,6	1,346	16,550	4,8	29,6	31,1
2039	10,583	4,3	9,7	150,0	60,5	0,258	15,120	15,1	185,7	185,7	30,0	1,258	17,808	5,3	34,9	35,1
2040	10,000	4,0	10,2	160,0	64,5	0,275	14,770	14,8	200,4	200,4	32,3	1,189	18,997	5,6	40,5	37,8
2041	9,715	3,9	11,0	169,7	68,4	0,292	14,419	14,4	214,9	214,9	32,6	1,155	20,153	5,5	46,0	38,2
2042	9,525	3,8	12,2	179,3	72,3	0,308	14,069	14,1	228,9	228,9	32,3	1,132	21,285	5,3	51,3	37,8
2043	8,775	3,5	12,8	188,0	75,8	0,323	13,718	13,7	242,6	242,6	36,0	1,043	22,328	5,8	57,1	42,2
2044	8,405	3,4	14,0	196,4	79,2	0,338	13,368	13,4	256,0	256,0	37,1	0,999	23,328	5,8	62,9	43,4
2045	7,504	3,0	14,6	203,9	82,2	0,350	13,018	13,0	269,0	269,0	42,4	0,892	24,220	6,5	69,4	49,6
2046	7,018	2,8	15,9	211,0	85,1	0,362	12,667	12,7	281,7	281,7	44,6	0,834	25,054	6,6	76,0	52,2
2047	6,422	2,6	17,3	217,4	87,7	0,374	12,317	12,3	294,0	294,0	47,9	0,764	25,818	6,9	82,9	56,0

2048	5,687	2,3	18,6	223,1	89,9	0,383	11,966	12,0	306,0	306,0	52,5	0,676	26,494	7,3	90,2	61,4
2049	5,354	2,2	21,5	228,4	92,1	0,392	11,616	11,6	317,6	317,6	53,9	0,637	27,131	7,3	97,5	63,1
2050	4,355	1,8	22,2	232,8	93,9	0,400	11,266	11,3	328,9	328,9	61,3	0,518	27,649	8,1	105,6	71,8
2051	3,717	1,5	24,4	236,5	95,4	0,406	10,915	10,9	339,8	339,8	65,9	0,442	28,090	8,4	114,1	77,2
2052	2,996	1,2	26,0	239,5	96,6	0,411	10,565	10,6	350,3	350,3	71,6	0,356	28,447	8,9	122,9	83,8
2053	2,566	1,0	30,2	242,1	97,6	0,416	10,214	10,2	360,6	360,6	74,9	0,305	28,752	8,7	131,6	85,4
2054	1,886	0,8	31,7	243,9	98,4	0,419	9,864	9,9	370,4	370,4	80,9	0,224	28,976	9,0	140,6	91,2
2055	1,664	0,7	41,0	245,6	99,0	0,422	9,514	9,5	379,9	379,9	82,5	0,198	29,174	9,3	149,9	97,6
2056	1,262	0,5	52,8	246,9	99,5	0,424	9,163	9,2	389,1	389,1	86,2	0,150	29,324	9,5	159,4	103,6
2057	0,680	0,3	60,1	247,5	99,8	0,425	8,813	8,8	397,9	397,9	92,3	0,081	29,405	9,6	169,0	109,1
2058	0,445	0,2	98,8	248,0	100,0	0,426	8,462	8,5	406,4	406,4	94,7	0,053	29,458	9,4	178,4	110,8

Таблица 1.5.3-5 -Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту месторождения Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод под нагнет.	Перевод на другой объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа,м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2027	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	8,00	8,4	888,0	0,0
2028	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	9,71	10,7	1077,8	0,0
2029	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	10,02	11,1	1112,2	0,0
2030	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0	10,56	11,9	1172,2	0,0
2031	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	0	10,10	11,9	1121,1	0,0
2032	**1**	**1**	0	0	1	0	1	0	0	5	5	1	1	9,92	11,7	1101,1	9,6
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	9,02	10,7	1001,2	4,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	8,68	10,3	963,5	4,8
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	8,24	10,1	914,9	5,5
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	7,96	9,9	883,6	5,7
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	7,40	9,7	821,7	6,8
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	7,00	9,4	777,2	7,1
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	6,77	9,2	751,4	7,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	6,21	8,8	689,8	7,5
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	6,03	8,6	669,3	7,6
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	5,74	8,4	636,7	7,8
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	5,28	8,1	586,1	8,4
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,86	7,9	539,5	8,9
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,57	7,6	507,4	9,0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,22	7,4	468,1	9,3
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,86	7,1	428,9	9,6
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,51	6,9	389,7	9,9
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,16	6,6	350,4	10,2
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	2,80	6,4	311,2	10,5
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	2,45	6,1	272,0	10,8
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	2,10	5,9	232,7	11,1
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	1,74	5,6	193,5	11,4
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	1,39	5,4	154,2	11,7
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	1,04	5,1	115,0	12,0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	0,68	4,9	75,8	12,3
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	0,36	4,6	40,0	12,6
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	0,22	4,4	24,9	12,9
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	0,16	4,1	18,0	12,4

Таблица 1.5.3-6 -Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту месторождения Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека-емых запасов нефти, %	Коэффи-циент извлече-ния нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-нен-ность, %	Добыча газа,млн.м3		Закачка воды, тыс.м^3		Компен-сация отборов жидкости закачкой, %
		началь-ных	теку-щих				всего	мех.спо-собом	всего	мех.спо-собом		Годовая	накопл	годовая	накоп-ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	1,440	0,5	**0,6**	6,6	2,5	0,010	1,504	1,5	7,0	7,0	4,2	0,160	1,135	0,0	0,0	0,0
2028	5,139	1,9	**2,0**	11,7	4,4	0,018	5,639	5,6	12,6	12,6	8,9	0,570	1,705	0,0	0,0	0,0
2029	8,778	3,3	**3,5**	20,5	7,7	0,032	9,698	9,7	22,3	22,3	9,5	0,974	2,680	0,0	0,0	0,0
2030	12,912	4,9	**5,3**	33,4	12,6	0,052	14,596	14,6	36,9	36,9	11,5	1,433	4,113	0,0	0,0	0,0
2031	15,852	6,0	**6,8**	49,3	18,6	0,077	18,639	18,6	55,6	55,6	15,0	1,760	5,872	0,0	0,0	0,0
2032	15,569	5,9	**7,2**	64,8	24,5	0,102	18,423	18,4	74,0	74,0	15,5	1,728	7,601	3,3	3,3	15,5
2033	15,638	5,9	**7,8**	80,5	30,4	0,126	18,523	18,5	92,5	92,5	15,6	1,736	9,336	3,4	6,7	15,6
2034	15,049	5,7	**8,2**	95,5	36,0	0,150	17,904	17,9	110,4	110,4	15,9	1,670	11,007	3,3	10,1	15,9
2035	14,290	5,4	**8,4**	109,8	41,4	0,172	17,563	17,6	128,0	128,0	18,6	1,586	12,593	3,8	13,9	18,6
2036	13,801	5,2	**8,9**	123,6	46,6	0,194	17,204	17,2	145,2	145,2	19,8	1,532	14,125	4,0	17,9	19,8
2037	12,835	4,8	**9,1**	136,4	51,5	0,214	16,856	16,9	162,0	162,0	23,9	1,425	15,550	4,7	22,6	23,9
2038	12,140	4,6	**9,4**	148,6	56,1	0,233	16,356	16,4	178,4	178,4	25,8	1,348	16,897	4,9	27,5	25,8
2039	11,736	4,4	**10,1**	160,3	60,5	0,251	15,906	15,9	194,3	194,3	26,2	1,303	18,200	4,9	32,4	26,2
2040	10,774	4,1	**10,3**	171,1	64,6	0,268	15,239	15,2	209,5	209,5	29,3	1,196	19,396	5,2	37,6	29,3
2041	10,455	3,9	**11,1**	181,5	68,5	0,285	14,982	15,0	224,5	224,5	30,2	1,160	20,556	5,3	42,9	30,2
2042	9,945	3,8	**11,9**	191,5	72,3	0,300	14,548	14,5	239,1	239,1	31,6	1,104	21,660	5,4	48,3	31,6
2043	9,154	3,5	**12,5**	200,6	75,7	0,314	14,113	14,1	253,2	253,2	35,1	1,016	22,676	5,8	54,1	35,1
2044	8,426	3,2	**13,1**	209,1	78,9	0,328	13,679	13,7	266,9	266,9	38,4	0,935	23,611	6,1	60,2	38,4
2045	7,925	3,0	**14,2**	217,0	81,9	0,340	13,245	13,2	280,1	280,1	40,2	0,880	24,491	6,2	66,5	40,2
2046	7,312	2,8	**15,2**	224,3	84,6	0,352	12,811	12,8	292,9	292,9	42,9	0,812	25,303	6,4	72,9	42,9
2047	6,699	2,5	**16,5**	231,0	87,2	0,362	12,377	12,4	305,3	305,3	45,9	0,744	26,046	6,6	79,5	45,9
2048	6,086	2,3	**17,9**	237,1	89,5	0,372	11,943	11,9	317,2	317,2	49,0	0,676	26,722	6,9	86,4	49,0
2049	5,473	2,1	**19,6**	242,6	91,5	0,380	11,509	11,5	328,8	328,8	52,4	0,608	27,329	7,1	93,5	52,4
2050	4,861	1,8	**21,7**	247,4	93,4	0,388	11,074	11,1	339,8	339,8	56,1	0,540	27,869	7,3	100,7	56,1
2051	4,248	1,6	**24,2**	251,7	95,0	0,394	10,640	10,6	350,5	350,5	60,1	0,471	28,340	7,5	108,2	60,1
2052	3,635	1,4	**27,3**	255,3	96,3	0,400	10,206	10,2	360,7	360,7	64,4	0,403	28,744	7,7	115,9	64,4
2053	3,022	1,1	**31,2**	258,3	97,5	0,405	9,772	9,8	370,4	370,4	69,1	0,335	29,079	7,9	123,8	69,1
2054	2,409	0,9	**36,1**	260,7	98,4	0,409	9,338	9,3	379,8	379,8	74,2	0,267	29,347	8,1	131,9	74,2
2055	1,796	0,7	**42,1**	262,5	99,1	0,411	8,904	8,9	388,7	388,7	79,8	0,199	29,546	8,3	140,2	79,8
2056	1,183	0,4	**48,0**	263,7	99,5	0,413	8,470	8,5	397,2	397,2	86,0	0,131	29,677	8,5	148,7	86,0
2057	0,624	0,2	**48,6**	264,3	99,8	0,414	8,036	8,0	405,2	405,2	92,2	0,069	29,747	8,7	157,5	92,9
2058	0,389	0,1	**58,9**	264,7	99,9	0,415	7,601	7,6	412,8	412,8	94,9	0,043	29,790	8,9	166,4	100,6
2059	0,281	0,1	**103,7**	265,01	100,0	0,415	7,167	7,2	420,0	420,0	96,1	0,031	29,821	8,6	175,0	102,6

Таблица 1.5.3-7-Характеристика основного фонда скважин по III эксплуатационному объекту месторождения Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод под нагнет.	Перевод на другой объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднего-довая приемис-тость, м^3/сут
	всего	добыва-ющих	нагнета-тельных	добыв.	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнета-тельных	эксплуа-тацион-ный	действу-ющий	эксплуа-тацион-ный	действу-ющий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа,м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2027	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	8,30	8,9	921,3	0,0
2028	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	7,95	8,8	882,5	0,0
2029	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	10,80	12,5	1198,8	0,0
2030	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	11,60	13,7	1287,6	0,0
2031	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0	11,96	14,2	1327,6	0,0

2032	**1**	**1**	0	0	1	0	1	0	0	4	4	1	1	11,62	14,1	1289,8	18,5
2033	**1**	**1**	0	0	1	0	1	0	0	4	4	2	2	11,31	13,9	1255,4	8,7
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	11,19	14,9	1242,0	9,3
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	11,04	14,7	1225,4	9,3
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	10,87	14,7	1206,6	9,9
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	10,75	14,7	1193,3	10,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	10,63	14,6	1179,9	10,4
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	10,35	14,5	1148,9	10,4
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	10,12	14,5	1123,3	11,6
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	9,86	14,4	1094,5	12,3
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	9,42	14,3	1045,6	12,6
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	9,04	14,3	1003,4	12,8
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	8,79	14,2	975,7	12,9
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	8,57	14,2	951,3	13,1
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	8,12	14,1	901,3	13,4
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	7,88	14,0	874,7	14,1
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	7,54	14,0	836,9	14,2
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	7,28	13,9	808,1	14,3
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	7,03	13,8	780,3	15,0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	6,84	13,8	759,2	15,2
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	6,65	13,7	738,2	15,4
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	6,21	13,6	689,3	16,3
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	5,95	13,6	660,5	16,5
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	5,71	13,5	633,8	16,6
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	5,47	13,5	607,2	17,1
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	5,16	13,4	572,8	17,4
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	4,86	13,3	539,5	17,9
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	4,39	13,3	487,2	18,2
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	3,88	13,2	430,6	18,7
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	3,54	13,1	393,1	18,8
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	3,01	13,1	334,3	19,4
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	2,71	13,0	300,8	19,9
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	2,24	13,0	248,6	20,5
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	1,86	12,9	211,3	20,9
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	1,43	12,8	161,3	20,9

Таблица 1.5.3-8-Характеристика основных показателей разработки по III эксплуатационному объекту месторождения Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека-емых запасов нефти, %	Коэффи-циент извлече-ния нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-нен-ность, %	Добыча газа,млн.м3		Закачка воды, тыс.м^3		Компен-сация отборов жидкости закачкой, %
		началь-ных	теку-щих				всего	мех.спо-собом	всего	мех.спо-собом		Годовая	накопл	годовая	накоп-ленная	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**
2027	1,494	0,4	**0,4**	2,9	0,7	0,003	1,6	1,602	3,602	3,602	6,7	0,166	2,414	0,0	0,0	0,0
2028	2,757	0,7	**0,7**	5,6	1,4	0,006	3,1	3,050	6,652	6,652	9,6	0,306	2,720	0,0	0,0	0,0
2029	5,716	1,5	**1,5**	11,3	2,9	0,012	6,6	6,590	13,242	13,242	13,3	0,634	3,354	0,0	0,0	0,0
2030	10,162	2,6	**2,7**	21,5	5,5	0,022	12,0	12,020	25,262	25,262	15,5	1,128	4,482	0,0	0,0	0,0
2031	14,624	3,8	**4,0**	36,1	9,3	0,038	17,4	17,360	42,622	42,622	15,8	1,623	6,106	0,0	0,0	0,0
2032	18,238	4,7	**5,2**	54,4	14,0	0,057	22,1	22,060	64,682	64,682	17,3	2,024	8,130	6,4	6,4	24,9
2033	17,751	4,6	**5,3**	72,1	18,5	0,075	21,9	21,863	86,545	86,545	18,8	1,970	10,100	6,0	12,4	23,5
2034	15,519	4,0	**4,9**	87,6	22,5	0,091	20,6	20,630	107,175	107,175	24,8	1,723	11,823	6,5	18,9	26,7
2035	15,312	3,9	**5,1**	102,9	26,5	0,107	20,5	20,454	127,629	127,629	25,1	1,700	13,523	6,5	25,3	27,0
2036	15,077	3,9	**5,3**	118,0	30,3	0,123	20,4	20,389	148,018	148,018	26,1	1,674	15,196	6,9	32,2	28,8
2037	14,910	3,8	**5,5**	132,9	34,2	0,138	20,4	20,360	168,378	168,378	26,8	1,655	16,851	6,9	39,1	29,1
2038	14,744	3,8	**5,8**	147,7	38,0	0,154	20,2	20,240	188,618	188,618	27,2	1,637	18,488	7,2	46,3	30,4
2039	14,355	3,7	**5,9**	162,0	41,7	0,169	20,2	20,152	208,770	208,770	28,8	1,593	20,081	7,2	53,5	30,6
2040	14,036	3,6	**6,2**	176,1	45,3	0,183	20,1	20,065	228,834	228,834	30,0	1,558	21,639	8,0	61,6	34,2

2041	13,676	3,5	**6,4**	189,7	48,8	0,197	20,0	19,977	248,811	248,811	31,5	1,518	23,157	8,6	70,1	36,6
2042	13,066	3,4	**6,6**	202,8	52,1	0,211	19,9	19,890	268,701	268,701	34,3	1,450	24,607	8,8	78,9	37,7
2043	12,538	3,2	**6,7**	215,3	55,4	0,224	19,8	19,802	288,503	288,503	36,7	1,392	25,999	8,9	87,8	38,3
2044	12,192	3,1	**7,0**	227,5	58,5	0,237	19,7	19,715	308,217	308,217	38,2	1,353	27,353	8,9	96,7	38,7
2045	11,887	3,1	**7,4**	239,4	61,5	0,249	19,6	19,627	327,844	327,844	39,4	1,319	28,672	9,1	105,8	39,6
2046	11,262	2,9	**7,5**	250,7	64,4	0,261	19,5	19,540	347,384	347,384	42,4	1,250	29,922	9,3	115,1	40,6
2047	10,930	2,8	**7,9**	261,6	67,3	0,272	19,5	19,452	366,836	366,836	43,8	1,213	31,135	9,8	124,9	43,0
2048	10,458	2,7	**8,2**	272,1	69,9	0,283	19,4	19,365	386,200	386,200	46,0	1,161	32,296	9,9	134,7	43,6
2049	10,097	2,6	**8,6**	282,2	72,5	0,294	19,3	19,277	405,477	405,477	47,6	1,121	33,417	10,0	144,7	44,1
2050	9,751	2,5	**9,1**	291,9	75,0	0,304	19,2	19,190	424,667	424,667	49,2	1,082	34,499	10,4	155,1	46,3
2051	9,487	2,4	**9,8**	301,4	77,5	0,314	19,1	19,102	443,769	443,769	50,3	1,053	35,552	10,6	165,6	47,3
2052	9,224	2,4	**10,5**	310,6	79,9	0,323	19,0	19,015	462,783	462,783	51,5	1,024	36,576	10,7	176,3	48,0
2053	8,613	2,2	**11,0**	319,2	82,1	0,332	18,9	18,927	481,710	481,710	54,5	0,956	37,532	11,3	187,6	51,0
2054	8,253	2,1	**11,8**	327,5	84,2	0,341	18,8	18,840	500,550	500,550	56,2	0,916	38,448	11,5	199,0	52,0
2055	7,920	2,0	**12,9**	335,4	86,2	0,349	18,8	18,752	519,302	519,302	57,8	0,879	39,327	11,5	210,6	52,6
2056	7,587	2,0	**14,2**	343,0	88,2	0,357	18,7	18,665	537,966	537,966	59,4	0,842	40,169	11,9	222,5	54,4
2057	7,157	1,8	**15,6**	350,2	90,0	0,364	18,6	18,577	556,543	556,543	61,5	0,794	40,964	12,1	234,6	55,7
2058	6,741	1,7	**17,4**	356,9	91,7	0,371	18,5	18,490	575,033	575,033	63,5	0,748	41,712	12,4	247,0	57,4
2059	6,088	1,6	**19,0**	363,0	93,3	0,378	18,4	18,402	593,435	593,435	66,9	0,676	42,388	12,6	259,6	58,7
2060	5,380	1,4	**20,7**	368,4	94,7	0,383	18,3	18,315	611,749	611,749	70,6	0,597	42,985	13,0	272,6	60,5
2061	4,911	1,3	**23,8**	373,3	96,0	0,388	18,2	18,227	629,976	629,976	73,1	0,545	43,530	13,0	285,6	61,1
2062	4,178	1,1	**26,6**	377,5	97,0	0,393	18,1	18,140	648,116	648,116	77,0	0,464	43,994	13,5	299,1	63,6
2063	3,759	1,0	**32,6**	381,2	98,0	0,397	18,1	18,052	666,168	666,168	79,2	0,417	44,411	13,8	312,9	65,2
2064	3,107	0,8	**39,9**	384,3	98,8	0,400	18,0	17,965	684,132	684,132	82,7	0,345	44,756	14,2	327,1	67,5
2065	2,640	0,7	**56,5**	387,0	99,5	0,403	17,9	17,877	702,009	702,009	85,2	0,293	45,049	14,5	341,6	69,2
2066	2,015	0,5	**99,0**	389,0	100,0	0,405	17,8	17,790	719,799	719,799	88,7	0,224	45,273	14,5	356,1	69,6

Таблица 1.5.3-9-Характеристика основного фонда скважин по IV эксплуатационному объекту месторождения Дощан. Вариант 3

	Ввод скважин из бурения, ед.			**Вывод из бд**	**Перевод под нагнет.**	**Перевод на другой объект**	**Выбытие скважин, ед.**			**Фонд добывающих скважин, ед.**		**Фонд нагнетательных скважин, ед.**		**Среднегодовой дебит на 1 скважину**			**Среднего-довая приемис-тость, м³/сут**
	всего	**добыва-ющих**	**нагнета-тельных**	**добыв.**	**добыв.**	**добыв.**	**под нагнет**	**добыв.под ликвид**	**нагнета-тельных**	**эксплуа-тацион-ный**	**действу-ющий**	**эксплуа-тацион-ный**	**действу-ющий**	**нефти, т/сут**	**жидкости, т/сут**	**газа,м3/сут**	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	0,0
2028	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	7,62	8,0	715	0,0
2029	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	7,82	8,5	734	0,0
2030	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	7,54	8,3	707	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	7,13	8,0	669	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	6,51	7,7	611	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0	6,04	7,3	567	0,0
2034	0	0	0	0	1	0	0	0	0	3	3	1	1	5,83	7,6	547	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	5,64	7,4	529	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	5,32	7,4	499	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	5,09	7,3	477	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	4,75	7,1	446	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	4,65	7,0	436	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	4,36	6,8	409	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	4,06	6,7	381	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	3,91	6,5	367	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	3,70	6,3	347	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	3,43	6,2	322	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	3,25	6,0	305	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	2,98	5,9	280	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	2,75	5,7	257	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	2,38	5,6	223	0,0

2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	2,06	5,4	193	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	1,82	5,3	171	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	1,56	5,1	146	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	1,24	5,0	116	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	1,04	4,8	98	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	0,91	4,7	85	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	0,71	4,5	67	0,0

Таблица 1.5.3-10-Характеристика основных показателей разработки по IV эксплуатационному объекту месторождения Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека-емых запасов нефти, %	Коэффи-циент извлече-ния нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-нен-ность, %	Добыча газа,млн.м3		Закачка воды, тыс.м^3		Компен-сация отборов жидкости закачкой, %
		началь-ных	теку-щих				всего	мех.спо-собом	всего	мех.спо-собом		Годовая	накопл	годовая	накоп-ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	0,000	0,0	**0,0**	0,0	0,0	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0
2028	1,391	1,3	**1,3**	1,4	1,3	0,005	1,458	1,5	1,5	1,5	4,6	0,130	0,130	0,0	0,0	0,0
2029	4,139	3,8	**3,9**	5,5	5,1	0,021	4,508	4,5	6,0	6,0	8,2	0,388	0,519	0,0	0,0	0,0
2030	6,605	6,1	**6,4**	12,1	11,2	0,046	7,307	7,3	13,3	13,3	9,6	0,620	1,138	0,0	0,0	0,0
2031	7,417	6,9	**7,7**	19,6	18,1	0,075	8,369	8,4	21,6	21,6	11,4	0,696	1,834	0,0	0,0	0,0
2032	6,772	6,3	**7,7**	26,3	24,4	0,100	8,007	8,0	29,6	29,6	15,4	0,635	2,469	0,0	0,0	0,0
2033	7,385	6,8	**9,0**	33,7	31,2	0,129	8,963	9,0	38,6	38,6	17,6	0,693	3,162	0,0	0,0	0,0
2034	6,065	5,6	**8,2**	39,8	36,8	0,152	7,869	7,9	46,5	46,5	22,9	0,569	3,731	0,0	0,0	0,0
2035	5,868	5,4	**8,6**	45,6	42,3	0,174	7,654	7,7	54,1	54,1	23,3	0,550	4,281	0,0	0,0	0,0
2036	5,534	5,1	**8,9**	51,2	47,4	0,195	7,702	7,7	61,8	61,8	28,1	0,519	4,800	0,0	0,0	0,0
2037	5,295	4,9	**9,3**	56,5	52,3	0,216	7,545	7,5	69,4	69,4	29,8	0,497	5,297	0,0	0,0	0,0
2038	4,941	4,6	**9,6**	61,4	56,9	0,234	7,388	7,4	76,8	76,8	33,1	0,463	5,760	0,0	0,0	0,0
2039	4,837	4,5	**10,4**	66,2	61,3	0,253	7,232	7,2	84,0	84,0	33,1	0,454	6,214	0,0	0,0	0,0
2040	4,535	4,2	**10,9**	70,8	65,5	0,270	7,075	7,1	91,1	91,1	35,9	0,425	6,640	0,0	0,0	0,0
2041	4,223	3,9	**11,3**	75,0	69,5	0,286	6,918	6,9	98,0	98,0	39,0	0,396	7,036	0,0	0,0	0,0
2042	4,067	3,8	**12,3**	79,1	73,2	0,302	6,761	6,8	104,8	104,8	39,8	0,382	7,417	0,0	0,0	0,0
2043	3,846	3,6	**13,3**	82,9	76,8	0,316	6,604	6,6	111,4	111,4	41,8	0,361	7,778	0,0	0,0	0,0
2044	3,568	3,3	**14,2**	86,5	80,1	0,330	6,448	6,4	117,8	117,8	44,7	0,335	8,113	0,0	0,0	0,0
2045	3,381	3,1	**15,7**	89,9	83,2	0,343	6,291	6,3	124,1	124,1	46,3	0,317	8,430	0,0	0,0	0,0
2046	3,103	2,9	**17,1**	93,0	86,1	0,355	6,134	6,1	130,2	130,2	49,4	0,291	8,721	0,0	0,0	0,0
2047	2,856	2,6	**19,0**	95,8	88,7	0,366	5,977	6,0	136,2	136,2	52,2	0,268	8,989	0,0	0,0	0,0
2048	2,476	2,3	**20,3**	98,3	91,0	0,375	5,820	5,8	142,0	142,0	57,5	0,232	9,221	0,0	0,0	0,0
2049	2,143	2,0	**22,1**	100,4	93,0	0,383	5,664	5,7	147,7	147,7	62,2	0,201	9,422	0,0	0,0	0,0
2050	1,893	1,8	**25,1**	102,3	94,8	0,391	5,507	5,5	153,2	153,2	65,6	0,178	9,600	0,0	0,0	0,0
2051	1,623	1,5	**28,7**	104,0	96,3	0,397	5,350	5,4	158,6	158,6	69,7	0,152	9,752	0,0	0,0	0,0
2052	1,290	1,2	**32,0**	105,3	97,5	0,402	5,193	5,2	163,7	163,7	75,2	0,121	9,873	0,0	0,0	0,0
2053	1,082	1,0	**39,4**	106,3	98,5	0,406	5,036	5,0	168,8	168,8	78,5	0,101	9,974	0,0	0,0	0,0
2054	0,947	0,9	**56,9**	107,3	99,3	0,409	4,880	4,9	173,7	173,7	80,6	0,089	10,063	0,0	0,0	0,0
2055	0,739	0,7	**102,9**	108,0	100,0	0,412	4,723	4,7	178,4	178,4	84,4	0,069	10,132	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.3-11 -Характеристика основного фонда скважин по V эксплуатационному объекту месторождения Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод под нагнет.	**Перевод на другой объект**	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднего-довая приемис-тость, м^3/сут
	всего	добыва-ющих	нагнета-тельных	добыв.	добыв.	**добыв.**	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнета-тельных	эксплуа-тацион-ный	действу-ющий	эксплуа-тацион-ный	действу-ющий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа,м3/сут	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**
2031	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2	2	0	0	7,5	7,8	703,5	0,0
2032	**2**	**2**	0	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0	15,8	17,0	1482,0	0,0
2033	**2**	**2**	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	16,3	18,6	1528,9	0,0
2034	**2**	**2**	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	17,2	19,9	1613,4	0,0
2035	**2**	**2**	0	0	1	0	1	0	0	9	9	1	1	18,3	22,0	1716,5	33,5
2036	0	0	0	0	1	0	1	0	0	8	8	2	2	18,1	22,4	1700,6	17,2
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	17,7	22,0	1659,3	17,4
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	17,2	21,8	1610,5	18,9
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	16,9	21,5	1581,5	18,7
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	16,3	21,3	1530,8	20,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	15,9	21,0	1494,2	20,3
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	15,6	20,9	1467,0	21,1
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	15,3	20,2	1431,4	20,1
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	14,9	20,1	1400,4	21,0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	14,5	19,8	1362,0	21,4
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	14,1	19,5	1318,8	21,9
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	13,7	19,2	1284,1	22,3
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	12,9	18,7	1207,2	23,5
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	12,3	18,1	1155,6	23,3
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	11,6	17,9	1084,3	25,4
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	10,7	17,5	1005,5	27,2
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	9,9	17,1	927,7	29,0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	9,2	16,7	866,7	30,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	8,7	16,3	818,9	30,4
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	8,3	15,9	780,4	30,9
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	7,8	15,5	728,8	31,3
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	7,3	15,1	686,6	31,3
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	6,7	14,7	626,6	32,3
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	6,2	14,3	585,3	33,0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	5,6	13,9	528,1	33,3
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	5,2	13,5	484,9	33,8
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	4,4	13,1	417,0	34,9
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	3,7	12,7	342,4	35,4
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	3,3	12,3	311,4	36,0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	2,9	11,9	268,9	36,5
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	2	2	2,3	11,5	219,5	37,0

Таблица 1.5.3-12-Характеристика основных показателей разработки по V эксплуатационному объекту месторождения Дощан . Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека-емых запасов нефти, %	Коэффи-циент извлече-ния нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-нен-ность, %	Добыча газа,млн.м3		Закачка воды, тыс.м^3		Компен-сация отборов жидкости закачкой, %
		началь-ных	теку-щих				всего	мех.спо-собом	всего	мех.спо-собом		Годовая	накопл	годовая	накоп-ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2031	2,7	0,3	0,3	4,77	0,4	0,002	2,8	2,8	5,1	5,1	3,7	0,253	2,35	0,0	0	0,0
2032	16,7	1,6	1,6	21,5	2,0	0,008	18,0	18,0	23,1	23,1	7,2	1,569	3,918	0,0	0	0,0
2033	28,6	2,7	2,7	50,1	4,7	0,019	32,6	32,6	55,7	55,7	12,3	2,679	6,597	0,0	0	0,0
2034	42,1	4,0	4,2	92,1	8,7	0,035	48,6	48,6	104,3	104,3	13,5	3,945	10,542	0,0	0	0,0
2035	57,4	5,4	5,9	149,6	14,1	0,057	69,0	69,0	173,3	173,3	16,7	5,388	15,930	11,6	11,6	14,4
2036	50,3	4,7	5,5	199,9	18,8	0,077	62,1	62,1	235,4	235,4	19,0	4,717	20,648	11,9	23,6	16,4
2037	49,1	4,6	5,7	248,9	23,4	0,095	61,0	61,0	296,4	296,4	19,6	4,603	25,251	12,1	35,6	16,9
2038	47,6	4,5	5,9	296,6	27,9	0,114	60,6	60,6	357,0	357,0	21,4	4,468	29,718	13,1	48,7	18,5
2039	46,8	4,4	6,1	343,3	32,3	0,131	59,6	59,6	416,6	416,6	21,6	4,387	34,105	13,0	61,7	18,6
2040	45,3	4,3	6,3	388,6	36,6	0,149	59,0	59,0	475,6	475,6	23,3	4,246	38,352	13,9	75,6	20,1
2041	44,2	4,2	6,6	432,8	40,7	0,166	58,1	58,1	533,8	533,8	24,0	4,145	42,497	14,1	89,7	20,7
2042	43,4	4,1	6,9	476,2	44,8	0,182	57,9	57,9	591,7	591,7	25,1	4,070	46,566	14,7	104,3	21,6
2043	42,3	4,0	7,2	518,5	48,8	0,199	56,1	56,1	647,8	647,8	24,6	3,971	50,537	13,9	118,2	21,2
2044	41,4	3,9	7,6	559,9	52,7	0,214	55,9	55,9	703,6	703,6	25,9	3,885	54,422	14,6	132,8	22,3
2045	40,3	3,8	8,0	600,2	56,5	0,230	55,0	55,0	758,6	758,6	26,8	3,778	58,200	14,9	147,7	23,1
2046	39,0	3,7	8,4	639,2	60,1	0,245	54,0	54,0	812,7	812,7	27,8	3,658	61,859	15,2	162,9	24,0
2047	38,0	3,6	9,0	677,2	63,7	0,259	53,3	53,3	865,9	865,9	28,7	3,562	65,421	15,4	178,3	24,8
2048	35,7	3,4	9,3	712,9	67,1	0,273	51,9	51,9	917,8	917,8	31,2	3,349	68,769	16,3	194,6	26,9
2049	34,2	3,2	9,8	747,1	70,3	0,286	50,2	50,2	968,0	968,0	31,9	3,206	71,975	16,2	210,8	27,6
2050	32,1	3,0	10,1	779,1	73,3	0,298	49,5	49,5	1017,5	1017,5	35,2	3,008	74,983	17,6	228,5	30,4
2051	29,7	2,8	10,5	808,9	76,1	0,310	48,4	48,4	1065,9	1065,9	38,6	2,789	77,772	18,9	247,3	33,3
2052	27,4	2,6	10,8	836,3	78,7	0,320	47,3	47,3	1113,3	1113,3	42,0	2,573	80,346	20,1	267,4	36,3
2053	25,6	2,4	11,3	861,9	81,1	0,330	46,2	46,2	1159,5	1159,5	44,5	2,404	82,750	20,8	288,2	38,5
2054	24,2	2,3	12,0	886,1	83,4	0,339	45,1	45,1	1204,6	1204,6	46,3	2,272	85,022	21,1	309,3	40,0
2055	23,1	2,2	13,0	909,2	85,5	0,348	44,0	44,0	1248,6	1248,6	47,6	2,165	87,186	21,5	330,8	41,7
2056	21,6	2,0	14,0	930,8	87,6	0,356	42,9	42,9	1291,5	1291,5	49,8	2,022	89,208	21,7	352,5	43,2
2057	20,3	1,9	15,4	951,1	89,5	0,364	41,8	41,8	1333,3	1333,3	51,4	1,905	91,113	21,7	374,2	44,4
2058	18,5	1,7	16,6	969,6	91,2	0,371	40,7	40,7	1374,1	1374,1	54,5	1,738	92,851	22,4	396,6	47,0
2059	17,3	1,6	18,5	986,9	92,8	0,378	39,6	39,6	1413,7	1413,7	56,3	1,624	94,475	22,9	419,5	49,3
2060	15,6	1,5	20,5	1002,5	94,3	0,384	38,5	38,5	1452,2	1452,2	59,5	1,465	95,940	23,1	442,6	51,3
2061	14,3	1,3	23,7	1016,9	95,7	0,389	37,4	37,4	1489,6	1489,6	61,7	1,345	97,285	23,4	466,0	53,6
2062	12,3	1,2	26,7	1029,2	96,8	0,394	36,3	36,3	1525,9	1525,9	66,0	1,157	98,442	24,2	490,3	57,0
2063	10,1	1,0	30,0	1039,3	97,8	0,398	35,2	35,2	1561,1	1561,1	71,2	0,950	99,391	24,6	514,8	59,7
2064	9,2	0,9	38,9	1048,5	98,6	0,401	34,1	34,1	1595,3	1595,3	73,0	0,864	100,255	25,0	539,8	62,5
2065	8,0	0,7	55,0	1056,5	99,4	0,404	33,0	33,0	1628,3	1628,3	75,9	0,746	101,001	25,3	565,1	65,5
2066	6,5	0,6	99,8	1063,0	100,0	0,407	31,9	31,9	1660,2	1660,2	79,7	0,609	101,610	25,7	590,8	68,8

Таблица 1.5.3-13. Характеристика основного фонда скважин по VI эксплуатационному объекту месторождения Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод под нагнет.	Перевод на другой объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа,м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2027	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	4,31	4,8	247,4	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	4,15	4,8	238,2	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	4,06	4,7	233,0	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	3,54	4,6	203,2	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	3,31	4,4	190,0	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2,65	4,3	152,1	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2,09	4,2	120,0	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,86	4,1	106,8	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,35	4,0	77,5	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,06	3,9	60,8	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,85	3,8	48,8	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,61	3,6	35,0	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,43	3,5	24,7	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,18	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.3-14. Характеристика основных показателей разработки по VI эксплуатационному объекту месторождения Дощан . Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Добыча газа,млн.м3		Закачка воды, тыс.$м^3$		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		Годовая	накопл	годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	0,776	7,8	**8,0**	1,0	10,4	0,032	0,869	0,9	1,6	1,6	10,7	0,045	0,287	0,0	0,0	0,0
2028	1,439	14,4	**16,1**	2,5	24,7	0,077	1,658	1,7	3,2	3,2	13,2	0,083	0,369	0,0	0,0	0,0
2029	1,408	14,1	**18,7**	3,9	38,8	0,121	1,614	1,6	4,8	4,8	12,8	0,081	0,450	0,0	0,0	0,0
2030	1,227	12,3	**20,1**	5,1	51,1	0,160	1,579	1,6	6,4	6,4	22,3	0,070	0,520	0,0	0,0	0,0
2031	1,148	11,5	**23,5**	6,3	62,6	0,196	1,538	1,5	8,0	8,0	25,4	0,066	0,586	0,0	0,0	0,0
2032	0,919	9,2	**24,6**	7,2	71,8	0,224	1,499	1,5	9,5	9,5	38,7	0,053	0,639	0,0	0,0	0,0
2033	0,725	7,2	**25,7**	7,9	79,0	0,247	1,459	1,5	10,9	10,9	50,3	0,042	0,681	0,0	0,0	0,0
2034	0,645	6,4	**30,7**	8,5	85,5	0,267	1,420	1,4	12,3	12,3	54,6	0,037	0,718	0,0	0,0	0,0
2035	0,468	4,7	**32,2**	9,0	90,1	0,282	1,380	1,4	13,7	13,7	66,1	0,027	0,745	0,0	0,0	0,0
2036	0,368	3,7	**37,3**	9,4	93,8	0,293	1,341	1,3	15,1	15,1	72,6	0,021	0,766	0,0	0,0	0,0
2037	0,295	2,9	**47,7**	9,7	96,8	0,302	1,301	1,3	16,4	16,4	77,3	0,017	0,783	0,0	0,0	0,0
2038	0,212	2,1	**65,4**	9,9	98,9	0,309	1,262	1,3	17,6	17,6	83,2	0,012	0,795	0,0	0,0	0,0
2039	0,149	1,5	**133,5**	10,0	100,4	0,314	1,222	1,2	18,8	18,8	87,8	0,009	0,803	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.3-17. Характеристика основного фонда скважин по VII эксплуатационному объекту месторождения Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод под нагнет.	Перевод на другой объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа,м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2027	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	6,89	7,7	395,5	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	6,51	7,8	373,7	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	6,32	7,5	362,8	0,0
2030	**1**	**1**	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	7,04	8,5	404,1	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	6,52	7,9	374,2	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	6,26	7,8	359,3	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	6,01	7,7	345,0	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	5,74	7,5	329,5	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	5,31	7,4	304,8	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	5,09	7,2	292,2	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	4,75	7,1	272,7	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	4,43	6,9	254,2	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	4,11	6,8	236,0	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	3,80	6,7	217,8	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	3,48	6,5	199,6	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	3,16	6,4	181,4	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,92	6,2	167,6	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,61	6,1	149,8	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,21	5,9	126,9	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	1,73	5,8	99,3	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	1,38	5,7	79,2	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	1,06	5,5	60,8	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,65	5,4	37,3	0,0

Таблица 1.5.3-18. Характеристика основных показателей разработки по VII эксплуатационному объекту месторождения Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Добыча газа,млн.м3		Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		Годовая	накопл	годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	1,240	2,1	**2,1**	1,5	2,5	0,008	1,385	1,385	1,8	1,8	10,5	0,071	0,071	0,0	0,0	0,0
2028	2,257	3,8	**3,9**	3,7	6,3	0,019	2,705	2,705	4,5	4,5	16,5	0,130	0,201	0,0	0,0	0,0
2029	2,191	3,7	**4,0**	5,9	10,0	0,030	2,604	2,604	7,1	7,1	15,8	0,126	0,327	0,0	0,0	0,0
2030	3,726	6,3	**7,0**	9,7	16,4	0,049	4,506	4,506	11,6	11,6	17,3	0,214	0,540	0,0	0,0	0,0
2031	4,522	7,7	**9,2**	14,2	24,0	0,072	5,506	5,506	17,1	17,1	17,9	0,260	0,800	0,0	0,0	0,0
2032	4,341	7,4	**9,7**	18,5	31,4	0,094	5,401	5,401	22,5	22,5	19,6	0,249	1,049	0,0	0,0	0,0
2033	4,168	7,1	**10,3**	22,7	38,5	0,116	5,318	5,318	27,8	27,8	21,6	0,239	1,288	0,0	0,0	0,0
2034	3,981	6,7	**11,0**	26,7	45,2	0,136	5,204	5,204	33,0	33,0	23,5	0,228	1,517	0,0	0,0	0,0
2035	3,682	6,2	**11,4**	30,3	51,4	0,155	5,110	5,110	38,1	38,1	27,9	0,211	1,728	0,0	0,0	0,0
2036	3,530	6,0	**12,3**	33,9	57,4	0,173	5,011	5,011	43,2	43,2	29,6	0,203	1,931	0,0	0,0	0,0
2037	3,294	5,6	**13,1**	37,2	63,0	0,190	4,912	4,912	48,1	48,1	32,9	0,189	2,120	0,0	0,0	0,0
2038	3,072	5,2	**14,1**	40,2	68,2	0,205	4,813	4,813	52,9	52,9	36,2	0,176	2,296	0,0	0,0	0,0
2039	2,852	4,8	**15,2**	43,1	73,0	0,220	4,714	4,714	57,6	57,6	39,5	0,164	2,460	0,0	0,0	0,0

2040	2,632	4,5	**16,5**	45,7	77,5	0,233	4,615	4,615	62,2	62,2	43,0	0,151	2,611	0,0	0,0	0,0
2041	2,412	4,1	**18,2**	48,1	81,6	0,246	4,516	4,516	66,7	66,7	46,6	0,138	2,749	0,0	0,0	0,0
2042	2,192	3,7	**20,2**	50,3	85,3	0,257	4,418	4,418	71,1	71,1	50,4	0,126	2,875	0,0	0,0	0,0
2043	2,025	3,4	**23,4**	52,4	88,7	0,267	4,319	4,319	75,5	75,5	53,1	0,116	2,992	0,0	0,0	0,0
2044	1,810	3,1	**27,2**	54,2	91,8	0,276	4,220	4,220	79,7	79,7	57,1	0,104	3,095	0,0	0,0	0,0
2045	1,533	2,6	**31,7**	55,7	94,4	0,284	4,121	4,121	83,8	83,8	62,8	0,088	3,183	0,0	0,0	0,0
2046	1,200	2,0	**36,4**	56,9	96,4	0,290	4,022	4,022	87,8	87,8	70,2	0,069	3,252	0,0	0,0	0,0
2047	0,957	1,6	**45,6**	57,9	98,1	0,295	3,923	3,923	91,7	91,7	75,6	0,055	3,307	0,0	0,0	0,0
2048	0,735	1,2	**64,3**	58,6	99,3	0,299	3,824	3,824	95,6	95,6	80,8	0,042	3,349	0,0	0,0	0,0
2049	0,451	0,8	**110,4**	59,0	100,1	0,301	3,725	3,725	99,3	99,3	87,9	0,026	3,375	0,0	0,0	0,0

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

Сравнение технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождения Дощан производится по рентабельному периоду.

Вариант 1. Рентабельный период разработки составляет 11 лет. Данный вариант предусматривает разработку месторождения существующим фондом добывающих скважин, планируется ввод 7 скважин, находящихся в бездействии.

Капитальные вложения предусматриваются в размере 0,81 млрд тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 110,1 тыс. тонн, при этом утверждённый коэффициент извлечения нефти (КИН) не достигается и составляет 0,021 д. ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконтирования 10 %, 20%, сумма чистой прибыли, внутренняя норма рентабельности, а также доход государства имеют более низкие значения по сравнению с вариантами 2 и 3.

Вариант 2. Рентабельный период разработки составляет 18 лет. Данный вариант предусматривает бурение 22 добывающих скважин, ввод из бездействия 7 скважин.

Капитальные вложения предусматриваются в размере 6,9 млрд тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 648,4 тыс. тонн. Утверждённый коэффициент извлечения нефти не достигается и составляет 0,123 д. ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконтирования 10 %, 20%, сумма чистой прибыли, внутренняя норма рентабельности, а также доход государства имеют более низкие значения по сравнению с вариантом 3.

Вариант 3. Рентабельный период разработки составляет 40 лет. Данный вариант предусматривает бурение 27 добывающих скважин, ввод из бездействия 7 скважин и перевод под нагнетание 7 добывающих скважин.

Капитальные вложения предусматриваются в размере 9,41 млрд тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 2142,0 тыс. тонн. Утверждённый коэффициент извлечения нефти достигается и составляет 0,405 д. ед.

При реализации данного варианта накопленный поток денежной наличности при ставке дисконтирования 10 %, 20%, сумма чистой прибыли, внутренняя норма рентабельности, а также доход государства достигают максимальных значений. Кроме того, обеспечивается достижение утверждённого КИН.

На основании проведённого анализа технико-экономических показателей разработки месторождения Дощан к внедрению рекомендуется вариант 3, поскольку он характеризуется наиболее высокими технико-экономическими показателями и обеспечивает достижение утверждённого коэффициента извлечения нефти.

Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки месторождения приведено в таблице 1.5.4-1.

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2026-2047	2026-2037	2026-2051	2026-2044	2026-2066
2	Ввод добывающих скважин из бурения, шт	0	0	22	22	27
3	Ввод скважин из бездействия, шт	7	7	7	7	7
4	Перевод скважин под закачку, шт	0	0	0	0	7
5	Фонд добывающих скважин, шт	7	7	29	29	27
6	Фонд нагнетательных скважин, шт	0	0	0	0	7
7	Суммарная добыча нефти, тыс.т	114,1	100,6	674,2	639,0	2132,6
8	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	186,2	142,2	1189,9	1014,6	3491,2
9	Суммарная добыча газа, млн.м3	9,8	8,8	67,2	63,9	214,9
10	Суммарная закачка воды, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	1300,3
11	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т	123,5	110,1	683,6	648,4	2142,0
12	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,023	0,021	0,129	0,123	0,405
13	Доход от реализации товарной нефти, млрд. тенге	20,9	17,3	144,9	135,3	703,8
14	Эксплуатационные затраты, млрд. тенге	18,8	13,6	94,7	78,2	359,7
15	Общие затраты, млрд. тенге	23,6	17,6	127,9	108,4	521,0
16	Производственная себестоимость 1	139,0	118,4	124,3	109,3	153,7

	тонны нефти, тыс.тг/тн					
17	Капитальные вложения , млрд. тенге	0,86	0,81	7,05	6,88	9,41
18	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд. тенге	7,3	5,8	48,1	43,2	275,9
19	Налогооблагаемая прибыль, млрд. тенге		2,40		31,43	192,57
20	Корпоративный подоходный налог, млрд. тенге		0,48		6,29	38,51
21	Налог на сверхприбыль, млрд. тенге		0,00		0,34	4,51
22	Накопленная чистая прибыль, млрд. тенге		-0,78		16,85	139,78
23	Поток денежной наличности, млрд. тенге		1,11		17,92	140,13
24	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10%, млрд. тенге		0,62		7,73	31,55
25	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 20%, млрд. тенге		0,32		3,52	11,45
26	Внутренняя норма рентабельности IRR,%		15,90		23,70	48,80
27	Срок окупаемости проекта, лет		2,00		4,00	3,00

1.5.5. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

Технологические условия эксплуатации скважин

В целом по месторождению Дощан пробурено 19 скважин (№№1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 14, 18, 22, 23, 34, 48, 61). Из них с учетом возврата части территории, три поисковые скважины (№№1, 2 и 4) оказались пробуренными за пределами лицензионной территории.

Таким образом, по состоянию на 01.07.2026 г, на контрактной территории месторождения Дощан пробурены 13 скважин (№№3, 5, 7, 9, 11, 14, 16, 18, 22, 23, 34, 48, 61), Из них:

1 скважина (№№9) ликвидирована по геологическим причинам, как выполнившие свое назначение;

12 скважин (№№3, 5, 7, 11, 14, 16, 18, 22, 23, 34,48, 61), находятся в консервации.

Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин

Обобщая результаты проведенного анализа технологических условий эксплуатации скважин, можно сделать вывод, что дальнейшая разработка месторождения Арыскум будет основана на механизированном способе добычи. Для обеспечения проектных дебитов, рекомендуется продолжить применение существующих способов эксплуатации скважин на месторождении. Таким образом, эксплуатация скважин будет вестись двумя способами: фонтанным и механизированным способом с использованием СШНУ, ВШНУ и УЭЦН.

Основным осложняющим фактором при эксплуатации скважин на месторождении будет отложение АСПО, для ликвидации которых на месторождении должны регулярно проводиться парафиноочистки, парообработки и ОГН.

Скважины, эксплуатируемые СШНУ

Для обеспечения проектных дебитов жидкости до 50 м3/сут, учитывая условия и характеристику месторождения, а также опыт применения установок СШНУ на анлогичных месторождениях, рекомендуется рассмотреть применение наземного (станки- качалки ПШГН-8 и СКД-8 и установки Rotaflex 1100) и внутрискважинного оборудования, которые соответствуют условиям эксплуатации и позволяют при необходимости устанавливать минимальные и максимальные режимы откачки.

Оптимальная глубина спуска скважинных насосов вставного типа диаметром 32, 38, 43 мм и трубного исполнения диаметром 43, 56, 68 мм - 900 м для I объекта, и 900 - 1100 м для II, III объекта (для насосов диаметром 38, 43, 56 мм), с учетом максимально возможного погружения под динамический уровень для уменьшения влияния газа на подачу насоса. Для скважин II, III объектов, осложненных влиянием газа даже при спуске насосов на глубину 1100 м, рекомендуется прием глубинного насоса оборудовать газовым якорем, при отсутствии газового якоря спустить насос на глубину 20 м выше продуктивного горизонта, а под приемом насоса установить хвостовик длиной 20 м меньшего диаметра НКТ.

С учётом глубины спуска насосов и условий эксплуатации рекомендуются применять штанги марки 40У, видом термообработки – ТВЧ. Необходимая потребляемая мощность предполагает применение электродвигателей серии АОП-2 с номинальной мощностью 13 кВт, с частотой вращения вала от 968 до 1440 об/мин.

Режим откачки устанавливается исходя из значений ожидаемых дебитов, начиная с

минимальных значений S и n, увеличивая постепенно сначала число качаний, затем длину хода, добиваясь при постоянном контроле оптимального режима работы установки.

Скважины, эксплуатируемые ВШНУ

Винтовые насосы выпускаются многими фирмами и являются в последнее время прогрессивным способом для механизированной добычи нефти. Все ВШНУ имеют широкие диапазоны производительности от 15 до 900 м^3/сут при максимальном числе оборотов 500 об/мин и развиваемом напоре от 300 до 3000 метров.

Выбор модели винтового насоса основывается на условиях эксплуатации месторождения (кривизны скважин, наличия газа, мехпримесей, углекислого газа и др). Первоначально, выбранная модель винтового насоса должна обеспечивать расчётный дебит с использованием приводной системы, отвечающей необходимым требованиям по высоте подъёма жидкости, крутящему моменту, нагрузке и скорости. Регулировка скорости для вывода системы на заданный режим и достижения её стабильной работы должна проводиться по каждой скважине отдельно, с контролем параметров уровня жидкости, противодавления уровня потока и дебита.

Для обеспечения проектных дебитов, с учётом условий эксплуатации месторождения Дощан рекомендуется продолжить применения винтовых насосов KUDU и насосами ТОО Шенли-Нагорье, которые позволяют получать дебиты в широком интервале, при большом диапазоне развиваемого напора. Насосы KUDU и Шенли-Нагорье с диаметрами от 89 до 120 мм при скорости откачки 100 об/мин подают от 14 до 66 м3/сут жидкости при напоре от 600 до 2600 м. При необходимости он может обеспечивать меньшие или большие дебиты при скорости откачки меньше 100 или больше 200 об/мин, соответственно.

Скважины, эксплуатируемые УЭЦН

При выборе УЭЦН необходимо подобрать такие типоразмеры насоса, электродвигателя с гидрозащитой, кабеля, трансформатора, диаметра НКТ, а также глубину спуска насоса, сочетание которых обеспечивает освоение скважины и необходимую норму отбора (номинальный дебит) жидкости из нее в установившемся режиме работы системы скважина-установка при наименьших затратах.

На устье скважин устанавливается станция управления с частотным регулятором скорости вращения электродвигателя погружных насосных установок и трансформатор для преобразования напряжения. Для большего соответствия характеристик насоса фактическим скважинным условиям целесообразно в сочетании с установкой погружного электронасоса использовать контроллеры, позволяющие регулировать работу насоса с поверхности. Внутрискважинное оборудование состоит из электрического кабеля, центробежного насоса, газосепаратора, уплотнительной секции (гидрозащита) и электродвигателя. Оборудование спускается на НКТ с наружным диаметром 73 и 89 мм. Помимо этого в компоновке подземного оборудования необходимо использовать два клапана, которые устанавливаются выше насоса: нижний – обратный клапан для предупреждения заклинивания насоса за счет оседания мех.примесей при остановке насоса, верхний - циркуляционный клапан для предупреждения разлива добываемой жидкости при подъеме насоса из скважины. Применяемое на месторождении устьевое оборудование, электроцентробежные насосы, компоновка подземного оборудования, соответствуют условиям эксплуатации, и по добычным возможностям обеспечат проектные дебиты, и рекомендуются к дальнейшему применению.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования промысла на нефтегазовых месторождениях возможны такие виды осложнений, связанные с физико- химическими свойствами добываемой нефти, как:

- образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО);
- загрязнение призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин;
- гидратообразование;
- осложнения, связанные с водопроявлениями и газопроявлениями;

Возникновение осложнений приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

Парафиноотложения

Нефть месторождения Дощан легкая – плотность при температуре равна 0,787-0,814 г/см^3, малосернистая – серы 0,12-0,186% масс, малосмолистая, парафинистая-высокопарафинистая – парафинов 5,5-14,1% масс. Температура плавления парафина – 36-45°С.

Процесс добычи таких нефтей может сопровождаться выпадением твёрдых органических отложений, содержащих асфальтосмолопарафиновые вещества и механические примеси.

Образование АСПО приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным ремонтам скважин, а в итоге к ухудшению технико-экономических показателей нефтегазодобывающих предприятий. Для предотвращения этого необходимо проведение различного рода мероприятий по предупреждению и устранению последствий образования отложений. На месторождении Дощан рекомендуется применение очистки скважин и промыслового оборудования с использованием тепловых (горячая нефть и горячая вода) методов.

Рекомендуется рассмотреть график проведения тепловых обработок, тщательно контролируя производство работ и уделяя внимание совершенствованию технологии для увеличения длительности МРП. Существует множество различных, известных и активно применяемых в нефтедобывающей промышленности методов борьбы с АСПО. Но многообразие условий разработки месторождений и различие характеристик добываемой продукции часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий. При применении любого из методов необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации технологических рисков. Для выбора наиболее эффективных методов и экономически выгодных реагентов различного назначения, а также их необходимого количества необходимо проведение специальных комплексных лабораторных исследований.

1.5.6. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Действующая система внутрипромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции

С учетом условий разработки месторождения, прогнозируемой динамики добычи нефти и газа, способа эксплуатации и устьевых давлений добывающих скважин, состава и свойств нефти и газа, и охраны окружающей среды принимаются следующие требования:

герметизация сбора и транспорта нефти и газа;

обеспечение требуемого качества товарной продукции в соответствии с существующими стандартами;

рациональное укрупнение и централизация технологических объектов с использованием новой техники и блочных конструкции;

максимальное сокращение капитальных затрат и эксплуатационных расходов;

автоматизация и телемеханика основных технологических процессов;

охрана природы и недр, исключающая загрязнение окружающей среды;

оптимизация всех звеньев промыслового сбора и транспорта нефти и газа.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать следующим проектным технологическим показателям разработки, по нижеследующим параметрам на весь период разработки:

По нефти 109,9 тыс.т/год.

По жидкости 137,6 тыс.т/год.

По газу 10,98 млн. м^3/год.

Обустройство месторождение можно разделить на два пусковых комплекса. В начальные годы 2027-2030 г.г., по мере вывода скважин из консервации и бурения добывающих скважин, запланирована индивидуальны система сбора подготовки продукции.

В последующем, по мере увеличения ввода скважин из бурения, увеличение отборов УВС, Недропользователь запланировал обустройство УПН, для подготовки сырой нефти до товарного качества.

Обустройство месторождения в период 2027-2030 г.г.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать следующим проектным технологическим показателям разработки, по нижеследующим параметрам *в период 2027-2030 гг.*:

По нефти 48,33 тыс.т/год.

По воде 7,1 тыс.т/год.

По жидкости 55,46 тыс.т/год.

По газу 5,09 млн. м^3/год.

Максимальный фонд добывающих скважин составит 17 скважин в 2030 году. В период разработки предусматривается механизированная добыча. На устье скважин предусматриваются устьевые нагреватели УН-0,2М3. Нефтегазовая смесь по выкидным линиям направляется на Установку подготовки нефти. Учитывая 17 добывающих скважин, предусматривается 1 единица АГЗУ блочно-модульного исполнения типа «СПУТНИК».

АГЗУ позволяет направить одну из скважин на замерной сепаратор в составе АГЗУ для учета дебита замеряемой скважины. Замерной сепаратор АГЗУ сепарирует нефть и газ. Расходомеры по линии газа и нефти позволяют выполнить учет дебита скважины. С учетом лабораторных анализов по обводненности продукции скважин выполняется учет добычи нефти и пластовой воды. После замера нефть и газ направляются в общий поток.

Весь поток после АГЗУ по сборному коллектору направляется на УПН. На УПН поток направляется на рабочий сепаратор С-1 (нефтегазовый сепаратор объемом 6,3м3). Газ из С-1 направляется на ГС-1 (газовый вертикальный сепаратор объемом 1,6м3). Нефть из С-1 направляется на подогреватели УН-2.1 и УН-2.2 (один подогреватель на входе УПН и второй для циркуляции нефти с доведением до товарного качества). Далее нагретый поток нефти направляется на резервуары нефти Е-1/1 и Е-1/2 объемом 100м3 каждый. Нефть в этих емкостях отстаивается. Нефть из емкостей откачивается насосами Н-1/1 и Н-1/2 в наливной стояк для вывоза нефтевозами. Также периодический выполняется циркуляция нефти насосом Н-2/1 путем подачи нефти из резервуаров нефти в нагреватель нефти УН-2.2.

Вода с низу емкостей Е-1/1 и Е-1/2 сливается в дренажную емкость Д-1 объемом 25м3. После наполнения подземной емкости и достижения верхнего рабочего уровня выполняется откачка воды из емкости полупогружным насосом Н-5 в резервуары хранения воды Е-2/1 объемом 100м3. Предусмотрено отгрузка воды на наливной стояк для вывоза водовозами. Вода из резервуаров воды направляется на подпорные насосы Н-3/1 и Н-3/2. Вода под давлением направляется на блок фильтров воды. После этого воду можно направить на наливной стояк.

Газ из газового сепаратора ГС-1 направляется на газопотребляющее оборудования, дежурную горелку и факел.

Для всего нефтяного оборудования предусмотрены дренажные линии в подземную емкость Д-2 на случаи аварийных или плановых ремонтных работ для освобождения оборудования.

Система сбора продукции скважины включает основные компоненты:

Устьевой нагреватель (на скважинах) типа УН-0,2М3 – 17 ед.

АГЗУ на 14 входов - 1 ед.

Сепаратор нефтегазовый горизонтальный объемом 6,3м^3 – 1 ед;

Сепаратор газовый ГС объемом 1,6м3 – 1 ед;

Подогреватель нефти УН-0,2М3 – 2 ед;

Отстойник/резервуар нефти объемом 100м^3 – 2 ед;

Резервуары пластовой воды типа РГС объемом 100м^3 - 1 ед;

Емкость дренажная Д-1 объемом 25м3 с полупогружным насосом НВЕ-50/50 – 1 ед;

Емкость дренажная Д-2 объемом 12,5м3 с полупогружным насосом НВЕ-50/50– 1 ед;

Насос откачки нефти ЦНС38-44 – 3 ед;

Насос подпорный воды ЦНС13-70 – 2 ед;

Блок фильтров воды – 1 ед.

Стояк налива нефти – 1 ед;

Стояк налива пластовой воды -1 ед;

Факел – 1 ед.

Газопоршневая электростанция 350кВт*час – 2 ед.

Принятые типы и марки оборудования являются предварительными и предназначены для формирования технологической схемы и первоначальной экспликации. Окончательные характеристики оборудования устанавливаются после выполнения материально-теплового и гидравлического расчётов, определения расчётных давлений, уточнения физико-химических свойств УВС, подготовленной нефти, газа и пластовой воды, а также заполнения опросных листов заводов-изготовителей.

Принципиальная технологическая схема подготовки нефти в начальный период приведена на рисунке 4.

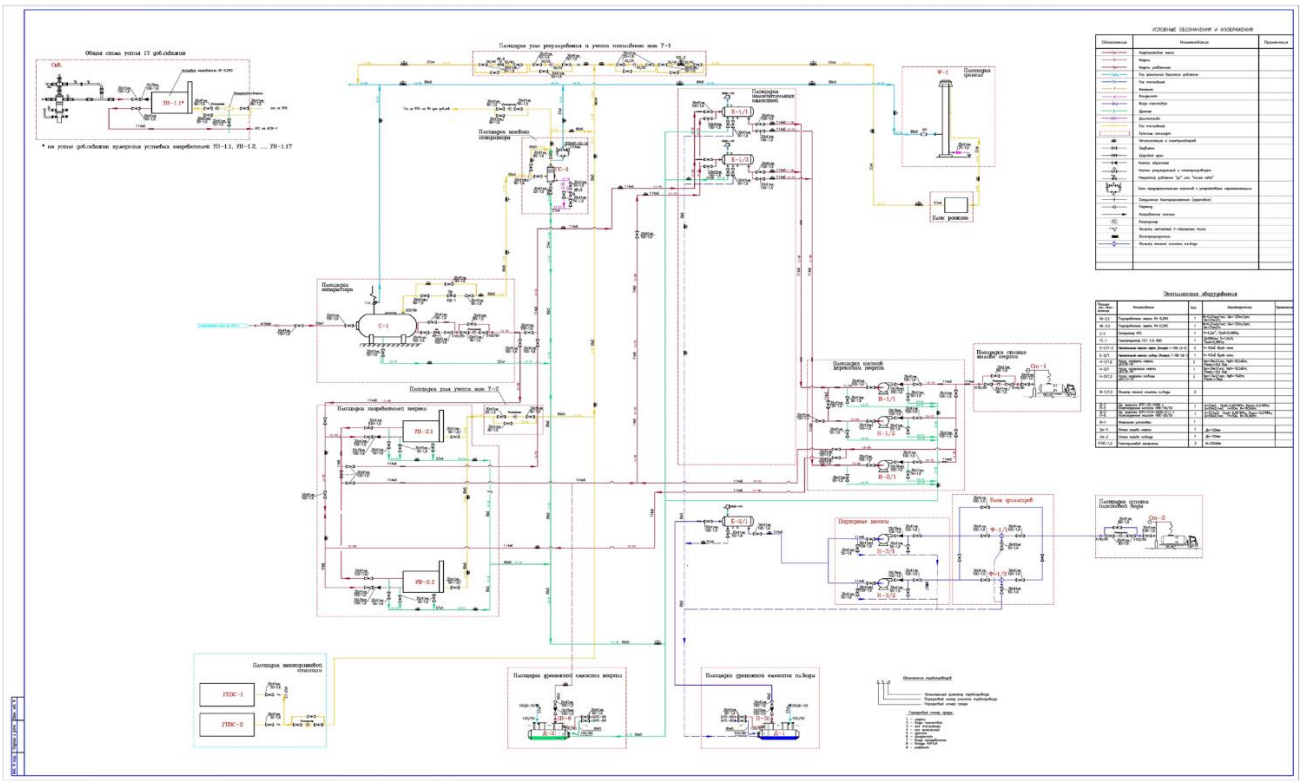


Рисунок 4-Схема обустройства месторождения на период 2027-2030 г.г.

Обустройство месторождения в период полномасштабной разработки

Максимальный фонд добывающих скважин составит 28 скважин в 2035 году. В период разработки предусматривается перевод добывающих скважин на механизированную добычу, а также перевод 7 добывающих скважин под нагнетание воды. Таким образом фонд нагнетательных скважин составляет 7 скважин. На устье скважин предусматриваются устьевые нагреватели УН-0,2М3. Нефтегазовая смесь по выкидным линиям направляется на Установку подготовки нефти. Учитывая количество скважин, а также их ввод в эксплуатацию, выбытие скважин и перевод под нагнетание необходимы 2 единицы АГЗУ блочно-модульного исполнения типа «СПУТНИК». Все выкидные линии подключаются на 2 ед. АГЗУ.

АГЗУ позволяет направить одну из скважин на замерной сепаратор в составе АГЗУ для учета дебита замеряемой скважины. Замерной сепаратор АГЗУ сепарирует нефть и газ. Расходомеры по линии газа и нефти позволяют выполнить учет дебита скважины. С учетом лабораторных анализов по обводненности продукции скважин выполняется учет добычи нефти и пластовой воды. После замера нефть и газ направляются в общий поток.

Весь поток после АГЗУ по сборному коллектору направляется на УПН. На УПН поток направляется на рабочий сепаратор С-1 (нефтегазовый сепаратор объемом 6,3м3). Газ из С-1 направляется на ГС-1 (газовый вертикальный сепаратор объемом 1,6м3). Нефть из С-1 направляется на подогреватели ПП-2.1 и ПП-2.2 (один подогреватель рабочий и второй в резерве). Далее нагретый поток нефти направляется на резервуары нефти Е-1/1, Е-1/2, Е-1/3, Е-1/4, Е-1/5, Е-1/6 объемом 100м3 каждый. Нефть в этих емкостях отстаивается. Нефть из емкостей откачивается насосами Н-1/1 и Н-1/2 в наливной стояк для вывоза нефтевозами. Также периодический выполняется циркуляция нефти насосом Н-2/1 путем подачи нефти из резервуаров нефти в нагреватель нефти ПП-2.3.

Вода с низу емкостей Е-1/1, Е-1/2, Е-1/3, Е-1/4, Е-1/5, Е-1/6 сливается в дренажную емкость Д-1 объемом 25м3. После наполнения подземной емкости и достижения верхнего рабочего уровня выполняется откачка воды из емкости полупогружным насосом Н-5 в резервуары хранения воды Е-2/1, Е-2/2 и Е-2/3 объемом 100м3 каждый. Пластовую воду можно подавать как последовательно в емкости воды или параллельно. Вода используется для закачки в пласт. Предусмотрена также возможность отгрузки воды на наливной стояк для вывоза водовозами. Вода из резервуаров воды направляется на подпорные насосы Н-3/1 и Н-3/2. Вода под давлением направляется на блок фильтров воды. После этого воду можно направить как на наливной стояк, так и на нагнетательные насосы. Нагнетательные насосы Н-4/1 и Н-4/2 откачивают воду под большим давлением, на водораспределительную пункт для распределения воды на 7 нагнетательных скважин. На каждой линии предусматривается расходомеры воды для учета закачки воды.

Газ из газового сепаратора ГС-1 направляется на газопотребляющее оборудования, дежурную горелку и факел.

Для всего нефтяного оборудования предусмотрены дренажные линии в подземную емкость Д-2 на случаи аварийных или плановых ремонтных работ для освобождения оборудования.

Система сбора продукции скважины включает основные компоненты:

Устьевой нагреватель (на скважинах) типа УН-0,2М3 – 28 ед. (из них 17 ед. устанавливаются на первом этапе и также 2 ед. устанавливаются на первом этапе в составе УПН. На втором этапе устанавливаются 11 ед.)

АГЗУ на 14 входов - 2 ед. (из них 1 ед. устанавливается на первом этапе)

Сепаратор нефтегазовый горизонтальный объемом 6,3м^3 – 1 ед. (устанавливается на первом этапе);

Сепаратор газовый ГС объемом 1,6м3 – 1 ед. (устанавливается на первом этапе);

Подогреватель нефти ПП-0,63 – 3 ед;

Отстойник/резервуар нефти объемом 100м^3 – 6 ед. (из них 2 ед. устанавливаются на первом этапе. На втором этапе устанавливаются 4 ед.);

Резервуары пластовой воды типа РГС объемом 100м^3 - 3 ед. (из них 1 ед. устанавливаются на первом этапе. На втором этапе устанавливаются 2 ед.);

Емкость дренажная Д-1 объемом 25м3 с полупогружным насосом НВЕ-50/50 – 1 ед. (устанавливается на первом этапе);

Емкость дренажная Д-2 объемом 12,5м3 с полупогружным насосом НВЕ-50/50– 1 ед. (устанавливается на первом этапе);

Насос откачки нефти ЦНС38-44 – 3 ед. (устанавливается на первом этапе);

Насос подпорный воды ЦНС13-70 – 2 ед. (устанавливается на первом этапе);

Насос нагнетательный НБ-125 – 2 ед.

Блок фильтров воды – 1 ед. (устанавливается на первом этапе);

Водораспределительный пункт с узлом замера расхода воды высокого давления на 6 скважины – 1 ед.

Стояк налива нефти – 1 ед. (устанавливается на первом этапе);

Стояк налива пластовой воды -1 ед. (устанавливается на первом этапе);

Факел – 1 ед. (устанавливается на первом этапе);

Газопоршневая электростанция 350кВт*час – 5 ед. (из них 2 ед. устанавливаются на первом этапе. На втором этапе устанавливаются 3 ед.);

Принципиальная технологическая схема установки подготовки нефти на месторождении Дощан показана на рисунке 5.

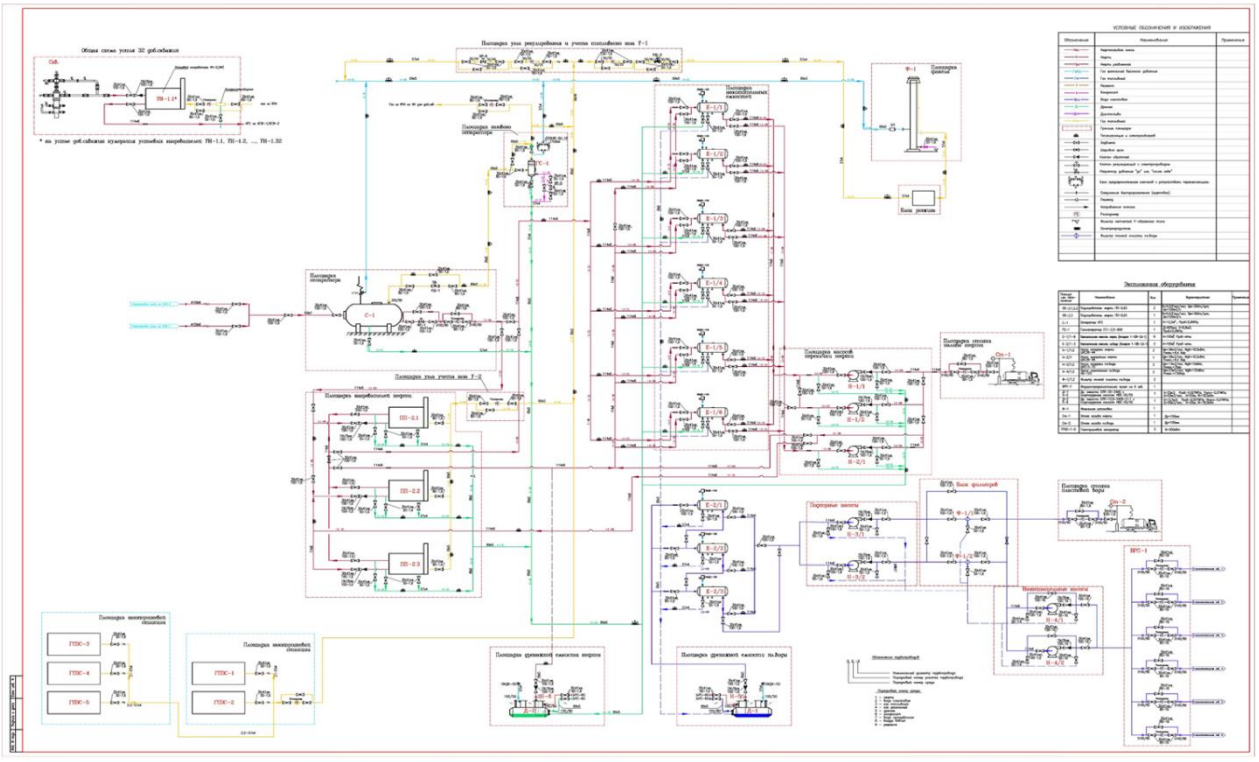


Рисунок 5- Принципиальная схема обустройства месторождения Дощан

1.5.7. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

На месторождении Дощан в основе существующей системы промыслового сбора и транспорта добываемой продукции заложена герметизированная система, в соответствии с которой продукция скважин по выкидным трубопроводам, проложенным по однотрубной лучевой системе, поступает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ), а затем направляется на узел регулирования газа.

В рассматриваемом в настоящий момент отчете, на период 2027-2029 годах рассчитаны прогнозные показатели по утилизации газа на собственные нужды. Более подробный расчет по ППР оборудования, будет представлен в Программе утилизации сырого газа, запланированный к исполнению в 2027 году.

Потери сырого газа в ходе транспортировки не планируются.

Также, для надежности производства и снижения аварийных ситуаций в связи с выходом из строя единиц оборудования в расчете учтены планово-профилактические ремонтные работы (ППР).

Баланс сырого газа по месторождению представлен в таблице 1.5.7-1.

Таблица 1.5.7-1 Расход сырого газа на собственные технологические нужды при эксплуатации технологического оборудования по годам за период 2027-2029 г.г.

Годы	Проектный объем добычи нефти, тонн	Проектный объем добычи сырого газа, млн.м^2	Расход сырого газа на собственные технологические нужды, млн.м^3															Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа, млн.м^3					Утилизация сырого газа, %
																		(V_6)	(V_7)	(V_8)	(V_9)	ВСЕГО Vv	
			УН-0,2(1)	УН-0,2(2)	УН-0,2(3)	УН-0,2(4)	УН-0,2(5)	УН-0,2(6)	УН-0,2(7)	УН-0,2(8)	УН-0,2(9)	УН-0,2(10)	УН-0,2(11)	УН-0,2(12)	УН-0,2на установке сбора и подготовки скв продукции	УН-0,2на установке сбора и подготовки скв продукции	ГПЭС(1)	Всего	при пуско-наладке технологического оборудования	при эксплуатации технологического оборудования	при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования	при технологических сбоях технологического оборудования		
																		УН-0,2(1-5)		УН-0,2(1-5)			
01.01.2027-31.12.2027	6498,0	0,664	0,123710	0,123867	0,121925	0,121883	0,121968											**0,61334**	0,0030000	0,0442	0,003000		0,0502	**92,4**
01.01.2028-31.12.2028	18169,0	1,834	0,217800	0,217800	0,217800	0,217800	0,217800	0,217800	0,191796	0,192535					0,087120			**1,77833**	0,001800	0,0443	0,009600		0,0557	**97,0**
01.01.2029-31.12.2029	31517,0	3,297	0,217800	0,217800	0,217800	0,188565	0,130680	0,130680	0,130680	0,130680	0,130320	0,130320	0,130320	0,130320	0,217800	0,217800	0,914760	**3,2363**	0,002400	0,0442	0,014400		0,0610	**98,2**

1.5.8. Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ

Требования к конструкциям скважин

Конструкция скважин проектируется на основании анализа литологических особенностей пород, слагающих стенки скважины, опыта бурения на данном месторождении, анализа ожидаемых осложнений, встречающихся при проводке скважин, а также технико-технологических и экономических показателях. Конструкция скважины должна отвечать требованиям промышленной безопасности, охраны недр и окружающей среды. Конструкции скважин, выбраны согласно исходным геологическим данным в соответствии с требованиями «Единых технических правил ведения работ на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан» и «Единых Правил охраны недр при разработке полезных ископаемых в Республике Казахстан».

С учетом горно-геологических условий бурения и местоположения скважин, на основании опыта пробуренных скважин на месторождении Дощан и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан рекомендуются следующие конструкции вертикальных скважин:

- Направление 426 мм 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 324 мм устанавливается для перекрытия верхних неустойчивых отложений и изоляции водоносных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

- Промежуточная колонна 244,5 мм устанавливается для перекрытия поглощающих отложений и для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

- Эксплуатационная колонна 168,3 мм устанавливается для разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин приведена в таблице 1.5.8-1.

Таблица 1.5.8-1 - Рекомендуемая конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска обсадных колонн, м	Высота подъема цемента отустья, м
	долото	колонна		
Направление	490,0	426,0	10	0
Кондуктор	393,7	324,0	80	0
Промежуточная колонна	295,3	244,5	700	0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	2500	0
Примечание: – В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубина спуска уточняется по результатам ГИС и устанавливается с учетом перекрытия соответствующих горизонтов.				

Окончательные решения по конструкции проектных скважин, типу и компонентному составу бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, а также методу освоения принимаются при разработке технических проектов на строительство скважин. Исходя из проектной глубины и конструкции скважин, бурение рекомендуется производить буровой установкой 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 чем на 40 %. Бурение может осуществляться роторным способом или с использованием гидравлического забойного двигателя.

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. Выбор технологии цементирования обсадных колонн и тампонажных материалов проведен с учетом геологических условий, рекомендуемых конструкций скважин и анализа крепления ранее пробуренных скважин.

Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендуется 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 стволаи началом процесса цементирования);
- применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- 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;
- производить расхаживание обсадной колонны в процессе закачки и продавки цементного раствора.

1.5.9. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Вторичное вскрытие пластов и освоение скважин необходимо проводить в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

Работы по вторичному вскрытию пластов и освоению скважины начинать при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечении следующих условий:

- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;
- установлены сепаратор, емкости для сбора флюида и проведена факельная линия для сжигания попутного газа.

Интервалы продуктивных объектов устанавливает геологическая служба заказчика в зависимости от фактического разреза скважины и по данным ГИС и выбирает наименование перфоратора, тип заряда и плотность перфорации. Перфорацию и освоение скважины и связанные с ними работы проводить по плану организации работ (ПОР), составленному подрядчиком и согласованному с заказчиком с указанием технологии, оборудования и ответственного руководителя работ. До перфорации выполнить мероприятия по предотвращению не контролируемых газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытого фонтанирования (ОФ), составить акт готовности скважины к перфорации и получить письменное разрешение руководителя работ, представителя заказчика и аварийно-спасательной службы (АСС) на проведение перфорации.

Спустить перфораторы на НКТ в интервал перфорации. Оборудовать устье скважины фонтанной арматурой (ФА). ФА до установки на устье скважины опрессовать на пробное давление, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Обвязать ФА коммуникациями с наземным оборудованием. Снизить уровень жидкости в скважине свабированием для создания необходимой депрессии на пласт и перфорировать продуктивный пласт.

Оборудование устья, трубопроводы, установка сепарации и замера продукции скважины должны обеспечивать возможность безопасного отключения скважины в аварийной ситуации. Проверить готовность скважины к освоению и составить акт с участием представителей подрядчика, заказчика и АСС. Освоение и исследование скважины производить в присутствии ответственного лица. При получении притока из пласта отработать скважину до выхода пластового флюида без содержания технической воды и механических примесей.

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 «Проект разработки месторождения Дощан» 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 Дощан, 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 Дощан 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 «Проект разработки месторождения Дощан»

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 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	1- 8	Воздействие низкой

Ограниченное 2	Средней продолжительности 2	Слабое 2		значимости
			9- 27	Воздействие средней значимости
Местное 3	Продолжительное 3	Умеренное 3		
			28 - 64	Воздействие высокой значимости
Региональное 4	Многолетнее 4	Сильное 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 средыв 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-экономическую сферу в штатном режиме

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

1.8.2. Оценка воздействия на окружающую среду

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.

В рамках настоящей работы рассмотрены три варианта разработки выделенного эксплуатационного объекта месторождения.

Первым проектным годом для всех вариантов принят 2027 год.

Для 3 варианта разработки: для третьего варианта, с учетом геолого-геофизической характеристики пластов, запланированы геолого-технические мероприятия, такие как солянокислотная обработка, дострел и перестрел интервалов перфорации, для поддержания уровня добычи и максимального охвата извлечения нефти. Коэффициенты эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин приняты согласно значения 0,95 д.ед. Коэффциенты использования скважин приняты равными

В отчете, исходя из геологических запасов и площади эксплуатационных объектов, для каждого рассмотрены следующие сценарии разработки:

Для I объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, а также системой разработки, с учетом фактических данных по истории разработки залежей.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержания пластового давления, путем закачки воды в нагнетательные скважины, с выводом из консервации скважины №11 (в 2027 году) и бурением 5 добывающих эксплуатационных скважин (D-1, D-2, D-3, D-4, D-5). Бурение планируется по одной скважине в год. В 2032 году запланирован перевод скважины D-1 под закачку. Также, с целью вовлечения в разработку нижележащего объекта IV (горизонт Ю-IV-2-2, район скв. 11), в 2033 году запланирован перевод скважины 11 под добычу на данный объект IV. Запланированы 3 дострела интервалов, по одной скважине в год (2028, 2030 и 2032 года), три скважино операции по СКО, по одной скважине в год (2029,2031 и 2033 года) и три перестрела интервалов перфорации, по одной скважине в год (2032, 2036 и 2040 год);

Для II объекта, рассмотрены 3 варианта разработки, различающиеся плотностями сеток скважин, а также системой разработки.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержание пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с выводом из консервации скважины №3 в 2027 году и бурением 5 добывающих эксплуатационных скважин, начиная с 2028 года, по одной скважине в год (D-6, D-7, D-8, D-9, D-10). В 2032 году запланирован перевод скважины D-6 под закачку агента. Для увеличения и поддержания полки добычи запланированы 3 дострела интервалов, по одной скважине в год (2028, 2030 и 2032 года), три скважино операции по СКО, по одной скважине в год (2029,2031 и 2033 года) и три перестрела интервалов перфорации, по одной скважине в год (2032, 2036 и 2040 год);

Для III объекта, рассмотрены 3 варианта разработки, которые различаются плотностями сеток скважин, а также системой разработки.

Вариант 3. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержания пластового давления, путем закачки воды в нагнетательные скважины, с выводом из консервации скважины №48 в 2027 году и бурением 5 добывающих эксплуатационных скважин (D-11, D-12, D-13, D-14 и D-15), начиная с 2028 года, по одной скважине в год. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД). В 2032 году запланирован перевод скважины 48 под ППД и в 2033 году запланирован перевод скважины D-11 под ППД. Для увеличения и поддержания полки добычи запланированы 3 дострела интервалов, по одной скважине в год (2028, 2030 и 2032 года), три скважино операции по СКО, по одной скважине в год (2030,2032 и 2034 года) и три перестрела интервалов перфорации, по одной скважине в год (2032, 2036 и 2040 год);

Для IV объекта, рассмотрены 3 варианта разработки, различающиеся плотностями сеток скважин, с учетом фактических данных. Данный объект запланирован к разработке с 2028 года.

Вариант 3. Данный вариант предусматривает бурение трех добывающих скважин (D-16, D-17 и D-18), начало бурения с 2028 года, по одной скважине в год. Также, в 2033 году запланирован ввод скважины 11 в эксплуатацию, путем перевода данной скважины с I объекта разработки) Для увеличения и поддержания полки добычи запланированы два дострела интервалов, по одной скважине в год (2028 и 2032 года), два скважино операции по СКО, по одной скважине в год (2029 и 2033 года) и два перестрела интервалов перфорации, по одной скважине в год (2032, 2034 года); Для

V объекта, рассмотрены 3 варианта разработки, которые различаются плотностями сеток скважин, а также системой разработки.

Вариант 3. В данном рекомендуемом 3 варианте запланирована эксплуатация объекта, начиная с 2031 года. С учетом величины геологических запасов, данный объект является наиболее крупным, геологические запасы составляют порядка 50 % от всех промышленных запасов месторождения. В качестве 3 варианта разработки выбран метод поддержание пластового давления, путем закачки воды в нагнетательные скважины, с выводом из консервации скважин №5 и №34 в 2031 году, и последующим бурением 8 добывающих эксплуатационных скважин(D-19 и D-

20, D-21 и D-22, D-23 и D-24, D-25 и D-26), начиная с 2032 года, по две скважины в год. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД). Запланирован перевод скважины №5 под закачку в 2035 году и скважины №D-19 в 2036 году. Также, для увеличения и поддержания полки добычи запланированы пять дострелов интервалов, по одной скважине в год (2032, 2034,2036,2038 и 2041 года), пять скважино операции по СКО, по одной скважине в год (2033, 2035, 2037, 2039 и 2042 года) и семь перестрелов интервалов перфорации, по одной скважине в год (2033, 2034, 2036, 2038, 2040, 2042 и 2044год);

Для VI объекта, рассмотрено также три варианта разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти, где пробурена единственная скважина №14.

Вариант 3. Данный вариант аналогичен варианту 1 и 2, предусматривает ввод из консервации скважину №14 в 2027 году, разработка запланирована на естественном режиме. Также, для извлечения максимально возможного объема нефти, в данной скважине в 2028 году запланирован дострел интервалов. В 2032 на данную скважину запланирован ГТМ по перестрелу интервалов. Для поддержания полки добычи запланированы один дострел интервалов, в 2028 году, и один перестрел интервалов перфорации, в 2032 году;

Для VII объекта, рассмотрены 3 варианта разработки, различающиеся плотностями сеток скважин.

Вариант 3. Аналогичен второму варианту, рассмотрен вариант на естественном режиме, ввод из консервации скважины №18 в 2027 году и предусматривающий бурение дополнительной добывающей скважины D-27 в 2030 году. Различием является запланированный ГТМ, с целью интенсификации притоков, а именно дострелов в 2029 (скв.№18) и 2033 годах (скв. D-27), а также перестрелов интервалов перфорации в 2031 году (Скв.№18) и в 2036 годах (скв.№D-28).

Характеристика основных показателей разработки по месторождению Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Добыча газа,млн. м3		Закачка воды, тыс.м^3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		Годовая	накопл	годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	6,5	0,3	0,3	15,9	0,7	0,003	7,0	7,0	18,6	18,6	7,1	0,7	6,2	0,0	0,0	0,0
2028	18,2	0,8	0,9	34,1	1,6	0,006	20,1	20,1	38,7	38,7	9,5	1,8	8,1	0,0	0,0	0,0
2029	31,5	1,5	1,5	65,6	3,1	0,012	35,0	35,0	73,7	73,7	10,0	3,3	11,4	0,0	0,0	0,0
2030	48,3	2,3	2,3	114,0	5,3	0,022	55,5	55,5	129,1	129,1	12,9	5,1	16,5	0,0	0,0	0,0
2031	63,5	3,0	3,1	177,5	8,3	0,034	74,0	74,0	203,2	203,2	14,2	6,7	23,2	0,0	0,0	0,0
2032	78,9	3,7	4,0	256,4	12,0	0,049	93,0	93,0	296,1	296,1	15,1	8,2	31,4	13,5	13,5	14,5
2033	88,2	4,1	4,7	344,6	16,1	0,065	105,7	105,7	401,8	401,8	16,6	9,0	40,4	13,0	26,5	12,3
2034	96,7	4,5	5,4	441,3	20,6	0,084	118,5	118,5	520,3	520,3	18,4	9,8	50,1	13,8	40,3	11,7
2035	109,9	5,1	6,5	551,2	25,7	0,104	137,6	137,6	658,0	658,0	20,1	11,0	61,1	26,2	66,5	19,0
2036	101,0	4,7	6,4	652,3	30,5	0,123	129,9	129,9	787,9	787,9	22,2	10,1	71,2	27,1	93,6	20,9
2037	97,5	4,6	6,5	749,7	35,0	0,142	127,9	127,9	915,8	915,8	23,8	9,8	81,0	28,5	122,2	22,3
2038	94,1	4,4	6,8	843,8	39,4	0,160	126,1	126,1	1041,8	1041,8	25,4	9,4	90,5	30,0	152,2	23,8
2039	91,3	4,3	7,0	935,1	43,7	0,177	124,0	124,0	1165,8	1165,8	26,4	9,2	99,6	30,4	182,6	24,5
2040	87,2	4,1	7,2	1022,3	47,7	0,194	120,8	120,8	1286,6	1286,6	27,8	8,8	108,4	32,7	215,3	27,1
2041	84,7	4,0	7,6	1107,0	51,7	0,210	118,9	118,9	1405,5	1405,5	28,8	8,5	116,9	33,4	248,7	28,1
2042	82,2	3,8	7,9	1189,2	55,5	0,225	117,6	117,6	1523,1	1523,1	30,1	8,3	125,2	34,1	282,8	29,0
2043	78,7	3,7	8,3	1267,8	59,2	0,240	114,7	114,7	1637,8	1637,8	31,4	7,9	133,1	34,4	317,2	30,0
2044	75,8	3,5	8,7	1343,7	62,7	0,254	113,3	113,3	1751,1	1751,1	33,1	7,6	140,7	35,5	352,7	31,3
2045	72,5	3,4	9,1	1416,2	66,1	0,268	111,3	111,3	1862,4	1862,4	34,9	7,3	148,0	36,6	389,3	32,9
2046	68,9	3,2	9,5	1485,1	69,3	0,281	109,	109,	1971,	1971,6	36,9	6,9	154,	37,5	426,	34,3

							2	2	6				9		8	
2047	65,8	3,1	10,0	1550,9	72,4	0,294	107,3	107,3	2078,9	2078,9	38,6	6,6	161,5	38,8	465,6	36,1
2048	61,1	2,9	10,3	1612,0	75,3	0,305	104,8	104,8	2183,7	2183,7	41,6	6,1	167,6	40,4	506,0	38,6
2049	57,7	2,7	10,9	1669,7	78,0	0,316	102,0	102,0	2285,7	2285,7	43,4	5,8	173,4	40,5	546,5	39,7
2050	52,9	2,5	11,2	1722,7	80,4	0,326	96,6	96,6	2382,2	2382,2	45,2	5,3	178,7	43,4	589,9	44,9
2051	48,8	2,3	11,6	1771,5	82,7	0,335	94,4	94,4	2476,6	2476,6	48,3	4,9	183,6	45,3	635,2	48,0
2052	44,6	2,1	12,0	1816,1	84,8	0,344	92,3	92,3	2568,9	2568,9	51,7	4,5	188,1	47,3	682,5	51,2
2053	40,9	1,9	12,6	1857,0	86,7	0,351	90,2	90,2	2659,1	2659,1	54,6	4,1	192,2	48,7	731,2	54,0
2054	37,7	1,8	13,2	1894,7	88,5	0,359	88,0	88,0	2747,1	2747,1	57,2	3,8	196,0	49,7	780,9	56,4
2055	35,2	1,6	14,2	1929,9	90,1	0,365	85,9	85,9	2833,1	2833,1	59,0	3,5	199,5	50,6	831,5	58,9
2056	31,6	1,5	14,9	1961,5	91,6	0,371	79,2	79,2	2912,3	2912,3	60,1	3,1	202,6	51,6	883,1	65,1
2057	28,8	1,3	15,9	1990,2	92,9	0,377	77,2	77,2	2989,5	2989,5	62,8	2,8	205,5	52,2	935,3	67,5
2058	26,1	1,2	17,2	2016,3	94,1	0,382	75,3	75,3	3064,8	3064,8	65,3	2,6	208,1	53,2	988,4	70,6
2059	23,7	1,1	18,8	2040,0	95,2	0,386	65,2	65,2	3130,0	3130,0	63,7	2,3	210,4	44,1	1032,5	67,7
2060	21,0	1,0	20,6	2061,0	96,2	0,390	56,8	56,8	3186,8	3186,8	63,1	2,1	212,5	36,1	1068,6	63,5
2061	19,3	0,9	23,8	2080,3	97,1	0,394	55,6	55,6	3242,4	3242,4	65,4	1,9	214,4	36,5	1105,1	65,6
2062	16,5	0,8	26,7	2096,8	97,9	0,397	54,5	54,5	3296,9	3296,9	69,7	1,6	216,0	37,7	1142,8	69,3
2063	13,9	0,6	30,7	2110,7	98,5	0,400	53,3	53,3	3350,2	3350,2	73,9	1,4	217,3	38,4	1181,2	72,0
2064	12,3	0,6	39,3	2123,0	99,1	0,402	52,1	52,1	3402,2	3402,2	76,4	1,2	218,6	39,1	1220,3	75,2
2065	10,6	0,5	55,7	2133,6	99,6	0,404	50,9	50,9	3453,1	3453,1	79,2	1,0	219,6	39,8	1260,1	78,2
2066	8,5	0,4	100,9	2142	100,0	0,405	49,7	49,7	3502,8	3502,8	82,9	0,8	220,4	40,2	1300,3	80,8

Воздействие на атмосферный воздух по 3 варианту разработки (рекомендуемый):

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.

Проект предусматривает поэтапное освоение месторождения с 2027 года, включая ввод в эксплуатацию ранее законсервированных скважин, бурение новых добывающих скважин, перевод части добывающих скважин под закачку воды для ППД, а также поэтапный перевод добывающих скважин на механизированный способ эксплуатации.

Всего предусматривается бурение и ввод 27 добывающих скважин (D-1, D-2, D-3, D-4, D-5, D-6, D-7, D-8, D-9, D-10, D-11, D-12, D-13, D-14 и D-15, D-16, D-17 и D-18, D-19 и D-20, D-21 и D-22, D-23 и D-24, D-25, D-26 и D-27), ввод из консервации 7 скважин (№11, №3, №48, №5 и 34, №14 и №18) и перевод под нагнетание 6 скважин (11,3,48, D11, 34,D-19).

Также проектом предусматривается бурение оценочных скважин ДО-1 проектной глубиной 1500 (+-250м), ДО-2 с проектной глубиной 2200 (+-250м). Максимальный фонд добывающих скважин составляет 32 скважин. В период разработки предусматривается перевод добывающих скважин на механизированную добычу, а также перевод 6 добывающих скважин под нагнетание воды. Таким образом фонд нагнетательных скважин составляет 6 скважин.

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют 40 лет. (2027-2066 гг.). Первым проектным годом принят 2027 год.

ПРИ БУРЕНИИ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

На этапе *строительно-монтажных и подготовительных работ* на площадке бурения 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 АДД200 кВт.

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 50м3;

источник загрязнения №6005 – насос для перекачки дизельного топлива.

При проведении работ по бурению и креплению скважины, выявлено 21 источников загрязнения, в том числе 8 организованных и 13 неорганизованных.

Организованные источники:

источник загрязнения №0003 – дизельный двигатель CAT 3412 (силовой двигатель);

источник загрязнения №0004–0005 – дизельный двигатель «CAT 3406 », мощностью 460 кВт;

источник загрязнения №0006 – дизельгенератор CAT DITA мощностью 400 кВт (освещение);

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 АДД200 кВт.

Неорганизованные источники:

источник загрязнения №6006 – емкость для хранения дизельного топлива 50м3 м3;

источник загрязнения №6007 – емкость для хранения дизельного топлива вахтового поселка 20 м3;

источник загрязнения №6008 – емкость для хранения масла 10 м3;

источник загрязнения №6009 – емкость для хранения бурового раствора 50 м3;

источник загрязнения №6010 – узел приготовления цементного раствора;

источник загрязнения №6011 – насос для перекачки дизельного топлива;

источник загрязнения №6012 – емкость для бурового шлама 40 м3;

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 стадии проведения работ по испытанию скважины и при интенсификации количество источников загрязнения составит 15 единиц, из которых 5 являются организованными и 10 – неорганизованными.

Организованные источники:

источник загрязнения №0011 – силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъемник А-80);

источник загрязнения №0012 – резервный дизель-генератор мощностью Volvo 100 кВт;

источник загрязнения №0013 – резервный дизель-генератор Volvo 60 квт;

источник загрязнения №0014 – дизельный двигатель CAT 3126;

источник загрязнения №0015 – цементировочный агрегат ЦА-320М.

Неорганизованные источники:

источник загрязнения №6019 – емкость для хранения дизельного топлива 50м3;

источник загрязнения №6020 – емкость для хранения дизельного топлива 30м3;

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 70м3;

источник загрязнения №6026 – газосепаратор;

источник загрязнения №6027 – конденсатосборник;

источник загрязнения №6028 – емкость для хранения масла 10м3.

При количественном анализе выявлено, что выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1-ой добывающей скважины: составит – 52,907412766 г/сек и 453,071531616 тонн (от 27 скв. составит 12232,9313536 тонн).

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

ПРИ ВЫВОДЕ ИЗ КОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН (№11, №3, №48, №5 и 34, №14 и №18)

В рамках разработки месторождения Дощан предусматривается вывод из консервации скважины №11, №3, №48, №5 и 34, №14 и №18.

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 CAT3412;
источник загрязнения №0002 – дизельный генератор CAT 328 кВт;
источник загрязнения №0003 – дизельный двигатель бурового насоса ЯМЗ-238 – 372 кВт;
источник загрязнения №0004 – цементировочный агрегат ЦА-320;
источник загрязнения №0005 – дизель-генератор Volvo 125 квт;
источник загрязнения №0006 – дизельный двигатель УПА 60/80;
источник загрязнения №0007 – привод силового блока ЯМЗ;
источник загрязнения №0008 – дизельный двигатель бурового насоса ЯМЗ 200 кВт;
источник загрязнения №0009 – цементировочный агрегат ЦА-320;
источник загрязнения №0010 – двигатель ЯМЗ-238;
источник загрязнения №0011 – дизель-генератор Cummins 200кВт;
источник загрязнения №0012 – цементировочный агрегат ЦА-320;
источник загрязнения №0013 – дизельный двигатель силового привода CAT3412.

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 30 м3;
источник загрязнения №6005 – разработка грунта бульдозером (ПРС);
источник загрязнения №6006 – емкость для хранения дизельного топлива 50м3;
источник загрязнения №6007 – емкость для хранения дизельного топлива 50м3;
источник загрязнения №6008 – насос для перекачки дизельного топлива;
источник загрязнения №6009 – блок приготовления бурового раствора;
источник загрязнения №6010 – емкость для хранения масла 10м3;
источник загрязнения №6011 – емкость для бурового шлама 50м3;
источник загрязнения №6012 – емкость для дизельного топлива 50м3;
источник загрязнения №6013 – емкость для нефти 50м3;
источник загрязнения №6014 – насос для нефти;
источник загрязнения №6015 – емкость для хранения масла 8м3;
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 при выводе из консервации 1-ой скважины ориентировочный выброс будет составлять 20.066846412 г/сек и 182.703753959 т/период (от 7-ми составит 1278,92627771 т).

ПРИ БУРЕНИИ ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ

В рамках проектных решений также рекомендуется бурение оценочных скважин ДО-1 проектной глубиной 1500 (+-250м), ДО-2 с проектной глубиной 2200 (+-250м).

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 САГ;
источник загрязнения №0002 – дизельная электростанция Volvo 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 50м3;
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, 485 кВт;
источник загрязнения №0004 – дизельный двигатель «CAT 3406 », мощностью 460 кВт;
источник загрязнения №0005 – дизельный двигатель «CAT 3406 », мощностью 460 кВт;
источник загрязнения №0006 – дизельгенератор CAT DITA мощностью 400 кВт (освещение)
источник загрязнения №0007 – цементировочный агрегат ЦА-320М;
источник загрязнения №0008 – передвижная паровая установка ППУ;
источник загрязнения №0009 – смесительная машина СМН-20;
источник загрязнения №0010 – дизельная электростанция АДД 200 кВт;
компрессорная установка.

Неорганизованные источники:
источник загрязнения №6007 – емкость для хранения дизельного топлива объемом 30 м³;
источник загрязнения №6008 – емкость для хранения масла 10м3;
источник загрязнения №6009 – емкость для отработанных масел 10м3;
источник загрязнения №6010 – емкость для хранения бурового раствора 50м3;
источник загрязнения №6011 – узел приготовления цементного раствора;
источник загрязнения №6012 – насос для перекачки дизельного топлива;
источник загрязнения №6013 – емкость для бурового шлама 50м3;
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 12 источников загрязнения, в том числе 4 организованных и 8 неорганизованных.

Организованные источники:
источник загрязнения №0011 – силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъемник А-80);
источник загрязнения №0012 – дизель-генератор Volvo 100 кВт;
источник загрязнения №0013 – цементировочный агрегат ЦА-320М;
источник загрязнения №0014 – факельная установка.

Неорганизованные источники:
источник загрязнения №6020 – емкость для хранения дизтоплива 50 м3³;
источник загрязнения №6021 – насос для перекачки дизельного топлива;
источник загрязнения №6022 – Насос для нефти;
источник загрязнения №6023 – устье скважины;
источник загрязнения №6024 – площадка налива нефти;
источник загрязнения №6025 – емкость для нефти 70м3;
источник загрязнения №6026 – газосепаратор;
источник загрязнения №6027 – конденсатосборник.

Таким образом, при бурении 1-ой оценочной скважины составит – 26,453706383 г/сек и 226.535765808 тонн (от 2-х скв.453,071531616 тонн).

Воздействие на атмосферный воздух при бурении оценочных скважин ДО-1 проектной глубиной 1500 (+-250м), ДО-2 с проектной глубиной 2200 (+-250м) носит временный характер и ограничивается периодом выполнения подготовительных, буровых и испытательных работ.

ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ИЗ № 0001 - 0017, Устьевой нагреватель (на скважинах) типа УН-0,2М3 – 17 ед.
ИЗ №0018-0019, Подогреватель нефти УН-0,2М3 – 2 ед;
ИЗ №0020, Факел – 1 ед.
ИЗ №0021-0022, Газопоршневая электростанция 350кВт*час – 2 ед.
ИЗ 0023-0025, Дизельная электростанция (ДЭС);

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ИЗ №0025, Котельная;
ИЗ 6001, АГЗУ на 14 входов - 1 ед.
ИЗ №6002, Сепаратор нефтегазовый горизонтальный объемом 6,3м3 – 1 ед;
ИЗ 6003, Сепаратор газовый ГС объемом 1,6м3 – 1 ед;
ИЗ №6004-6005, Отстойник/резервуар нефти объемом 100м3 – 2 ед;
ИЗ №6006, Резервуары пластовой воды типа РГС объемом 100м3 - 1 ед;
ИЗ №6007, Емкость дренажная Д-1 объемом 25м3
ИЗ №6008, Насосом НВЕ-50/50 – 1 ед;
ИЗ №6009, Емкость дренажная Д-2 объемом 12,5м3
ИЗ №6010, Насосом НВЕ-50/50– 1 ед;
ИЗ №6011- 6013, Насос откачки нефти ЦНС38-44 – 3 ед;
ИЗ №6014, Стояк налива нефти – 1 ед;
ИЗ №6015, Стояк налива пластовой воды -1 ед;
ИЗ №6016, Выкидные линии;
ИЗ №6017-6034, Устье скважин;
ИЗ 6035, Блок реагентов;
ИЗ №6036-6037, Емкости для дизельного топлива;
ИЗ №6038-6039, Насос для дизтоплива;
ИЗ №6040, Сварочный пост.

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 50м3.

Таким образом, при регламентированной эксплуатации месторождения Дощан выявлено 70 стационарных источника загрязнения атмосферного воздуха, из них 27 организованных и 43 неорганизованных.

В расчетный год максимальной добычи нефти суммарный выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников при эксплуатации месторождения составит 30,36678211 г/сек и 720,032015 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.

В рамках оценки воздействия на окружающую среду воздействие от реализации принятого варианта разработки оценивается с учетом предусмотренных проектом объемов бурения и эксплуатации скважин, работы технологического оборудования, выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, образования отходов, потребления водных ресурсов и иных факторов воздействия.

Основные проектные решения предусматривают выполнение работ в пределах территории месторождения с соблюдением предусмотренных проектом природоохранных мероприятий и требований экологического законодательства Республики Казахстан. Расчеты выбросов, образования отходов и других видов воздействия выполнены с учетом максимальных объемов намечаемой деятельности.

Основные выбросы загрязняющих веществ при реализации проектных решений по рекомендуемому Варианту 3 разработки месторождения связаны со стационарными источниками.

Перечень и характеристики стационарных источников загрязнения атмосферного воздуха, предусмотренных при реализации рекомендуемого варианта разработки, приведены ниже.

Таблица 1.8-1. Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве добывающей скважины (2027 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)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
							от 1-ой скважины		От 27 скв.		
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00309	0.00962	0.00309	0.25974	0.2405
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327)		0.01	0.001		2	0.000266	0.000828	0.000266	0.022356	0.828
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	6.962522555	87.84636	6.962522555	2371.85172	7196.159
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.131410578	46.7750335	1.131410578	1262.9259045	779.583892
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.458558333	18.5731	0.458558333	501.4737	371.462
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.110772222	44.9071	1.110772222	1212.4917	898.142
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.006709364	0.1161717	0.006709364	3.1366359	14.5214625
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	6.6103757167	142,774649595	6.61037571675	3854.915539065	78.8086567
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0002167	0.000675	0.0002167	0.018225	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	0.000953	0.08019	0.099
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.008589	0.0979	0.008589	2.6433	0.003916
0410	Метан (727*)				50		0.045775	0.521636	0.045775	14.084172	0.01043272
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.012378	0.141068	0.012378	3.808836	0.00940453
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		16.27956	38.422316	16.27956	1037.402532	0.76844632
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		3.23149	6.9094	3.23149	186.5538	0.23031333
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.02913946	0.090214	0.02913946	2.435778	0.90214
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.00916612	0.0283652	0.00916612	0.7658604	0.141826
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.01831223	0.05673	0.01831223	1.53171	0.09455
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000010874	0.000491821	0.000010874	0.013279167	491.821
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.109275	4.53772	0.109275	122.51844	453.772
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0.05		0.00001625	0.000438	0.00001625	0.011826	0.00876
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	14.800079789	61.142308	14.800079789	1650.842316	111.142308
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.011	0.0311472	0.011	0.8409744	0.207648
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (		0.3	0.1		3	0.0663744	0.0706016	0.0663744	1.9062432	0.706016

	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	0.0046	0.396576	0.3672
	В С Е Г О :						52,907412766	453,071531616	52,907412766	12232,9313536	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 1.8-5. Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при выводе из консервации скважин №11, №3, №48, №5 и 34, №14 и №18 (2027 год)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	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	10	11	12
							от 1-ой скважины		**от 7-ми скважины**		
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0,01114	0.001283	0,01114	0.008981	0.032075
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327)		0.01	0.001		2	0,000958	0.00011	0,000958	0.00077	0.1104
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	2,47165	39.4011	2,47165	275.8077	485.0276
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1,051643	23.15268	1,051643	162.06876	52.5446567
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0,42125	30.758263482	0,42125	215.307844374	24.2512
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1,627791	23.0314	1,627791	161.2198	60.628
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0,000904	0.014996	0,000904	0.104972	1.87455375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2,23735	46.78718	2,23735	327.51026	5.25495867
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0,000781	0.00009	0,000781	0.00063	0.018
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.2	0.03		2	0,00344	0.000396	0,00344	0.002772	0.0132
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,000859	0.014692	0,000859	0.102844	0.00058768
0410	Метан (727*)				50		0,004575	0.078242	0,004575	0.547694	0.00156485
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,001238	0.021167	0,001238	0.148169	0.00141114
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0,024938	0.428134	0,024938	2.996938	0.00856268
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0.001626	0.02843	0.001626	0.19901	0.00094767
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	2.12E-05	0.000371	2.12E-05	0.002597	0.003712
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-		0.2			3	6.68E-06	0.000117	6.68E-06	0.000819	0.000583

	изомеров) (203)										
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	1.33E-05	0.000233	1.33E-05	0.001631	0.00038867
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	1.01E-05	3.33E-05	1.01E-05	0.0002331	33.348
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.1011	0.30314	0.1011	2.122	30.314
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0.05		1.63E-05	0.000073	1.63E-05	0.000511	0.00146
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	11.488118832	18.667941177	11.488118832	130.675588239	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	0.617417	0.095774	0.13682
	В С Е Г О :						20.066846412	182.703753959	20.066846412	1278,92627771	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 оценочных скважин ДО-1 проектной глубиной 1500 (+-250м), ДО-2 с проектной глубиной 2200 (+-250м)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	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	11	12
							от 1-ой скважины		**от 2-х скважин**		
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00309	0.00481	0.00309	0.00962	0.12025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327)		0.01	0.001		2	0.000266	0.000414	0.000266	0.000828	0.414
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	2.248917394	58.220198793	2.248917394	116.440397586	2230.50497
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.177949739	14.498282354	1.177949739	28.996564708	241.638039
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.697220698	10.924065661	0.697220698	21.848131322	218.481313
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.110772222	12.95855	1.110772222	25.9171	259.171
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.006709364	0.05808585	0.006709364	0.1161717	7.26073125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	5.089619209	73.162516873	5.089619209	146.325033746	41.2627155
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0002167	0.0003375	0.0002167	0.000675	0.0675
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды		0.2	0.03		2	0.000953	0.001485	0.000953	0.00297	0.0495

	неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)										
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.008589	0.04895	0.008589	0.0979	0.001958
0410	Метан (727*)				50		0.105440591	1.652696915	0.105440591	3.30539383	0.03305394
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.012378	0.070552	0.012378	0.141104	0.00470347
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		6.27956	17.709877	6.27956	35.419754	0.35419754
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		4.681935953	3.4547	4.681935953	6.9094	0.11515667
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.02913946	0.045104	0.02913946	0.090208	0.45104
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.00916612	0.0141826	0.00916612	0.0283652	0.070913
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.01831223	0.028365	0.01831223	0.05673	0.047275
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000010874	0.000140862	0.000010874	0.000281724	140.862
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.109275	1.30286	0.109275	2.60572	130.286
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0.05		0.00001625	0.000219	0.00001625	0.000438	0.00438
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	4.782194179	32.321154	4.782194179	64.642308	32.321154
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.011	0.0155736	0.011	0.0311472	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	0.0663744	0.0706016	0.353008
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0046	0.007344	0.0046	0.014688	0.1836
	В С Е Г О :						26,453706383	226.535765808,0	26.453706383	453.071531616	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 эксплуатации месторождения

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (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 диоксид) (4)		0.2	0.04		2	5.013959667	232.3223279	3245.35
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.815035033	121.0965375	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		15.352358093	259.213660833	1.18427322
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		4.92153081	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 :						30.36678211	720.032015	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)

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

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

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 Министр здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26..

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

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

Использование воды с водных ресурсов не предусматривается.

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

Хранение технической воды предусматривается в емкостях общим объемом 80 м3, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды. - Питьевое водоснабжение вахтовых лагерей и буровых бригад будет осуществляться за счет привозной воды, в т.ч. бутилированной (ближайшие населенные пункты: г. Кызылорда – 170км). Хранение воды для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд предусматривается в емкостях объемом по 20 м3.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения **при бурении 1-ой скважины** составят: 3560,04 м3/период (**от 27-ми скважин** составит 96121,08 м3): из них на хоз.бытовые нужды – 862 м3, столовая – 268,2 м3, прачечная – 292 м3, непредвиденные расходы, 5% - 71,54 м3, технические нужны - 2066,3 м3/период.

При выводе из консервации - общее потребление хозяйственно-питьевой воды на 1 скважину составит –водопотребление – 1372,024 м3/пер (на 7 скважин 9604,168 м3): из них на хоз.бытовые нужды – 262 м3, столовая – 168,2 м3, прачечная – 192 м3, непредвиденные расходы, 5% - 25,54 м3, технические нужны –724,284 м3/период.

При бурении 1-ой оценочной скважины: Общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины составит: 167,6+209,5= 377,1м3. В т.ч. воды питьевого качества: 209,5м3.. Согласно проектным проработкам объем потребления воды на производственные нужды за период бурения одной скважины составит: 845,3м3.

При эксплуатации на 1 год всего - 5562,4 м3.

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.

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.

Оценка влияния объекта на подземные воды

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

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

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

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

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

Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

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

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

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

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

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

Методика ведения мониторинговых исследований подземных вод на должна включать:

- обследование территории установки на предмет выявления очагов поверхностного углеводородного загрязнения – 1 раз в квартал;
- замеры уровней подземных вод – 1 раз в квартал;
- замеры температуры подземных вод и промер глубин скважин – 1 раз в квартал;
- прокачка скважин перед отбором проб воды – 1 раз в квартал;
- отбор проб воды – 1 раз в квартал;
- лабораторные исследования отобранных проб: химический состав и содержание загрязняющих веществ – 1 раз в квартал.

Тепловое, электромагнитное, шумовое и др. воздействия

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

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

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

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

Источники радиационного излучения на площадке отсутствуют.

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

Источников электромагнитного излучения на предприятии нет.

В районе расположения природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

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

Техногенное воздействие на земли месторождения проявляется главным образом в механических нарушениях почвенно-растительных экосистем, обусловленных дорожной 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.

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, маловероятны.

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

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

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

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

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами;

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

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

- при газопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;

- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

- проведение мониторинга недр на месторождении.

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

Организация экологического мониторинга почв

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1) промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;

2) загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий)

нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;

3) отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;

4) производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;

5) загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;

6) технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;

7) технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;

8) технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;

9) производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны;

10) в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

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

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР закалендарный год.

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

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

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

Мероприятия по снижению радиационного риска

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

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

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

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

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

приготовления буровых растворов.

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

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);

- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

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

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

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

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

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1м3 в в год.

Оценка воздействия на растительность

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

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

Основными факторами воздействия на растительность при разведке будут являться:

• Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.

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

В целом воздействие при разработке 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.

При вывода из консервации 1-ой скважины образуется 570,5964 тонн отхода (от 7-ми скважин 3994,1748 т.), в том числе:

Промасленная ветошь (опасный) 0,21т,
Отработанные масла(опасный) 37,464 т,
Отработанные ртутьсодержащие лампы (опасный) 0,0474 т,
Металлические емкости из под масла (опасный) 1,4838 т,
Тара из-под химреагентов(опасный) 1,35 т,
Буровой шлам(опасный) 200,88 т,
Отработанный буровой раствор(опасный) 247,4544 т,
БСВ(опасный) 52,416 т,
Огарки сварочных электродов (неопасный) 0,0108 т,
Твердо-бытовые отходы(неопасный) 17,28 т,
Металлолом (неопасный) 12,0 т.

При бурении 1-ой добывающей скважины будут образоваться объемом 1364,56215тонн тонн (от 27-ми скважин D-1, D-2, D-3, D-4, D-5, D-6, D-7, D-8, D-9, D-10, D-11, D-12, D-13, D-14 и D-15, D-16, D-17 и D-18, D-19 и D-20, D-21 и D-22, D-23 и D-24, D-25, D-26 и D-27 всего 36843,17805 тонн)., в том числе:

Промасленная ветошь (опасный) 0,1336 т,
Отработанные масла (опасный) 3,1375 т,
Отработанные ртутьсодержащие лампы (опасный) 0,0079 т,
Емкости из под масла (опасный) 0,2826т,
Тара из-под химреагентов (опасный) 0,257 т,
Буровой шлам (опасный) 648,0 т,
Отработанный буровой раствор (опасный) 698,04т,
Огарки сварочных электродов (неопасный) 0,00375 т,
Твердо-бытовые отходы (неопасный) 12,7 т,
Металлолом (неопасный) 2,0 т.

При бурении 1-ой оценочной скважины будут образоваться объемом 1360,56215 тонн (от 2-х скважин 2721,1243)., в том числе:

Промасленная ветошь (опасный) 0,1336 т,
Отработанные масла (опасный) 2,1375 т,
Отработанные ртутьсодержащие лампы (опасный) 0,0079 т,
Емкости из под масла (опасный) 0,2826т,
Тара из-под химреагентов (опасный) 0,257 т,
Буровой шлам (опасный) 648,0 т,
Отработанный буровой раствор (опасный) 698,04т,
Огарки сварочных электродов (неопасный) 0,00375 т,
Твердо-бытовые отходы (неопасный) 12,7 т,
Металлолом (неопасный) 2,0 т.

Объем лимитов накопления отходов по предварительному перечиню отходов, **при эксплуатации** месторождения составит 579,09136т/год, в том числе:

Отработанные аккумуляторы (опасные) 0,0072 т,
Отработанные масла (опасные) 0,2325 т,
Промасленная ветошь (опасные) 0,5486т,
СИЗ (замазученная) (опасные) 0,06 т,

Отходы резинотехнических изделий (замазученные) (опасные) 0,002 т,
Отработанные масляные фильтры (опасные) 0,01028 т,
Отработанный антифриз (опасные) 0,044 т,
Нефтешлам (опасные) 168 т,
Тара из-под ЛКМ (опасные) 0,0105 т,
Тара из-под химреагентов (опасные)т0,39 т,
Отработанные картриджи (опасные) 0,2 т,
Отработанные ртутные лампы (опасные) 0,003 т,
Буровой шлам (опасные) 179,75 т,
Отработанный буровой раствор (опасные) 181,5 т,
БСВ (опасные) 38,89 т,
Твердые бытовые отходы (ТБО) (неопасные) 1,93 т,
Отработанные светодиодные лампы (неопасные) 0,0025 т,
Металлолом (лом черного металла) (неопасные) 2 т,
Огарки электродов (неопасные) 0,0045 т,
Отработанные автошины (неопасные) 0,096 т,
Отработанные воздушные фильтры (неопасные) 0,01028 т,
Пищевые отходы (неопасные) 2,5 т,
Бумага, картон (неопасные) 2,3 т,
Пластик (неопасные) 0,28 т,
Стекло (неопасные) 0,22 т,
Бракованное электрооборудование (неопасные) 0,1 т.

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.

Донные шламы 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 донные шламы.

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. 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 добывающих скважин

Вариант 3 рекомендуемый.

При бурении 1-ой добывающей скважины общее 1364,56215 тонн (от 27-ми скважин D-1, D-2, D-3, D-4, D-5, D-6, D-7, D-8, D-9, D-10, D-11, D-12, D-13, D-14 и D-15, D-16, D-17 и D-18, D-19 и D-20, D-21 и D-22, D-23 и D-24, D-25, D-26 и D-27 всего 36843,17805 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:

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

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:

$$M_{отх.} = N * m \text{ , т/год.}$$

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

<u>Объем бурового шлама</u> определяется по формуле:

Vш= Vпх К1=204,74*1,2= или **648,0 т**

гдеК1=1.2-коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

<u>Отработанный буровой раствор</u>

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от03.05.2012г№ 129-ө, определяется по формуле:

$V_{ОБР}$ =К1хК2х Vп+0,5 х Vц,

где:
К1–коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, К1=1,2
К2 –коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите 1,052
Vц–объем циркуляционной системы БУ
$\rho_{обр}$-удельный вес отработанного бурового раствора, 1,26 т/м^3
Vобр.п= 1,2х 1,052*245,69+0,5х120 =698,04т**.**

Огарки сварочных электродов

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = M*ά \text{ , т/год}$$

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	0,00375

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 = 1.176*360*30 = 12700,8 кг или 12,7 тонн.

Наименование	**n**	**М, т/скв.**
ТБО	40	12,7

Металлолом

Металлолом образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Объем образования составит.

$М_{обр}$, 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*	648,0
Отработанный буровой раствор 010506*	698,04
Огарки сварочных электродов 120113	0,00375
Твердо-бытовые отходы 200301	12,7
Металлолом 170407	2,0
итого от 1-ой скважины	1364,56215
ВСЕГО от 27-ми скважин	**36843.17805**

Таблица 1.9.2-1. – Ориентировочные лимиты накопления отходов, при бурения добывающих скважин (D-1, D-2, D-3, D-4, D-5, D-6, D-7, D-8, D-9, D-10, D-11, D-12, D-13, D-14 и D-15, D-16, D-17 и D-18, D-19 и D-20, D-21 и D-22, D-23 и D-24, D-25, D-26 и D-27)

Наименование отходов	**Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год**	**Лимит накопления, тонн**	
		от 1-ой скважины	**от 27-ми скважин**
1	2	4	5
Всего	-	1364,56215	36843.17805
в том числе отходов производства	-	1351,86215	36500,27805
отходов потребления	-	12,7	342,9
Опасные отходы			
Промасленная ветошь	-	0,1334	3,6018
Отработанные масла	-	3,1375	84,7125
Отработанные ртутьсодержащие лампы	-	0,0079	0,2133
Металлические емкости из под масла	-	0,2826	7,6302
Тара из-под химреагентов	-	0,257	6,939
Буровой шлам	-	648,0	17496
Отработанный буровой раствор	-	698,04	18847,08
Неопасные отходы			
Огарки сварочных электродов	-	0,00375	0,10125
Твердо-бытовые отходы	-	12,7	342,9
Металлолом	-	2,0	54,0

Предварительный расчет количества образования отходов при бурении оценочных скважин ДО-1 проектной глубиной 1500 (+-250м), ДО-2 с проектной глубиной 2200 (+-250м)

При бурении 1-ой оценочной скважины будут образоваться объемом 1360,56215 тонн (от 2-х скважин 2721,1243).

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	2,1375

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	Tp	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:

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

где: Q- расход моторного масла, кг;

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

m - вес 1 бочки, (m = 10кг).

Q, кг	P, кг	m, кг	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:

$$M_{отх.} = N * m, \text{ т/год.}$$

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

<u>Объем бурового шлама</u> определяется по формуле:

Vш= Vпх K_1=204,74*1,2= или **645,0 т**

гдеК$_1$=1.2-коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

<u>Отработанный буровой раствор</u>

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от03.05.2012г№ 129-ө, определяется по формуле:

$V_{ОБР}$ =К$_1$хК$_2$х Vn+0,5 х Vц,

где:

К$_1$–коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, К$_1$=1,2

К$_2$ –коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите 1,052

Vц–объем циркуляционной системы БУ

$\rho_{обр}$-удельный вес отработанного бурового раствора, 1,26 т/м^3

Vобр.п= 1,2х 1,052*245,69+0,5х120 =698,04т**.**

Огарки сварочных электродов

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = M*ά\ ,\ т/год$$

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	0,00375

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 = 1.176*360*30 = 12700,8 кг или 12,7 тонн.

Наименование	**n**	**М, т/скв.**
ТБО	40	12,7

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*	2,1375
Отработанные ртутьсодержащие лампы 200121*	0,0079
Металлические емкости из под масла 150110*	0,2826
Тара из-под химреагентов 150110*	0,257
Буровой шлам 010506*	645,0
Отработанный буровой раствор 010506*	698,04
Огарки сварочных электродов 120113	0,00375
Твердо-бытовые отходы 200301	12,7
Металлолом 170407	2,0
итого от 1-ой скважины	1360,56215
От 2-х скважин	**2721,1243**

Таблица 1.9.2-2. – Ориентировочные лимиты накопления отходов, оценочных скважин ДО-1

проектной глубиной 1500 (+-250м), ДО-2 с проектной глубиной 2200 (+-250м).

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн	
		от 1-ой скважины	от 2-х скважин
1	2	4	5
Всего	-	1360,56215	2721,1243
в том числе отходов производства	-	1347,86215	2695,7243
отходов потребления	-	12,7	25,4
Опасные отходы			
Промасленная ветошь	-	0,1334	0,2668
Отработанные масла	-	2,1375	4,275
Отработанные ртутьсодержащие лампы	-	0,0079	0,0158
Металлические емкости из под масла	-	0,2826	0,5652
Тара из-под химреагентов	-	0,257	0,514
Буровой шлам	-	645,0	1290,0
Отработанный буровой раствор	-	698,04	1396,08
Неопасные отходы			
Огарки сварочных электродов	-	0,00375	0,0075
Твердо-бытовые отходы	-	12,7	25,4
Металлолом	-	2,0	4,0

При выводе из консервации скважин (№11, №3, №48, №5 и 34, №14 и №18)

При вывода из консервации 1-ой скважины образуется 570,5964 тонн (от 7-ми скважин 3994,1748 т.)

Промасленная ветошь

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

Объем образования отхода определяют по формуле:

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

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

где: M_0 – количество сухой ветоши, израсходованной за период

M – норматив содержания масла в ветоши

W– норматив содержания влаги в ветоши

	M_0	M	W	$M_{обр}$, т
на стр. 1 скв	0,105	0,0126	0,0158	0,21

Отработанные масла

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

Количество отработанных масел при работе дизельгенераторов определяется по формуле:

$$N = N_м * (1 - 0,25), т/скв.$$

где: N - количество отработанного моторного масла, 49,952 т;

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

0,25 – доля потерь масла.

$$N = 49,952 * 0,75 = 37,464 т/скв.$$

Код	*Отход*	*Кол-во, т/1скв.*
130208*	Отработанные моторные масла	37,464

Отработанные ртутьсодержащие лампы (люминесцентные лампы)

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

$$M_{обр}=n * T / T_р, \quad шт/год,$$

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	0,0474

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	Мобрi, т
на стр. 1 скв	38800	186	10	1,4838

Тара из-под химреагентов

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

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

$$M_{отх.} = N * m \text{ , т/год.}$$

Количество тары данного объема - N шт./год,
Средняя масса единичной тары – m, т.

	N, шт	m, т	Мотх, т
на стр. 1 скв	2250	0,0001	1,35

Объем образование бурового шлама 74,4 м3 * 2,7 т/м3 = 200,88 тонн/скв.
ОБР в объеме 117,835 м3 * 2,1 т/м3 = 247,4544 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 = 49,92х 1,05 = 52,416 т/период.

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:

$$M_{обр} = M*ά, \text{ т/год}$$

где: M – фактический расход электродов,0,12 т
ά – доля электрода в остатке, равна 0,015

	M	Ά	$M_{обр}$, т
на стр. 1 скв	0,12	0,015	0,0108

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 = 2.16 кг/сутки.

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

M = Vсут x T x n,

Где: n – ориентировочное количество человек, n=40.

T - время проведения проектируемых работ. СМР, подготовительные работы к бурению, бурение и крепление, испытание – 200 дней;

M = 2.16*200*40 = 17280 кг или 17,28 тонн.

Наименование	**n**	**M, т/скв.**
ТБО	40	17,28

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	12

Общий объем образования отходов

Наименование отходов	Образующиеся отходы, тонн
	От 1-ой скважины
Промасленная ветошь	0,21
Отработанные масла	37,464
Отработанные ртутьсодержащие лампы	0,0474
Металлические емкости из под масла	1,4838
Тара из-под химреагентов	1,35
Буровой шлам	200,88
Отработанный буровой раствор	247,4544
Огарки сварочных электродов	0,0108
Твердо-бытовые отходы	17,28
Металлолом	12,0
БСВ	52,416
Всего от 1-ой скважины:	570,5964
От 7-ми скважин:	**3994,1748**

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**	
		от 1-ой скважины	от 7-ми скважин
Всего	-	570,5964	3994,1748
в том числе:			
отходов производства	-	17,28	120,96
отходов потребления	-	553,3164	3873,2148
Опасные отходы			
Промасленная ветошь	-	0,21	1,47
Отработанные масла	-	37,464	262,248
Отработанные ртутьсодержащие лампы	-	0,0474	0,3318
Металлические емкости из под масла		1,4838	10,3866
Тара из-под химреагентов		1,35	9,45
Буровой шлам		200,88	1406,16
Отработанный буровой раствор		247,4544	1732,1808
БСВ		52,416	366,912
Неопасные отходы			
Огарки сварочных электродов	-	0,0108	0,0756

Твердо-бытовые отходы	-	17,28	120,96
Металлолом	-	12,0	84,0

При эксплуатации месторождения

Объем лимитов накопления отходов по предварительному перечиню отходов, при эксплуатации месторождения составит 579,09136т/год, в том числе:

Отработанные аккумуляторы (опасные) 0,0072 т,
Отработанные масла (опасные) 0,2325 т,
Промасленная ветошь (опасные) 0,5486т,
СИЗ (замазученная) (опасные) 0,06 т,
Отходы резинотехнических изделий (замазученные) (опасные) 0,002 т,
Отработанные масляные фильтры (опасные) 0,01028 т,
Отработанный антифриз (опасные) 0,044 т,
Нефтешлам (опасные) 168 т,
Тара из-под ЛКМ (опасные) 0,0105 т,
Тара из-под химреагентов (опасные) 0,39 т,
Отработанные картриджи (опасные) 0,2 т,
Отработанные ртутные лампы (опасные) 0,003 т,
Буровой шлам (опасные) 179,75 т,
Отработанный буровой раствор (опасные) 181,5 т,
БСВ (опасные) 38,89 т,
Твердые бытовые отходы (ТБО) (неопасные) 1,93 т,
Отработанные светодиодные лампы (неопасные) 0,0025 т,
Металлолом (лом черного металла) (неопасные) 2 т,
Огарки электродов (неопасные) 0,0045 т,
Отработанные автошины (неопасные) 0,096 т,
Отработанные воздушные фильтры (неопасные) 0,01028 т,
Пищевые отходы (неопасные) 2,5 т, Бумага, картон (неопасные) 2,3 т,
Пластик (неопасные) 0,28 т,
Стекло (неопасные) 0,22 т,
Бракованное электрооборудование (неопасные) 0,1 т.

Таблица 1.9.2-4. Ориентировочные лимиты накопления отходов, образующихся при эксплуатации объекта

Наименование отходов	**Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год**	**Лимит накопления, т/год**
Всего	-	579,09136
в том числе:		
отходов производства	-	574,66136
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 воздушные фильтры		0,01028
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 организациииимеющие 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. 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	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 Ci мг/кг (33,70%), органические вещества – 307600 Ci мг/кг (30,76%), щебень – 88000 Ci мг/кг (8,80%), хлопок, х/б ткань – 85000 Ci мг/кг (8,50%), стекло – 56000 Ci мг/кг (5,60%), полимерные материалы – 50000 Ci мг/кг (5,00%), алюминий и его соединения – 40500 Ci мг/кг 12(4,05%), керамика – 14000 Ciг/кг (1,40%), синтетический каучук – 13000 Ci мг/кг(1,30%), железо металлическое – 4000 Ci мг/кг (0,40%), медь – 2700 Ci мг/кг (0,27%), цинк – 1800 Ci 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

Социально-экономическая структура Кызылординской области формируетсявдовольно жестких природно-климатических условиях, обусловленных пустыннымклиматом, дефицитом плодородных земельных ресурсов и источников пресной воды. Эти факторы оказывают влияние на специфику развития социальной сферы, характер расселенияи занятости населения.

Кызылординская область расположена в юго-западной части Казахстана общейплощадью 226 тыс. кв. км, что составляет 8,4% всей территории республики. Область граничит на северо-западе с Актюбинской, на севере с Карагандинской, на юго-востоке с Южно-Казахстанской областями, а на юге- с республикой Узбекистан. Территориальное устройство области состоит из 7 районов (Аральский, Казалинский, Кармакшинский, Жалагашский, Сырдарьинский, Шиелийский, Жанакорганский) 4 городов (Кызылорда, Байконур, Аральск, Казалинск), 145 поселковых и аульных округов. Кызылординская область является аграрно-индустриальным регионом. Область располагает значительным экономическим потенциалом и природными ресурсами. Развиваются нефтегазовая сфера, урановая промышленность и строительная индустрия.

Кызылординская область расположена на юге республики по обоим берегам р.Сырдарьи в ее нижнем течении. По площади область занимает четвертое место в Республике и граничит на северо-западе с Актюбинской, на севере с Карагандинской, на востоке и юговостоке с Южно-Казахстанской областями, на юге с Республикой Узбекистан.

Город Байконур, территория которого окружена территорией Кармакшинского района, не входит в состав Кызылординской области и является городом республиканского подчинения. Территория Байконура находится в долгосрочной аренде у Российской Федерации. На территории города действует российское законодательство, используется российская валюта.

Областным центром Кызылординской области является город Кызылорда, расположен на правом берегу реки Сырдарьи, в ее нижнем течении.

Город Кызылорда – административный, социально-экономический, научный,образовательный и культурный центр области. Этот город отличается функциональнымразнообразием экономики, многосторонним потенциалом, выгодным экономикогеографическим положением. Сочетание всех этих качеств делает Кызылорду локомотивомразвития и генератором инноваций всей области.

Основное направление в хозяйственной деятельности Кызылординской области –добыча углеводородного сырья, производство строительных материалов, рыболовство исельское хозяйство.

Численность населения

Численность населения Жалагашского района Кызылординской области формируется преимущественно за счет жителей сельских населенных пунктов. Население района характеризуется рассредоточенным характером расселения, обусловленным особенностями территории и социально-экономическим развитием района.

Динамика численности населения района определяется естественным движением населения, а также миграционными процессами. Изменение численности населения может быть связано с перемещением населения между сельскими населенными пунктами и другими населенными пунктами региона, а также с трудовой и образовательной миграцией.

Для Жалагашского района, как преимущественно сельской территории, социально-экономическое развитие и наличие рабочих мест оказывают влияние на миграционные процессы и занятость населения.

Территория намечаемой деятельности по проекту разработки месторождения Дощан расположена вне границ населенных пунктов. Реализация проектных решений не предусматривает переселения населения, изменения существующей структуры расселения либо изъятия земель населенных пунктов.

Проведение работ может обеспечить создание дополнительных рабочих мест на период реализации проектных решений и эксплуатации объекта, что может оказывать локальное положительное влияние на занятость населения района.

Доходы населения

По данным Бюро национальной статистики, среднедушевые номинальные денежные доходы

населения Кызылординской области в I квартале 2026 года составили 178 795 тенге в месяц на человека, что на 10,7 % выше уровня I квартала 2025 года. Индекс реальных денежных доходов за указанный период составил 99,2 %.

Кызылординская область относится к регионам с различным уровнем денежных доходов населения, что связано со структурой экономики региона, уровнем занятости населения, развитием промышленности, сельского хозяйства и сферы услуг.

Для Жалагашского района уровень доходов населения формируется за счет заработной платы, доходов от сельскохозяйственной деятельности, предпринимательства, социальной поддержки и занятости в промышленных и других предприятиях региона.

Таким образом, среднедушевой денежный доход по Кызылординской области составляет 178,8 тыс. тенге/месяц. При этом данный показатель является средним по Кызылординской области и не может непосредственно рассматриваться как средний доход жителя Жалагашского района.

Оплата труда на предприятиях и организациях

В Кызылординской области уровень оплаты труда формируется с учетом структуры экономики региона, включая промышленность, нефтегазовый сектор, сельское хозяйство, строительство, сферу услуг и другие отрасли.

По итогам II квартала 2026 года среднемесячная номинальная заработная плата работников в Кызылординской области составила 418 672 тенге, увеличившись на 6,0 % по сравнению с соответствующим периодом 2025 года. Индекс реальной заработной платы составил 95,6 %.

Для сравнения, среднемесячная заработная плата по Республике Казахстан за соответствующий период определяется Бюро национальной статистики в рамках региональной статистики оплаты труда. Показатели заработной платы по отдельным видам экономической деятельности существенно различаются в зависимости от отрасли и характера выполняемых работ.

Для Жалагашского района данные по оплате труда следует рассматривать с учетом его преимущественно сельского характера, а также наличия предприятий промышленности, сельского хозяйства, строительства, сферы услуг и других 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 Жалагашского района отдельные показатели ИПЦ не рассчитываются, поэтому в социально-экономической характеристике территории используются данные по Кызылординской области.

В августе 2026 г. по сравнению с декабрем 2025 г. индекс потребительских цен в Кызылординской области составил 106,2 %. Цены на продовольственные товары выросли на 5,4 %, непродовольственные товары – на 6,0 %, платные услуги для населения – на 7,4 %.

Цены на промышленную продукцию в Кызылординской области в августе 2026 г. по сравнению с декабрем 2025 г. повысились на 11,8 %.

Индекс цен на реализованную продукцию сельского хозяйства и отдельные показатели цен в строительстве и транспортной сфере формируются в рамках региональной статистики и характеризуют изменение стоимости соответствующих видов продукции и услуг.

Валовой региональный продукт

Валовой региональный продукт Кызылординской области в I квартале 2026 года в текущих ценах составил 631,4 млрд тенге. По сравнению с I кварталом 2025 года реальный ВРП увеличился на 5,0 %. В структуре ВРП доля производства товаров составила 33,9 %, услуг – 59,8 %.

По итогам 2025 года ВРП Кызылординской области составил 3 051,0 млрд тенге, а ВРП на душу населения – 3 605,5 тыс. тенге. Индекс физического объема ВРП составил 102,3 % к предыдущему году.

Основу экономики области составляют промышленность, сельское хозяйство, строительство, торговля, транспорт и сфера услуг. Реализация проекта разработки месторождения Дощан относится к деятельности, связанной с освоением нефтегазовых ресурсов региона.

Статистика сельского, лесного, охотничьего и рыбного хозяйства

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского хозяйства в Кызылординской области в январе–августе 2026 года составил 89 951,4 млн тенге, или 102,4 % к соответствующему периоду 2025 года.

Сельское хозяйство является одной из отраслей экономики Кызылординской области. В регионе осуществляется производство продукции растениеводства и животноводства. Показатели сельскохозяйственного производства по районам области публикуются Бюро национальной

статистики в составе региональной статистики сельского хозяйства.

Для Жалагашского района сельское хозяйство имеет значение в формировании занятости и доходов населения. Реализация проекта разработки месторождения Дощан осуществляется вне населенных пунктов и не предусматривает непосредственного изменения структуры сельскохозяйственного производства на территории населенных пунктов.

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

Жалагашский район является преимущественно сельским районом Кызылординской области. Основу социально-экономического развития территории составляют сельское хозяйство, малое и среднее предпринимательство, государственный сектор, торговля и сфера услуг, а также промышленность и связанные с ней производственные и сервисные виды деятельности. Важное значение для экономики района имеет развитие сельского хозяйства и других отраслей, обеспечивающих занятость и доходы местного населения.

Социально-экономическое развитие района связано с созданием новых рабочих мест, развитием предпринимательской деятельности, повышением занятости населения и расширением экономической активности. Важную роль в обеспечении занятости населения играют сельское хозяйство, малое и среднее предпринимательство, государственные организации, сфера торговли и услуг.

Значимую роль в обеспечении занятости населения играет малое и среднее предпринимательство. На территории района осуществляют деятельность субъекты малого и среднего предпринимательства, занятые в сельском хозяйстве, торговле, оказании услуг, строительстве и других видах экономической деятельности.

Важным направлением развития рынка труда района является создание новых рабочих мест и повышение экономической активности населения. Мероприятия социально-экономического развития района предусматривают дальнейшее развитие предпринимательства, расширение экономической деятельности и создание дополнительных возможностей для занятости населения.

Для оценки уровня оплаты труда в районе также учитывается общая ситуация по Кызылординской области. Во II квартале 2026 года среднемесячная номинальная заработная плата работников в Кызылординской области составила 418 672 тенге, увеличившись на 6,0 % по сравнению с соответствующим периодом 2025 года. Индекс реальной заработной платы составил 95,6 %.

В целом для территории характерно сочетание традиционной сельской занятости с занятостью в промышленном, строительном, торговом и сервисном секторах. Развитие производственных объектов и реализация инвестиционных проектов 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 Жалагашского 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

Санитарно-эпидемиологическое состояние территории Жалагашского района характеризуется показателями заболеваемости населения, санитарно-гигиеническими условиями проживания и уровнем организации профилактических и противоэпидемических мероприятий. Основное внимание в санитарно-эпидемиологическом отношении уделяется профилактике инфекционных заболеваний, соблюдению санитарно-гигиенических требований и своевременному выявлению заболеваний.

На территории района проводится комплекс профилактических и противоэпидемических мероприятий, направленных на предупреждение распространения инфекционных заболеваний и обеспечение санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

В рамках реализации намечаемой деятельности предусматривается соблюдение действующих санитарно-эпидемиологических требований и санитарных норм, в том числе:

- соблюдение работниками правил личной и производственной гигиены;
- обеспечение надлежащих санитарно-бытовых условий для работников;
- обеспечение работников безопасной питьевой водой;
- соблюдение санитарных требований при организации питания и бытового обслуживания;
- проведение профилактических медицинских мероприятий в соответствии с действующими требованиями;
- своевременное выявление лиц с признаками инфекционных заболеваний и принятие соответствующих профилактических мер;
- обеспечение объектов необходимыми средствами первой помощи и санитарно-гигиеническими средствами;
- соблюдение требований по сбору, временному хранению и передаче отходов;
- соблюдение санитарных требований при проведении строительных, буровых и производственных работ;
- при возникновении инфекционных заболеваний или иной эпидемиологически значимой ситуации – своевременное информирование соответствующих медицинских и санитарно-эпидемиологических служб и принятие необходимых мер реагирования.

Реализация намечаемой деятельности при соблюдении установленных санитарно-эпидемиологических требований не должна приводить к ухудшению санитарно-эпидемиологического состояния территории и условий проживания населения..

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.

На основе утвержденных запасов, в рамках настоящей работы на месторождении Дощан предлагается выделить семь эксплуатационных объектов:

- I объект – Ю-IV-1-2 (район скв. 11) Основной участок;
- II объект – Ю-IV-2-1 (район скв. 3) Основной участок;
- III объект- Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2 (район скв. 48) Основной участок;
- IV объект - Ю-IV-2-2 (район скв. 11) Основной участок;
- V объект – Ю-V-1 и Ю-V-2 (район скв. 5 и 34) Основной участок;
- VI объект – PZ (район скв. 14) Северо-Западный участок;
- VII объект - PZ (район скв. 18) Северо-западный участок.

Согласно методическим указаниям по составлению проекта разработки, в рамках выполняемого Проекта разработки разрешается рассмотреть не менее 3-х вариантов технологических показателей, в связи с чем рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения Дощан, которые различаются между собой системой размещения и количеству скважин, темпами и сроками бурения проектных скважин, режимами эксплуатации продуктивных горизонтов. Проведенная технико-экономическая оценка рассмотренных вариантов позволила рекомендовать для реализации **вариант разработки 3**, который характеризуется наилучшими технико-экономическими показателями разработки.

В работе рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования..

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Технологические показатели вариантов разработки

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

В работе рассмотрены три варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих скважин, объемами добычи нефти, газа и закачки воды.

1 вариант. Разработка месторождения предусмотрена существующим фондом добывающих скважина, без поддержания пластового давления. Планируется ввод из бездействия 8 скважин.

2 вариант. Предусмотрено бурение 22 добывающих скважин, ввод из бездействия 7 скважин.

3 вариант. В отличие от 2 варианта планируется бурение 27 добывающих скважин, ввод из бездействия 7 скважин и перевод под нагнетание 7 скважин.

Характеристика основного фонда скважин по месторождению Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод под нагнет.	Перевод на другой объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, $м^3$/сут
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.подликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа,млн.м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2027	0	0	0	**5**	0	0	0	0	0	5	5	0	0	7,22	7,8	737,2	0,0
2028	**3**	3	0	**0**	0	0	0	0	0	8	8	0	0	7,96	8,8	803,9	0,0
2029	**4**	4	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	0	0	8,99	10,0	941,0	0,0
2030	**5**	5	0	**0**	0	0	0	0	0	17	17	0	0	9,53	10,9	1003,0	0,0
2031	**3**	3	0	**2**	0	0	0	0	0	22	22	0	0	9,34	10,9	984,8	0,0
2032	**5**	5	0	**0**	3	0	3	0	0	24	24	3	3	10,06	11,8	1044,1	13,0
2033	**3**	3	0	**0**	1	1	1	0	0	26	26	4	4	10,13	12,1	1035,4	7,5
2034	**2**	2	0	**0**	1	0	0	0	0	27	27	5	5	10,70	13,1	1079,6	8,0
2035	**2**	2	0	**0**	1	0	1	0	0	28	28	6	6	11,30	14,1	1129,2	12,6
2036	0	0	0	**0**	1	0	1	0	0	27	27	7	7	10,79	13,9	1083,2	11,2
2037	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	27	27	7	7	10,41	13,7	1044,7	11,8
2038	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	27	27	7	7	10,05	13,5	1008,9	12,4
2039	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	27	27	7	7	9,75	13,2	978,3	12,5
2040	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	27	27	7	7	9,32	12,9	936,3	13,5
2041	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	9,39	13,2	944,3	13,8
2042	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	9,12	13,0	916,6	14,1
2043	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	8,73	12,7	876,2	14,2
2044	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	8,41	12,6	844,2	14,6
2045	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	8,04	12,3	806,9	15,1
2046	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	7,64	12,1	767,0	15,4
2047	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	7,30	11,9	732,7	16,0
2048	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	6,78	11,6	680,6	16,6
2049	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	26	26	7	7	6,4	11,3	643,1	16,7

														0			
2050	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	24	24	7	7	6,36	11,6	639,9	17,9
2051	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	24	24	7	7	5,87	11,3	589,8	18,7
2052	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	24	24	7	7	5,36	11,1	538,1	19,5
2053	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	24	24	7	7	4,92	10,8	493,0	20,1
2054	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	24	24	7	7	4,53	10,6	452,8	20,5
2055	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	24	24	7	7	4,23	10,3	421,8	20,8
2056	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	21	21	6	6	4,34	10,9	431,9	21,2
2057	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	21	21	6	6	3,95	10,6	391,3	21,5
2058	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	21	21	6	6	3,59	10,3	354,7	21,9
2059	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	17	17	5	5	4,02	11,1	395,4	21,2
2060	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	4	4	5,05	13,7	495,6	26,0
2061	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	4	4	4,63	13,4	454,3	26,3
2062	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	4	4	3,97	13,1	389,4	27,2
2063	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	4	4	3,34	12,8	328,5	27,7
2064	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	4	4	2,96	12,5	290,5	28,2
2065	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	4	4	2,55	12,2	249,7	28,7
2066	0	0	0	**0**	0	0	0	0	0	12	12	4	4	2,04	11,9	200,1	29,0

Характеристика основных показателей разработки по месторождению Дощан. Вариант 3

Годы и периоды	**Добыча нефти, тыс.т**	**Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %**		**Накопленная добыча нефти, тыс.т**	**Отбор извлекаемых запасов нефти, %**	**Коэффициент извлечения нефти, д.ед.**	**Годовая добыча жидкости, тыс.т**		**Накопленная добыча жидкости, тыс.т**		**Обводненность, %**	**Добыча газа,млн.м3**		**Закачка воды, тыс.м^3**		**Компенсация отборов жидкости закачкой, %**
		начальных	**текущих**				**всего**	**мех.способом**	**всего**	**мех.способом**		**Годовая**	**накопл**	**годовая**	**накопленная**	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**
2027	6,5	0,3	0,3	15,9	0,7	0,003	7,0	7,0	18,6	18,6	7,1	0,7	6,2	0,0	0,0	0,0
2028	18,2	0,8	0,9	34,1	1,6	0,006	20,1	20,1	38,7	38,7	9,5	1,8	8,1	0,0	0,0	0,0
2029	31,5	1,5	1,5	65,6	3,1	0,012	35,0	35,0	73,7	73,7	10,0	3,3	11,4	0,0	0,0	0,0
2030	48,3	2,3	2,3	114,0	5,3	0,022	55,5	55,5	129,1	129,1	12,9	5,1	16,5	0,0	0,0	0,0
2031	63,5	3,0	3,1	177,5	8,3	0,034	74,0	74,0	203,2	203,2	14,2	6,7	23,2	0,0	0,0	0,0
2032	78,9	3,7	4,0	256,4	12,0	0,049	93,0	93,0	296,1	296,1	15,1	8,2	31,4	13,5	13,5	14,5
2033	88,2	4,1	4,7	344,6	16,1	0,065	105,7	105,7	401,8	401,8	16,6	9,0	40,4	13,0	26,5	12,3
2034	96,7	4,5	5,4	441,3	20,6	0,084	118,5	118,5	520,3	520,3	18,4	9,8	50,1	13,8	40,3	11,7
2035	109,9	5,1	6,5	551,2	25,7	0,104	137,6	137,6	658,0	658,0	20,1	11,0	61,1	26,2	66,5	19,0
2036	101,0	4,7	6,4	652,3	30,5	0,123	129,9	129,9	787,9	787,9	22,2	10,1	71,2	27,1	93,6	20,9
2037	97,5	4,6	6,5	749,7	35,0	0,142	127,9	127,9	915,8	915,8	23,8	9,8	81,0	28,5	122,2	22,3
2038	94,1	4,4	6,8	843,8	39,4	0,160	126,1	126,1	1041,8	1041,8	25,4	9,4	90,5	30,0	152,2	23,8
2039	91,3	4,3	7,0	935,1	43,7	0,177	124,0	124,0	1165,8	1165,8	26,4	9,2	99,6	30,4	182,6	24,5
2040	87,2	4,1	7,2	1022	47,7	0,194	120	120,8	128	1286,	27,8	8,8	108,	32,7	215,	27,1

				,3			,8		6,6	6			4		3	
2041	84,7	4,0	7,6	1107,0	51,7	0,210	118,9	118,9	1405,5	1405,5	28,8	8,5	116,9	33,4	248,7	28,1
2042	82,2	3,8	7,9	1189,2	55,5	0,225	117,6	117,6	1523,1	1523,1	30,1	8,3	125,2	34,1	282,8	29,0
2043	78,7	3,7	8,3	1267,8	59,2	0,240	114,7	114,7	1637,8	1637,8	31,4	7,9	133,1	34,4	317,2	30,0
2044	75,8	3,5	8,7	1343,7	62,7	0,254	113,3	113,3	1751,1	1751,1	33,1	7,6	140,7	35,5	352,7	31,3
2045	72,5	3,4	9,1	1416,2	66,1	0,268	111,3	111,3	1862,4	1862,4	34,9	7,3	148,0	36,6	389,3	32,9
2046	68,9	3,2	9,5	1485,1	69,3	0,281	109,2	109,2	1971,6	1971,6	36,9	6,9	154,9	37,5	426,8	34,3
2047	65,8	3,1	10,0	1550,9	72,4	0,294	107,3	107,3	2078,9	2078,9	38,6	6,6	161,5	38,8	465,6	36,1
2048	61,1	2,9	10,3	1612,0	75,3	0,305	104,8	104,8	2183,7	2183,7	41,6	6,1	167,6	40,4	506,0	38,6
2049	57,7	2,7	10,9	1669,7	78,0	0,316	102,0	102,0	2285,7	2285,7	43,4	5,8	173,4	40,5	546,5	39,7
2050	52,9	2,5	11,2	1722,7	80,4	0,326	96,6	96,6	2382,2	2382,2	45,2	5,3	178,7	43,4	589,9	44,9
2051	48,8	2,3	11,6	1771,5	82,7	0,335	94,4	94,4	2476,6	2476,6	48,3	4,9	183,6	45,3	635,2	48,0
2052	44,6	2,1	12,0	1816,1	84,8	0,344	92,3	92,3	2568,9	2568,9	51,7	4,5	188,1	47,3	682,5	51,2
2053	40,9	1,9	12,6	1857,0	86,7	0,351	90,2	90,2	2659,1	2659,1	54,6	4,1	192,2	48,7	731,2	54,0
2054	37,7	1,8	13,2	1894,7	88,5	0,359	88,0	88,0	2747,1	2747,1	57,2	3,8	196,0	49,7	780,9	56,4
2055	35,2	1,6	14,2	1929,9	90,1	0,365	85,9	85,9	2833,1	2833,1	59,0	3,5	199,5	50,6	831,5	58,9
2056	31,6	1,5	14,9	1961,5	91,6	0,371	79,2	79,2	2912,3	2912,3	60,1	3,1	202,6	51,6	883,1	65,1
2057	28,8	1,3	15,9	1990,2	92,9	0,377	77,2	77,2	2989,5	2989,5	62,8	2,8	205,5	52,2	935,3	67,5
2058	26,1	1,2	17,2	2016,3	94,1	0,382	75,3	75,3	3064,8	3064,8	65,3	2,6	208,1	53,2	988,4	70,6
2059	23,7	1,1	18,8	2040,0	95,2	0,386	65,2	65,2	3130,0	3130,0	63,7	2,3	210,4	44,1	1032,5	67,7
2060	21,0	1,0	20,6	2061,0	96,2	0,390	56,8	56,8	3186,8	3186,8	63,1	2,1	212,5	36,1	1068,6	63,5
2061	19,3	0,9	23,8	2080,3	97,1	0,394	55,6	55,6	3242,4	3242,4	65,4	1,9	214,4	36,5	1105,1	65,6
2062	16,5	0,8	26,7	2096,8	97,9	0,397	54,5	54,5	3296,9	3296,9	69,7	1,6	216,0	37,7	1142,8	69,3
2063	13,9	0,6	30,7	2110,7	98,5	0,400	53,3	53,3	3350,2	3350,2	73,9	1,4	217,3	38,4	1181,2	72,0
2064	12,3	0,6	39,3	2123,0	99,1	0,402	52,1	52,1	3402,2	3402,2	76,4	1,2	218,6	39,1	1220,3	75,2
2065	10,6	0,5	55,7	2133,6	99,6	0,404	50,9	50,9	3453,1	3453,1	79,2	1,0	219,6	39,8	1260,1	78,2
2066	8,5	0,4	100,9	2142	100,0	0,405	49,7	49,7	3502,8	3502,8	82,9	0,8	220,4	40,2	1300,3	80,8

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ)

Сравнение технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождения Дощан производится по рентабельному периоду.

Вариант 1. Рентабельный период разработки составляет 11 лет. Данный вариант предусматривает разработку месторождения существующим фондом добывающих скважин, планируется ввод 7 скважин, находящихся в бездействии.

Капитальные вложения предусматриваются в размере 0,81 млрд тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 110,1 тыс. тонн, при этом утверждённый коэффициент извлечения нефти (КИН) не достигается и составляет 0,021 д. ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконтирования 10 %, 20%, сумма чистой прибыли, внутренняя норма рентабельности, а также доход государства имеют более низкие значения по сравнению с вариантами 2 и 3.

Вариант 2. Рентабельный период разработки составляет 18 лет. Данный вариант предусматривает бурение 22 добывающих скважин, ввод из бездействия 7 скважин.

Капитальные вложения предусматриваются в размере 6,9 млрд тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 648,4 тыс. тонн. Утверждённый коэффициент извлечения нефти не достигается и составляет 0,123 д. ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконтирования 10 %, 20%, сумма чистой прибыли, внутренняя норма рентабельности, а также доход государства имеют более низкие значения по сравнению с вариантом 3.

Вариант 3. Рентабельный период разработки составляет 40 лет. Данный вариант предусматривает бурение 27 добывающих скважин, ввод из бездействия 7 скважин и перевод под нагнетание 7 добывающих скважин.

Капитальные вложения предусматриваются в размере 9,41 млрд тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 2142,0 тыс. тонн. Утверждённый коэффициент извлечения нефти достигается и составляет 0,405 д. ед.

При реализации данного варианта накопленный поток денежной наличности при ставке дисконтирования 10 %, 20%, сумма чистой прибыли, внутренняя норма рентабельности, а также доход государства достигают максимальных значений. Кроме того, обеспечивается достижение утверждённого КИН.

На основании проведённого анализа технико-экономических показателей разработки месторождения Дощан к внедрению **рекомендуется вариант 3,** поскольку он характеризуется наиболее высокими технико-экономическими показателями и обеспечивает достижение утверждённого коэффициента извлечения нефти.

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 Дощан), 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 Дощан.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Дощан.

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 Дощан компании ТОО «D-oil».

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.

Месторождение Дощан расположено в зоне развития главного Каратауского разлома в Арыскумском прогибе Южно-Торгайской впадины.

Площадь Дощан находится в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г.г. Кызылорда (к югу 170км), пос.Жалагаш (103км.) Жезгазган (к северо-востоку 200км), ст. Жосалы (к западу 120км), промысел Кумколь (к востоку 85км).

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 Дощан.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении Дощан по результатам технико-экономической оценки рассмотренных вариантов разработки на основании запасов УВС в рамках отчета «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Дощан по состоянию изученности на 02.01.2026 г.» с дальнейшим вводом месторождения в промышленную разработку.

На основе анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-

химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов, а также анализа текущего состояния пробной эксплуатаций на месторождении выделяются семь эксплуатационных объектов и рассмотрены 3 варианта разработки для каждого объекта, отличающихся системой разработки, плотностью сетки скважин и применением мероприятий по поддержанию пластового давления.

Недропользователем месторождения является компания ТОО «D Oil» в соответствии с контрактом на Недропользование за № 5329-УВС от 19 марта 2024 г.

Основное воздействие намечаемой деятельности на земли и почвы связано с размещением и эксплуатацией объектов месторождения, движением техники и проведением производственных работ

Возможны локальное нарушение и уплотнение почвенного покрова, изменение его физических свойств, а также риск загрязнения при аварийных ситуациях. Изменение органического состава и развитие эрозионных процессов существенного характера не прогнозируются.

Изъятие земель осуществляется в пределах территории, необходимой для реализации намечаемой деятельности, в соответствии с требованиями земельного законодательства Республики Казахстан.

Для минимизации воздействия предусматриваются ограничение площади нарушаемых земель, соблюдение границ отведенной территории, надлежащее обращение с отходами, предупреждение аварийных проливов и восстановление нарушенных участков..

6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Экологическое состояние водных ресурсов Кызылординской области в значительной степени определяется состоянием бассейна реки Сырдарья и водных экосистем Аральского региона. Река Сырдарья является основным водным объектом региона и имеет важное значение для водоснабжения, сельского хозяйства и поддержания природных экосистем.

Поверхностные воды. На исследуемой территории постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Имеются небольшие овраги и промоины, по которым поверхностный сток может формироваться временно в периоды выпадения атмосферных осадков и снеготаяния.

Гидрографическую сеть региона дополняют временные водотоки и озера, часть которых имеет сезонный характер и в засушливый период может пересыхать или значительно мелеть.

Подземные воды. Рассматриваемая территория относится к области распространения артезианских вод. В пределах района распространены водоносные горизонты различного возраста, приуроченные к четвертичным и более древним отложениям. Подземные воды характеризуются различными условиями залегания и степенью минерализации.

В пределах рассматриваемой территории выделяются водоносные горизонты и комплексы, приуроченные к верхнечетвертичным, верхнеплиоценовым, сенонским, туронским, сеноманским и альбским отложениям.

С учетом отсутствия постоянных поверхностных водотоков и водоемов непосредственно на территории намечаемой деятельности непосредственное воздействие на поверхностные водные объекты не прогнозируется.

При соблюдении требований по водопользованию, обращению с отходами, эксплуатации оборудования и предотвращению аварийных проливов существенного негативного воздействия на количество и качество поверхностных и подземных вод не прогнозируется.

Гидроморфологические изменения водных объектов в результате реализации намечаемой деятельности не прогнозируются.

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 Жалагашском районе не осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможной в связи с отсутствием в Жалагашском районе постов наблюдений.

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 Проект разработки месторождения Дощан.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении Дощан по результатам технико-экономической оценки рассмотренных вариантов разработки на основании запасов УВС в рамках отчета «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Дощан по состоянию изученности на 02.01.2026 г.» с дальнейшим вводом месторождения в промышленную разработку.

На основе анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов, а также анализа текущего состояния пробной эксплуатаций на месторождении выделяются семь эксплуатационных объектов и рассмотрены 3 варианта разработки для каждого объекта, отличающихся системой разработки, плотностью сетки скважин и применением мероприятий по поддержанию пластового давления.

Проект предусматривает поэтапное освоение месторождения с 2027 года, включая ввод в эксплуатацию ранее законсервированных скважин, бурение новых добывающих скважин, перевод части добывающих скважин под закачку воды для ППД, а также поэтапный перевод добывающих скважин на механизированный способ эксплуатации.

Всего предусматривается бурение и ввод 27 добывающих скважин (D-1, D-2, D-3, D-4, D-5, D-6, D-7, D-8, D-9, D-10, D-11, D-12, D-13, D-14 и D-15, D-16, D-17 и D-18, D-19 и D-20, D-21 и D-22, D-23 и D-24, D-25, D-26 и D-27), ввод из консервации 7 скважин (№11, №3, №48, №5 и 34, №14 и №18) и перевод под нагнетание 6 скважин (11,3,48, D11, 34,D-19).

Также проектом предусматривается бурение оценочных скважин ДО-1 проектной глубиной 1500 (+-250м), ДО-2 с проектной глубиной 2200 (+-250м). Максимальный фонд добывающих скважин составляет 32 скважин. В период разработки предусматривается перевод добывающих скважин на механизированную добычу, а также перевод 6 добывающих скважин под нагнетание воды. Таким образом фонд нагнетательных скважин составляет 6 скважин.

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют 40 лет. (2027-2066 гг.). Первым проектным годом принят 2027 год.

При количественном анализе выявлено, что выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1-ой добывающей скважины: составит – 52,907412766 г/сек и 453,071531616 тонн (от 27 скв. составит 12232,9313536 тонн).

При выводе из консервации 1-ой скважины ориентировочный выброс будет составлять 20.066846412 г/сек и 182.703753959 т/период (от 7-ми составит 1278,92627771 т), при бурении 1-ой оценочной скважины составит – 26,453706383 г/сек и 226.535765808 тонн (от 2-х скв.453,071531616 тонн).

При эксплуатации месторождения: на 30,36678211 г/сек и 720,032015 т/год.

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 вывода из консервации 1-ой скважины образуется 570,5964 тонн отхода.

При бурении 1-ой добывающей скважины будут образоваться объемом 1364,56215 тонн отхода.

При бурении 1-ой оценочной скважины будут образоваться объемом 1360,56215 тонн.

Объем отходов при эксплуатации месторождения составит 579,09136 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 деятельности можно 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 деятельности влечет 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, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения на период разработки 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 Кызылординской области, Областная прокуратура, Департамент экологии по Кызылординской 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.

При проведении работ планируется обеспечение аварийной готовности на объекте. Для оперативного реагирования на возможные разливы нефти и нефтепродуктов в водные экосистемы будет сформирована аварийная бригада, которая будет находиться на месте проведения работ и обеспечивать своевременное принятие мер по локализации и ликвидации разливов.

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 разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;

- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;

- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;

- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не 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-Ө

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», выполненные для решений «Проект разработки месторождения Дощан (по состоянию на 01.01.2026 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 Дощан.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении Дощан по результатам технико-экономической оценки рассмотренных вариантов разработки на основании запасов УВС в рамках отчета «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Дощан по состоянию изученности на 02.01.2026 г.» с дальнейшим вводом месторождения в промышленную разработку.

Недропользователем месторождения является компания ТОО «Doil» в соответствии с контрактом на Недропользование за № 5329-УВС от 19 марта 2024 г. Срок контракта 19.03.2049 года.

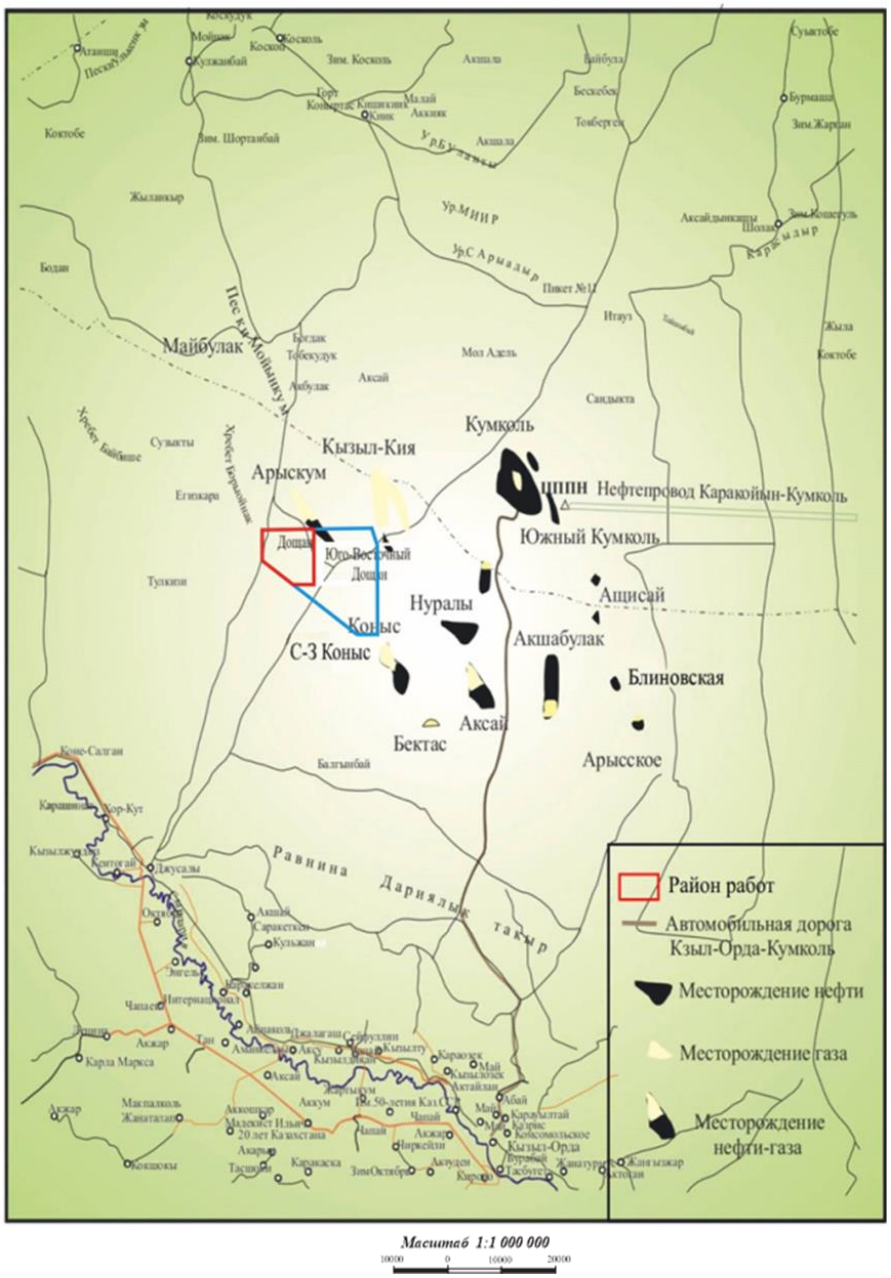


Рисунок 1. Обзорная карта

1) Площадь Дощан находится в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан. В орографическом отношении район представляет слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками рельефа от 80 до 230м. Гидросеть и поверхностные источники

водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские воды верхнего мела, имеющие дебит от 5 до 15л/с., минерализацией до 3л/с. Климат района резко-континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не менее 150 мм, основное их количество выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем -120С(до -400 С), летом +270 С (до +400 С). Район относится к пустынной и полупустынной зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветра: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные, скорость 3-4м/сек. Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г.г. Кызылорда (к югу 170км), Жезказган (к северо-востоку 200км), ст. Жосалы (к западу 120км), пос.Жалагаш (103 км.) промысел Кумколь (к востоку 85км). На расстоянии 85км к востоку от проектируемого района находится нефтепровод Кумколь-Каракоин, связанный с ниткой нефтепровода Павлодар-Шымкент. Источники энергоснабжения отсутствуют. Оно обеспечивается автономными электростанциями на дизельном топливе. Линии телефонной связи отсутствуют. Постоянная связь с базой осуществляется по рации. Дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами, которые во время зимних заносов и весенней распутицы непроходимы для любого транспорта.

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефти извлечения были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Сравнение технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождения Дощан производится по рентабельному периоду.

Вариант 1. Рентабельный период разработки составляет 11 лет. Данный вариант предусматривает разработку месторождения существующим фондом добывающих скважин, планируется ввод 7 скважин, находящихся в бездействии.

Капитальные вложения предусматриваются в размере 0,81 млрд тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 110,1 тыс. тонн, при этом утверждённый коэффициент извлечения нефти (КИН) не достигается и составляет 0,021 д. ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконтирования 10 %, 20%, сумма чистой прибыли, внутренняя норма рентабельности, а также доход государства имеют более низкие значения по сравнению с вариантами 2 и 3.

Вариант 2. Рентабельный период разработки составляет 18 лет. Данный вариант предусматривает бурение 22 добывающих скважин, ввод из бездействия 7 скважин.

Капитальные вложения предусматриваются в размере 6,9 млрд тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 648,4 тыс. тонн. Утверждённый коэффициент извлечения нефти не достигается и составляет 0,123 д. ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконтирования 10 %, 20%, сумма чистой прибыли, внутренняя норма рентабельности, а также доход государства имеют более низкие значения по сравнению с вариантом 3.

Вариант 3. Рентабельный период разработки составляет 40 лет. Данный вариант предусматривает бурение 27 добывающих скважин, ввод из бездействия 7 скважин и перевод под нагнетание 7 добывающих скважин.

Капитальные вложения предусматриваются в размере 9,41 млрд тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 2142,0 тыс. тонн. Утверждённый коэффициент извлечения нефти достигается и составляет 0,405 д. ед.

При реализации данного варианта накопленный поток денежной наличности при ставке дисконтирования 10 %, 20%, сумма чистой прибыли, внутренняя норма рентабельности, а также доход государства достигают максимальных значений. Кроме того, обеспечивается достижение утверждённого КИН.

На основании проведённого анализа технико-экономических показателей разработки месторождения Дощан к внедрению рекомендуется вариант 3, поскольку он характеризуется наиболее высокими технико-экономическими показателями и обеспечивает достижение утверждённого коэффициента извлечения нефти.

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 осуществление проектируемых 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: при количественном анализе выявлено, что выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1-ой добывающей скважины: составит – 52,907412766 г/сек и 453,071531616 тонн (от 27 скв. составит 12232,9313536 тонн). При выводе из консервации 1-ой скважины ориентировочный выброс будет составлять 20.066846412 г/сек и 182.703753959 т/период (от 7-ми составит 1278,92627771 т), при бурении 1-ой оценочной скважины составит – 26,453706383 г/сек и 226.535765808 тонн (от 2-х скв.453,071531616 тонн). При эксплуатации месторождения: на 30,36678211 г/сек и 720,032015 т/год. Перечень ЗВ представлен исходя из условия максимального воздействия. При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при регламентированной эксплуатации месторождения в год на максимальной объем выбросов: следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) 3 класс 0,00275 г/сек и 0,00297 т/год, Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) 2 клаас 0,0003056 г/сек и 0,00033 т/год, Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 2 класс 2,19328 г/сек и 159,91 т/год, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 3 класс 0,34649275 г/сек и 140,37042 т/год, Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 3 класс 0,13865 г/сек и 88,60594 т/год, Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 3 класс 2,23247 г/сек и 170,38788 т/год, Сероводород (Дигидросульфид) (518) 2 класс 0,001607234 г/сек и 0,049950971 т/год, Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 4 класс 3,152299999 г/сек и 35,6223 т/год, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) 2 класс 0,000111 г/сек и 0,00012 т/год, Бутан (99) 4 класс 0,005866 г/сек и 0,185579 т/год, Гексан (135) 4 класс 0,00196 г/сек и 0,0619936 т/год, Пентан (450) 4 класс 0,002387061 г/сек и 0,075984761 т/год, Метан (727*) 0,00438463 г/сек и 0,147028 т/год, Изобутан (2-Метилпропан) (279) 4 класс 0,004286947 г/сек и 0,836334142 т/год, Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) 0,9456918 г/сек и 30,4533534 т/год, Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) 0,34224 г/сек и 20,284034 т/год, Бензол (64) 2 класс 0,0044723 г/сек и 0,83824745 т/год, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 3 класс 0,0014052 г/сек и 0,0422243 т/год, Метилбензол (349) 3 класс 0,0028097 г/сек и 0,084449 т/год, Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) 1 класс 0,000003389 г/сек и 0,000042828 т/год, Формальдегид (Метаналь) (609) 2класс 0,0395375 г/сек и 51,3918 т/год, Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) 4класс 0,936521001 г/сек и 20,346034 т/год, Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326) 2 класс 0,00725 г/сек и 0,335 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 выводе из консервации 1-ой скважины образуется 570,5964 тонн отхода (от 7-ми скважин 3994,1748 т.). При бурении 1-ой добывающей скважины будут образоваться объемом 1364,56215 тонн отхода тонн (от 27-ми скважин D-1, D-2, D-3, D-4, D-5, D-6, D-7, D-8, D-9, D-10, D-11, D-12, D-13, D-14 и D-15, D-16, D-17 и D-18, D-19 и D-20, D-21 и D-22, D-23 и D-24, D-25, D-26 и D-27 всего 36843,17805 тонн). При бурении 1-ой оценочной скважины будут образоваться объемом 1360,56215 тонн (от 2-х скважин 2721,1243). Объем отходов при эксплуатации месторождения составит 579,09136 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 следующих мероприятий:
- разработка планов ликвидации аварий в цехах и на объектах, подконтрольных КЧС МВД РК; а также подготовка планов эвакуации персонала цехов и объектов в случае возникновения аварий;
- первичный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала для вновь принятых или переведенных из цеха в цех рабочих (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводится руководителем организации).

Предусмотрено обязательное обучение всех работников предприятий, учреждений и организаций правилам поведения, способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях.

Занятия с ними проводятся по месту работы в соответствии с программами, разработанными с учетом особенностей производства. Работники также принимают участие в специальных учениях и тренировках.

Для руководителей всех уровней, кроме того, предусмотрено обязательное повышение квалификации в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций при назначении на должность, а в последующем не реже одного раза в пять лет.

В качестве профилактических мер на объектах целесообразно использовать следующее:

- ужесточение пропускного режима при входе и въезде на территорию;
- установка систем сигнализации, аудио–и видеозаписи;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- использование специальных средств и приборов обнаружения взрывчатых веществ и т.д.

Каждый рабочий и служащий объекта при чрезвычайной ситуации должен 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.

Атмосферный воздух: использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических параметров, осуществление постоянного контроля герметичности оборудования, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, соблюдение требований охраны труда и техники безопасности; проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Водные ресурсы: обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций; контроль над размещением взрывопожароопасных веществ и их складированием, недопущение слива различных стоков; необходимо предотвращать возможные утечки, предотвращать использование неисправной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов и агрегатов, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

Недра: работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюид содержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности; предотвращение выбросов, открытого фонтанирования, грифон образования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

Почвенный и растительный покров: использование только необходимых дорог, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы; восстановление земель; сбор и вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова.

Животный мир: сохранение и восстановление биоресурсов; не допускать движение транспорта по бездорожью; запретить несанкционированную охоту; запрещение кормления диких животных; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты; изоляция источников шума; проведение мониторинга животного мира.

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 строительстве 1-ой добывающей 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 $T_{oг}$, K, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{oг}$, кг/с:

$$G_{oг} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 133 * 37 = 0.04291112 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{oг}$, кг/м^3:

$$\gamma_{oг} = 1.31 / (1 + T_{oг} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{oг}$, м^3/с:

$$Q_{oг} = G_{oг} / \gamma_{oг} = 0.04291112 / 0.531396731 = 0.080751569 \quad (A.4)$$

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
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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

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)	0.084688889	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 АДД200 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

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 · 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 - 50 м3
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP*** **= Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C*** **= 3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY*** **= 2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ*** **= 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 · M / 100*** **= 0.28 · 0.00238 / 100 = 0.00000666**
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	0.00000666
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.002373

Источник загрязнения N 6005, 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* = 1**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1* = 1**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_* = 288**
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 · 288) / 1000 = 0.01152**
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 · 0.01152 / 100 = 0.01149**
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 · 0.01152 / 100 = 0.00003226**
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	0.00003226
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.01149

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	0.159466667	2.262	0	0.159466667	2.262

	оксид) (6)					
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

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, 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	0.133333333	2.025	0	0.133333333	2.025

	сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)					
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

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)	0.291055556	0.819	0	0.291055556	0.819

	(584)					
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, ***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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 88 * 132 = 0.10129152 \quad (A.3)$$

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:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.10129152 / 0.531396731 = 0.190613743 \quad (A.4)$$

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)	0.2816	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

Источник загрязнения N 0010, Дизельная электростанция АДД200 кВт (вахт.пос)

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

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

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 218 * 200 = 0.380192 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$\gamma_{ог}$ = ***1.31 / (1 + $T_{ог}$ / 273)*** = **1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731** (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

<u>Источник загрязнения N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива 50 м3</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*** = **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 · 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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 700 + 3.15 \cdot 700) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.00235 = 0.002736$

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 6007, Емкость для хранения дизельного топлива (вахт.пос.) 20 м3

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, NP = **Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 3.92$
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 67.5$
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), $GHRI = 0.27$
$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 3 = 0.00235$
Коэффициент , $KPSR = 0.1$
Коэффициент, $KPMAX = 0.1$
Общий объем резервуаров, м3, $V = 60$
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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 67.5 + 3.15 \cdot 67.5) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.00235 = 0.002387$

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), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.002387 / 100 = 0.00238$
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), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.002387 / 100 = 0.00000668$
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	0.00000668
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 6008, Емкость для хранения масла 10 м3

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, NP = **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 6009, Емкость для хранения бурового раствора 50м3
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 6010, 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 6011, 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 6012, Емкость бурового шлама 40 м3
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	$К_{11}$		0,21		

	емкости														
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 6013, Блок приготовления бурового раствора

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_ · _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 6014, Насос для бурового раствора

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

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	960		
2.1	2. Расчет: *2754 Углеводороды С12-С19* 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),	$M_{год}$	т/год		0,02 * 1 * 960 * 0,001	**0,0192**
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	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 6015, Буровой насос

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

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	960		
2.1	2. Расчет: *2754 Углеводороды С12-С19* 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),	$M_{год}$	т/год		0,02 * 2 * 960 * 0,001	**0,0384**
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	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 6016, Дегазатор бурового раствора

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	**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	K	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 6017, 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	t	K	313		

$\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} * \sqrt{\frac{M\ n}{}}$

	температура в аппарате					
2	Количество выбросов углеводородов составит: *2754 Углеводороды С12-С19*		Пр	кг/час	Пр = 0.037 * *	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 6018, Ремонтно-механическая мастерская

Список литературы:
Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005
Технология обработки: Механическая обработка металлов
Местный отсос пыли не проводится
Тип расчета: без охлаждения
Вид оборудования: Заточные станки, с диаметром шлифовального круга - 250 мм
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, ***_T_*** **= 100**
Число станков данного типа, шт., ***_KOLIV_*** **= 1**
Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., ***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 · KN · GV · _T_ · _KOLIV_ / 10^6*** **= 3600 · 0.2 · 0.011 · 100 · 1 / 10^6 = 0.000792**
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), ***_G_ = KN · GV · NS1*** **= 0.2 · 0.011 · 1 = 0.0022**

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), ***GV*** **= 0.016**
Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), ***KN*** **= 0.2**
Валовый выброс, т/год (1), ***_M_ = 3600 · KN · GV · _T_ · _KOLIV_ / 10^6*** **= 3600 · 0.2 · 0.016 · 100 · 1 / 10^6 = 0.001152**
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), ***_G_ = KN · GV · NS1*** **= 0.2 · 0.016 · 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 · KN · GV · _T_ · _KOLIV_ / 10^6*** **= 3600 · 0.2 · 0.023 · 100 · 1 / 10^6 = 0.001656**
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), ***_G_ = KN · GV · NS1*** **= 0.2 · 0.023 · 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 · KN · GV · _T_ · _KOLIV_ / 10^6*** **= 3600 · 0.2 · 0.055 · 100 · 1 / 10^6 = 0.00396**
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), ***_G_ = KN · GV · NS1*** **= 0.2 · 0.055 · 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 · KN · GV · _T_ · _KOLIV_ / 10^6*** **= 3600 · 0.2 · 0.0011 · 100 · 1 / 10^6 = 0.0000792**
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), ***_G_ = KN · GV · NS1*** **= 0.2 · 0.0011 · 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 $e_{мi}$ 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	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

Источник загрязнения N 0012, Дизельгенератор мощностью Volvo 100 кВт освещение

Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 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

Источник загрязнения N 0013, Дизель-генератор резервный Volvo 60 кВт
Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, 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 $T_{ог}$, 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
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)	0.137333333	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

<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, 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-320"

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/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.136138889	0.684	0	0.136138889	0.684

Источник загрязнения N 6019, Емкость для хранения дизтоплива 50 м3

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP* = Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C* = 3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY* = 2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ* = 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 6020, Емкость для хранения дизтоплива 30 м3
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP*** **= Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C*** **= 3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY*** **= 2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ*** **= 150**
Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), ***YYY*** **= 3.15**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, ***BVL*** **= 100**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC*** **= 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP*** **= 0.0029**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 30**
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 6021, Насос для дизтоплива
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки
Нефтепродукт: Дизельное топливо
Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С
Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала
Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), ***Q*** **= 0.04**
Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***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 6022, 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 6023, Устье скважины
Список литературы:
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 6024, 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 6025, Емкость для нефти 70м3
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= 20**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.57**
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 6026, Газосепаратор

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

Исходные данные:				Расчетная формула:	Результат
Давление в аппарате	P	7000	гПа	$П = 0{,}004 * \left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд$	
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 6027, Конденсатосборник

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№ п.п.	**Наименование**	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**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

Источник загрязнения N 6028, Емкость для хранения масла 10 м3

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, ***NP* = 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), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$
Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 5.43 + 0.25 \cdot 5.43) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0002187 = 0.000219$

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), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000219 / 100 = 0.000219$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	0.00001625	0.000219

При выводе из консервации скважины

Подготовительные работы
РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0001, Дизель-генератор CAT3412

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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (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	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), $\_M\_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 576 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.02212$
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $\_G\_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 3.6 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0384$
Итого выбросы:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола,	0.0384	0.02212

	кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		

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 30 м3

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP* = Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C* = 3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY* = 2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ* = 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), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 1040 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.03995$
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 13 \cdot (1-0) / 3600 = 0.1387$
Итого выбросы:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.1387	0.03995

Монтаж установки КРС

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0002, Дизельный генератор CAT 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:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (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 ЯМЗ-238 – 372 кВт

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): 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:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 66.22 * 372 = 0.214807085$ (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:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.214807085 / 0.531396731 = 0.404231099$ (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)	0.7936	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 ЦА-320

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	0.379733333	0.56	0	0.379733333	0.56

	диоксид) (4)					
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 Volvo 125 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, 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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 87.6 * 125 = 0.095484 \quad (A.3)$$

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:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.095484 / 0.531396731 = 0.179684959 \quad (A.4)$$

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)	0.266666667	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

Источник загрязнения N 6006, Емкость для дизтоплива 50 м3

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP*** **= Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C*** **= 3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY*** **= 2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ*** **= 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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 133.75 + 3.15 \cdot 133.75) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.003915 = 0.00399$

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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

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)	0.282453333	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 ЯМЗ

Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 109 * 500 = 0.47524 \quad (A.3)$$

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:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.47524 / 0.531396731 = 0.8943224 \quad (A.4)$$

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)	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 ЯМЗ 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, 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:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 140 * 200 = 0.24416$ (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	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:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 87.6 * 178 = 0.135969216$ (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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (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)	0.379733333	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 50 м3

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP*** = **Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C*** = **3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY*** = **2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ*** = **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 10м3

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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 17.5 + 0.25 \cdot 0.5) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0003645 = 0.000365$

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 50 м3

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:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.331356948 / 0.531396731 = 0.623558499 \quad (A.4)$$

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)	0.360533333	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	0.136138889	6.762	0	0.136138889	6.762

	С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)					

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0011, Дизельгенератор Cummins 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, 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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 140 * 200 = 0.24416 \quad (A.3)$$

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 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 ЦА-320

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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 87.6 * 178 = 0.135969216 \quad (A.3)$$

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	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 CAT3412

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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 224.85 * 169 = 0.331356948 \quad (A.3)$$

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:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.331356948 / 0.531396731 = 0.623558499 \quad (A.4)$$

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)	0.360533333	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 50 м3

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP* = Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C* = 3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY* = 2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ* = 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 · 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), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 875.425 + 3.15 \cdot 875.425) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.001265$

<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), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001265 / 100 = 0.001261$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$
<u>Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.28**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001265 / 100 = 0.00000354$
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

<u>Источник загрязнения N 6013, Емкость для нефти 50 м3</u>
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 8 м3

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP*** **= 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), $G = Q \cdot NN1 / 3.6$ = **0.04 · 5 / 3.6 = 0.0556**
Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot \_T\_) / 1000$ = **(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), $\_M\_ = CI \cdot M / 100$ = **99.72 · 1.306 / 100 = 1.302**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100$ = **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), $\_M\_ = CI \cdot M / 100$ = **0.28 · 1.306 / 100 = 0.00366**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100$ = **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:
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, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.47916$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.10672$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02888$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.020038$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.020245$
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), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 18 = 0.0001037$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001037 / 3.6 = 0.0000288$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000426$

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 САГ

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 очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с 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 Volvo 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

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 · 450 / 10^6 = 0.00481**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\_G\_ = GIS \cdot BMAX / 3600$ = **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), $\_M\_ = GIS \cdot B / 10^6$ = **0.92 · 450 / 10^6 = 0.000414**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\_G\_ = GIS \cdot BMAX / 3600$ = **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,	0.024533	0.012672

	кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		

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 50 м3
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP*** **= Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C*** **= 3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY*** **= 2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ*** **= 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 · M / 100*** **= 0.28 · 0.00238 / 100 = 0.00000666**
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	0.00000666
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, Силовой двигатель ЯМЗ-238 подъемника А-50МБ, 485 кВт

Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): 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 $T_{ог}$, 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	4.32	0	0.981333333	4.32
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-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, $K3$ = **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, $QR = QR \cdot 0.004187$ = **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 · (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 · 45 · 42.75 · 0.03116 · (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 · 4.9 · 42.75 · 0.03116 · (1-0) = 0.00653**
Выброс азота диоксида (0301), т/год, $\_M\_ = 0.8 \cdot MNOT$ = **0.8 · 0.06 = 0.048**
Выброс азота диоксида (0301), г/с, $\_G\_ = 0.8 \cdot MNOG$ = **0.8 · 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 · 0.06 = 0.0078**
Выброс азота оксида (0304), г/с, $\_G\_ = 0.13 \cdot MNOG$ = **0.13 · 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 · 45 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 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 · 4.9 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 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)	0.0044	0.01875	0	0.0044	0.01875

	(609)					
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

Источник загрязнения N 0010, Дизельная электростанция АДД 200 кВт (вахт.пос)

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

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

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 218 * 200 = 0.380192 \quad (A.3)$$

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:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.380192 / 0.531396731 = 0.71545792 \quad (A.4)$$

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)	0.426666667	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 50 м3

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, ***NP* = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C* = 3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY* = 2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ* = 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* · *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 · 700 + 3.15 · 700) · 0.1 · 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* · *M* / 100 = 99.72 · 0.002736 / 100 = 0.00273**
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 · 0.002736 / 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.) 20 м3
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP* = Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C* = 3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY* = 2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ* = 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 10 м3

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP*** **= 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	K_{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 * K_{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 40 м3
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:
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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000584 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000202$

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), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 27 = 1.05$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.05 / 3.6 = 0.2917$
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 63.39 / 100 = 0.185$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.185 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.63936$
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 14.12 / 100 = 0.0412$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0412 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.14239$
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 3.82 / 100 = 0.01114$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.01114 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.038499$
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.65 / 100 = 0.00773$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.026715$
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.68 / 100 = 0.00782$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00782 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02702$
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: *2754 Углеводороды С12-С19* 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	$M_{год}$	т/год		0,02 * 1 * 960 * 0,001	**0,0192**

	согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	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. Расчет: *2754 Углеводороды С12-С19*					
2.1	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),	$M_{год}$	т/год		0,02 * 2 * 960 * 0,001	**0,0384**
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	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	K	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 · KN · GV · _T_ · _KOLIV_ / 10^6*** **= 3600 · 0.2 · 0.011 · 100 · 1 / 10^6 = 0.000792**
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), ***_G_ = KN · GV · NS1*** **= 0.2 · 0.011 · 1 = 0.0022**
Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)
Удельный выброс, г/с (табл. 1), ***GV*** **= 0.016**
Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), ***KN*** **= 0.2**
Валовый выброс, т/год (1), ***_M_ = 3600 · KN · GV · _T_ · _KOLIV_ / 10^6*** **= 3600 · 0.2 · 0.016 · 100 · 1 / 10^6 = 0.001152**
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), ***_G_ = KN · GV · NS1*** **= 0.2 · 0.016 · 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 $T_{oг}$, К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{oг}$, кг/с:
$G_{oг} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 564.1 * 158 = 0.777194416$ (А.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{oг}$, кг/м^3:
$\gamma_{oг} = 1.31 / (1 + T_{oг} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;
Объемный расход отработавших газов $Q_{oг}$, м^3/с:
$Q_{oг} = G_{oг} / \gamma_{oг} = 0.777194416 / 0.531396731 = 1.462550239$ (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

Источник загрязнения N 0012, Дизельгенератор мощностью Volvo 100 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, 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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 126.96 * 100 = 0.11070912 \quad (A.3)$$

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:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.11070912 / 0.531396731 = 0.208336095 \quad (A.4)$$

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	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

Источник загрязнения N 0013, 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 пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.136138889	0.684	0	0.136138889	0.684

<u>Источник загрязнения N 0014, Факельная установка</u>
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.
Площадка: Бурение 1-ой оценочной скважины _
Цех: Испытание
Источник: 0014
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_{nc} , м^3/м^3 (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 16.34225847 = 17.34225847$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3*град.С): **0.4**
Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):
$T_г = T_о + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс})$ = **30 + (14920.821 * (1-0.27) * 0.9984) / (17.34225847 * 0.4) = 1597.669492**
где $T_о$ - температура смеси или газа, град.С;
при условие, что 1500< = $T_о$ <1800 , $C_{пс}$ = **0.39**
Температура горения $T_г$, град.С (10):
$T_г = T_о + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс})$ = **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 τ - 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

Источник загрязнения N 6020, Емкость для хранения дизтоплива 50 м3
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, NP = **Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), C = **3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), YY = **2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, BOZ = **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**
$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR$ = **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), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600$ = **3.92 · 0.1 · 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 · 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), $\_M\_ = CI \cdot M / 100$ = **99.72 · 0.00109 / 100 = 0.001087**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100$ = **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 · 0.00109 / 100 = 0.00000305**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100$ = **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 6021, Насос для дизтоплива

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки
Нефтепродукт: Дизельное топливо
Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С
Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала
Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), ***Q* = 0.04**
Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***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 6022, 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 6023, Устье скважины

Список литературы:
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 = 0.04735**

Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.0032 · 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 = 0.001978**

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 · 2.68 / 100 = 0.0000858**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **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 · 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. 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 6024, 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 · V)*** **= 8580.6 / (0.908 · 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 · 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 / (10⁷ · RO)* = 0.294 · 800 · 93 · (0.74 · 2.32 + 0.57) · 0.1 · 1.35 · 8580.6 / (10⁷ · 0.908) = 6.38**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴* = (0.163 · 800 · 93 · 0.74 · 0.1 · 2.32 · 20) / 10⁴ = 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 6025, Емкость для нефти 70 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* = 0.57**
***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 6026, Газосепаратор
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

Исходные данные:				Расчетная формула:	Результат
Давление в аппарате	P	7000	гПа	$П = 0{,}004 * \left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд$	
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 6027, Конденсатосборник
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№ п.п.	**Наименование**	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**Исходные данные:**					
1.1.	Объем аппарата	V	м^3	2		

1.2	Давление в аппарате	P	гПа	5000	$П = 0{,}037 * \left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} * \sqrt{Mn/T}$							
1.3	Средняя молекулярная масса паров	Мп	г/моль	63								
1.4	Время работы	T	час	6480								
1.5	Средняя температура в аппарате	t	K	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 2027 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 $T_{ог}$, K, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 342 * 508 = 1.51497792$ (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 10 м3
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP* = 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), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00092 / 100 = 0.000917$
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), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00092 / 100 = 0.000002576$
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	0.000002576
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 10 м3
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP* = 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 · M / 100* = 0.28 · 0.3504 / 100 = 0.000981**
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	0.000981
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 $T_{oг}$, К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{oг}$, кг/с:
$G_{oг} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 894.1 * 20 = 0.15593104$ (А.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{oг}$, 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 $e_{мi}$ 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)	0.045777778	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, ***K3*** = **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 · (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), $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.5 \cdot 37.91 = 9.48$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $\_M\_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 200 \cdot 9.48 \cdot (1-0 / 100) = 1.896$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $\_G\_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 12.7 \cdot 9.48 \cdot (1-0 / 100) = 0.1204$

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-0,2М3

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, $\_G\_ = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.247 / 3.6 = 0.0686$

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, $\_G\_ = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.247 / 3.6 = 0.0686$

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), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 164.68 / 1 = 7262.4$

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), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 164.68 \cdot 1.5 = 2130.3$

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, ***K3* = 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, $QR = QR \cdot 0.004187 = 9776 \cdot 0.004187 = 40.93$

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), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 100 \cdot 40.93 \cdot 0.0792 \cdot (1-0) = 0.324$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 12.7 \cdot 40.93 \cdot 0.0792 \cdot (1-0) = 0.0412$

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $\_M\_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.324 = 0.259$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $\_G\_ = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.0412 = 0.03296$

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

Выброс азота оксида (0304), т/год, $\_M\_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.324 = 0.0421$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $\_G\_ = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.0412 = 0.00536$

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), $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.5 \cdot 40.93 = 10.23$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $\_M\_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 100 \cdot 10.23 \cdot (1-0 / 100) = 1.023$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $\_G\_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1\text{-}Q4 / 100) = 0.001 \cdot 12.7 \cdot 10.23 \cdot (1\text{-}0 / 100) = 0.13$
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), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 4 = 0.0000792$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000792 / 3.6 = 0.000022$
Примесь: 0402 Бутан (99)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 27.83 / 100 = 0.00000612$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000612 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000193$
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 14.7 / 100 = 0.000003234$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003234 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000102$
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 7.42 / 100 = 0.000001632$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001632 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000515$
Примесь: 0403 Гексан (135)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 9.3 / 100 = 0.000002046$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002046 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000645$
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)
Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\_T\_ = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 2 = 0.00949$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00949 / 3.6 = 0.002636$
Примесь: 0402 Бутан (99)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 27.83 / 100 = 0.000734$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000734 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02315$
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 14.7 / 100 = 0.0003875$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003875 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01222$
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 7.42 / 100 = 0.0001956$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001956 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00617$
Примесь: 0403 Гексан (135)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 9.3 / 100 = 0.000245$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000245 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773$
Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	*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:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.006588**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** **= 0.07**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 24**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 24 = 0.01107$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01107 / 3.6 = 0.003075$
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 63.39 / 100 = 0.00195$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0615$
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 14.12 / 100 = 0.000434$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0137$
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001175$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001175 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003705$
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000815$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000815 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00257$
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000824$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0026$
Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.111024**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** **= 0.35**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 8**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 8 = 0.311$
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, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 63.39 / 100 = 0.0548$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0548 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.728$
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 14.12 / 100 = 0.0122$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0122 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.385$
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 3.82 / 100 = 0.0033$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0033 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.104$
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 2.65 / 100 = 0.00229$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00229 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0722$
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 2.68 / 100 = 0.002316$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.002316 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.073$
Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.000288**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** **= 0.02**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 35**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 35 = 0.0002016$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002016 / 3.6 = 0.000056$
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000355$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000355 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00112$
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**

Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = 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:
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 50 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*** **= 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*** **= 11600**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.869**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 11600 / (0.869 · 50) = 267**
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 · 11600 / (10^7 · 0.869) = 7.28**
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 · 7.28 / 100 = 5.28**
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 · 7.28 / 100 = 1.95**
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 · 7.28 / 100 = 0.0255**
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 · 7.28 / 100 = 0.016**
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 · 7.28 / 100 = 0.008**
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 · 7.28 / 100 = 0.00437**
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	0.00437
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.438	5.28
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.162	1.95
0602	Бензол (64)	0.002114	0.0255
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000664	0.008
0621	Метилбензол (349)	0.00133	0.016

Источник загрязнения N 6009, Дренажная емкость 30 м3
Список литературы:
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, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	12	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0402	Бутан (99)	0.0022000	0.0699790
0403	Гексан (135)	0.0007350	0.0233936
0405	Пентан (450)	0.0005860	0.0186345
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0011610	0.0369060

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**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 470**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B* = 11600**
Плотность смеси, т/м3, ***RO* = 0.869**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 11600 / (0.869 \cdot 470) = 28.4$
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB* = 2.5**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX* = 16**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS* = 800**
, ***P* = 800**
Коэффициент, ***KB* = 2.32**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP* = 80**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 80 + 45 = 93$
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 800 \cdot 93 \cdot (0.74 \cdot 2.32 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 11600 / (10^7 \cdot 0.869) = 13.48$
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 800 \cdot 93 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 2.32 \cdot 16) / 10^4 = 3.33$
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), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 13.48 / 100 = 9.77$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 3.33 / 100 = 2.413$
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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 13.48 / 100 = 3.61$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 3.33 / 100 = 0.892$
Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 13.48 / 100 = 0.0472$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 3.33 / 100 = 0.01166$
Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 13.48 / 100 = 0.02966$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 3.33 / 100 = 0.00733$
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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 13.48 / 100 = 0.01483$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 3.33 / 100 = 0.00366$
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.06**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 13.48 / 100 = 0.00809$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 3.33 / 100 = 0.001998$

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.001998	0.00809
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	2.413	9.77
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.892	3.61
0602	Бензол (64)	0.01166	0.0472
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00366	0.01483
0621	Метилбензол (349)	0.00733	0.02966

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*** **= 11600**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.869**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 11600 / (0.869 \cdot 250) = 53.4$
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.833**
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, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 80 + 45 = 93$
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 800 \cdot 93 \cdot (0.74 \cdot 2.32 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 1.833 \cdot 11600 / (10^7 \cdot 0.869) = 9.88$
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 800 \cdot 93 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 2.32 \cdot 2.9) / 10^4 = 0.604$

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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 9.88 / 100 = 7.16$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.604 / 100 = 0.438$

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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 9.88 / 100 = 2.65$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.604 / 100 = 0.162$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 9.88 / 100 = 0.0346$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.604 / 100 = 0.002114$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 9.88 / 100 = 0.02174$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.604 / 100 = 0.00133$

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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 9.88 / 100 = 0.01087$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.604 / 100 = 0.000664$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.06**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 9.88 / 100 = 0.00593$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.604 / 100 = 0.0003624$

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003624	0.00593
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.438	7.16
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.162	2.65
0602	Бензол (64)	0.002114	0.0346
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000664	0.01087
0621	Метилбензол (349)	0.00133	0.02174

Источник загрязнения N 6029,Буферная емкость для пластовой воды 73 м3

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:
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_ · _T_ · 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 · C / 100*** **= 0.00527 · 2.68 / 100 = 0.0001412**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 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 · Q · 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 · C / 100*** **= 0.000033 · 63.39 / 100 = 0.0000209**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100*** = **0.000033 · 14.12 / 100 = 0.00000466**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100*** = **0.000033 · 3.82 / 100 = 0.00000126**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100*** = **0.000033 · 2.65 / 100 = 0.000000875**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100*** = **0.000033 · 2.68 / 100 = 0.000000884**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 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 20 м3
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP*** = **Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C*** = **3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY*** = **2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ*** = **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:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), Q = **0.006588**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), X = **0.07**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **16**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\_T\_$ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.07 · 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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.00205 · 63.39 / 100 = 0.0013**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.00205 · 14.12 / 100 = 0.0002895**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.00205 · 3.82 / 100 = 0.0000783**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.00205 · 2.65 / 100 = 0.0000543**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.00205 · 2.68 / 100 = 0.0000549**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.0000192 · 63.39 / 100 = 0.00001217**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.0000192 · 14.12 / 100 = 0.00000271**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.0000192 · 3.82 / 100 = 0.000000733**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.0000192 · 2.65 / 100 = 0.000000509**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.0000192 · 2.68 / 100 = 0.000000515**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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 73 м3

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 С6-С10, cji	0,1097			доли/ед.
углеводород С12-С19, cji	0,0323			доли/ед.
сернистый ангидрид, cji	0,00045			доли/ед.
Фланцы, шт; nj	10			шт.
ЗРА, шт; nj	6			шт.
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{J=1}^{1} Y_{нуj} = \sum_{J=1}^{1}\sum_{J=1}^{m} g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}$, где				
$Y_{ну\ j}$ – 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);				
хнуj – 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, хнуj	0,05			
доля утечки ЗРА, хнуj	0,07			
выбросы вредного вещества, $Y_{ну}C_1$-C_5	1,34668			мг/с
выбросы вредного вещества, $Y_{ну}$С6-С10	0,17236			мг/с
выбросы вредного вещества, $Y_{ну}$С12-С19	0,05075			мг/с
выбросы вредного вещества, $Y_{ну}$Сера	0,00071			мг/с
валовые выбросы, $Y_{ну}C_1$-C_5	0,00135	г/с	0,0424688	т/г
валовые выбросы, $Y_{ну}$С6-С10	0,000172	г/с	0,0054356	т/г
валовые выбросы, $Y_{ну}$С12-С19	0,000051	г/с	0,0016004	т/г
валовые выбросы, $Y_{ну}$Сера	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:

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS* = 10.69**
Валовый выброс, т/год (5.1), $\_M\_ = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 1000 / 10^6 = 0.0107$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\_G\_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 1 / 3600 = 0.00297$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS* = 0.92**
Валовый выброс, т/год (5.1), $\_M\_ = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 1000 / 10^6 = 0.00092$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\_G\_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 1 / 3600 = 0.0002556$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS* = 1.4**
Валовый выброс, т/год (5.1), $\_M\_ = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 1000 / 10^6 = 0.0014$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\_G\_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 1 / 3600 = 0.000389$

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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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:
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 · C / 100 = 0.001794 · 2.65 / 100 = 0.0000475**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100 = 0.001794 · 2.68 / 100 = 0.0000481**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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 · Q · 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 · C / 100 = 0.0000448 · 63.39 / 100 = 0.0000284**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100 = 0.0000448 · 14.12 / 100 = 0.00000633**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100 = 0.0000448 · 3.82 / 100 = 0.00000171**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100 = 0.0000448 · 2.65 / 100 = 0.000001187**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100 = 0.0000448 · 2.68 / 100 = 0.0000012**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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:
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 · Q · 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 · C / 100 = 0.01054 · 27.83 / 100 = 0.002933**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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 · 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 / 10⁶ = 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 / 10⁶ = 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 / 10⁶ = 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 / 10⁶ = 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 / 10⁶ = 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 / 10⁶ = 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 / 10⁶ = 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:

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 / 10⁶ = 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 / 10⁶ = 0.0855**

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 7.42**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.01844 · 7.42 / 100 = 0.001368**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 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 · C / 100* = 0.01844 · 9.3 / 100 = 0.001715**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 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 · Q · 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 · C / 100* = 0.000231 · 27.83 / 100 = 0.0000643**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 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 · C / 100* = 0.000231 · 14.7 / 100 = 0.00003396**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 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 · C / 100* = 0.000231 · 7.42 / 100 = 0.00001714**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 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 · C / 100* = 0.000231 · 9.3 / 100 = 0.0000215**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 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 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 × n × x × 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 × 14 × 0,07 × 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 × 28 × 0,02 × 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 $T_{ог}$, K, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 39.42 * 240 = 0.082498176$ (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 $Q_{oг}$, м^3/с:
$Q_{oг} = G_{oг} / \gamma_{oг} = 0.082498176 / 0.531396731 = 0.155247805$ (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, Сера (IV) оксид) (516)	0.08	0.25	0	0.08	0.25
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 $T_{oг}$, К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{oг}$, кг/с:
$G_{oг} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 88.14 * 176 = 0.135270221$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{oг}$, кг/м^3:
$\gamma_{oг} = 1.31 / (1 + T_{oг} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{oг}$, м^3/с:
$Q_{oг} = G_{oг} / \gamma_{oг} = 0.135270221 / 0.531396731 = 0.25455599$ (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), $\_M\_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6}$ **= 1.5 · 1.2 · 0.1 · 0.5 · 120 · 500 · (1-0) · 10^{-6} = 0.0054**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $\_G\_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600$ **= 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 60 м3

№	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	$К_{11}$		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 * $К_{11}$	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 50 м3

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP* = Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C* = 3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY* = 2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ* = 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**

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 · 0.00081 / 100 = 0.000808**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100$ = **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 · 0.00081 / 100 = 0.00000227**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100$ = **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

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/	0.409222222	6	0	0.409222222	6

	(Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)					

Источник загрязнения N 6001,Емкость для дизтоплива 10 м3
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP* = 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), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00092 / 100 = 0.000917$
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), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00092 / 100 = 0.000002576$
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	0.000002576
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 10 м3
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP* = 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 · M / 100* = 0.28 · 0.3504 / 100 = 0.000981**
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	0.000981
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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (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)	0.045777778	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, $QR = QR \cdot 0.004187 = 9054 \cdot 0.004187 = 37.91$

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), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 200 \cdot 37.91 \cdot 0.0792 \cdot (1-0) = 0.6$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 12.7 \cdot 37.91 \cdot 0.0792 \cdot (1-0) = 0.0381$

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $\_M\_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.6 = 0.48$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $\_G\_ = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.0381 = 0.0305$

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

Выброс азота оксида (0304), т/год, $\_M\_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.6 = 0.078$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $\_G\_ = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.0381 = 0.00495$

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), $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.5 \cdot 37.91 = 9.48$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $\_M\_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 200 \cdot 9.48 \cdot (1-0 / 100) = 1.896$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $\_G\_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 12.7 \cdot 9.48 \cdot (1-0 / 100) = 0.1204$

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-0,2М3
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, $\_G\_ = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.247 / 3.6 = 0.0686$
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, $\_G\_ = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.247 / 3.6 = 0.0686$
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), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 164.68 / 1 = 7262.4$
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), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 164.68 \cdot 1.5 = 2130.3$
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), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 100 \cdot 40.93 \cdot 0.0792 \cdot (1-0) = 0.324$
Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 12.7 \cdot 40.93 \cdot 0.0792 \cdot (1-0) = 0.0412$
Выброс азота диоксида (0301), т/год, $\_M\_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.324 = 0.259$
Выброс азота диоксида (0301), г/с, $\_G\_ = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.0412 = 0.03296$
Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
Выброс азота оксида (0304), т/год, $\_M\_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.324 = 0.0421$
Выброс азота оксида (0304), г/с, $\_G\_ = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.0412 = 0.00536$
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), $\_M\_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 100 \cdot 10.23 \cdot (1-0 / 100) = 1.023$
Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $\_G\_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 12.7 \cdot 10.23 \cdot (1-0 / 100) = 0.13$
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_* · *_T_* · *3600* / 10^6 = 0.00000612 · 8760 · 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_* · *_T_* · *3600* / 10^6 = 0.000003234 · 8760 · 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_* · *_T_* · *3600* / 10^6 = 0.000001632 · 8760 · 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_* · *_T_* · *3600* / 10^6 = 0.000002046 · 8760 · 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_* · *_T_* · *3600* / 10^6 = 0.000734 · 8760 · 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_* · *_T_* · *3600* / 10^6 = 0.0003875 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.01222**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 7.42**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_* = *G* · *C* / *100* = 0.002636 · 7.42 / 100 = 0.0001956**
Валовый выброс, т/год, ***_M_* = *_G_* · *_T_* · *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* · *C* / *100* = 0.002636 · 9.3 / 100 = 0.000245**
Валовый выброс, т/год, ***_M_* = *_G_* · *_T_* · *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:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q* = 0.006588**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X* = 0.07**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N* = 24**

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\_T\_ = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 24 = 0.01107$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01107 / 3.6 = 0.003075$
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 63.39 / 100 = 0.00195$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0615$
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 14.12 / 100 = 0.000434$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0137$
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001175$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001175 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003705$
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000815$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000815 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00257$
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000824$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0026$
Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\_T\_ = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 8 = 0.311$
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, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 63.39 / 100 = 0.0548$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0548 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.728$
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 14.12 / 100 = 0.0122$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0122 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.385$
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 3.82 / 100 = 0.0033$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0033 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.104$
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 2.65 / 100 = 0.00229$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00229 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0722$
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 2.68 / 100 = 0.002316$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.002316 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.073$
Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 35$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\_T\_ = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 35 = 0.0002016$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002016 / 3.6 = 0.000056$
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000355$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000355 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00112$
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 14.12 / 100 = 0.0000079$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000079 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000249$
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000214$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000214 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000675$
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001484$
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000468$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.000056 · 2.68 / 100 = 0.0000015**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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:
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), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.00342 · 0.11 / 100 = 0.00000376**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.00342 · 45.69 / 100 = 0.001563**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.00342 · 22.9 / 100 = 0.000783**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.00342 · 12.08 / 100 = 0.000413**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.03475 · 0.11 / 100 = 0.0000382**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.03475 · 45.69 / 100 = 0.01588**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **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 50 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*** **= 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 30 м3
Список литературы:
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, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	12	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0402	Бутан (99)	0.0022000	0.0699790
0403	Гексан (135)	0.0007350	0.0233936
0405	Пентан (450)	0.0005860	0.0186345
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0011610	0.0369060

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**
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 · 19 / 100 = 13.77**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 3.33 / 100 = 2.413**
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 · 19 / 100 = 5.09**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 3.33 / 100 = 0.892**
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 · 19 / 100 = 0.0665**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 3.33 / 100 = 0.01166**
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 · 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 73 м3

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:
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_ · _T_ · 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 · C / 100*** **= 0.00527 · 2.68 / 100 = 0.0001412**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 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 · Q · 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 · C / 100*** **= 0.000033 · 63.39 / 100 = 0.0000209**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100*** = **0.000033 · 14.12 / 100 = 0.00000466**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100*** = **0.000033 · 3.82 / 100 = 0.00000126**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100*** = **0.000033 · 2.65 / 100 = 0.000000875**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100*** = **0.000033 · 2.68 / 100 = 0.000000884**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 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 20 м3
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP*** = **Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C*** = **3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY*** = **2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ*** = **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:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), Q = **0.006588**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), X = **0.07**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **16**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\_T\_$ = **8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.07 · 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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.00205 · 63.39 / 100 = 0.0013**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.00205 · 14.12 / 100 = 0.0002895**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.00205 · 3.82 / 100 = 0.0000783**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.00205 · 2.65 / 100 = 0.0000543**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.00205 · 2.68 / 100 = 0.0000549**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.0000192 · 63.39 / 100 = 0.00001217**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.0000192 · 14.12 / 100 = 0.00000271**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.0000192 · 3.82 / 100 = 0.000000733**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.0000192 · 2.65 / 100 = 0.000000509**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_G\_ = G \cdot C / 100$ = **0.0000192 · 2.68 / 100 = 0.000000515**
Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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 73 м3

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 С6-С10, cji	0,1097			доли/ед.
углеводород С12-С19, cji	0,0323			доли/ед.
сернистый ангидрид, cji	0,00045			доли/ед.
Фланцы, шт; nj	10			шт.
ЗРА, шт; nj	6			шт.
Расчеты:				
$Yну = \sum_{J=1}^{1} Yну_j = \sum_{J=1}^{1}\sum_{J=1}^{m} g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji,}$ 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);				
хнуj – 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, хнуj	0,05			
доля утечки ЗРА, хнуj	0,07			
выбросы вредного вещества, $YнуC_1$-C_5	1,34668			мг/с
выбросы вредного вещества, YнуС6-С10	0,17236			мг/с
выбросы вредного вещества, YнуС12-С19	0,05075			мг/с
выбросы вредного вещества, YнуСера	0,00071			мг/с
валовые выбросы, $YнуC_1$-C_5	0,00135	г/с	0,0424688	т/г
валовые выбросы, YнуС6-С10	0,000172	г/с	0,0054356	т/г
валовые выбросы, YнуС12-С19	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:

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS* = 10.69**
Валовый выброс, т/год (5.1), $\_M\_ = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 1000 / 10^6 = 0.0107$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\_G\_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 1 / 3600 = 0.00297$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS* = 0.92**
Валовый выброс, т/год (5.1), $\_M\_ = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 1000 / 10^6 = 0.00092$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\_G\_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 1 / 3600 = 0.0002556$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS* = 1.4**
Валовый выброс, т/год (5.1), $\_M\_ = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 1000 / 10^6 = 0.0014$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\_G\_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 1 / 3600 = 0.000389$

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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6$ = **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:
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 · C / 100 = 0.001794 · 2.65 / 100 = 0.0000475**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100 = 0.001794 · 2.68 / 100 = 0.0000481**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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 · Q · 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 · C / 100 = 0.0000448 · 63.39 / 100 = 0.0000284**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100 = 0.0000448 · 14.12 / 100 = 0.00000633**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100 = 0.0000448 · 3.82 / 100 = 0.00000171**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100 = 0.0000448 · 2.65 / 100 = 0.000001187**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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 · C / 100 = 0.0000448 · 2.68 / 100 = 0.0000012**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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:
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 · Q · 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 · C / 100 = 0.01054 · 27.83 / 100 = 0.002933**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 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 · 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 / 10⁶ = 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 / 10⁶ = 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 / 10⁶ = 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 / 10⁶ = 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 / 10⁶ = 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 / 10⁶ = 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 / 10⁶ = 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:

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 / 10⁶ = 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 / 10⁶ = 0.0855**

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 7.42**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.01844 · 7.42 / 100 = 0.001368**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 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 · C / 100* = 0.01844 · 9.3 / 100 = 0.001715**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 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 · Q · 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 · C / 100* = 0.000231 · 27.83 / 100 = 0.0000643**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 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 · C / 100* = 0.000231 · 14.7 / 100 = 0.00003396**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 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 · C / 100* = 0.000231 · 7.42 / 100 = 0.00001714**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 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 · C / 100* = 0.000231 · 9.3 / 100 = 0.0000215**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 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 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:
$G = M \times T \times 3600 / 1\,000\,000$, 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:
$G = 0,0018382 \times 8760 \times 3600 / 1\,000\,000 = 0,0579$ 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 $T_{ог}$, K, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 39.42 * 240 = 0.082498176$ (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, Сера (IV) оксид) (516)	0.08	0.25	0	0.08	0.25
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 60 м3

№	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	$К_{11}$		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 * $К_{11}$	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 50 м3

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP*** **= Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C*** **= 3.92**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY*** **= 2.36**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ*** **= 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**

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 · 0.00081 / 100 = 0.000808**
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 · 0.00081 / 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 3.

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «КАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

01.10.2026

1. Город – Кызылординская область
2. Адрес – **Казахстан, Кызылординская область, в Жалагашском районе**
4. Организация, запрашивающая фон –
5. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Дощан**
6. Разрабатываемый проект – Проект разработки месторождения Дощан
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, Кызылординская область, в Жалагашском район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

22014592

ЛИЦЕНЗИЯ

05.08.2022 года **02516Р**

Выдана **Товарищество с ограниченной ответственностью "Научно-производственный центр "Туран Гео"**

160000, Республика Казахстан, г.Шымкент, Микрорайон Нурсат, дом № 49, 1
БИН: 050940000229

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес -идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие **Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание **Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар **Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) **Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Дата первичной выдачи

Срок действия лицензии

Место выдачи **г.Нур-Султан**

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02516Р

Дата выдачи лицензии 05.08.2022 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 "Научно-производственный центр "Туран Гео"**

160000, Республика Казахстан, г.Шымкент, Микрорайон Нурсат, дом № 49, 1, БИН: 050940000229

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база **г. Шымкент**

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар **Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) **Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Номер приложения	001
Срок действия	
Дата выдачи приложения	05.08.2022
Место выдачи	г.Нур-Султан

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

