



УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ЧК «HTS Exploration Ltd»

Калиева А.М.



_____ 2022 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

К ПРОЕКТУ
РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО ПОИСКУ УГЛЕВОДОРОДОВ
НА УЧАСТКЕ АТАНАТ

Директор
ТОО «ГеоПроект»



Ұлықпан М.Е.

г. Алматы, 2022 г.

СОДЕРЖАНИЕ

№ раздела	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....		5
1	ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	7
1.1.	Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами.....	7
1.2.	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)	11
1.2.1.	Климатические условия региона	11
1.2.2.	Рельеф района.....	14
1.2.3.	Гидрографическая сеть.....	14
1.2.4.	Растительный и животный мир.....	15
1.2.5.	Характеристика геологического строения.....	15
1.2.5.1.	Геолого-геофизическая характеристика контрактной территории	15
1.2.5.2.	Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр.....	17
1.2.5.3.	Проектный литолого-стратиграфический разрез.....	22
1.2.5.4.	Тектоника.....	27
1.2.5.5.	Нефтегазоносность.....	33
1.3.	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям	43
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	43
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	43
1.4.	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	43
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.	45
1.5.1.	Система расположения поисковых скважин	46
1.5.2.	Геологические условия проводки скважин.....	46
1.5.3.	Характеристика промывочной жидкости.....	47
1.5.4.	Обоснование типовой конструкции скважин.....	48
1.5.5.	Оборудование устья скважин.....	48
1.5.6.	Отбор керна и шлама в проектных скважинах.....	48
1.5.7.	Опробование, испытание и исследование скважин.....	49
1.5.8.	Попутные поиски.....	51
1.5.9.	Обработка материалов поисковых работ.....	51
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	52
1.7.	Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности	52
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	52
	Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально- экономическую сферу.....	
1.8.1.	Оценка воздействия на окружающую среду.....	52
1.8.2.	Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования	56
1.9.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов.....	71
1.9.1.	Расчет количества образующихся отходов.....	71
1.9.2.	Процедура управления отходами.....	74
1.9.3.	Программа управления отходами.....	80
1.9.4.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	80
1.9.5.		82
2.	ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ	83

	НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И 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	84
4.	К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	85
4.1.	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ) Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	85
4.2.	Различная последовательность работ.....	85
4.3.	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели	85
4.4.	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	85
4.5.	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	85
4.6.	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)	85
4.7.	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.	85
4.8.		85
5.	ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ	86
5.1.	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления	86
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	86
5.3.	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	86
5.4.	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	87
5.5.	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	87
6.	ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	88
6.1.	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	88
6.2.	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)	88
6.3.	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	88
6.4.	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	88
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) Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социальноэкономических систем.....	88
6.6.	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	88
6.7.		88
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	91
7.1.	Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения	91
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	92
9.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ	92
10.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	92
11.	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ	94

	ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ	
11.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности...	94
11.2.	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	94
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	95
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления	96
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий.....	
11.5.	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности	96
11.6.	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека	97
11.7.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями	98
11.8.		99
12.	ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)	100
13.	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА	101
14.	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ	102
15.	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ	104
16.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	105
17.	ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	106
18.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	107
19.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ	107
	КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	110
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	114
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
1.	РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	
2.	Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний	
3.	Государственная лицензия на природоохранное проектирование	
4.	Письмо о фоновых концентрациях	
5.	Карта-схема расположения предприятия	

ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «ПРОЕКТУ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО ПОИСКУ УГЛЕВОДОРОДОВ НА УЧАСТКЕ АТАНАТ» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

Компания ЧК «HTS Exploration Ltd» имеет Контракт №5020 УВС -МЭ от 20.01.2021 г., на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Атанат.

Контрактная территория Атанат расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области. Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 90 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 170 км на северо-запад. Геологический отвод и картограмма Атанат-1,2 приведены на рисунках 1.1, 1.2. Площадь геологического отвода – 97,66 (девяносто семь целых шестьдесят шесть сотых) кв.км. Площадь участка Атанат 1- 25,976 кв.км. Глубина разведки участка Атанат-1 – до кровли кристаллического фундамента. Площадь участка Атанат-2 – 71,683 кв.км. Глубина разведки участка Атанат-2 – до подошвы надсолевых отложений.

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

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

В проекте определены предварительные нормативы допустимых эмиссий согласно проекта разведки проведена предварительная оценка воздействия объекта на атмосферный воздух; выполнены расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников загрязнения; обоснование санитарно- защитной зоны объекта, расчет рассеивания приземных концентраций, приводятся данные по водопотреблению и водоотведению; предварительные нормативы по отходам, образующиеся в период проведения работ; произведена предварительная оценка воздействия на поверхностные и подземные воды, на почвы, растительный и животный мир; описаны социальные аспекты воздействия при проведении работ.

Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Проект РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО ПОИСКУ УГЛЕВОДОРОДОВ НА УЧАСТКЕ АТАНАТ»;

- фондовые материалы и литературные источники.

В соответствии с заключением об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности инициатор обеспечивает проведение мероприятий, необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, и подготовку по их результатам отчета о возможных воздействиях.

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

Инициатор намечаемой деятельности **ЧК «HTS Exploration Ltd»**

Республика Казахстан,

г.Нур-Султан, район "Есиль",

Проспект Мангилик Ел, здание № 55/22,

БИН 210640900507

Форма собственности частная

Контактная информация

Телефон: +77021305004; 87019575175

Контактное лицо: Генеральный директор КАЛИЕВА АЙГУЛЬ МУХАМБЕТКАЛИЕВНА.



Разработчик: **ТОО «ГеоПроект»**
Юридический адрес: Республика Казахстан, город Атырау,
мкр. Сарыкамыс, ул. Лашын д.19
БИН: 980740004456
Тел. 87019575175
Государственная лицензия №01523Р от 04.04.2012 г.

ЧК «HTS Exploration Ltd»

1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

Контрактная территория Атанат расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области. Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 90 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 170 км на северо-запад. Геологический отвод и картограмма Атанат-1,2 приведены на рисунках 1.1, 1.2. Площадь геологического отвода – 97,66 (девяносто семь целых шестьдесят шесть сотых) кв.км. Площадь участка Атанат 1- 25,976 кв.км. Глубина разведки участка Атанат-1 – до кровли кристаллического фундамента. Площадь участка Атанат-2 – 71,683 кв.км. Глубина разведки участка Атанат-2 – до подошвы надсолевых отложений.

Район представляет собой полупустынную слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками – 10м, до +10. Южная часть района характеризуется наличием соров. Самым возвышенным местом является бугор Кольжан, отметка которого над уровнем моря равна +35,5 м.

Гидрографическая сеть района не развита, в 8 км севернее протекает река Эмба, высыхающая в летнее время. Вода здесь обычно соленая и пригодна только для технических нужд.

Климат района резко континентальный – с сухим, жарким летом и холодной, малоснежной зимой. Годовой перепад температур составляет 70° (от +40°С летом до +30°С зимой).

Количество выпадающих осадков 200мм в год.

В течение всего года преобладают ветры, дующие с северо-востока и востока. Во время дождей, часть района заболачивается и становится труднопроходимой для автотранспорта.

Растительный покров характеризуется солончаковыми травами. Животный мир крайне беден и характерен для полупустынь.

Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 90 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 170 км на северо-запад.

Жылыойский район в промышленном отношении развит, так на его территории расположены 2 нефтегазодобывающих управления – «Кульсарымунайгаз», «Прорвамунайгаз» ПФ «Эмбамунайгаз» АО РД НК «КазМунайГаз», ТОО «Тенгизшевройл», ТОО «АРНАОЙЛ» со своими структурными подразделениями. В 65км. западнее проходит газотранспортная магистраль «Средняя Азия – Центр» и нефтепровод Мангышлак – Самара.

Кульсаринское районное управление электрических сетей и Атырауское областное управление.

Грунтовые дороги отсутствуют, что также создает трудности для продвижения автотранспорта.

Основные параметры участка недр (геологический отвод) с указанием координат представлены на рисунке 1.

Картограмма представлена на рисунке 2.

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



Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____ г.
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
Разведка и добыча
(вид недропользования)
От 2 декабря 2021 г. Пер. № 437 -Р-УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ,
ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен Частной компании «HTS Exploration Ltd» для осуществления операций по разведке на участке «Атанат» в Атырауской области на основании Протокола № 220261 от 19 ноября 2021 года о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам, решением комиссии Министерства энергетики Республики Казакстан по проведению конкурса на получение права недропользования.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 22.

Координаты угловых точек					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 15' 00"	53° 26' 00"	12	46° 17' 00"	53° 36' 00"
2	46° 17' 00"	53° 26' 00"	13	46° 17' 00"	53° 35' 00"
3	46° 17' 00"	53° 28' 00"	14	46° 16' 00"	53° 35' 00"
4	46° 18' 00"	53° 28' 00"	15	46° 16' 00"	53° 32' 00"
5	46° 18' 00"	53° 29' 00"	16	46° 15' 00"	53° 32' 00"
6	46° 19' 00"	53° 29' 00"	17	46° 15' 00"	53° 31' 00"
7	46° 19' 00"	53° 30' 00"	18	46° 13' 00"	53° 31' 00"
8	46° 20' 00"	53° 30' 00"	19	46° 13' 00"	53° 28' 00"
9	46° 20' 00"	53° 34' 00"	20	46° 14' 00"	53° 28' 00"
10	46° 19' 00"	53° 34' 00"	21	46° 14' 00"	53° 27' 00"
11	46° 19' 00"	53° 36' 00"	22	46° 15' 00"	53° 27' 00"

Географические координаты угловых точек участков Атанат-1 и Атанат-2

Координаты угловых точек участка Атанат-1					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 17' 00"	53° 31' 38,95"	4	46° 19' 00"	53° 34' 00"
2	46° 20' 00"	53° 31' 44,62"	5	46° 19' 00"	53° 36' 00"
3	46° 20' 00"	53° 34' 00"	6	46° 17' 00"	53° 36' 00"

Площадь участка Атанат-1 – 25,976 кв. км.

Координаты угловых точек участка Атанат-2					
1	46° 15' 00"	53° 26' 00"	11	46° 17' 00"	53° 35' 00"
2	46° 17' 00"	53° 26' 00"	12	46° 16' 00"	53° 35' 00"
3	46° 17' 00"	53° 28' 00"	13	46° 16' 00"	53° 32' 00"
4	46° 18' 00"	53° 28' 00"	14	46° 15' 00"	53° 32' 00"
5	46° 18' 00"	53° 29' 00"	15	46° 15' 00"	53° 31' 00"
6	46° 19' 00"	53° 29' 00"	16	46° 13' 00"	53° 31' 00"
7	46° 19' 00"	53° 30' 00"	17	46° 13' 00"	53° 28' 00"
8	46° 20' 00"	53° 30' 00"	18	46° 14' 00"	53° 28' 00"
9	46° 20' 00"	53° 31' 44,62"	19	46° 14' 00"	53° 27' 00"
10	46° 17' 00"	53° 31' 38,95"	20	46° 15' 00"	53° 27' 00"

Площадь участка Атанат-2 – 71,683 кв. км.

Площадь участка недр Атанат составляет – 97,66 (девяноста семь целых шестьдесят шесть сотых) км. кв.

Глубина разведки участка Атанат-1 – до кристаллического фундамента.

Глубина разведки участка Атанат-2 – до подошвы надсолевых отложений.

Заместитель председателя



А. Абдикешов

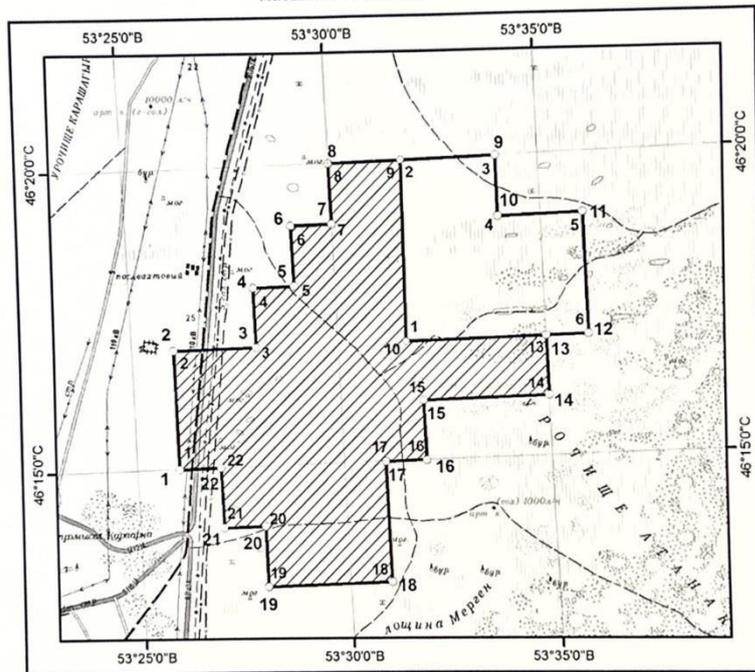
г. Нур-Султан,
декабрь, 2021 г.

Рис. 1 Геологический отвод

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

от 02 декабря 2021г. Рег. № 467-Р-УВ

Картограмма расположения участка недр Атанат
масштаб 1: 150 000



Условные обозначения

- | | |
|--|--|
| контур участка недр Атанат-1 | нефтепроводы подземные |
| контур участка недр Атанат-2 | газопроводы подземные |
| строящаяся железные дороги ширококолейные | ЛЭП на металлических или железобетонных опорах |
| автодороги с усовершенствованным покрытием | водопроводы подземные |
| улучшенные грунтовые дороги | населенный пункт |
| полевые дороги | горизонтали основные |
| | пески ячеистые и грядовые |
| | солончаки проходимые |

г. Нур-Султан
декабрь, 2021г.

Рисунок 2. Картограмма

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

1.2.1. Климатические условия региона

Заметный смягчающий вклад вносит влияние Каспийского моря. Зона влияния практически на все климатические показатели на восточном побережье Каспия достигает 150 – 200 км. Наиболее сильно это влияние сказывается в 3-х – 5-ти километровой полосе, прилегающей к береговой черте. Зимой в районе расположения объекта преобладает антициклональный тип погоды и восточные и юго-восточные ветры. Это снижает возможности для проникновения холодных арктических масс, поэтому средние месячные значения температур воздуха зимой относительно велики.

Средняя месячная температура воздуха в январе $-8,0^{\circ}\text{C}$. В отдельные аномально холодные зимы здесь отмечаются морозы до -36 , и даже -40°C , в аномально теплые - неожиданные оттепели от $+5$ до $+15^{\circ}\text{C}$. Максимальные температуры воздуха в июле достигают значений $+39-45^{\circ}\text{C}$. Средняя температура июля $+32,1^{\circ}\text{C}$. Продолжительность периода с температурой воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$ варьирует в пределах 170 – 180 дней. Весна и осень в районе характеризуются быстрым переходом температур от морозных к жарким и наоборот. Это сезоны с частой сменой и неустойчивостью погод. Весной часты возвраты холода, осенью – ранние заморозки. Более благоприятным является осенний период, когда температуры воздуха и скорости ветра более часто лежат в комфортных пределах (менее 27°C и 5 м/с соответственно). Летом на территории района устанавливается малооблачная жаркая погода. Развитие Иранской термической депрессии характеризуется непрерывным нарастанием температур. Широтный ход изотерм нарушается не только под влиянием циркуляционных процессов, но и под влиянием Каспийского моря. Средние июльские температуры воздуха в районе равны $24,5 - 25,5^{\circ}\text{C}$. С удалением от моря на восток, на расстояние 150 – 200 км, они повышаются на $1,5-2,0^{\circ}\text{C}$.

Все три летних месяца днем на территории района преобладают дискомфортные перегревные погоды, когда температура воздуха превышает $+27^{\circ}\text{C}$ и погоды жесткого перегрева, когда температура выше $+33^{\circ}\text{C}$. Самым жарким месяцем является июль, когда в дневные часы температуры воздуха лежат в пределах $+32 - +34^{\circ}\text{C}$, снижаясь ночью до $+19- +22^{\circ}\text{C}$. Абсолютный максимум температур $+45 - +47^{\circ}\text{C}$.

Дискомфортность летних температур усиливается на открытом воздухе за счет воздействия прямой солнечной радиации и низкой относительной влажности воздуха.

В годовом ходе осадков максимум их приходится на летние месяцы, что связано как с прохождением атмосферных фронтов, так и с влиянием огромных масс влажного воздуха, испарившегося с поверхности Каспийского моря.

Максимальное влияние местного испарения на осадки отмечается в июле – августе. С удалением на 150 – 200 км в глубь материка количество осадков снижается до 130 – 140 мм в год, а максимум их смещается на весенние месяцы.

Минимум осадков в районе приходится на зимний период, когда над территорией устанавливается антициклональный тип погоды, а испарение с поверхности Каспия резко уменьшается. С удалением на 150 – 200 км в глубь материка минимум осадков смещается на осенние месяцы.

Холодный период, когда преимущественно выпадают твердые осадки, продолжается с декабря по март. В этот период на территории района отмечается относительно устойчивый снежный покров. Высота снежного покрова 10 – 15 см., запасы воды в снеге невелики 25 – 40 мм.

Осадки являются одним из важнейших факторов самоочищения атмосферы, особенно интенсивные и ливневые осадки. Однако, в данном районе число дней с осадками интенсивностью >5 мм составляет только 8 – 9 дней за год, а интенсивностью >30 мм 0,1 – 0,5 дней за год. В годовом ходе максимум ливневых осадков приходится на май – июль месяцы.

Годовая сумма атмосферных осадков колеблется от 191 до 215 мм, среднегодовая - 203 мм. Средний суточный максимум осадков – 18 мм. Число дней с относительной влажностью менее 30% летом достигает 24,5 в месяц. Устойчивый снежный покров устанавливается обычно во второй половине декабря и сохраняется в течение 65 – 95 дней. Средняя высота снежного покрова не превышает 10 – 15 см, средние запасы воды в снеге – 25 – 40 мм.

В холодное время года преобладают ветры восточного направления, порождаемые западным отрогом Сибирского антициклона. Весной атмосферная циркуляция в регионе характеризуется

усилением меридионального межширотного воздухообмена. Летом преобладают в приземном слое западные и северо-западные ветры с Азорского максимума.

Осенью вновь усиливается меридиональный межширотный воздухообмен, однако, более слабый по сравнению с весенним периодом.

Характерной особенностью климата описываемой территории является исключительно высокая динамика атмосферы, создающая условия интенсивного турбулентного обмена и препятствующая развитию застойных явлений. Инверсии отмечаются, преимущественно, в ночное время суток с повторяемостью от 40 до 60%, однако, быстро разрушаются в первой половине дня в условиях активного турбулентного перемешивания.

Режим ветра в районе носит материковый характер и характеризуется преобладанием восточных, юго-восточных ветров зимой и западных, северо-западных ветров – летом. Зимой, когда воды Каспия менее охлаждены, чем прилегающие к нему районы пустыни, создаются условия для переноса холодных воздушных масс в сторону моря, что еще более увеличивает повторяемость восточных, юго-восточных ветров.

Летом более холодные массы воздуха с морской поверхности устремляются на сушу, увеличивая повторяемость западных, северо-западных ветров. Летом зафиксирована также суточная смена направлений ветра. Морские бризы дуют с моря на сушу в ночные часы, принося прохладу. Днем ветер дует с суши на море.

Средние месячные значения скорости ветра превышают показатель, характеризующий среднюю скорость на территории Казахстана (3,7 м/с), и колеблется в пределах от 4,1 до 5,8 м/с (средняя за год – 4,67 м/с). Наибольшее количество дней с сильными ветрами (более 15 м/с) отмечается в весенний период (3,6 – 3,8). Несмотря на отмеченные выше особенности ветрового режима региона, число дней с пыльной бурей не велико и только в апреле достигает 2,5.

Среднегодовая повторяемость скорости ветра по градациям на м/с Кульсары представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Румбы	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24
%	10,2	22,5	25	16,8	8,7	7,5	3,6	3	1,5	1,2	0,1

Средние и годовые показатели ветрового режима представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Средние месячная и годовая скорость ветра, м/с												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4,7	5,1	5,3	5,1	4,6	4,1	3,8	3,8	4,1	4	4,1	4,4	4,4
Повторяемость штилевых условий (%)												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4	4	3	5	5	7	7	6	7	7	7	5	6
Число дней с сильными ветрами (больше 15 м/с)												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
2,0	2,2	3,6	3,8	3,2	2,3	2,8	1,6	1,6	2,2	2,4	1,8	29
Число дней с пыльной бурей												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
0,2	1,0	2,0	2,5	1,8	1,1	1,2	1,3	0,6	0,4	0,8	0,5	13,2

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) Исатайского район относится к III-й зоне потенциала загрязнения воздуха. Эта зона характеризуется повторяемостью приземных инверсий до 40-60% при их мощности зимой от 0,6 до 0,8 км, а летом - не более 0,4 км. Во все сезоны повторяемость скорости ветра 0-4 м/с на высоте 500 м составляет 20-30%.

Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Наименование характеристики	Обозначение характеристики	Числовое значение
1	2	3
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы	A	200
Коэффициент рельефа местности	η	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °C	T _{нар(ж)}	34,5
Средняя температура наиболее холодного месяца года, °C	T _{нар(х)}	-11
Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5%	U*	5,8
Роза направлений ветра (восьмирумбовая), %		
Румбы	среднегодовая	
С	11	
СВ	11	
В	26	
ЮВ	12	
Ю	9	
ЮЗ	8	
З	13	
СЗ	10	
Штиль	13	

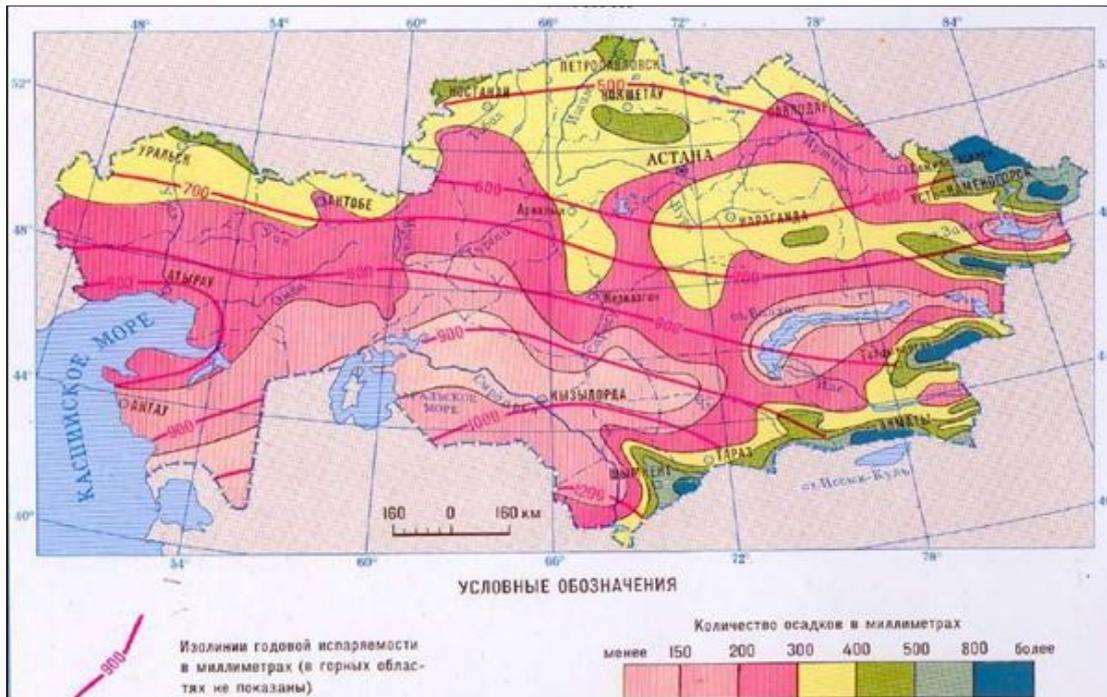


Рисунок 4 - Климатическая карта

1.2.2. Рельеф района

Район представляет собой полупустынную слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками – 10м, до +10. Южная часть района характеризуется наличием соров. Самым возвышенным местом является бугор Кольжан, отметка которого над уровнем моря равна +35,5 м.

1.2.3. Гидрографическая сеть и Гидрогеологическая характеристика

Гидрографическая сеть района не развита, в 8 км севернее протекает река Эмба, высыхающая в летнее время. Вода здесь обычно соленая и пригодна только для технических нужд.

В гидрогеологическом отношении площадь работ находится в южной части Прикаспийского артезианского бассейна. Выделяются два гидрогеологических этажа: надсолевой и подсолевой, обладающие различными режимами питания водоносных горизонтов и свойствами пластовых вод. Региональным водоупором являются отложения солевого комплекса.

Подсолевой гидрогеологический этаж характеризуется элизионным типом питания водоносных горизонтов и характерной для Прикаспия гидрохимической инверсией.

Исследования физико-химических свойств подземных вод проводились на месторождениях Королевское, Астраханское, Тенгиз, Кашаган. Воды хлоркальциевого типа. Величина минерализации вод варьирует от 40 до 120 г/л, плотность – от 1,0299 до 1,031 г/см³. Общая жесткость вод варьирует от 79 до 170 экв/л., рН среды нейтральная – до 6,98. Генетический тип вод – хлоркальциевый по классификации В.А.Сулина, с преобладанием в составе вод ионов хлора (49,5%) и ионов натрия(49%). Воды сильно метаморфизированы, практически бессульфатные. Глубинное происхождение вод подтверждается присутствием в составе лития (до 14 мг/л), который наряду с цезием, является индикатором данных вод. Из микрокомпонентного состава, помимо лития, определялись бор, бром, йод, аммоний и стронций. Их содержание в водах незначительно: брома – 62мг/л, йода – 11 мг/л, бора – 84 мг/л, стронция – 176 мг/л, аммония – до 243 мг/л. Содержание сероводорода в карбонатных резервуарах достигает 1,52 г/л.

В надсолевом гидрогеологическом этаже выделяются водоносные комплексы триасовых, юрских, меловых и четвертичных отложений. Области питания надсолевого водоносного этажа являются южные отроги Общего Сырта, предгорья Южного Урала и Мугоджар, где отложения мезозоя, триаса и перми выходят на поверхность. Водоносные комплексы надсолевого этажа

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

обладают инфильтрационным гидродинамическим типом питания водоносных горизонтов и характеризуются в основном, хлоркальциевым составом вод. Замкнутый характер Прикаспийской впадины, длительные процессы прогибания и мощное осадконакопление, слабое дренирование подземных вод и подпор их со стороны Каспийского моря определяют, в целом, застойный характер режима глубоких горизонтов подземных вод палеозоя и мезозоя и их высокую минерализацию от 100 до 250 г/л.

Содержание редких металлов в водах незначительно.

В целом гидрогеологические условия в районе работ благоприятны для образования и сохранения от разрушений залежей углеводородов.

1.2.4. Растительный и животный мир

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

Растительный покров светло-каштановых, супесчаных, песчаных почв представлен злаками, иногда с полынью австрийской, разнотравием (пырей ломкий, молочай сегиевский, сирения сидячецветковая, тмин песчаный).

На солонцах светло-каштановых почв растительность представлена торгайотовобиргуново-чернополынными видами (ежовник солончаковый, климакоптера супротивнолистная, полынь малоцветковая, лебеда седая, клоповник пронзеннолистный).

Растительный покров на солончаках представлен изреженными солянками или он вовсе отсутствует. Солонцы светло-каштановые - под солянковой растительностью (биюргун, кокпек) с участием прутняка.

Фауна представлена типичными представителями полупустынь.

Животный мир сравнительно небогат и представлен в основном грызунами и пресмыкающимися.

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

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

1.2.5. Характеристика геологического строения

1.2.5.1. Геолого-геофизическая характеристика контрактной территории

Основным методом изучения геологического строения и выявления локальных объектов на рассматриваемой территории являлась сейсморазведка. Гравиметрические исследования и магниторазведка выполнялись для решения региональных задач. До конца 60-х годов поисково-разведочные работы были ориентированы преимущественно на поиски залежей нефти и газа в неглубоко залегающем комплексе мезозойских отложений. Структурная основа обеспечивалась материалами сейсморазведки МОВ (метод отраженных волн), позволявшим уверенно проследить III отражающий горизонт (подшва неокома) и частично отражения в юрской толще. В эти годы по данным МОВ было впервые выявлено и подготовлено под глубокое бурение значительное количество локальных структур в надсолевом комплексе. Последующие сейсморазведочные работы по региону в целом проводились методом ОГТ (общей глубинной точки) различной степени информативности и глубинности исследований.

Гравиразведка

В 1954 году территория блока Каратон-Саркамыс была изучена гравиметрической съемкой, по результатам которой были выделены отдельные соляные купола (таблица 3.2.1). В 1976 году сейсмические партии Саркамысская 06/76, Эмбинская 09/76, Карасорская гравиметрическая партия 2376, и геохимическая партия 2876 треста «Саратовнефтегеофизика» проводили поисковые работы в районе соляных куполов Прорва, Каратон, Кызылкудук, Карашунгыл и др.

Перед полевыми партиями были поставлены следующие задачи: Саркамысской СП 0676 и Эмбинской СП 0976 – изучить строение мезозойских и палеозойских отложений в пределах площади работ.

Площадь съемки 4786 кв.км. Перед Карасорской ГП 2376 – детально изучить гравитационное поле на участке работ с целью выявления аномалий силы тяжести и выяснения их природы. Площадь съемки 2750 кв.км. Геохимической партии 2876 – дать оценку перспектив нефтегазоносности участка работ, выявить аномальные зоны для постановки поисково-ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

разведочных работ. Площадь съемки 1700 кв.км.

По полученным материалам были построены структурные карты по горизонту III, условно отражающим сейсмическим горизонтам V, VI, П1, П2 в масштабе 1:50000, карта мощности отложений между горизонтами V-III, VI-

V. В дальнейшем, детализационными работами подготовлены под глубокое бурение локальные поднятия Восточный Кокарна, Белес и Восточный Мунайбай. В 1978 году Тенгизская сейсмическая партия 07/78 и Каратонская гравиметрическая партия 2378 треста «Саратовнефтегеофизика» проводили сейсмические и гравиметрические исследования на солянокупольных структурах Асанкеткен, Пустынный, Аккудук, Корпеш, Морской, Морская Прорва, Кокарна. Сейсмическими работами Тенгизской партии изучено строение надсолевых и подсолевых отложений с целью подготовки локальных структур под разведочное бурение. Детальная гравиметрическая съемка выполнена с целью выявления аномалий силы тяжести и выяснения их природы. На основе проведенных сейсморазведочных и гравиметрических работ построены: структурные карты по отражающим горизонтам III, V, VI, П1, П2 и были выданы рекомендации к бурению трестом «Саратовнефтегеофизика» методом ОГТ в 1980г. Данными работами изучено геологическое строение территории площадью 7000 кв.км. подготовлено под поисковое бурение подсолевое поднятие Западный Тенгиз и семь структур по надсолевым пермотриасовым отложениям: Кокарна, Вост. Карасор, Зап. Карасор, Морская, Морская Прорва, Аккудук и Вост. Корпеш.

Сейсморазведка

В 1957 году сейсмической партией 12/57 треста «Казахстаннефтегеофизика» были проведены работы методом отраженных волн (Ю.К. Писаревская). В 1973 году Прорвинская 14/73 и Каратонская 15/73 сейсмические партии треста «Саратовнефтегеофизика» проводили сейсморазведочные работы на площадях Пустынный, Тажигали, Каратон и Прорва с целью изучения строения подсолевых отложений. В результате выполненных работ построены структурные карты по III, V отражающим горизонтам и структурные схемы по условно отражающим горизонтам VI, П1 и П2 в масштабе 1:50000. Материалы этих работ подтвердили ранее выполненные структурные построения по надсолевым отложениям. В подсолевых отложениях на Каратонском участке выявлена Приморская брахиантиклинальная структура широтного простирания, сводовая часть которой состоит из трех вершин, располагающихся над солянокупольными структурами Пустынный, Тажигали и Каратон. Своды этих локальных подсолевых структур, объединенных в крупную Приморскую брахиантиклинальную структуру, не замкнуты из-за недостаточности материалов. На Каратонском своде подсолевой сейсмический горизонт залегает на отметке -4200м. Свод Тажигали вырисовывается изогипсой - 4200м. в виде поднятия меридионального направления. Свод Пустынный выделяется незамкнутой изогипсой - 4300м. Структурные планы описанных структур по горизонтам П1 и П2 совпадают. В 1975 году Каратонская 09/75 сейсмическая партия треста «Саратовнефтегеофизика» проводила рекогносцировочные работы методом ОГТ в районе куполов Кокарна, Морское, Атанак, Караарна, Карасор, Лебяжье, с целью поисков перспективных подсолевых структур. По проведенным работам были построены структурные карты по отражающему горизонту III, условно-отражающим горизонтам V, VI и П1 в масштабе 1:50000. В 1990-91гг. сейсмической партией 7 треста «Эмбанефтегеофизика» были проведены исследования МОГТ в южной части разведочного блока. В результате этих работ было выявлено и подготовлено к бурению структуры по подсолевым палеозойским отложениям на участке Ансаган- Мунайбай, построены структурные карты в масштабах 1:25000 и 1:50000 по отражающим горизонтам III, V, Т3, VI, П1, С, П2, Пс, ПЗ. По отражающим горизонтам III, V надсолевого комплекса уточнено расположение сбросов. По горизонту Т3 (кровля верхнетриасовых отложений) выделена приподнятая зона Мунайбай Южная на фоне общего погружения с севера на юг.

В 1998-2005гг. на контрактной территории ТШО силами СП «Тенгизшевройл» были проведены сейсмические исследования 3Д, а результаты интерпретации сейсморазведочных работ сданы в государственный фонд, которые были переобработаны и переинтерпретированы по заказу АО «РД «КазМунайГаз» в 2012-2013гг. компанией ТОО «PGS». В результате переобработки и переинтерпретации сейсмических данных были построены карты по отражающим горизонтам VI (кровля кунгурского яруса), V (кровля триаса), IV (подшва средней юры), J3k (кровля средней юры), III (подшва валанжина нижнего мела). Параллельно с вышеотмеченными ГРР были также в

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

2012 году в пределах блока на северной части (затопляемой) месторождений С.Нуржанов были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д компанией ТОО «GeoEnergiGroup» в объеме 160 км². В результате интерпретации этих работ получены карты по горизонтам VI (кровля кунгурского яруса нижней перми), Т-4 (внутри триасовый горизонт), V (кровля триаса), IV (подошва средней юры), Ю-2 (кровля келловее средней юры), III (подошва валанжина нижнего мела). По результатам интерпретации материалов были выявлены перспективные объекты в надсолевом комплексе.

С октября 2015 г. по 17 октября 2016 г. компанией ТОО НПФ «Данк» были проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д МОГТ общим объемом 229,6 км². Основной целью сейсмических исследований являлась детализация геологического строения и выявление новых перспективных участков на месторождении Каратон. В 2016 году компанией ТОО

«Professional Geo Solutions Kazakhstan» («PGS Kazakhstan») на месторождении Каратон и прилегающей территории была проведена обработка и интерпретация сейсморазведочных данных 3ДМОГТ в объеме 150 км². Были построены структурные карты масштаба 1:25000 по 11 целевым горизонтам (II – реперный отражающий горизонт в отложениях апта, III – подошва меловых отложений, IV – поверхность внутриюрских отложений, V

– подошва юрских отложений, VI – поверхность соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми, П1 – поверхность подсолевых отложений, П2 – поверхность нерасчлененной толщи серпуховского и визейского ярусов нижнего карбона (C1v-C1s), C1v – поверхность визейского терригенно-карбонатного комплекса пород (C1v), П2' – поверхность верхнедевонско-турнейских отложений, П2д – поверхность терригенно-карбонатных отложений эйфельско-раннефранского возраста, П3 – поверхность раннепалеозойских (додевонских) отложений). Кроме того, дополнительно были прослежены 2 горизонта (PT1 и PT2) в пермотриасовом комплексе, с целью уточнения строения отложений данного комплекса и выделения потенциальных ловушек.

В 2018-2019 гг. проведена сейсморазведка 3Д МОГТ компании «GeoEnergiGroup» на блоке Каратон –Саркамыс (Атанак, Акнияз, Тажигали). Общий объем сейсморазведочных работ 3Д МОГТ составил 225 кв.км., при этом непосредственно участок Атанат покрыт объемом 11,2 кв.км; В 2009- 2011 гг. проведена сейсморазведка 3Д МОГТ на месторождениях Тенгиз и Королевское, непосредственно участок Атанат, покрыт объемом 52,1 кв.км.

1.2.5.2. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

В приморской зоне Южно-Эмбинского нефтеносного района самые первые нефтепоисковые работы были начаты в начале XX века на площади Каратон, где внимание промышленников привлекали естественные выходы нефти. С 1929г на этой структуре трест «Эмбанефть» начал проводить целенаправленные геологоразведочные работы. Широкий разворот нефтепоисковых работ в надсолевом комплексе отложений на данной территории начался в начале 1960-х годов. Подавляющее большинство надсолевых нефтяных месторождений приморской зоны были открыты и разведаны в 1960-1980 годы. Начиная с начала 1970-х годов, как и на всей Прикаспийской впадине, на исследуемом разведочном блоке начали проводить геологоразведочные работы на палеозойские отложения. Подсолевой комплекс бурением изучался на площадях Пустынный, Тажигали, Каратон, Королевская, Тенгиз и Южная. На подсолевой структуре Тенгиз в 1980 году начато разведочное бурение и в том же году открыто подсолевое нефтяное месторождение.

На подсолевой структуре Королевское в 1982 году было начато поисково-разведочное бурение, ставшим годом открытия месторождения. Ниже приводится краткая изученность некоторых локальных структур, расположенных на соседних территориях с контрактным участком.

Морская. Надсолевой структуре Морская в подсолевом комплексе соответствует поднятие Огайское. В 1965-66 г.г. для выяснения перспектив нефтегазонаосности нижнемеловых отложений южного крыла структуры Морской объединением «Казнефтегазгеология» пробурено 5 разведочных скважин, вскрывших залежи нефти в апт-неокомском горизонте. В скважине 6 при 7 мм штуцере в интервале 1255-1265 м был получен фонтан нефти дебитом 36,2 м³/сут. Балыкшинским управлением разведочного бурения объединения «Эмбанефть» в 1980 году на основании сейсмических материалов треста «Саратовнефтегеофизика» была пробурена поисковая

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

скважина 1 на подсолевом поднятии Огайское на профиле 0778415 с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях карбона. Проектная глубина скважины 5500 м, фактический забой на глубине 4755 м в отложениях кунгура. Данной скважиной подсолевые отложения не изучались, с 1982 года она находится в консервации из-за отсутствия антикоррозийного бурового оборудования. В разрезе скважины 1 в интервале 1176-1181 м по заключению ГИС выделен нефтегазоносный горизонт, приуроченный к подошве аптских отложений. Следующая поисковая скважина 12 пробурена на профиле 0778425 с целью поисков залежей нефти и газа в меловых, юрских и пермтриасовых отложениях, проектной глубиной 2800 м, проектным горизонтом – пермтриас. Из-за отсутствия продуктивных пластов данная скважина ликвидирована по геологическим причинам. Для оконтуривания продуктивного горизонта выявленного поисковой скважиной 1 были пробурены разведочные скважины 28, 29, 30. В разрезах разведочных скважин 28 (проектной глубиной 1300 м, проектным горизонтом – неоком) и 29 (проектной глубиной 1400 м, проектным горизонтом – неоком) по данным ГИС продуктивные горизонты отсутствуют, вследствие чего они ликвидированы по геологическим причинам. Разведочная скважина 30 пробурена с целью оконтуривания апт-неокомской залежи, выявленной в скважине 1, в 1500 м на запад от скважины 1, проектной глубиной 1300 м, проектным горизонтом – неоком. С 1982 года скважина 30 законсервирована и сдана в НГДУ.

Кокарна. Солянокупольная структура Кокарна подготовлена под поисковое бурение в 1980 году трестом "Саратовнефтегеофизика". На структурных планах по III и V отражающим горизонтам представляет собой однокрылую структуру, экранированную с запада субмеридиональным нарушением. На площади Кокарна поисковая скважина 1 заложена на сейсмическом профиле 0676267 с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевых отложениях. Проектная глубина скважины – 2900 м, проектный горизонт отложения кунгурского яруса. Скважина пробурена до проектной глубины, проектный горизонт вскрыт на глубине 2780 м. По данным ГИС к испытанию в колонне были выделены 2 пласта в интервалах: 1186-1190 м, 1128-1121м (аптский и апт-неокомский горизонты). С 1984 года площадь находится в консервации из-за затопления территории нагонными морскими водами.

Структура Тажигали Юго-Западный подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами в 1965 году. В 1975 году на площади было начато глубокое поисковое бурение с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях мела, юры и триаса, который явился годом открытия месторождения. Поисковая скважина 1, заложённая на восточном поле северо- западного полусвода, достигла проектной глубины 2600 м, проектного горизонта – кунгура. По каротажу в интервале 396-417 м. выделяется нефтеносный сеноманский горизонт эффективной нефтенасыщенной мощностью 21 м. При опробовании интервала 396-418 м получена нефть дебитом 2,1 м³/с и вода - 0,2 м³/с. Поисковая скважина 2, заложённая на западном поле северного полусвода, была закончена бурением в 1975 году при забое 2602 м, вскрыв проектный горизонт – кунгур. Данной скважиной сеноманский горизонт вскрыт в интервале 451-482 м, по данным ГИС эффективная нефтенасыщенная мощность его составляет 5 м. Скважина не опробована. Поисковая скважина 3 была заложена в сводовой части южного крыла. Забой скважины на глубине 2600 м в отложениях кунгурского яруса. В 1976 году с целью оконтуривания сеноманского продуктивного горизонта, выявленного в скважине 1, были пробурены две скважины 4 и 5 на восточном поле северного крыла. Разведочная скважина 4 была заложена в 1500 м к северо-востоку от скважины 1, проектной глубиной 500 м. Скважина пробурена до глубины 500 м, вскрыв сеноманский нефтяной горизонт, выявленный поисковой скважиной 1. Разведочная скважина 5 была заложена на восточном поле северного крыла на расстоянии 1300 м от скважины 1 проектной глубиной 550 м. Фактическая глубина скважины – 500 м, горизонт – альб-сеноман. Проведенными поисково-разведочными скважинами открыто нефтяное месторождение Тажигали Юго-Западное, находящееся в данное время в консервации.

Пустынный. На структуре Пустынный в 1966 году с целью детального изучения геологического строения структуры и подготовки ее под глубокое бурение было проведено структурно-поисковое бурение. По данным этих работ была построена структурная карта по подошве турона и даны выводы о перспективности структуры для проведения дальнейших геологоразведочных работ. В 1967 году площадь была детально изучена сейсмическими работами МОВ. Надсолевые отложения солянокупольной структуры Пустынный сбросом меридионального направления разделены на два крыла: западное и восточное. В 1968 году начато глубокое

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

поисковое бурение, приведшее в этом же году к открытию месторождения. С 1968 по 1975 гг. было пробурено 8 скважин (1, 2, 3, 4, 6, 8, 11, 12) проектными глубинами от 1200 м до 2500 м, проектными горизонтами верхняя юра и кунгур. По результатам выполненных работ на западном крыле структуры установлены нефтяные горизонты в отложениях апта и сеномана. В поисковой скважине 2 при опробовании интервалов 300-290 м, 281-271 м получен приток нефти дебитом 6 м³/сут при динамическом уровне 68 м, а в интервале 190-182 м получен приток нефти с незначительным количеством воды. На восточном крыле структуры были пробурены скважины 1 и 6 до глубины соответственно 2334 м и 2500 м, в разрезе которых продуктивные горизонты не выявлены. Скважины 2, 3, 4, 11 – законсервированы. Скважины 1, 6, 8, 12 – ликвидированы по геологическим причинам. Надсолевое месторождение находится в консервации. В 1971 году при бурении параметрической скважины 10П с фактическим забоем глубине 3770 м были газонефтепроявления в виде периодических выбросов, что доказало высокие перспективы подсолевой структуры Пустынный. По данным анализа нефть легкая с удельным весом 0,8350 г/см³, высокосернистая, вязкость при температуре 200 С 4,56 сст. Газ содержит до 44,23% метана. В 1975-1976 годы на подсолевой структуре Пустынный были начаты бурением поисковые скважины 5, 22, 23 с проектными глубинами 5000- 5500 м. Керн из интервала 3635-3638 м, отобранного в поисковой скважине 5, представлен серым мергелем с запахом сероводорода. Лабораторным анализом нефтенасыщенность определена в пределах 14-35%.

При бурении поисковой скважины на глубине 3945 м началось сильное газопроявление. Керн (инт.3465- 3469 м) в поисковой скважине 23 был представлен песчаником темно-серым с буроватым оттенком, карбонатным с запахом сероводорода. По данным лабораторного анализа насыщенность нефтью составила 17%. В связи с наличием в разрезе подсолевых отложений сероводородных газов выше допустимой нормы и отсутствием сероводородоустойчивого бурового инструмента и оборудования бурение вышеуказанных скважин на подсолевой структуре Пустынный было приостановлено. Прибрежный. В тектоническом отношении Прибрежный представляет собой двухкрылую солянокупольную структуру северо- восточного простирания. В 1965 году на этой структуре было пробурено 6 релизных скважин (К-3, К-12, К-15, К-18, К-19 и К-25) глубиной 500 метров. В скважине К-12 впервые была установлена нефтеносность сеноманских отложений на северо-западном крыле структуры. В 1973 году на северо- западном крыле структуры было начато бурение поисковых скважин 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 с проектной глубиной 600 м с целью оконтуривания сеноманской залежи и изучения разреза верхнего альба. В 1974 году на обоих крыльях структуры пробурены глубокие скважины 1, 2, 3, проектными глубинами 2600 м. Скважина 2 пробурена на северо-западном поле юго-восточного крыла. При опробовании скважины 2 в интервалах 634-622 м., 578-572 м получена нефть дебитом 3,71 м³/сут. С целью доразведки и оконтуривания залежи юго- восточного крыла, обнаруженной в сеноманских отложениях скважиной 2, были пробурены разведочные скважины: 12, 13, 14, 15, глубиной до 750 м. В разрезе скважины 15 в сеноманских отложениях были испытаны 3 интервала, из которых получены притоки пластовой воды с пленками нефти. Скважина ликвидирована. Скважины 12, 13, 14 ликвидированы без спуска эксплуатационной колонны. Месторождение находится в консервации. Акнияз. Начиная с 1973 года структура Акнияз частично изучалась при проведении сейсмических работ трестом «Саратовнефтегеофизика» на соседних структурах. В 1981 году сейсмической партией 0681 этого же треста на этой структуре проведены детальные исследования МОГТ, в результате чего подготовлена под глубокое поисковое бурение по надсолевым отложениям присводовая часть ее северо-восточного поля. Поисково- разведочное бурение на площади с целью поисков залежей нефти и газа в меловых, юрских и пермтриасовых отложениях начато 1984 году. В результате проведенных работ на 01.01.87. пробурено 5 скважин, в том числе 3 на юго-западном поле и 2 на юго-восточном поле. Поисковая скважина 7 проектной глубиной 2850 м пробурена на своде поднятия на сейсмическом профиле 147469, проектный горизонт – кунгур. Скважина прошла весь комплекс надсолевых отложений и вскрыла соленосные отложения кунгура на глубине 2486 м. Бурение прекращено при забое 2535 м. Скважина ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны, вследствие отсутствия продуктивных горизонтов. Поисковая скважина 8 проектной глубиной 2200 м, пробурена на юго-западном поле до глубины 2090 м. Соль вскрыта на глубине 2040 м. В результате испытания в эксплуатационной колонне интервала 1192-1197 м в отложениях неокома был получен приток нефти и газа, дебит которых при 7 мм штуцере составили

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

соответственно 7 т/сут и 23394 м³/сут. С целью оконтуривания этой залежи были заложены разведочные скважины 11, 12, 16. Разведочная скважина 11 пробурена на югозападном поле, забой на глубине 1350 м. По материалам ГИС продуктивные горизонты в разрезе скважины не выделены. Разведочная скважина 12 пробурена на югозападном поле до проектной глубины 1350 м. В результате перфорации в интервале 408-422 м (альбсеноман) получена нефть дебитом перелива 0,8 м³/сут. Скважина законсервирована. Разведочная скважина 16 пробурена до глубины 1543 м. В процессе бурения пластоиспытателем были испытаны два интервала: 1546-1520 м, из которого получен приток нефти и 1543-1470 м – получен приток воды, дебитом перелива 28,8 м³/сут. Ввиду получения непромышленного притока нефти скважина ликвидирована по геологическим причинам. Байтобетарал. Структура выявлена в 1954 году работами МОВ треста «Казахстаннефтегеофизика». Поисковое бурение с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях мела и юры начато в 1955 году. В сводовой части структуры были пробурены поисковые скважины 1, 2. Поисковая скважина 1 проектной глубиной 3500 м, проектным горизонтом - пермотриас, остановлена при забое 3040 м, в отложениях пермотриаса и ликвидирована по геологическим причинам. Скважина 2 пробурена до проектной глубины 2800 м (J2) и ликвидирована по геологическим причинам. В разрезах обеих скважин продуктивные горизонты не обнаружены. В 1977 году структура переподготовлена к глубокому поисковому бурению методом ОГТ трестом «Эмбанефтегеофизика», в результате чего уточнено геологическое строение площади. Структура Байтобетарал, представляет собой полуантиклинальное поднятие, вытянутое с югозапада на северо-восток, экранированное с северозапада сбросом. С целью поисков залежей нефти и газа в пермотриасовых отложениях в 1986-87г.г. были пробурены скважины 3, 4, 6, заложенные в оптимальных условиях по данным вышеуказанной работы треста «Эмбанефтегеофизика». Поисковая скважина 3 проектной глубиной 3650 м заложена в своде по V отражающему горизонту. Кровля соли вскрыта на глубине 3444 м, скважина пробурена до глубины 3523 м. В процессе бурения пластоиспытателем на трубах испытаны интервалы 2993-3090 м и 3116-3155 м в пермотриасовых отложениях, из которых получены притоки пластовой воды. По заключению ГИС в интервале 3203-3206 м выделен нефтенасыщенный пласт. В эксплуатационной колонне испытаны интервалы 3230-3235 м и 3200-3206 м. Первый пласт оказался «сухим». Из интервала 3200-3206 м получен приток нефти непромышленного значения, вследствие чего скважина ликвидирована. Поисковая скважина 4 проектной глубиной 3650 м., проектный горизонт – отложения кунгура. Соленосные отложения кунгурского яруса вскрыты на глубине 3289 м., скважина прекращена бурением при забое 3373 м. В процессе бурения пластоиспытателем на трубах испытаны интервалы 3050-3100 м, 3165-3230 м, 3244-3271 м в пермотриасовых отложениях. В первых двух объектах испытания проведены технически неудачно, а из интервала 3244-3271 м получен приток пластовой воды. По материалам ГИС продуктивные пласты не выявлены. Скважина ликвидирована без спуска эксплуатационной колонны. Разведочная скважина 6 проектной глубиной 3650 м, вскрыла отложения кунгура на глубине 3355 м, прекращена бурением при глубине 3473 м. В процессе бурения пластоиспытателем на трубах испытаны интервалы 3245-3295 м в пермотриасовых отложениях, из которого получен приток бурового раствора с небольшим содержанием газа. По материалам ГИС в разрезе скважины продуктивные пласты не выявлены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

Карасор Южный. Данная структура выявлена и подготовлена под глубокое поисковое бурение методом ОГТ в 1979 году трестом «Саратовнефтегеофизика». В тектоническом отношении структура Карасор Южный представляет собой межкупольное поднятие, выделенное по внутритриасовому сейсмическому горизонту РТ. По кровле триаса (V горизонт) поднятие выражено в виде структурного носа. В 1987 году на площади начато поисковое бурение с целью изучения геологического строения и перспектив нефтегазонасности пермотриасовых отложений этой структуры. На своде поднятия на сейсмическом профиле 157485 пробурена скважина 1. При проектной глубине 5000 м скважина пробурена до глубины 4925 м. В процессе бурения скважины пластоиспытателем на трубах испытаны интервалы 4375-4319 м, 4550-4512 м, 4800-4762 м в пермотриасовых отложениях, характеризующиеся как непроницаемые. В результате обработки каротажных материалов продуктивные горизонты в разрезе скважины не выявлены. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. Площадь Карасор Южный выведена из разведки как бесперспективная.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Белес. Солянокупольная структура Белес грабенном субширотного простирания разделена на два крыла: северное опущенное и южное приподнятое. Скважина 2 пробурена на западном блоке южного крыла. Она вскрыла кровлю пермотриасовых отложений на глубине 2298 м и вошла в кунгурские отложения на глубине 3010 м. Из-за отсутствия в разрезе продуктивных горизонтов скважина ликвидирована по геологическим причинам. Скважина 3 проектной глубиной 4000 м пробурена на северо-восточном поднятии восточного блока. В разрезе пермотриасовых отложений продуктивных горизонтов не выявлено. Площадь выведена из разведки, как бесперспективная в связи с отсутствием нефтегазовых горизонтов.

Структура Карасор Западный выявлена в 1959 году сейсмическими работами треста «Казахстаннефтегеофизика». В 1961-1964 годы Западно-Казахстанским геологическим управлением проводились геологическое картирование и структурное бурение. В 1963 году на южном крыле структуры пробурено 4 глубоких скважин Г-1, Г-2, Г-3, Г-4. В скважине Г-2 в результате испытания интервала 1189-1192 м в отложениях апт-неокома были получены нефть дебитом 35,2 м³/сут и газ 1800 м³/сут при 5мм штуцере. В 1964-1965 годы с целью уточнения геологического строения и определения перспектив нефтегазоносности структуры пробурены 20 структурно-поисковых скважин и 4 глубокие скважины Г-8, Г-9, Г-14, Г-18. Скважина Г-9, пробуренная на южном крыле структуры, вскрыла нефтяной горизонт в отложениях апта. При опробовании интервала 1132-1140 м получен приток нефти дебитом 45,5 м³/сут и газа 1450 м³/сут при 5мм штуцере. В 1974-1978 гг трестом «Саратовнефтегеофизика» проводились детальные сейсмические работы МОГТ в пределах данного разведочного блока, которыми была охвачена, и структура Западный Карасор. Построены карты по сейсмическим горизонтам III, V, VI, VII. По надсолевым отложениям Карасор Западный представляет собой двухкрылую солянокупольную структуру субширотного простирания. В 1981 году Балыкшинским УРБ объединения «Эмбанефть» на северо-западном крыле купола были пробурены скважины 1, 10, 11, 12, 13 до вскрытия соленосных отложений кунгурского яруса. Только в скважине 1 был выявлен нижнеальбский нефтяной пласт. Остальные скважины, с забоями в отложениях юры и пермотриаса, залежи нефти и газа не вскрыли и ликвидированы по геологическим причинам. В скважине 1 из интервала 1135-1137 м, стратиграфически приуроченного к отложениям нижнего альба, получен приток нефти дебитом 38,4 т/сут и газа 1413 м³/сут при 5мм штуцере. В скважине 12 в результате испытания интервала 703-707 м получен слабый приток нефти с водой из отложений верхнего альба. Всего на площади Западный Карасор пробурено тринадцать глубоких поисковоразведочных скважин: Г-1, Г-2, Г-3, Г-4, Г-8, Г-9, Г-14, Г-18, 1, 10, 11, 12, 13. Проведенными поисково-разведочными скважинами выявлено нефтяное месторождение с ограниченными запасами, находящееся в консервации.

Структура Морская Прорва расположена на западной периклинали Прорвинского поднятия. Морская Прорва выявлена в 1973 г в результате проведенных трестом «Саратовнефтегеофизика» работ МОГТ. В тектоническом отношении данная структура представляет собой пологую антиклинальную складку, осложненную меридиональным сбросом. Поисковые работы на площади начаты в 1977 году бурением скважины 1. При проектной глубине 3500 м, скважина пробурена до глубины 3260 м. В разрезе скважины вскрыты перспективные горизонты в нижнем альбе, апте и келловее. Скважина ликвидирована в 1984 году из-за невозможности проведения дальнейших работ, вследствие периодического затопления территории нагонной морской водой. Скважина 2 остановлена при глубине 3274 м, вскрыв соленосные отложения кунгура, и ликвидирована по геологическим причинам из-за отсутствия продуктивных горизонтов в надсолевых отложениях. Площадь выведена из бурения из-за затопления территории морской водой.

Структура Жалгызшагыл выявлена сейсмическими работами в 1979 г. Структура находится в зоне затухания солянокупольной тектоники, по V отражающему горизонту представлена в виде антиклинали северо-восточного простирания, не осложненной дизъюнктивной тектоникой. По III отражающему горизонту замыкается изогипсой 2000 м и имеет размеры 5,0 км x 2,5 км. В плане поднятие по отражающим горизонтам совпадают. Структура опосредована бурением скважин 2, 3, 5, не вскрывших перспективных пластов и площадь выведена из разведки как бесперспективная в нефтегазоносном отношении.

На площади Кенарал Гурьевская геофизическая экспедиция в 1980 году проводила сейсмические исследования, в результате которых выявлена надсолевая структура, названная

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Маткен юго-западное крыло. На ней пробурена скважина 4 глубиной 3010 м с забоем в пермотриасовых отложениях и ликвидированная по геологическим причинам. В дальнейшем изучение территории продолжила АО «Эмбаунайгеофизика» в 1992 году, в результате которых выявлена структура, названная Кенарал. По III и V отражающим горизонтам Кенарал представляет собой антиклинальную ловушку, экранированную тектоническим нарушением широтного простирания. Структура поперечными сбросами разбита на три блока. Структура Кызылжудук Южный приурочена к соляному перешейку, связывающему купола

Кызылжудук и Каратон. По мезозойским отложениям структура Кызылжудук Южный сбросом меридионального простирания делится на западное и восточное крылья. Структура разбурена поисково-разведочными скважинами и выведена из бурения как бесперспективная. Каратон Южный. На южном склоне соляного купола Каратон Южный выявлена тектонически экранированная структура широтного простирания, выделяемая по III и V отражающим горизонтам. На структуре Каратон Южный сейсмические исследования в малом объеме проводились в разные годы, различными полевыми партиями. В связи с этим целесообразно на данной структуре проводить детальные работы с целью уточнения ее геологического строения и перспектив нефтегазоносности. Структура разбурена поисково-разведочными скважинами и выведена из бурения как бесперспективная.

Атанат. Описание буровых работ в пределах исследуемой площади приводится на основании материалов прошлых лет, ввиду отсутствия полных данных, подробные результаты бурения приведены только по шести пробуренным скважинам 1,2,4,6,7,13. В пределах контрактной территории Атанат нефтепоисковые работы ведутся с начала 60-х годов, пробурено 13 структурно-поисковых и 5 глубоких поисковых скважин. Буровыми работами уточнено строение основных элементов структуры, положение свода поднятия, изучены перспективы нефтегазоносности надсолевого комплекса отложений. Однако структурные скважины бурились на малую глубину, до 500 м, и ими не были вскрыты на полную мощность даже породы верхнего мела. Глубокие скважины, за исключением Г-2, пробурены до вскрытия верхней юры или остановлены в низах неокомских отложений. Скважиной Г-2 пройден полностью разрез юрских осадков и значительная мощность триаса. По результатам пробуренных на площади картировочных и структурно-поисковых скважин, Атанат представляет собой трехкрылую солянокупольную структуру (западное, северо-восточное и юго-восточное крылья). Западное крыло структуры, в особенности его северное поле, можно однозначно оценить, как бесперспективное в отношении содержания промышленных залежей УВ, так как для этого отсутствуют благоприятные структурные условия. В пределах южного поля рассматриваемого крыла была пробурена глубокая поисковая скважина Г-13, которая прошла только меловые отложения и не вскрыла нефтеносные коллектора. На юго-восточном крыле пробурено 3 глубокие скважины Г-1, Г-2, Г-4, из которых Г-1 глубиной 1580 м вскрыла верхнеюрские отложения, Г-4 при забое 1500 м остановлена в толще неокома, и только скважина Г-2 при фактической глубине 2608 м вскрыла триасовые отложения, пройдя по ним 240 м. В северной части крыла пробурена скважина Г-6, вскрывшая разрез надсолевых пород до верхней юры. Неокомский горизонт в скважине №6 по электрокаротажу характеризуется низким омическим сопротивлением и отрицательной аномалией «ПС», что явно соответствует водоносному горизонту и только в кровле имеется повышенное сопротивление до 6 Ом, мощностью около двух метров – хорошо подтверждается образцами боковых грунтоносов, содержащими нефтяные признаки. В пройденной части разреза нефтегазоперспективных горизонтов не встречено. В 1981 году сейсмической партией 0681 треста «Саратовнефтегеофизика» структура была подготовлена под глубокое поисковое бурение по юрско-меловым и пермотриасовым отложениям. Поисковый интерес представляет северо-восточное крыло. В 1986 г на северо-восточном крыле была пробурена поисковая скважина 7 проектной глубины 2550 м, отложения кунгурского яруса, являющиеся проектным горизонтом, вскрыты на глубине 2463 м. В процессе бурения пластоиспытателем был испытан интервал 2360-2310 м в пермотриасовых отложениях, из которого получен приток пластовой воды. По результатам обработки материалов ГИС перспективные в нефтегазоносном отношении пласты не выделены.

1.2.5.3. Проектный литолого-стратиграфический разрез

Осадочный чехол Прикаспийского бассейна соленосными отложениями кунгурского яруса
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

нижней перми разделена на подсолевой и надсолевой комплексы отложений. В составе подсолевого комплекса пород в пределах исследуемой территории на соседних месторождениях вскрыты нижнепермские, каменноугольные и девонские отложения. Надсолевой разрез представлен полным комплексом отложений, характерным для юго-востока Прикаспийской впадины. Ниже приводится характеристика отложений, вскрытых глубокими скважинами в пределах юго-восточного борта Прикаспийского бассейна, начиная от девона до четвертичных включительно (граф.прил.3).

Палеозойская группа – Pz Девонская система – D

Верхний отдел – D3 Фаменский ярус – D3 fm

Девонские отложения вскрыты скважиной 3 Каратон в объеме сенновского горизонта фаменского яруса. Разрез представлен, преимущественно, известняками тонкозернистыми, комковатыми, участками органогенными и органогенно- детритовыми, серыми и темно-серыми. Известняки местами глинистые, доломитизированные, трещиноватые и слабо кавернозные. Среди известняков встречаются редкие прослои доломитов. Вскрытая толщина 411 м.

Каменноугольная система – C Нижний отдел – C1

Турнейский ярус – C1 t

Отложения турнейского яруса полностью пройдены скважинами на площади Каратон. Представлены известняками заволжского, малевского, упинского, черепетского и кизеловского горизонтов. Известняки серые и темно-серые, микро-и мелкокомковатые, детритовые, биоморфные, органогенно-обломочные, тонкоплитчатые, местами сильно трещиноватые, прослоями доломитизированные. Толщина яруса 400 м.

Визейский ярус – C1 v

Визейский ярус в составе малиновского надгоризонта, бобриковского, тульского, алексинского, михайловского горизонтов имеет толщину 600-680 м.

Малиновский надгоризонт сложен известняками от темно-серых до светло-серых, органогенно-обломочными, перекристаллизованными. На площади Каратон известняки в нижней части черные, полидетритовые, в средней – серые органогенно-обломочные, псевдооолитовые, трещиноватые. Трещины выполнены битуминозным и глинистым веществом. Толщина надгоризонта 150-160 м.

Бобриковский горизонт литологически представлен известняками серыми и темно-серыми, органогенно-обломочными, плитчатыми, прослоями, переходящими в известняковый песчаник. Толщина горизонта от 45-70 м (Каратон) до 100 м (Южная).

Тульский горизонт подразделяется на три толщи: нижнюю известняковую, среднюю-аргиллито-известняковую и верхнюю – известняковую. Толщина 115-138 м.

Алексинский горизонт представлен известняками серыми, биоморфными, детритовыми. Толщина 168-195 м.

Михайловский горизонт слагается серыми известняками органогенно- обломочными, полидетритовыми, участками доломитизированными, пористо-кавернозными, плитчатыми. На площади Южной в нижней части разреза встречаются слои аргиллита. Толщина изменяется от 67-77 м (Каратон) до 90 м (Южная). На Тенгизском месторождении вскрыты породы михайловско-венековского возраста, которые представлены биогермными известняками, вскрытая толщина 125м.

Серпуховский ярус – C1s

Нижняя часть яруса сложена переслаиванием известняков реликтово- органогенных, биоморфных, участками водорослевых, неравномерно доломитизированных, с кавернами, биогермных. Встречаются прослои известняковых гравелитов. Верхняя часть яруса (протвинский горизонт) представлена известняками полидетритовыми, водорослевыми, микросгустковыми, неравномерно доломитизированными, пропитанными битумом. Они сменяются толщиной известкового гравелита и известняков мелкозернистых с обломками реликтово-органогенного и органогенного (Тенгиз). Толщина серпуховского яруса 77-96 м.

Средний отдел – C2 Башкирский ярус – C2 b

Отложения башкирского яруса с резким несогласием залегают на серпуховских. Контакт между ними прослеживается по прослою зеленовато- серого доломитизированного мергеля. Башкирский ярус начинается краснополянским горизонтом, сложенным мелко-оолитовыми, доломитизированными известняками, с прослоями известняковых песчаников и гравелитов. Выше по разрезу залегают серые, микросгустковые, водорослевые, органогенно-обломочные и оолитовые, неравномерно доломитизированными, с вертикальными трещинами. Толщина ниже- башкирских

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

отложенный от 73-110 м (на Южном поднятии) до 183-221 м (на

Тенгизском месторождении). Верхне-башкирский подъярус установлен условно. Отложения представлены толщей известняков темно-серых, почти черных, микрозернистых, плотных, местами окремнелых, залегающих без видимых следов размыва на нижележащих известняках нижнего башкира.

Московский ярус – С2 m

Отложения московского яруса развиты в пределах рассматриваемой территории не повсеместно. Наиболее полный разрез, представленный верейским, каширским, подольским и мячковским горизонтами, вскрыт скважинами на площади Южная.

Верейский горизонт сложен карбонатными породами – известняками водорослево-микрогустковыми, микротрещиноватыми, глинистыми, плотными, доломитизированными, спиккуловыми. Толщина 93-129 м. В основании каширского горизонта залегают органогенно-обломочные известняки, переходящие в микрогустковые известняки. Толщина 143-163 м. Разрез подольского горизонта начинается известняками биоморфными, микрогустковыми, комковатыми.

Остальная часть горизонта представлена органогенно-обломочными известняками. Толщина изменяется до 251 м.

Мячковский горизонт на значительной части территории разный. Остаточная его часть сложена известняками микрогустковыми, участками оолитовыми, доломитизированными, толщиной до 86 м.

Пермская система - Р Нижний отдел – Р1

Нижнепермские отложения трансгрессивно залегают на различные горизонты карбона. При этом разрез их в северной части представлен верхнеартинскими и кунгурскими отложениями, а на юге – ассельскими. На площадях Тенгиз и Каратон нижнепермские отложения представлены верхнеартинскими и кунгурскими.

Ассельский ярус – Р1 а

Ассельский ярус представлен известняками, среди которых преобладают биогермные, монокомпонентные, водорослевые, массивные. В толще биогермных известняков встречаются прослои из известняков биоморфно-детритовых, фораминиферово-водорослевых. Толщина изменяется от 88 до 378 м на площади Южная. Отложения сакмарского яруса и вышележащих артинского и кунгурского яруса, а также отложения верхней перми здесь бурением скважин не установлены.

Артинский ярус – Р1 ar

Верхнеартинский подъярус – Р1 ar3

Верхнеартинский подъярус залегают с резким стратиграфическим несогласием на различных горизонтах башкирского яруса. В основании залегают брекчия, состоящая из угловых обломков пород различного литологического состава: алевроитов и известняков различной структуры. Выше залегают известняково-аргиллитовая толща – аргиллиты темно-серые, с прослоями известняков почти черных, микрозернистых, глинистых, содержащих большое количество рассеянного битуминозного вещества. Толщина от 14 до 113 м.

Кунгурский ярус – Р1к

На известняково-аргиллитовой толще верхнеартинского подъяруса залегают галогенные образования, имеющие четко выраженное ритмичное строение. В разрезе кунгурского яруса выделяется три толщи: нижняя - сульфатно-терригенная, средняя - галогенная, верхняя - сульфатно-терригенная. В пределах исследуемого разведочного блока в основном вскрыты средняя и верхняя толщи кунгурских отложений. Средняя галогенная толща сложена однородным по составу комплексом пород - каменной солью. Соль белая бледно-голубая или полупрозрачного цвета. Иногда в толще каменной соли встречаются тонкие прослои сульфатных, песчано-глинистых и карбонатных пород. Верхняя сульфатно-терригенная толща литологически представлена гипсом, ангидритом, с прослоями известняков, доломитов, песчаников и глин. Вскрытая толщина соленосных отложений составляет 120- 1910 м.

Мезозойская группа – Мz

Мезозойская группа представлена отложениями пермотриаса, юрской и меловой систем.

Пермотриас – РТ

Отложения пермотриаса литологически представлены глинами с прослоями песков и песчаников. Глины светло-серые, темно-серые, темно-бурые, песчанистые, слабо известковистые,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

слюдистые, местами углистые. Пески серые, средне и крупнозернистые. Песчаники известковисто-глинистые, мелко и среднезернистые. Встречаются прослои конгломератов и включения фосфоритовой гальки. Толщина пермотриасовых отложений колеблется от 280 м (С.Нуржанов скв №311) до 580 м (С.Нуржанов, скв №64). На Атанате в скважине 7 – 307м.

Юрская система – J

Отложения юрской системы представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел – J1

Отложения нижней юры литологически сложены в основном песчаниками и песками мелко и среднезернистыми, часто водоносными с прослоями глин. Прослои глин имеют различную толщину. Глина серая, светло-серая и серовато-бурая с растительными остатками. По плоскостям наслаения налеты алевроитового песка. Среди глин иногда встречаются кремневые и кварцевые гальки. Вскрытая толщина нижнеюрских отложений: 16 (С.Нуржанов скв №311) - 130 м (Досмухамбетовское скв №11).

Средний отдел – J2

Литологически отложения средней юры представлены частым чередованием глин, песков и песчаников. Глины серые, бурые и серовато-бурые, песчаные и сильнопесчаные, известковистые, слоистые с обилием обуглившихся растительных остатков и корневищ. Пески серые, светло-серые и зеленовато-серые, мелко и среднезернистые, часто глинистые. Песчаники среднезернистые, зеленовато-серые. Встречаются прослои бурых рыхлых углей. Вскрытая толщина среднеюрских отложений достигает от 411 м (скв№524, С.Нуржанов) до 624 м (скв№79, С.Нуржанов).

Верхний отдел – J3

В верхнеюрском разрезе выделяются оксфордский и волжский ярусы.

Оксфордский ярус – J3 o

Литологически представлен глинисто-песчанистыми отложениями, алевролитами. В верхней части яруса залегают глинисто-карбонатные породы. Глины серые, зеленовато-серые с отпечатками флоры. Толщина отложений в пределах от 18 (скв№17, С.Нуржанов) до 42 м (скв.№520, С.Нуржанов).

Волжский ярус – J3 v

Представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, глин, известняков доломитов и мергелей. Мергель серый и серовато-зеленый, крепкий с прожилками кальцита. Глина темно-серая с буроватым оттенком и песчаник крупнозернистый. Толщина волжских отложений варьирует от 146 (скв№82, С.Нуржанов) до 316м (скв№315, С.Нуржанов).

Меловая система – K

Меловые отложения представлены мощной толщей песчано-глинистых и карбонатных осадков и представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел – K1

Отложения нижнего мела представлены валанжинским ярусом, неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами.

Валанжинский ярус – K1v

Разрез валанжинского яруса по литологии разделяется на две части. Нижняя часть сложена крепкими песчаниками с прослоями мергелей, известняков и доломитов. В верхней части залегают глины серые с зеленоватым оттенком, плотные, местами карбонатные. Толщина этих отложений изменяется от 64 (скв№412, С.Нуржанов) до 94м (скв№311, С.Нуржанов).

Неокомский надъярус – K1nc

В пределах исследуемой территории в составе неокомского надъяруса выделяются глинисто-карбонатно-песчанистые отложения готерива и преимущественно глинистые породы баррема. Глины серые, серовато-зеленые, кирпично-красные и пестроцветные, с неровным изломом, алевроитистые, местами с тонкими прослоями алевроита, плотные песчанистые, карбонатные. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелко и среднезернистые, полимиктовые. Пески и алевроиты зеленовато-серые, уплотненные, слюдистые, с прослоями песчаников и глин. Мергели, доломиты и известняки серые, зеленовато-серые, темно-серые, крепкие с прослоями песчаников. Толщина неокомских отложений составляет 414 (скв№51, С.Нуржанов) - 512м (скв№78р, С.Нуржанов), на Атанате- 200м (скв7).

Аптский ярус – K1a

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Отложения аптского яруса залегают на размытой поверхности неокомского надъяруса. Литологически аптские отложения представлены глинами темно-серыми, черными, плотными, жирными на ощупь, известковистыми, слюдистыми, слабopесчанистыми с тонкими прослойками тонкозернистого слюдистого песка. В толще глин встречаются прослои песчаников, песков и мергелей. Толщина отложений аптского яруса составляет 62 (скв.№242, С.Нуржанов) - 120 м (скв.№436, С.Нуржанов), на Атанате- 73м (скважина 7).

Альбский ярус – K1a11-2

Отложения альбского яруса расчленяются на нижний, средний подъярус.

Нижнеальбский подъярус – K1a11

В подошвенной части подъяруса залегает базальный горизонт песков. Выше в разрезе преобладают глины темно-серые, плотные, жирные на ощупь, иногда слабopесчанистые с линзообразными включениями мелкозернистого глауконитового песка. Пески светло-зеленовато-серые, мелкозернистые, слабоуплотненные с включениями растительных остатков.

Средний альб – K1a12

Среднеальбские отложения отличаются от нижнеальбских более светлой окраской и большей песчаностью. Литологически осадки представлены глинами темно-серыми, слабopесчанистыми, переходящими в серые, иногда зеленовато-серые, сильно песчаные глины с прослоями мелкозернистого, слюдистого песка и алевролита. С глинами переслаиваются пески серые светло-зеленовато-серые, крепкие, мелкозернистые, слюдистые.

Толщина альбского яруса в пределах 493 (скв.№ 436, С.Нуржанов) -542м (скв.№78, С.Нуржанов). На Атанате в скважине 7 до 183м.

Верхний отдел – K2

Верхнемеловые отложения представлены альб-сеноманским, турон+сенонским, ярусами. Толщина отложений верхнего мела варьируют от 461 м (скв.№420, С.Нуржанов) до 509 м (скв.№311, С.Нуржанов), на Атанате в 7 скважине – до 717м.

Альб-сеноман (нерасчлененные) – K1 a13+ K2s

Верхний альб и сеноман представлены чередованием глин с песчаниками и прослоями песка. Верхнеальбские глины серые и светлосерые, неплотные, плитчатые, алевроитистые, тонко переслаивающиеся с песками светло-серыми, мелко- и тонкозернистыми, до алевроитов. Пески светло-серые, кварц – полевошпатовые, мелко- и среднезернистые, чистые и слабо- глинистые, рыхлые, мощностью до нескольких метров.

Песчаники от серых мелкозернистых тонко-косо-слоистых с углистыми включениями до светло-серых массивных крепких среднезернистых, цемент карбонатный. Сеноманские глины отличаются от верхнеальбских коричневатого-кофейным оттенком и несколько большей плотностью.

Толщина отложений в скважине 7, Атанат достигает 537 м.

Турон - сенонский ярус – K2t- sn

Литологически отложения представлены мергелями и глинами. Мергели серовато и беловато-зеленые, слабopесчанистые, местами глинистые, слюдистые, плотные с прослоями плотного мела. Глины темно-серовато- зеленые, песчаные, очень плотные с прослоями алевролитов. По всему разрезу встречаются обломки фауны и обуглившиеся растительные остатки.

Нижняя часть сенонского яруса представлена светло-зелеными мергелями и мергелистыми глинами с подчиненными прослоями беловато- зеленого мела. Мергели зеленовато-серые, песчаные с многочисленными мелкими включениями мела разнообразной формы и различных размеров. Выше разрез почти полностью сложен мелом белым, беловато-серым со слабым зеленоватым оттенком, рыхлым.

Кайнозойская группа – Kz Палеогеновая система – Pg

Отложения палеогеновой системы трансгрессивно залегают на меловых отложениях. Нижняя часть разреза сложена мергелем серовато- зеленым, кирпично-красным, плотным, глинистым, тонкоплитчатым, с прослойками желтовато-серого и голубовато-белого известняка, местами с рыбными остатками и отпечатками фауны с редкими прослойками черной углистой глины. Верхняя часть представлена глинами серовато- зелеными, темно-зелеными известковистыми, плотными с редкими включениями обуглившихся растительных остатков и обломков фауны. Толщина палеогеновых отложений изменяется от 278 (скв.304, С.Нуржанов) до 360 м (скв.523, С.Нуржанов).

Четвертичная система – Q

Литологически отложения представлены глинами зелеными, серовато- зелеными, буровато-

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

зелеными, коричневыми, вязкими, песчанистыми. В разрезе встречаются гнезда песка светло-серого, желтого, мелкозернистого, слюдяного. Встречаются обломки фауны хорошей сохранности. Толщина четвертичных отложений изменяется в пределах от 10 (скв.652, С.Нуржанов) до 65м (скв. 56, С.Нуржанов).

Стратиграфические разбивки скважин (подошва)

№ скважин	Забой, м	Альтит. от ротора, м(+)	палеоген	Меловая система К					Юрская система J			Пермотриас	Пермская Р	
				верхний	нижний К1				верхняя J3	средняя J2	нижняя J1		РТ	Нижний Р1
					К2 сенон-турон	К1a1 - К2s	К1a1-2	К1a				К1не		J3
2	3	4	6	7	8	9			11			12	13	
1	1580		205	536	934	1037	1132	1545	1580					
2	2608		193	548	928	1109	1206	1554	1704	2287	2362	2608		
4	1500		195	550	997	1110	1199	1500						
6	1500	-	220	454	778	940			1500					
7	2550	-	200	380	917	1100	1173	1373	1530	2083	2156	2463	2550	
13	1575	-	200	505	850	1028	1107	1550	1575					

1.2.5.4. Тектоника

Исследуемая площадь находится на юге Прикаспийского солянокупольного бассейна и располагается на далекой северо-западной периферии Южно-Эмбинского погребенного палеозойского поднятия, ограничивающего с юго-востока солеродный бассейн (граф.прил. 2).

Фундамент Прикаспийского бассейна системой разломов расчленен на крупные блоки, ступенчато погружающиеся к центральной части. Блоки осложнены выступами. Юго-восточная часть бассейна системой региональных разломов разделена на три крупные тектонические зоны: опущенную внутреннюю, центральную приподнятую и внешнюю опущенную прибортовую. Внутренняя опущенная зона плавно погружается в сторону Центрально- Прикаспийской депрессии, отделяясь от центральной зоны серией глубинных разломов. Приподнятая центральная зона приурочивается к Астраханско- Актюбинской системе поднятий, которая протягивается параллельно обрамлению бассейна на 700-800 км от Астрахани до Актюбинска и является одним из крупных тектонических элементов Прикаспийской синеклизы. Глубина залегания фундамента составляет 7-8 км. Самым западным поднятием в этой системе является Астраханское, где фундамент залегает на глубине 8 км, оно имеет размеры 100x80 км, амплитуду 1,5 км. С востока оно отделено от Северо-Каспийского поднятия крупным меридионально вытянутым тектоническим нарушением и Заволжским прогибом. На севере Астраханское поднятие ограничено Сарпинским прогибом, на юге - Днепровско-Донецким. По вышележащим отложениям подсолевого комплекса с Астраханским поднятием связана крупная карбонатная постройка девонско-башкирского возраста.

На Северо-Каспийском поднятии, так же, как и на Астраханском фундамент залегает на глубине 8 км. На севере оно сочленяется с Центрально- Прикаспийской депрессией, на юге – с Южно-Эмбинским прогибом.

Биикжальское поднятие расположено на восточной половине Прикаспийского бассейна, который делится по Аграханно-Атыраускому разлому на две части. Поднятие по фундаменту фиксируется на глубине 7,0 км, имеет амплитуду порядка 1 км. С юга оно по региональному широтному разлому граничит с Южно-Эмбинским прогибом, который протягивается с востока на запад в акваторию Каспийского моря и входит во внешнюю прибортовую зону Прикаспийского

бассейна.

Глубина залегания фундамента в пределах Южно-Эмбинского прогиба достигает 13- 13,5 км в районе Тугаракчанского прогиба. По фундаменту район исследований находится в пределах глубокого (10-14 км) Тугаракчанского прогиба, простирающегося с юго-запада на северо-восток и ограниченного разломами субширотного и субмеридионального направления. Серией разломов прогиб разделен на ряд блоков, в пределах которых в последующие этапы геологического развития сформировались обособленные тектонические зоны. В структурном плане кровля фундамента в целом согласуется с поведением ПЗ отражающего горизонта, отображающего особенности строения додевонских отложений. Глубина залегания их достигает 8-10 км.

Наиболее крупными тектоническими элементами (рисунок 1.2.5-1) здесь являются Атырауский свод и Южно-Эмбинский прогиб, которые соответствуют в плане Биикжальскому поднятию и Тугаракчанскому прогибу по фундаменту.

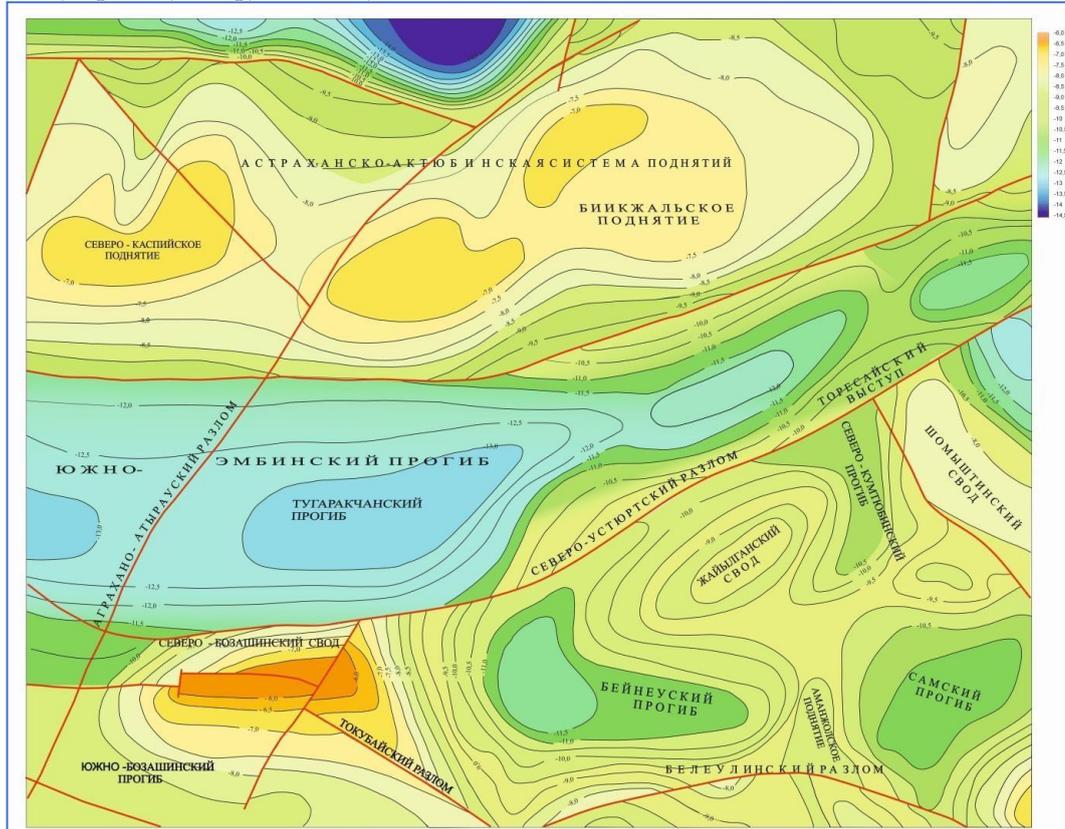


Рис.1.2.5-1. Структурная карта по ОГ Пф.

По северо-западному склону Южно-Эмбинского поднятия сформирована серия локальных поднятий, объединенных в отдельные тектонические зоны, одной из которых является Маткен-Ушмолинская зона. Небольшими ундуляциями она разделяется на отдельные поднятия, как Азнагул (Карашунгул), Жаумбай, Конысбай, в сводах которых поверхность палеозойского размыва залегает на глубинах 4.1 - 4.6 км. Южнее этой зоны выделяется менее протяженная Аиршагыл-Караойская зона поднятий, где наблюдается более мелкое залегание, палеозойских отложений и менее выраженное отражение в подсолевом ложе.

В разрезе осадочного чехла Прикаспийского бассейна на основе формационного анализа, наличия региональных перерывов, угловых несогласий выделяются два крупных структурно-формационных мегакомплекса: нижний доплитный и верхний плитный, который в свою очередь делится на структурные комплексы, этажи и седиментационные комплексы.

Нижний доплитный мегакомплекс вскрыт в северо-западных районах Прикаспия и представлен значительно уплотненными и дислоцированными терригенно-карбонатными и вулканогенными породами рифея-нижнего палеозоя.

Верхний мегакомплекс включает отложения от нижнепалеозойских (верхняя часть) до современных, общей толщиной 7-12 км. В его составе выделяются два структурных комплекса.

Нижний охватывает подсолевые палеозойские отложения, верхний – соленосные образования кунгурского яруса и надсолевые - верхнепермско-кайнозойские отложения.

Подсолевой палеозойский комплекс разделяется на три структурных этажа: нижнепалеозойский, эйфельско-нижнефранский и среднефранско-нижнепермский (докунгурский), границы между которыми проходят по отражающим горизонтам: ПЗ и П2д.

По горизонту ПЗ строение юго-востока Прикаспия в целом повторяет поведение поверхности фундамента, но особенностью горизонта ПЗ является наличие крупных поднятий в прогнутых зонах, к примеру, Приморского и Жылыойского поднятий. Согласно геофизическим данным, по горизонту ПЗ в пределах зон развития карбонатных построек обособляются локальные поднятия Южное, Тенгиз, Каратон, Королевское, Кашаган.

Диапазон изменения глубин небольшой. Наиболее приподнятая часть – центральная, где глубины горизонта изменяются от 7,2 до 7,6 км. В сторону границы с Северным Устьуртом поверхность ПЗ погружается до 10,0 км на Северном Мынсуалмасы. Фиксируемые по данным сейсморазведки немногочисленные нарушения простираются параллельно борту бассейна.

Область прослеживания горизонта ПЗ ограничена Северо-Устьуртским разломом.

Отражающий горизонт ПЗ не вскрыт скважинами, поэтому о вещественном составе и возрасте залегающих ниже него пород можно судить лишь по геофизическим данным. Предположительно, они сложены нижнепалеозойскими карбонатно-эффузивными породами основного состава. Толщины нижнепалеозойских отложений не выдержаны и в целом увеличиваются в западном направлении вне связи с основным простираем изогипс поверхности фундамента. В результате направление структур по отражающему горизонту ПЗ субширотное, в то время как структуры фундамента ориентированы, в основном, в северо-восточном направлении.

Надо отметить также изменение толщины нижнепалеозойского комплекса от внутренней зоны к борту. Так, в районе Астраханско-Актюбинской системы поднятий горизонт ПЗ почти совпадает с горизонтом Пф в районе Биикжала, тогда как в Южно-Эмбинском прогибе толщина отложений между этими горизонтами составляет более 2 км.

По кровле отражающего горизонта ПЗ выделяются Приморский свод, Жылыойский свод, Северо-Колтыкский прогиб и Торесайский выступ.

Помимо горизонта ПЗ в девонской части разреза выделяется горизонт П2д, приуроченный к кровле эйфельско-нижнефранских отложений. Между отражающими горизонтами ПЗ и П2д заключен терригенно-карбонатный комплекс среднего-низов верхнего девона, охватывающий, предположительно, весь Прикаспийский бассейн вплоть до южного – юго-восточного склонов Астраханско-Актюбинского поднятого блока фундамента.

Рассматриваемый девонский комплекс между горизонтами ПЗ и П2Д имеет важное значение как с точки зрения разработки геодинамических моделей развития Прикаспийского бассейна (этот комплекс пород соответствует времени заложения Южно-Эмбинского рифта, приведшего к погружению девонских отложений в южном направлении), так и относительно вопросов нефтегазообразования. Эти породы рассматриваются как основной нефтегазоматеринский комплекс для уникальных месторождений, приуроченных к вышележащим карбонатным платформам, таким как Кашаган-Тенгизская и Астраханская, где толщины эйфельско-нижнефранских отложений увеличиваются до 1,5 км, тогда как средние значения 0,5-0,6 км.

Среднефранско-нижнепермский структурный этаж характеризуется наиболее сложным строением. В его разрезе отмечается ряд несогласий, выпадение отдельных стратиграфических подразделений, латеральные изменения литологического состава, существенно осложняющих расшифровку структуры докунгурских образований. Строение верхнего

подсолевого этажа, охарактеризованного сейсмическими горизонтами П2Д, Dt, П1, П, П, а также многочисленными данными глубоких скважин, является объектом детального изучения геодинамического положения крупных тектонических элементов на юге и юго-востоке Прикаспийского бассейна.

В пределах среднефранско-нижнепермского структурного этажа выделяются следующие седиментационные комплексы, соответствующие наиболее важным этапам геологического развития исследуемого региона:

- среднефранско-нижнетурнейский седиментационный комплекс (между горизонтами П2д и Dt) – соответствует этапу прогибания и заполнения Южно-Эмбинского рифта.
- верхнетурнейско-нижневизейский седиментационный комплекс (между горизонтами Dt и

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

П21) – является комплексом, накопившимся в период формирования Южно-Эмбинского инверсионного поднятия.

- верхневизейско-верхнекаменноугольный седиментационный комплекс, ограниченный отражающими горизонтами П2 и П21 – соответствует основному этапу карбонатакопления.
- ассельско-сакмарско-артинский седиментационный комплекс (между горизонтами П2 и П1) – период тектонической активизации региона, связанный с закрытием Уральского палеоокеана и формированием новой Евразийской литосферной плиты.

Наиболее древний седиментационный комплекс сложен породами среднефранско-ранне турнейского возраста, к поверхности которых приурочен отражающий горизонт Dt, а к подошве – П2Д.

Наиболее ярко отражающий горизонт Dt выражен в Приморской зоне, где он приурочен к Кашаган-Тенгизской карбонатной платформе, в западной части которой, в акватории Каспийского моря по этому горизонту выделяется Жыльойское поднятие (Куандыков Б.М., 1999).

В юго-восточной части сейсмический горизонт Dt погружается от бортов во внутреннюю часть бассейна с глубин –4,5 до 6,5 км, и осадочный комплекс, заключенный между отражающими горизонтами П2Д и Dt имеет клиноформное строение. Мощность отложений уменьшается с юга (6,5 км) на север (0,5 км) (рисунок 4). Что объясняется накоплением данных пород в период прогибания и заполнения Южно-Эмбинского рифта и последующей сменой наклона пород с юга на север в позднеурнейско-ранневизейское время после инверсии и образования Южно-Эмбинского поднятия.

Верхнеурнейско-нижневизейский седиментационный комплекс, ограниченный отражающими горизонтами Dt и П21, накопился в период формирования Южно-Эмбинского инверсионного поднятия. На Южно-Эмбинском поднятии наблюдается отсутствие или минимальные мощности данных отложений, которое, вероятно, было областью сноса в этот период, и увеличение мощности толщи вдоль северного борта поднятия.

Начиная с поздневизейского времени на юго-восточном борту Прикаспия, закладывается Южно-Эмбинская карбонатная платформа, которая имеет двухчленное строение, причем возраст слагающих платформу карбонатных комплексов моложе, по сравнению с Кашаган-Тенгизской. Она включает окско-позднекаменноугольный (между отражающими горизонтами П21 и П2) и сакмарский (между П2 и П1) комплексы.

Южно-Эмбинская карбонатная платформа имеет более сложное седиментационное ограничение в сторону внутренней части юго-востока Прикаспийского бассейна. Уступы окско-позднекаменноугольного и сакмарского карбонатных комплексов не совпадают, но в плане имеют четкую линейную форму с незначительными отклонениями от прямой линии северо-восточного простирания. Для внутренней структуры карбонатных комплексов Южной Эмбы характерно значительно большее количество терригенных пропластков и клиноформное строение, в отличие от параллельно-слоистой и бугристой текстуры карбонатов Кашаган-Тенгизской карбонатной платформы.

В пределах Южно-Эмбинской карбонатной платформы верхневизейско-верхнекаменноугольный седиментационный комплекс, заключенный между отражающими горизонтами П21 и П2 имеет довольно четкое прослеживание и испытывает региональный подъем с северо-запада на юго-восток. Его толщина уменьшается как в южном (в сторону Островной), так и в северном направлениях. В южном направлении сокращение толщин происходит за счет последовательного срезания верхних горизонтов поверхностью несогласия (на юго-западе-предартинской, на юго-востоке-предьюрской), в северном – на Ботахане – в связи с замещением шельфовых известняков более маломощными относительно глубоководными терригенными отложениями.

В Кашаган-Тенгизской зоне горизонт П2 приурочен к кровле поздневизейско-башкирских рифовых отложений, тогда как на Южной П2 приурочен к карбонатам московского яруса.

В глубь бассейна карбонаты сменяются маломощными терригенными отложениями. Вдоль северного склона Южно-Эмбинского поднятия выделяются протяженные, субпараллельно вытянутые антиклинальные поднятия Тортай, Равнинная и Елемесская система поднятий, подтвержденные по данным бурения, с которыми оказались связаны нефтяные залежи, как непосредственно в терригенно-карбонатной толще среднего карбона, так и в нижележащем комплексе визейско - турнейского возраста.

Сейсмический отражающий горизонт П1 по всей территории Прикаспийского бассейна

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

приурочен к предкунгурской поверхности размыта и отражает особенности строения современной региональной структуры подсолевого комплекса Прикаспия. Гипсометрическое положение изменяется от 2,0 км в прибортовых зонах до 9-10 км в центральной части впадины. Погружение подсолевых отложений от бортов к центру впадины является неравномерным по всему ее периметру.

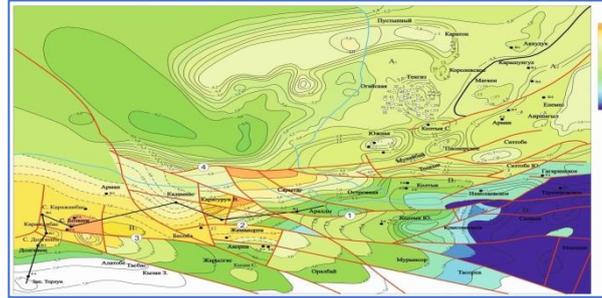


Рис.1.2.5-2. Структурная карта по ОГ П1-б

На юго-востоке Прикаспия структурный план кровли подсолевых отложений, в целом имеет региональный наклон с юго-востока на северо-запад и юго-запад с отметок $-2,1$ км в районе Тортая до $-4,8$ км в районе Биикжала и $-4,6$ км в районе Северного Колтыка. В пределах изучаемой территории на характер регионального погружения горизонта П1 повлияли особенности тектонического развития инверсионного Южно-Эмбинского поднятия. Северо-западнее и юго-западнее его сводовой части характер изогипс имеет флексуобразное строение. Севернее параллельно простиранию поднятия нами выделяется по геофизическим данным тектоническое нарушение, протягивающееся с юго-запада от Северного Колтыка на восток до Айменбета, которое по горизонту П1 ограничивает с севера Южно-Эмбинское поднятие. Юго-западнее поднятия мы наблюдаем постепенное погружение отражающего горизонта П1 от $-3,6$ км на Табынае до $-4,5$ км на Пионерской.

Вдоль юго-западной границы сочленения Прикаспийского бассейна с Северным Устьуртом по отражающему горизонту П1-□ инверсионное Южно-Эмбинское поднятие делится на ряд блоков, последовательно погружающихся от Мугуджар в юго-западном направлении в сторону Бозаши. При этом верхнедевонско-нижнепермские отложения выходят под юрскую толщу, но в районе Сазтобе Южные карбонатные породы среднего карбона уже перекрываются верхнепермско-триасовыми отложениями и погружаются на глубину свыше 5 км.

От площади Маткен параллельно простиранию Южно-Эмбинского поднятия вдоль его северной границы до широты структуры Биикжал, вниз по падению горизонта П1 выделяется Маткен-Ушмолинская ступень, которая представляет собой моноклинал, погружающуюся от северных склонов Южно-Эмбинского поднятия до Биикжала с отметок $-2,1-2,3$ км до -5 км. На общем фоне этой моноклинали по отражающему горизонту П1 получают отображение небольшие по амплитуде и размерам структуры, такие как Аккудук, Ушмола, Улькентобе.

Далее на запад от Маткен-Ушмолинской ступени выделяется Кашаган-Тенгизская зона поднятий, представленная локальными поднятиями такими как Каратон, Королевское, Тенгиз, Огайское, Южное, в западной части которой у восточного побережья Северного Каспия бортовые ступени по поверхности подсолевого ложа исчезают. Здесь вырисовывается обширная структурная терраса. Наиболее крупным поднятием по подсолевому комплексу в акватории Каспийского моря является Жыльойское. На севере структурная терраса переходит в пологую моноклинал, погружающуюся в сторону внутренних районов Прикаспийского бассейна. По мнению Куандыкова Б.М. Жыльойское поднятие сложено карбонатами девонско-каменноугольного возраста значительной мощности, образовавшимися в относительно лучших палеогеографических условиях (чистота, преобладание рифовых построек, лучшие коллекторские свойства), чем Тенгиз, Королевское, Южное, Каратон и др.

Обобщая описание строения палеозойского комплекса юго-восточного борта Прикаспийского бассейна, можно отметить несоответствие структурных планов по отражающим горизонтам П1 и П2 с одной стороны и горизонта П3, с другой.

Так, в рельефе более древних комплексов отложений структурные элементы характеризуются большей выраженностью, чем по поверхности более молодых отложений. По поверхности П3 горизонт имеет общее погружение на юго-восток, а по горизонтам П1 и П2 наблюдается общее воздымание на юго-восток в сторону Южно-Эмбинского поднятия, что объясняется развитием

Южно-Эмбинского рифта и его последующей инверсией. В девоне с образованием рифта нижнепалеозойские и девонские отложения были вовлечены в погружение в южном направлении, а сформировавшиеся после инверсии средне-верхнекаменноугольные и нижнепермские образования приобрели наклон на север.

По кровле подсолевого ложа (горизонт П1) (рис.4.2.2), площадь исследования расположена северо-восточнее месторождения Королевское. К сожалению, описать строение структуры Атанат по подсолевому комплексу нет возможности ввиду отсутствия геолого-геофизических данных.

Согласно сейсмическим исследованиям и данным бурения в надсолевом комплексе выделяется три подэтажа: нижний – верхнепермско- триасовый, средний – юрско- меловой и верхний- палеогеновый покровный. Отложения нижнего подэтажа залегают в межкупольных прогибах. Строение этих отложений характеризуют внутрипермотриасовые РТ горизонты. На данном блоке эти отложения изучены слабо, по внутрипермо-триасовым горизонтам не выполнялись структурные построения. Изучение внутреннего строения верхнепермско-триасовых отложений позволяет обнаружить перспективные ловушки в межкупольных зонах и ловушки, экранированные крутым склоном соляных куполов, что являются еще нереализованным резервом нефтепоисковых работ. Эта толща испытывает региональное погружение и увеличение мощности с севера на юг. На севере блока мощность юрско- мелового комплекса составляет 1500м (Теренозек), а на юге она достигает 2500м и более.

На формирование структурного плана надсолевого комплекса Прикаспийской впадины сильное влияние оказал соляной тектогенез, благодаря чему эти осадки сильно дислоцированы, смяты в различного рода складки и разбиты сбросами, разделяющими солянокупольные структуры на отдельные крылья и блоки, что наглядно видно на вышеуказанных структурных картах. Характерной особенностью надсолевых структур данного разведочного блока является отсутствие на некоторых из них грабена, распространение однокрылых структур. Также выделяются двух и трехкрылые структуры. Распространены мульды симметричного и асимметричного строения. Каждое крыло солянокупольных структур представляет собой полусводовое поднятие, экранированное сбросом и их можно рассматривать как структурную ловушку. Только Прорвинская группа структур на сейсмических структурных картах представлена в виде платформенных поднятий, не нарушенных сбросами, хотя по данным бурения на них также выделяются тектонические нарушения, в том числе и погребенные в триасовых отложениях.

Особенности структуро-формирующих процессов, обусловленных солянокупольной тектоникой, предопределяет характер, тип и морфологию локальных структур, благоприятных для накопления и сохранения залежей углеводородов.

В результате геологоразведочных работ, проведенных в течение ряда лет на территории приморской зоны, надсолевой комплекс достаточно изучен сейморазведкой и бурением. Практически все наиболее значительные по размерам структуры, связанные со сводами соляных куполов выявлены и изучены сейсмическими исследованиями. Но в пределах структуры Атанат необходимо провести переобработку и переинтерпретацию проведенных ранее сейсмических исследований уточнения геологического строения.

По имеющимся материалам геологическое строение юрско- меловых отложений характеризуется структурными картами по V, IV, III и K1v отражающим горизонтам (граф.приложения 4,5) и площадь Атанат представляет собой трехкрылую структуру и разделяется на блоки: западный, северо-восточный и юго- восточный.



Рис.1.2.5-3. Структурная карта по ОГ V

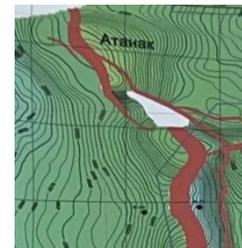


Рис.1.2.5-4. Структурная карта по ОГ IV

По отражающим горизонтам V и IV структура разделена на блоки. В западном блоке вырисовывается моноклираль. В северо-восточной части структуры наблюдаем полусвод, экранированный с юго-запада тектоническими нарушениями и примыкающий с юго-востока к зоне литологического замещения, представляющий интерес для поисков углеводородов. В юго-восточном блоке строение структуры не ясное.

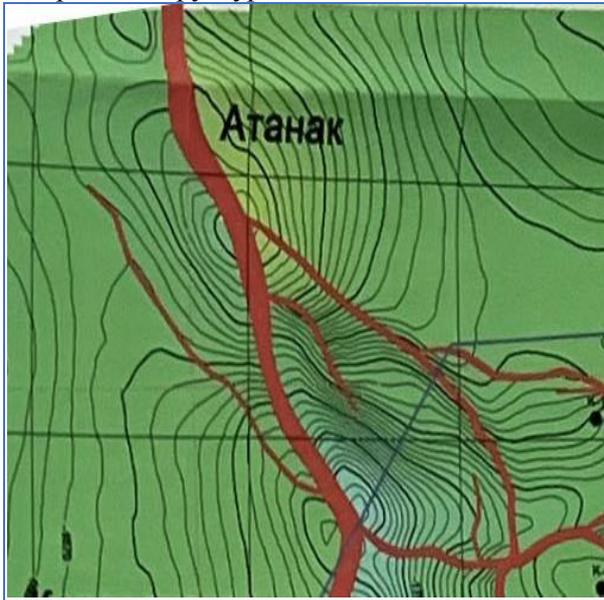


Рис.1.2.5-5. Структурная карта по ОГ III

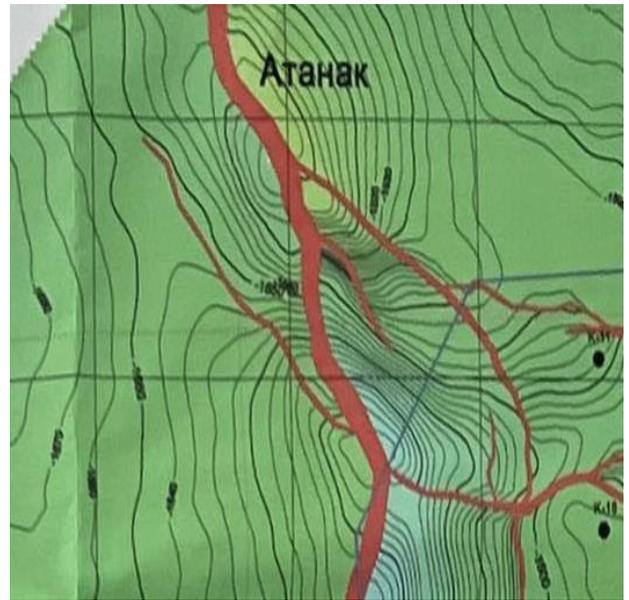


Рис.1.2.5-6. Структурная карта по ОГ K1v

По отражающему горизонту III и K1v площадь Атанак представляет собой трехкрылую структуру и разделяется на блоки: западный, северо-восточный и юго-восточный. Скважины №№6,7 пробурены в северо-восточной части, но, к сожалению, информации по местоположению скважин нет. Результаты бурения скважин 6,7 отрицательные, видимо, они были пробурены не в оптимальных условиях. В западном блоке пробурена скважина 13 с отрицательными результатами. В обоих блоках вырисовываются полусводы, экранированные тектоническими нарушениями северо-западного простирания и представляющие интерес в нефтегазоносном отношении. В юго-восточном блоке наблюдается гипсометрически пониженная зона и строение не ясно.

Резюмируя, вышеизложенное, можно отметить, что наиболее перспективная часть для постановки поисково-разведочных работ - это северо-восточный блок, расположенный в гипсометрически повышенной зоне, где выделяется тектонически экранированная структура в мезозойских отложениях.

1.2.5.5. Нефтегазоносность

В надсолевых отложениях в пределах изучаемой территории выделяются верхнепермско-триасовый и юрско-меловой нефтегазоносные комплексы.

Верхнепермско-триасовый НГК

На Прорвинской группе месторождений выявлены залежи в верхнетриасовых отложениях. Так, на месторождении Западная Прорва в триасе выделяется три продуктивных горизонта, залегающих в интервале 3109-3308 м, сложенных терригенными породами. Начальные дебиты нефти составили 11-144,4 м³/сут, дебиты газа – 18,1- 85 тыс м³/сут. На месторождении Центральная и Восточная Прорва продуктивные триасовые горизонты залегают на глубинах 3104-3337 м. Начальные дебиты нефти составили 20,7-77,5 м³/сут.

На месторождении Кокарна Восточная в триасе выявлено два продуктивных горизонта, залегающих на глубине 2346-2603 м. Начальный дебит нефти составил 115 м³/сут. На Южной Эмбе на месторождении Кулсары в скв.410 из пород татарского яруса получен небольшой приток газа и встречены пески, насыщенные нефтью. Из подкарнизной части пермтриасовой толщи получен приток нефти на месторождении Доссор (участок Доссор Юго-Западный). К сожалению, из-за плохой стратиграфической изученности пермтриасовой толщи, не установлен геологический возраст продуктивных горизонтов на месторождениях Матин, Караган, Искине, Косшагыл, Макат, Макат Восточный, Сагиз. Существует мнение, что залежи этих месторождений приурочены к

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

нижнетриасовому комплексу пород. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов изменяются в больших пределах: пористость-от 0,16 до 0,23 (в среднем 0,18), проницаемость от 0,001 до 0,6778мкм² (в среднем 0,05мкм²).

Залежи нефти в триасе установлены в Южно-Эмбинском, Северо-Эмбинском районах, Приморской зоне. Как отмечалось, условия залегания нефтяных горизонтов триаса разнообразны. По своему типу ловушки - разнообразные: структурные пластовые, тектонически-, литологически и стратиграфически экранированные. В Центральной и Южной Эмбе залежи нефти в нижнетриасовых отложениях разведаны на структурах Кожа Южный, Кемерколь, Жоламанов (Орысказган), Биикжал, Бесболек, Кокарна, Макат Восточный, Дангар, Карашунгул. В Сагизском нефтегазоносном районе в последние годы выявлено месторождение Бесшоки Южный, где на южном крыле структуры в нижнетриасовых отложениях выявлено четыре нефтеносных горизонта: Т-I, II, III, IV. Месторождение Бесшоки Южный приурочено к надсолевой структуре, осложняющей соляной перешеек, соединяющий купола Ащиколь, Бесшоки, Дулат. В плане структура представляет собой двухкрылую антиклиналь субширотного простирания. Продуктивные горизонты выявлены на южном крыле, разбитом сбросами на блоки. Глубина залегания нефтяных горизонтов от 1917 до 2350м. Нефть по составу легкая. Пористость пород-коллекторов изменяется от 0,11 до 0,17. Тип коллектора - поровый и реже - порово-трещинный. Два продуктивных горизонта (Т-I,II) выявлены в нижнетриасовых отложениях на площади Саркумак Восточный. Нефтенасыщенная толщина каждого в среднем составляет 2,35м. Со среднетриасовыми отложениями связаны залежи на месторождениях Котыртас Сев., Ескене, Масабай, Сагиз, Кемерколь-Кожа Южный и др. Из всех месторождений наиболее продуктивный участок Котыртас Сев. месторождения Кенбай, где в этих породах выделено 6 горизонтов – три нефтяных и два газонефтяных. Подобный «структурно-седиментационный» тип ловушки в среднетриасовых отложениях выявлен в надкарнизной части соляного массива Новобогатинск Юго-Восточный. Коллекторы среднетриасовых отложений связаны с терригенными отложениями-песчаниками, алевролитами, песчанистыми глинами (котыртасская свита), песками и песчаниками (жолдыбайская и орысказганская свиты). Тип коллектора-поровый и трещинно-поровый, пористость изменяется от 18,5 до 30%. Вблизи тектонических нарушений глины иногда имеют проницаемость 20x10-15 м², достаточную, для отнесения их к коллекторам.

Юрско-меловой нефтегазоносный комплекс(Ж-К) является одним из основных нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины. Нефтяные и нефтегазовые горизонты выявлены во всей толще. В хорошо проницаемых коллекторах нижней юры в Южно-Эмбинском районе отмечены, преимущественно, примазки нефти, что объясняется активностью подземных вод и отсутствием надежных покрышек. Лишь на площадях Адайский, Дараймола, Сарыкумак Восточный, Каганай в этих породах встречены ограниченные по запасам продуктивные горизонты. С отложениями средней юры связаны основные месторождения, находящиеся в разработке. На юге Прикаспийской впадины сосредоточено около 50 месторождений, где нефтегазовые горизонты находятся в среднеюрской толще. Среди них открытые в последние годы в Северной-Центральной Эмбе небольшие залежи на структурах Шокат, Ащиколь, Ащиколь Юж., Таскудук, Таскудук Зап., Дулат, Саркумак Вост., Орысказган Южный, Кардасын Сев., Каганай. Коллекторами служат пески, песчаники и алевролиты. Верхнеюрские отложения наиболее продуктивны в Прорвинской зоне, где выявлено восемь нефтегазовых, 3 газовых и 2 нефтяных горизонтов. На Южной Эмбе в нижневолжском ярусе на ряде структур встречены признаки нефтеносности, на месторождениях Кульсары и Сагиз обнаружены два нефтяных горизонта. На месторождении Боранколь в келловейских отложениях обнаружен один нефтяной горизонт.

В нижнемеловом терригенном комплексе выделяются апт-неокомский, альб-сеноманский и валанжинский подкомплексы. Апт-неокомский объединяет готеривский, барремский и аптский горизонты. Запасы нефти апт-неокомского подкомплекса в пределах Южной Эмбы аналогичны запасам среднеюрских пород. Коллекторами нефтегазоносных залежей служат песчаники, пески и алевролиты. Региональной покрышкой для данного подкомплекса является глинистая толща аптского возраста, которая вместе с перекрывающими ее глинами нижнего альба образует в надсолевом разрезе второй (после верхнеюрско-готеривского) надежный экран для углеводородов. Альб-сеноманский подкомплекс сложен преимущественно песками и песчаниками с прослоями глин. В целом представляет собой мощный резервуар, ограниченный снизу аптскими и нижнеальбскими глинами, а сверху перекрыты карбонатной толщей верхнего мела. Покрышкой для альб-сеноманских горизонтов служат глины и карбонаты верхнего мела.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Валанжинский подкомплекс развит повсеместно, лишь на юге Прикаспийской впадины он проявляется спорадически. Литологически он сложен карбонатно-глинистыми отложениями. На ряде структур валанжинские отложения существуют, но залежи нефти выявлены только на месторождениях Сазанкурак и Кисимбай. Пористость пород-коллекторов валанжинского подкомплекса составляет 0,26-0,32, проницаемость в среднем составляет 0,900мкм².

Верхнемеловой карбонатный нефтегазоносный комплекс представлен известняками, мергелями, глинами и пясч. мелом сенманского и сантонского ярусов. В разрезе верхнего мела значительные залежи нефти и газа выявлены только в Южно-Эмбинском районе. Для верхнемелового комплекса этого района характерно наличие многочисленных нефтепроявлений в виде примазок нефти и пропитанности пород. На площадях Кошкар Южный, Доссор, Байшонас, Пустынный, Теренозек, Теренозек Западный, Кара-Арна, Тажигали, Королевское, Карсак, Прибрежное выявлены залежи окисленной нефти. Тип коллектора-поровый и порово-трещинный. Пористость пород-коллекторов составляет 0,22-0,31, проницаемость- 0,11-1,25мкм². Покрышкой данного нефтегазоносного комплекса служат известково-глинистые образования верхнего мела и глинистые породы.

Рассматриваемый контрактный участок расположен в пределах известного Южно-Эмбинского нефтегазоносного района. Залежи нефти и газа здесь выявлены как в подсолевых, так и в надсолевых отложениях(рис.1.2.5-7).

Одним из основных перспективных направлений поисков углеводородов на контрактной территории являются пермотриасовые и юрско-меловые отложения.

Пермотриасовый нефтегазоносный комплекс выделяется по всей внутренней зоне Прикаспийской впадины. Выявленные залежи хоть и невелики по запасам (Кульсары, Косчагыл, Нуржанов и т. д.), но обладают исключительно высокими коллекторскими свойствами, водонапорным режимом и высокими коэффициентами нефтеотдачи. В разрезе пермотриаса распространены песчано-глинистый и песчано-глинисто-известняковый комплексы отложений.

Гидродинамические условия и геохимическая обстановка в этой зоне весьма благоприятны для активной аккумуляции углеводородов. Район характеризуется замедленным водообменом, здесь содержатся крепкие рассолы хлоркальциевого типа с повышенным содержанием йода, брома и растворенной органики, состав воднорастворенных газов азотно-метановый с повышенным содержанием тяжелых углеводородов.

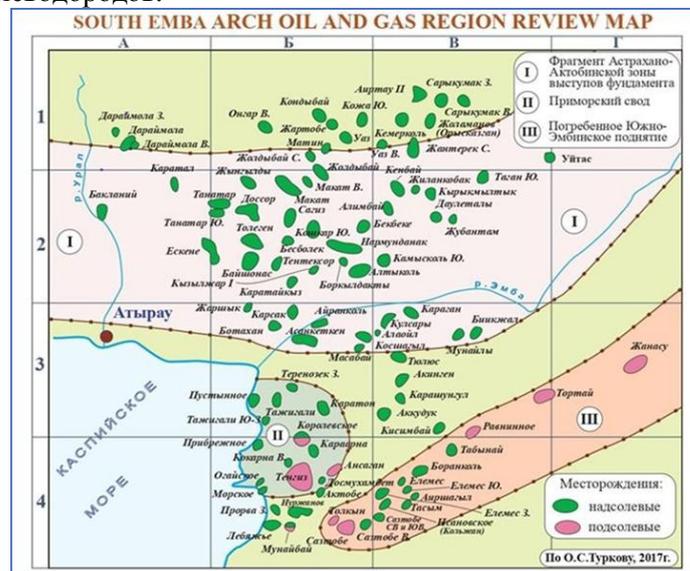


Рис.1.2.5-7. Обзорная карта Южно-Эмбинского НГР

Размещение нефтяных залежей различно. Они, в основном, приурочены к сводовой части куполов на приподнятых (Косчагыл, Масабай, Нуржанов) и опущенных крыльях (Кульсары, Карашунгул). Большинство залежей Южно-Эмбинского района экранированы склоном соляного ядра (Кульсары, Косчагыл) или тектоническими нарушениями (Масабай, Боранколь, Кокарна Восточная, Нуржанов).

Для верхней перми и триаса Эмбинской нефтеносной области характерно зональное изменение

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

состава и свойств нефтей. По углеводородному составу встречаются нефти нафтенового, метано-нафтенового и нафтенно-метанового типов. Удельный вес нефтей колеблется от 776 до 890 кг/м³, встречаются и более тяжелые – 902-957 кг/м³. На месторождениях Кокарна Восточная, Нуржанов нефти плотные, высокосмолистые, сернистые, парафинистые, содержание в них бензиново-лигроиновых фракций незначительно. Четкой зависимости изменения состава нефтей от глубины не наблюдается. Так, наиболее легкая нефть (822,2-829,3 кг/м³) установлена на Прорве Западная в верхнем триасе на глубине 3132-3168 м и в этих же отложениях на глубине 3203-3404 м залегают тяжелые нефти (888,9-899,5 кг/м³). На месторождении Нуржанов на значительной глубине (3060-3137 м) в верхнем триасе встречена тяжелая нефть (894,9 кг/м³), а на меньших глубинах того же стратиграфического комплекса на Масабай (1820- 1946 м) и Кокарна Восточный (2636-2661 м) нефти более легкие (836,6-855,1 кг/м³). Вероятно, на формирование состава нефтей оказывало влияние не только глубина залегания горизонтов, но также приуроченность их к определенным литологическим пачкам, наличие внутрiformационных размывов, а также степень изоляции от внешних факторов, связанных со сбросовыми нарушениями.

Ниже приводится краткое описание месторождений в надсолевых отложениях, аналоги которых прогнозируются на исследуемой территории.

Газонефтяное месторождение Кульсары тектонически приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре. Нефтеносны нижнемеловые, верхне- среднеюрские и пермотриасовые отложения, где выделяется 21 продуктивный горизонт. Продуктивные горизонты в нижнем мелу залегают на глубинах 152- 382м, в юре-190-1265м, в пермотриасе – 1149-1256м. Залежи пластовые тектонически экранированные и пластовые литологически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина нижнемеловых горизонтов 6,5-13,5м, юрских-3-14м, пермотриасовых – 6,5-31м. Газонасыщенная толщина юрских залежей 2-6,8м, пермотриасовых- 4,2-19м. Открытая пористость коллекторов нижнемеловых горизонтов 30%, юрских-18,5-26%, пермотриасовых – 24,7- 26%., проницаемость, соответственно, 0,387-1,1мкм², 0,0049-0,45 мкм², 0,063- 0,687мкм². Коэффициенты нефтенасыщенности 0,7-0,8, газонасыщенности 0,7. Начальные дебиты нефти 0,3-36м³/сут. Начальный газовый фактор 13- 306м³/т. Начальное пластовое давление 1,8-15Мпа, температура 16-53оС.

Плотность нефти 785-919кг/м³. Нефти малосернистые 0,02-0,35%, содержат парафин 0,57-2,0%. Состав газа: метан 32,5-83,7%, этан 2,3-23,4%, пропан 2,3-23,6%, изобутан 10,3%, н-бутан 10,1%, азот и редкие 3,4%, углекислота 0,8-5,8%. Пластовые воды хлор-кальциевые, с плотностью 1075- 1146кг/м³ и минерализацией 112,8-22,3г/л.

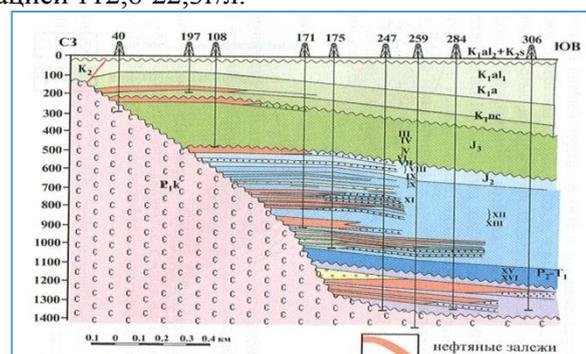


Рис.1.2.5-8. Месторождение Кульсары

Месторождение Западная Прорва приурочено к солянокупольной структуре и представлено 9 продуктивными горизонтами: в келловее – VIII - газоконденсатный, газонефтяной, газовый; в средней юре - IX – газоконденсатный; в триасе II-T, III-T и VI-T – газонефтяные.

Юрские продуктивные горизонты залегают на глубинах 2179-2320 м, триасовые на 3109-3308 м. Высота нефтяной части залежей в юрской толще 10-28 м, в триасе 36-73 м, газовой части, соответственно 23-56 м, ВНК отбивается на отметках 2295-2381 м в юрских залежах, 3168-3404 м в триасовых. ГВК юрских горизонтов залегают на абсолютных отметках –2238- 2363 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные, пластовые, литологически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая

пористость коллекторов 14-19%, проницаемость 0,015-0,603 мкм². Нефтенасыщенная толщина юрских горизонтов 3-9 м, триасовых 7-11 м, газонасыщенная, соответственно, 7-9 и 19 м. Коэффициенты насыщенности 0,51-0,67 д.ед, газонасыщенности 0,44-0,64 д.ед. Начальные дебиты нефти колебались от 11 до 144,4 м³/сут на 7 мм штуцере. Дебиты газа изменялись от 18,1 тыс.м³/сут до 85 тыс.м³/сут, диаметр штуцера 7 мм.

Начальный газовый фактор 105,6-261 м³/м. Начальное пластовое давление 23,6-34,9 МПа, температура 73-960С.

Плотность нефти 823-899 кг/м³. Нефть содержит 0,33-1,46 % серы, 2,05- 4,22 % парафина, 15,66% смол и 1,12% асфальтенов.

Состав газа: метан (90,3-90,93%), этан (3,34-4,13%), пропан (1,36-1,64%), изобутан (0,83-1,05%), пентан и высшие (0,42-0,46%) азот и редкие (1,74- 1,79%). Гелий - 0,01-0,016%, сероводород - 0,01%, углекислый газ - 0,26- 1,72%. Начальное содержание стабильного конденсата в газе 79-93 г/м³.

Плотность его составляет 755-758 кг/ м³. Содержание серы в конденсате 0,11%. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1132-1209 кг/м³ и минерализацией 198,57-367,61 г/л.

В тектоническом отношении нефтегазоконденсатное месторождение Нуржанов (рисунок 4.3.4) приурочено к солянокупольной структуре. Установлена нефтегазоконденсатность отложений келловея (I, II, III), средней юры (IV, V) и триаса (I, IV, V).

Продуктивные горизонты в юре залегают на глубинах 2175-2775 м, в триасе на 3104-3337 м. Высоты нефтяных залежей в юре 12,6-49,9 м, в триасе 7-36 м газовых 18,9-24,6 м. ВНК юрских горизонтов имеют отметку 2281-2804 м, триасовых 3137-3365 м. Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 16-21,2%, проницаемость 0,016-0,340 мкм³. Нефтенасыщенная толщина юрских горизонтов 2,9-9,8 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,45-0,77 д.ед, газонасыщенности 0,55-0,77 д.ед. Начальные дебиты нефти 20,7-77,5 м²/сут на 5 мм штуцере. Газовый фактор 28,1-181 м. Начальное пластовое давление 23,3- 28,8 МПа, температура 73,5-970С.

Плотность нефти 865-895 кг/ м³. Нефти содержат 0,31-1,47% серы, 0,97- 2,9% парафина, 1,38-3,95% смол и 1,7-1,96% асфальтенов.

Состав газа: метан 88,18-88,38%, бутан 3,51-3,72%, пропан 2,84-3,25%, изобутан 1,58-4,42%, бутан 0,97-1,09%, пентан и высшие 0,59-0,61%, азот и редкие 0,78-1,3%, гелий 0,0069-0,0169%, углекислый газ 1,3-1,74%. Начальное содержание стабильного конденсата в газе 98-103 г/м³. Плотность конденсата 752-755 кг/м³. Содержание серы в нем составляет 0,028-0,46%.

Режим залежей водонапорный, упруго-водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1153-1174 кг/м³ и минерализацией 220,3- 252,6г/л.

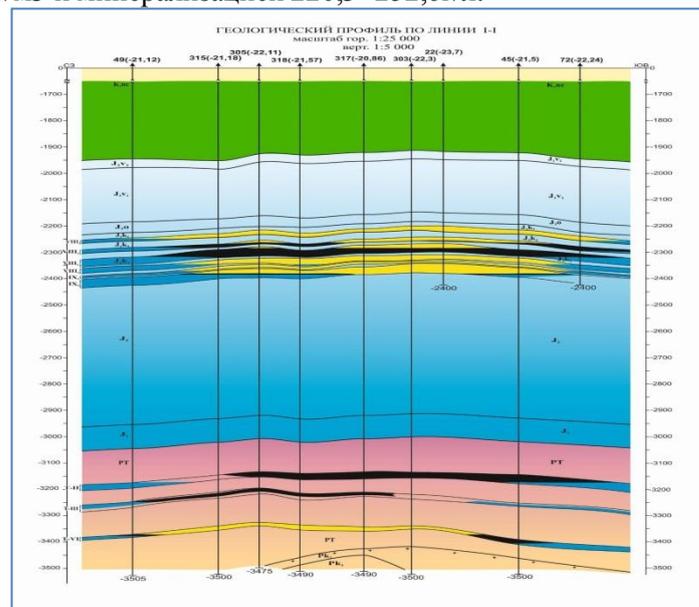


Рис.1.2.5-9. Нефтегазоконденсатное месторождение Западная Прорва

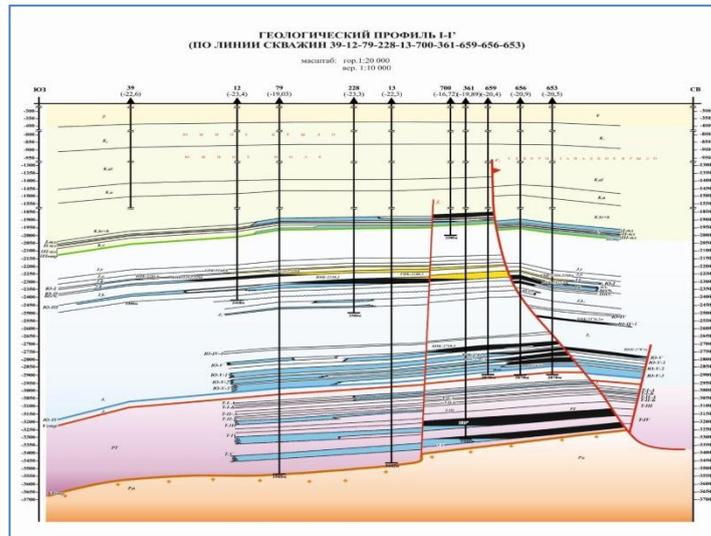


Рис.1.2.5-10. Нефтегазоконденсатное месторождение Нуржанов

У юго-восточной границы контрактного участка расположено нефтегазоконденсатное месторождение Кисимбай.

На месторождении в разрезе келловейских отложений выделены I газоконденсатный и II нефтегазоконденсатный продуктивные горизонты. I горизонт содержит залежь высотой 18м. Дебиты газа составляют 282-3343/сут, конденсата-34-65 м3/сут во II - продуктивном горизонте.

Коллектором являются рыхлые пески и песчаники, пористость их достигает 22-35%. Газонасыщенная толщина колеблется в пределах 1,0-2,4м, нефтенасыщенная-1,6-5,0 м. Продуктивные горизонты представлены терригенными породами, коллекторы поровые. Открытая пористость коллекторов составляет 20-21%, проницаемость-0,39-4,645 мкм², коэффициенты нефтенасыщенности - 0,61.

Начальные дебиты нефти 67,04 м3/сут (валанжин) и 20,0 м3/сут (II келловейский горизонт); газа – 127,9 тыс.м3/сут (I келловейский) и 102,6 тыс.м3/сут (II келловейский); конденсата - 16,6-17,6 м3/сут. Начальное пластовое давление 15,99-19,88 Мпа. Плотность нефти 0,871-,0881 г/см³.

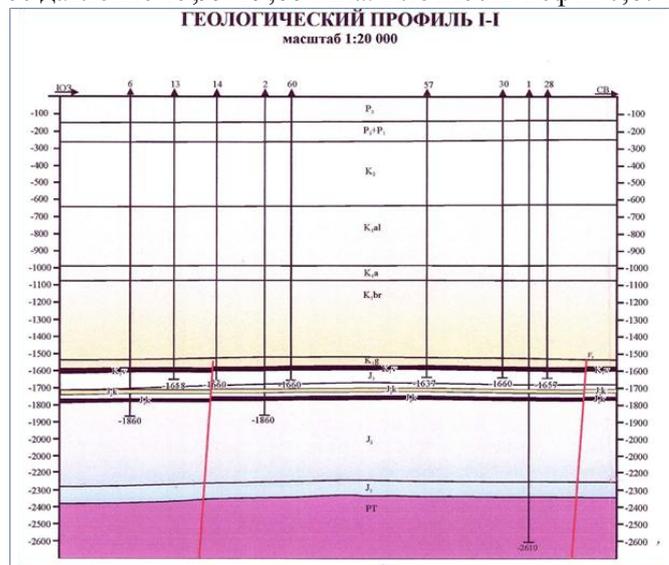


Рис. 1.2.5-11. Нефтегазоконденсатное месторождение Кисимбай

Нефтяное месторождение Кокарна Восточная находится в Эмбенском районе Атырауской области, в 150 км к юго-востоку от г.Атырау.

Структура выявлена и подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой в 1977 г. Поисковые работы начаты в 1978 г. В 1979 г. открыто месторождение и начато разведочное бурение, завершённое в 1986 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

В тектоническом отношении представляет собой двукрылую солянокупольную структуру .

В разрезе продуктивной части месторождения выделено 3 нефтяных горизонта: II среднеюрский, II триасовый и III триасовый. Глубина залегания II среднеюрского горизонта составляет 2263 м, а триасовых горизонтов 2346 - 2603. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Высота залежи II среднеюрского горизонта равна 28 м, триасовых горизонтов -20 и 36 м. ВНК находится на отметках - 2317-2661 м.

Разрез продуктивной толщи сложен терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 16-19%, проницаемость 0,017-0,043 мкм², нефтенасыщенная толщина 6,3, 6,9 и 2,8 м. Коэффициенты нефтенасыщенности колеблются в пределах 0,54-0,6. Начальные дебиты нефти 154,3 м³/сут (7 мм штуцер) и 115 м³/сут (5 мм штуцер) соответственно во II среднеюрском и III триасовом горизонтах.

Газовый фактор 29,6 м³/м³. Начальное пластовое давление 25-29,4 МПа, температура 71 -84 °С.

Плотность нефти 844 кг/м³. Нефти малосернистые 0,47%, парафинистые 2,4%, смолистые 6,4%, содержат 1,4% асфальтенов.

Состав газа: метан 47,25%, этан 6,74%, пропан 9,29%, изобутан 2,27%, н-бутан 7,09%, пентан + высшие 3,8 %, азот + редкие 12,88%, углекислый газ 1,99%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые, плотностью 1139-1156 кг/м³ и минерализацией 24,6-251,1 г/л.

Месторождение находится в консервации.

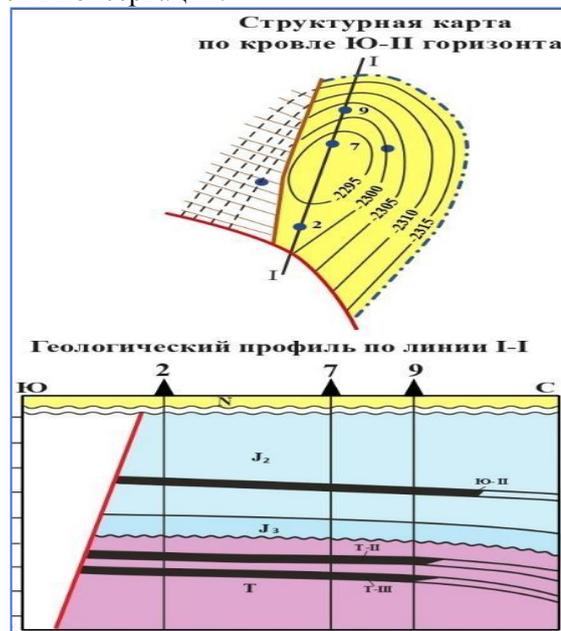


Рис. 1.2.5-12. Месторождение Кокарна Восточная

Нефтяное месторождение Масабай расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 45 км к северо-востоку от железнодорожной станции Кульсары.

Структура подготовлена сейсморазведкой в 1974 г. Поисковое бурение начато в 1976г. В 1977 г. открыто месторождение и начато разведочное бурение, завершенное в 1980 г.

В тектоническом отношении представляет собой двукрылую солянокупольную структуру.

В продуктивной толще месторождения выделены I и II пермотриасовые горизонты.

Глубина залегания залежи II горизонта 1941 м. Залежь пластовая, тектонически экранированная с высотой 10 м. ВНК принят на абсолютной отметке -1947 м. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Эффективная толщина 5,2 м. Открытая пористость коллекторов 20%, проницаемость 0,32 мкм². Коэффициент нефтенасыщенности 0,57. Дебит нефти 34,2 м³/сут при 5 мм штуцере.

Плотность нефти 855 кг/м³. Нефть малосернистая (0,38%), парафинистая (2,85%).

Нефтяное месторождение Косшагыл расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 270 км к юго-востоку от г. Атырау

Месторождение открыто в 1926 г. Разведочное бурение начато в 1935 г. и завершено в 1942 г. Месторождение приурочено к четырехкрылой солянокупольной структуре. Нефтеносность связана с отложениями нижнего мела и средней юры северного крыла, средней юры северо-западного крыла и пермотриаса южного крыла. Выделены нефтяные горизонты: I и II альбский, I, II, III и IV неокомский, I, II, III и IV литературный (средняя юра), I, II, III, IV, V, VI юрский, I, II, III, Ша и IV пермотриасовый.

Продуктивные горизонты залегают на глубинах 81-420 м. Залежи пластовые, тектонически, стратиграфически, литологически экранированные с высотами 12 -127 м. ВНК находится на отметках -167 + -488 м. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина горизонтов 2,6-13,6 м, открытая пористость 22,2-31,9%, проницаемость 0,031-9,718 мкм², коэффициенты нефтенасыщенности 0,52-0,92.

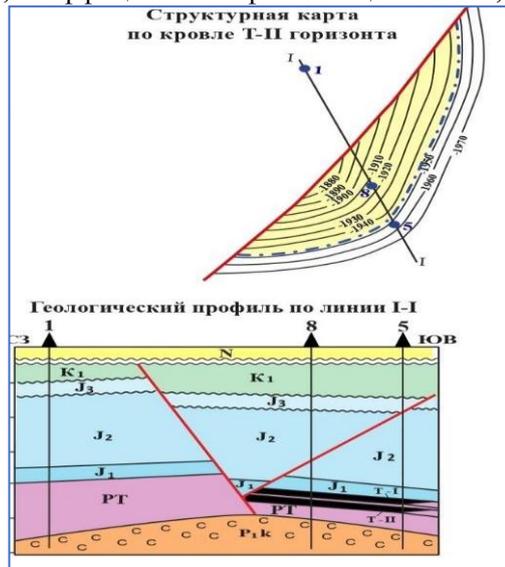


Рис.1.2.5-13. Нефтяное месторождение Масабай

Дебит нефти колеблется в пределах от 1 до 320,2 м³/сут. Газовый фактор 6-75 м³/м³. Пластовое давление 1,67-8,2 МПа, температура 19,3-29,5°С.

Плотность нефти 827-927 кг/м³. Нефть малосернистая 0,05-0,46%, содержит 0,22-1,87% парафина.

Состав газа: метан 72,7-89,3%, этан 2-10,1%, пропан 1,2-2,44%, изобутан 0,2-3,66%, пентан и высшие 0,3-0,8%, углекислый газ 0,8-3,1%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1058-1145 кг/м³ и минерализацией 83,6-231,8 г/л.

Нефтегазоконденсатное месторождение Центральная и Восточная Прорва находится в Эмбенском районе Атырауской области в непосредственной близости от месторождения Западная Прорва.

Структура подготовлена гравиразведкой и сейсмическими работами МОВ в 1954-1962 гг. Поисковое бурение начато в 1960 г. В этом же году открыто месторождение. Разведочные работы проводились в период 1960- 1982 гг.

В тектоническом отношении приурочено к солянокупольной структуре. Установлена нефтегазоконденсатность отложений келловоя (I, II, III горизонты), а также нефтеносность средней юры (IV, V) и триаса (I, IV, V).

Продуктивные горизонты в юре залегают на глубинах 2175-2775 м, в триасе - на 3104- 3337 м. Высоты нефтяных залежей в юре 12,6 - 49,9 м, в триасе 7 - 36 м; газовых - 18,9-74,6 м. ВНК юрских горизонтов имеют отметку -2281 - -2804 м, триасовых -3137 - -3365 м. Залежи пластовые, сводовые тектонически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 16- 21,2% проницаемость 0,016-0,340 мкм². Нефтенасыщенная толщина юрских горизонтов 2,9- 9,8 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,48-0,77, газонасыщенности 0,55-0,77. Начальные дебиты нефти 20,7-77,5 м³/сут на 5 мм штуцере. Газовый фактор 28,1- 181 м³/м³. Начальное пластовое давление 23,3-28,8 МПа, температура 73,5-97°С.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Плотность нефтей 865-895 кг/м³. Нефти содержат 0,31-1,47% серы, 0,97—2,9% парафина, 1,38-3,95% смол и 1,7-1,96% асфальтенов. Состав газа

(%): метан 88,18-88,38, этан 3,51-3,72, пропан 2,84-3,25, изобутан 1,58-4,42, н-бутан 0,97-1,09, пентан и высшие 0,59-0,61, азот и редкие 0,78-1,3, гелий 0,0069-0,0169, углекислый газ 1,3-1,74. Начальное содержание стабильного конденсата в газе 98 - 103 г/м³. Плотность конденсата 752-755 кг/м³. Содержание серы в нем составляет 0,028-0,46. Режим залежей водонапорный, упруговодонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1153-1174 кг/м³ и минерализацией 220,3-252,6 г/л. Месторождение находится в разработке.

Нефтяное месторождение Кара-Арна располагается на юге Южно-Эмбинской нефтегазонасыщенной области, рядом с месторождением Тенгиз. В структурном отношении месторождение контролируется одноименным двухкрылым соляным куполом субмеридиональной ориентировки. На обоих крыльях обнаружены залежи нефти, экранированные сбросами грабена. В отложениях нижнего и верхнего мела разведаны три нефтяные горизонты.

Залежи самого верхнего сеноманского горизонта М-I установлены на обоих крыльях купола. Коллекторами являются песчаники с пористостью до 30%. Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 6,1-9,1 м. Первоначальные дебиты нефти составляли 3,1-3,7 м³/сут. Плотность нефти составляет 965 кг/м³. Содержание серы составляет до 2,47 %, смол и асфальтенов – 37,4 %.

Нефтяной горизонт М-II выявлен в песчаниках альбского возраста на западном крыле купола. Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 6,0 м. Первоначальные дебиты нефти составляли 3,1-3,7 м³/сут. Плотность нефти составляет 976 кг/м³. Содержание серы составляет до 2,27 %, смол и асфальтенов – 40,5 %.

Нижний горизонт М-III разведан в песчано-алевритовом коллекторе аптского возраста. Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 8,9 м. Первоначальные дебиты нефти составляли 3,1-3,7 м³/сут. Плотность нефти составляет 963 кг/м³. Содержание серы составляет до 2,48 %, смол и асфальтенов – 41,3.

К настоящему времени изучена продуктивность присводовых ловушек. Запасы нефти здесь ограниченные. Перспективы нефтегазонасыщенности периферийных участков купола пока не оценены.

Месторождение открыто в 1960 году.

Нефтяное месторождение Тажигали Юго-Западный находится на восточном побережье Каспийского моря. В структурном отношении месторождение приурочено к небольшому двухкрылому соляному куполу, который имеет типичное для структур такого генезиса строение с выделением центрального грабена северо-западного и юго-восточного крыльев.

На северо-западном крыле купола в отложениях верхнего мела (сеноман) на глубине менее 400 м разведана нефтяная залежь. Эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивного горизонта составляет 10,5 м. Коллекторы представлены песками, песчаниками и алевритами с открытой пористостью до 29 %. Нефть очень тяжелая, плотность составляет 995 кг/м³, содержание серы – свыше 2,4 %, смол - большое количество. Дебиты нефти достигали 2,0 м³/сут. Несмотря на высокие геологические запасы нефти (свыше 5 млн т) из-за малодебитности скважин и высокой плотности и сернистости продукции дальнейшие работы по изучению залежи были прекращены.

Месторождение открыто в 1975 году.

Нефтяное месторождение Тажигали находится на восточном побережье Каспийского моря. В структурном отношении месторождение приурочено к небольшому соляному куполу субмеридионального простирания. В надсолевом комплексе поднятия выделяются три крыла. На восточном и западном крыльях купола в отложениях мела и юры разведаны нефтяные залежи.

В разрезе верхнего мела (сеноман) выявлен один нефтяной горизонт эффективной нефтенасыщенной толщиной до 4,0 м. Дебиты нефти не превышали 1,0 м³/сут. Плотность нефти составляет 972 кг/м³, содержание серы – до 0,5 %, смол и асфальтенов – до 29,5 %

В разрезе нижнего мела (альб) разведаны два нефтяных горизонта суммарной эффективной нефтенасыщенной толщиной до 16,0 м. Дебиты нефти не превышали 1,0 м³/сут. Плотность нефти составляет – 929 кг/м³, содержание серы – до 1,4 %. Эффективная толщина нефтяной неоккомской залежи составляет 6,0 м. Газонасыщенная толщина 2,9 м. Начальные дебиты нефти до 30,0 м³/сут. Плотность нефти составляет 913 кг/м³, содержание серы

– до 0,5 %, смол и асфальтенов – до 29,5 %. Состав газа: метан (59,8-62,4 %), этан (7,0 %), пропан (5,3 %), азот и редкие (14,8-29,2 %).

В разрезе средней юры выявлен один нефтяной горизонт эффективной нефтенасыщенной

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

толщиной до 7,1 м. Дебиты нефти достигали 76,0 м³/сут. Плотность нефти составляет – 855 кг/м³, содержание серы – менее 0,5 %.

К настоящему времени изучена продуктивность присводовых ловушек. Перспективы нефтегазоносности периферийных участков купола окончательно не оценены.

Месторождение открыто в 1958 году.

Газонефтяное месторождение Каратон-Кошкимбет расположено на юге Южно-Эмбинской НГО. В структурном отношении оно контролируется двухкрылым соляным куполом северо-западного простирания. На восточном крыле купола в отложениях юры и мела разведаны нефтяные горизонты. Кроме того, на прилегающем к промысловой площади участке грабена выявлена нефтяная залежь в палеогеновых отложениях.

В юрском разрезе выявлен один нефтяной горизонт с эффективной нефтенасыщенной толщиной 2,5-5,5 м. При испытании притоки нефти составляли первые десятки м³/сут. Плотность нефти составляет 818-835 кг/м³, содержание серы – 0,38-0,94 %, смолы и асфальтены в небольшой концентрации.

В отложениях нижнего и верхнего мела разведано 8 нефтяных и 2 газовых горизонта. Эффективные нефтенасыщенные толщины колеблются в пределах 2,4-19,8 м. Дебиты нефти составляли 6,0 – 67,0 м³/сут. Плотность нефти составляет 888-899 кг/м³, содержание серы до 1,29 %, смол и асфальтенов – 3,4 – 7,8 %.

Газонасыщенные эффективные толщины меловых горизонтов составляют 2,0-4,0 м. Газы имеют следующий состав: метан – 96,2%, этан – 0,5%, азот + редкие -1,4 %.

Толщина выявленного в грабене палеогенового горизонта составляет около 5,0 м. При его испытании дебит вязкой нефти не превышал 0,2 м³/сут. К настоящему времени изучена продуктивность присводовых ловушек.

Запасы нефти здесь ограниченные. Перспективы нефтегазоносности периферийных участков купола пока не оценены. Месторождение открыто в 1934 году. Месторождение введено в разработку в 1949 году.

Нефтегазовое месторождение Акинген расположено в Эмбенском районе Атырауской области в 40 км к юго-востоку от железнодорожной станции Кульсары. Структура подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой МОГТ в 1979 г. и тогда же начаты поисковые работы. Месторождение открыто в 1980 г. Разведочное бурение завершено в 1983 г.

В тектоническом отношении приурочено к двукрылой солянокупольной структуре. В нижнем мелу выделены пять продуктивных горизонтов: I и II альбские нефтяные, апт-неокомский и II неокомский (пласт I и пласт II) — газовые и III неокомский газонефтяной. Глубина залегания продуктивных горизонтов 660-682 м, 927 м и 1028 - 1111 м, соответственно для альбских, апт-неокомского и неокомских горизонтов. Залежи пластовые сводовые и пластовые литологически экранированные. Высота альбских нефтяных залежей 10- 16м; нефтяной части III неокомского горизонта - 6 м. Высота газовых залежей 11-22 м. ВНК проводится на отметках -679 - -877 м, ГВК на - 947 — 1090 м. Разрез продуктивной толщи сложен терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 3,2-4,9м, газонасыщенная 3,3-8,9 м. Открытая пористость коллекторов колеблется в пределах 27-31%, проницаемость 0,091-0,800 мкм². Коэффициенты нефтенасыщенности 0,52- 0,71, газонасыщенности 0,51-0,76. Начальные дебиты нефти 27-51 м³/сут, газа 452,8-716,9 тыс.м³/сут на 15,8 мм штуцере. Газовый фактор 27,7-119,9 м³/м³. Начальное пластовое давление 6,2-12,8 МПа, температура 34-47°С. Плотность нефти 842-905 кг/м³. Нефти малосернистые (0,15- 0,28), малопарафинистые— 0,88%.

Свободный газ состоит из метана (94,2-97,3%), этана (0,95-3,68%), пропана 0,17%, изобутана (0,06-0,2%), н-бутана (0,04-0,19%), пентана + высших (0,1-0,2%), азота (0,98- 1,73%), углекислого газа 0,25%.

Режим нефтяных залежей - упруговодонапорный, газовых - упруго-газо- водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1078- 1105 кг/м³ и минерализацией 127,1- 162,5 г/л.

Месторождение находится в консервации.

Таким образом, по мезозойским отложениям контрактный участок является довольно привлекательным для проведения дальнейших нефтепоисковых работ. По аналогии с соседними месторождениями Кара- Арна, Каратон-Кошкимбет, Акинген, Косшагыл на структуре возможно выявить залежи в нижнемеловых, среднеюрских и пермотриасовых отложениях. Для определения

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

перспективности подсолевого комплекса пород необходимо провести переобработку и переинтерпретацию ранее проведенных сейсморазведочных работ.

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

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

В процессе оценки воздействия на окружающую среду проводится оценка воздействия на следующие объекты, в том числе в их взаимосвязи и взаимодействии:

- атмосферный воздух;
- поверхностные и подземные воды;
- ландшафты;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- состояние экологических систем и экосистемных услуг;
- биоразнообразие;
- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

В местах планируемых установочных работ естественных водотоков и водоемов нет.

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

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

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

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.

В связи с отсутствием негативного воздействия на водные ресурсы проведение мониторинга водных ресурсов не требуется.

1.3.2. Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него

Детализированная информация представлена об изменениях состояния окружающей среды представлена в разделах 1.8 и 1.9.

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

Компания ЧК «HTS Exploration Ltd» имеет Контракт №5020 УВС -МЭ от 20.01.2021 г., на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Атанат.

Контрактная территория Атанат расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области. Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 90 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 170 км на северо-запад. Геологический отвод и картограмма

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Атанат-1,2 приведены на рисунках 1.1, 1.2. Площадь геологического отвода – 97,66 (девятью семью целых шестьдесят шесть сотых) кв.км. Площадь участка Атанат 1- 25,976 кв.км. Глубина разведки участка Атанат-1 – до кровли кристаллического фундамента. Площадь участка Атанат-2 – 71,683 кв.км. Глубина разведки участка Атанат-2 – до подошвы надсолевых отложений.

В пределах контрактной территории Атанат нефтепоисковые работы ведутся с начала 60-х годов, пробурено 13 структурно-поисковых и 5 глубоких поисковых скважин. Буровыми работами уточнено строение основных элементов структуры, положение свода поднятия, изучены перспективы нефтегазоносности надсолевого комплекса отложений. Однако структурные скважины бурились на малую глубину, до 500 м, и ими не были вскрыты на полную мощность даже породы верхнего мела. Глубокие скважины, за исключением Г-2, пробурены до вскрытия верхней юры или остановлены в низах неоконских отложений. Скважиной Г-2 пройден полностью разрез юрских осадков и значительная мощность триаса.

По результатам пробуренных на площади картировочных и структурно-поисковых скважин, Атанат представляет собой трехкрылую солянокупольную структуру (западное, северо-восточное и юго-восточное крылья). В пройденной части разреза нефтегазоперспективных горизонтов не встречено. В 1981 году сейсмической партией 0681 треста «Саратовнефтегеофизика» структура была подготовлена под глубокое поисковое бурение по юрско - меловым и пермтриасовым отложениям. Поисковый интерес представляет северо-восточное крыло. В 1986 г на северо-восточном крыле была пробурена поисковая скважина 7 проектной глубины 2550 м, отложения кунгурского яруса, являющиеся проектным горизонтом, вскрыты на глубине 2463 м. В процессе бурения пластоиспытателем был испытан интервал 2360-2310 м в пермтриасовых отложениях, из которого получен приток пластовой воды. По результатам обработки материалов ГИС перспективные в нефтегазоносном отношении пласты не выделены. Возможно, скважины были пробурены не в оптимальных условиях.

Расположение структуры Атанат в нефтегазоносном районе, вблизи выявленных месторождений нефти и газа и наличие структурных условий предопределяют перспективность площади работ.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ЧК «HTS Exploration Ltd», который приступил к работам согласно Контракта №5020 УВС -МЭ от 20.01.2021 г., на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Атанат. Срок действия контракта до 20 января 2027 года.

Цель Проекта – изучение геологического строения, поиски залежей в юрско - меловых и пермтриасовых отложениях. Для этого рекомендуется провести переобработку и переинтерпретацию проведенных ранее сейсмических работ, на их основе вывод из ликвидационного фонда ранее пробуренных скважин 1,2,4,6,7,13 и бурение одной независимой скважины, глубиной 1750м.

Район представляет собой полупустынную слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками – 10м, до +10. Южная часть района характеризуется наличием соров. Самым возвышенным местом является бугор Кольжан, отметка которого над уровнем моря равна +35,5 м.

Гидрографическая сеть района не развита, в 8 км севернее протекает река Эмба, высыхающая в летнее время. Вода здесь обычно соленая и пригодна только для технических нужд.

Климат района резко континентальный – с сухим, жарким летом и холодной, малоснежной зимой. Годовой перепад температур составляет 70° (от +40°С летом до +30°С зимой).

Количество выпадающих осадков 200мм в год.

В течение всего года преобладают ветры, дующие с северо-востока и востока. Во время дождей, часть района заболачивается и становится труднопроходимой для автотранспорта.

Растительный покров характеризуется солончаковыми травами. Животный мир крайне беден и характерен для полупустынь.

Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 90 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 170 км на северо-запад.

Жылыёоский район в промышленном отношении развит, так на его территории расположены 2 нефтегазодобывающих управления – «Кульсарымунайгаз», «Прорвамунайгаз» ПФ «Эмбамунайгаз» АО РД НК «КазМунайГаз», ТОО «Тенгизшевройл», ТОО «АРНАОЙЛ» со своими структурными подразделениями. В 65км. Западнее проходит газотранспортная магистраль «Средняя Азия – Центр» и нефтепровод Мангышлак – Самара.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Кульсаринское районное управление электрических сетей и Атырауское областное управление.

Грунтовые дороги отсутствуют, что также создает трудности для продвижения автотранспорта.

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.

Структура Атанат в тектоническом отношении расположена в юго-восточной части Прикаспийского бассейна по соседству с подсольевым месторождением Королевское и надсольевым месторождением Кара-Арна. Структура по надсольевому комплексу пород имеет трехкрылое строение и представляет интерес в нефтегазоносном отношении. В дальнейшем, после проведения необходимых исследовательских работ, можно будет рассматривать в качестве перспективного объекта и подсольевые отложения.

Настоящим Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Атанат на контрактной территории Компании ЧК «HTS Exploration Ltd» предусматривается проведение геологоразведочных работ, с целью изучения геологического строения контрактной территории, поисков залежей углеводородов, установления основных литолого-стратиграфических характеристик, изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, испытания и опробования объектов в соответствии с рекомендациями ГИС, изучения физико-химических свойств пластовых флюидов.

Данным проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Атанат предусматривается:

- проведение переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ, а также увязка их с ранее проведенными сейсморазведочными 2Д-МОГТ работами;

По результатам вышеприведенных геологоразведочных работ, предусматривается бурение одной поисковой скважины, глубиной 1750м (+/- 250м).

Перед переобработкой и переинтерпретацией сейсморазведочных работ ставятся следующие задачи:

Поиски ловушек углеводородов в подсольевых и надсольевых отложениях.

Получение немигрированных и мигрированных сейсмических материалов с сохранением истинных амплитуд для детальной геологической интерпретации.

Составление модели изучаемых природных резервуаров; Оценка углеводородного потенциала участка исследований; Определение оптимальных мест заложения поисковых скважин.

Обработка сейсморазведочных данных должна осуществляться с применением современных технических средств и методики обработки материалов (в частности выполнение процедуры миграции до суммирования). Весь процесс обработки будет направлен на получение кондиционных материалов, обеспечивающих выполнение геологических задач, а именно: улучшение динамической выразительности, повышение разрешенности записи; повышение соотношения сигнал/помеха. Переинтерпретация материалов сейсморазведки 3Д / 2Д-МОГТ должна выполняться с использованием современных интерпретационных систем, обеспечивающих высокое качество результативных материалов, необходимых для решения поставленных геологических задач.

Основные геологические задачи этих работ включают: трассирование тектонических нарушений, изучение скоростной характеристики разреза, привязка данных сейсморазведки к разрезам существующих скважин на территории участка, уточнение местоположения и глубин залегания потенциальных ловушек нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях и уточнение мест заложения проектируемых поисковых скважин. В случае, если по данным переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведочных работ будет рекомендовано бурение скважин, проводка проектных скважин будет предусматриваться исходя из предполагаемого разреза и опыта бурения скважин №№1,2,4,6,7,13 на Атанате и соседних площадях. При этом вид буровых работ, скорректированная проектная глубина или точки заложения проектных скважин, также будут определены по результатам переобработки и переинтерпретации данных

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

сейсморазведочных работ.

1.5.1. Система расположения поисковых скважин

На структуре Атанат проектируется заложение одной поисковой скважины АТ-14, глубиной 1750м и вывод из ликвидационного фонда шести ранее пробуренных скважин: 1,2,4,6,7,13 в зависимости от результатов переобработки и переинтерпретации ранее проведенных сейсморазведочных работ.

Скважина АТ-14- независимая, поисковая, условно располагается в северо-восточном блоке структуры. Цель бурения – поиски залежей в юрско- меловых и пермтриасовых отложениях. Проектный горизонт – средняя юра, проектная глубина – 1750м. Местоположение и глубина проектной скважины будет уточняться по результатам переобработки и переинтерпретации данных ранее проведенной сейсморазведки.

Таблица 1.5-1. Календарный план бурения и вывода из ликвидационного фонда скважин

№ п/п	Номер скважины	Проектная глубина, м	Проектный горизонт	Планируемые сроки бурения	
				начало	конец
1	вывод из ликвидационного фонда скв.1 (ювблок)	1580	J3	2022	2023
2	вывод из ликвидационного фонда скв.2(юв блок)	2600	PT	2022	2023
3	вывод из ликвидационного фонда скв 4(юв блок)	1500	K1ne	2022	2023
4	вывод из ликвидационного фонда скв 6(св блок)	1500	J3	2022	2023
5	вывод из ликвидационного фонда скв 7(св блок)	2550	P1к	2022	2023
6	вывод из ликвидационного фонда скв 13(зап.блок)	1575	J3	2022	2023
7	АТ-14(св блок)	1750	J2	2024	2025

1.5.2. Геологические условия проводки скважин

При строительстве скважин на площади Атанат предусматривается вскрытие надсолевого комплекса.

Надсолевой интервал представлен песчано-глинистыми терригенными отложениями. Твердость пород по 12 категориейной шкале Шрейнера А.Л. соответствует 2 (7) категориям твердости, что соответствует мягкой (2),

средней (3,4), твердой (5,6), и очень твердой (7) группам.

По абразивности они классифицируются по 8 категориейной шкале Барона Л.И. от весьма малоабразивной (1 кл.) до среднеабразивной (IV кл.) и выше средней абразивности (V Кл.).

Исходя из геологического разреза скважин, пробуренных на площади, при проводке скважин могут быть следующие осложнения:

В интервале 0 - 380 м - возможны поглощения бурового раствора и обвалы и осыпи стенок скважины

В интервале 380- 1750 - в отложениях нижнего мела, юры возможны нефтегазопроявления.

Таблица 1.5.2-1. Геологические условия проводки скважины АТ-14

№№ пп	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Категории пород		Ожидаемые пластовые		
	от	до	толщина			по твердости	по абразивности	давления, атм	температуры, °С	углы и направления падения пластов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0	200	200	Pg	терригенные породы	II	II	20		2
2	200	380	180	K _{2sn-t}	терригенные породы	II	II	38		2
3	380	920	540	K _{1al3-K_{2s}}	терригенные породы	II	II	90		2
4	920	1100	180	K _{1al1-2}	терригенные породы	II	I	110		2
5	1100	1175	65	K _{1a}	терригенные породы	II	II	117		2
6	1175	1375	200	K _{1ne}	терригенные породы	II	II	137		2
7	1375	1530	155	J ₃	терригенные породы	III	II	153		3
8	1530	1750	550	J ₂	терригенные породы	III	II	200		3

Таблица 1.5.2-2. Ожидаемые осложнения при бурении

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст пород	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
1	0-600	Pg- K ₂	Возможны поглощения бурового раствора и обвалы и осыпи стенок скважины	Рыхлые слабосцементированные породы
2	600-1750	K _{1-J}	Возможны поглощения бурового раствора и нефтегазопроявления	

1.5.3. Характеристика промывочной жидкости

Таблица 1.5.3-1. Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения скважин

Интервал бурения, м	Плотность бурового раствора, г/см ³	Вязкость, сек.	Фильтрация, см ³ /30мин	Толщина корки, мм	Содерж. песка, % не более	Наименование бурового раствора и химических реагентов
0-50	1.10-1.12	45-55	10-12	2-2.5	4	Бентонитовый – Бентонит СК, Na ₂ CO ₃
50-380	1.14-1.16	40-45	5-6	1.0	1.5-2.0	Полимерный – Бентонит СК, СМС LV, ЕСОРАС-R, Na ₂ CO ₃

380- 1750	1.16-1.18	40-50	5-6	1.0	1.5-2.0	Полимерный – Бентонит СК, СМC LV, POLY- РАС, KCL, NaOH, ЕСОРАС- R Na ₂ CO ₃
-----------	-----------	-------	-----	-----	---------	---

1.5.4. Обоснование типовой конструкции скважин

Для проектируемой поисковой скважины предусматривается следующая конструкция:

Направление диаметром 324 мм спускается на глубину до 50 м с целью предохранения устья скважины от размыва. Цементируется до устья.

Техническая колонна диаметром 244,5мм спускается на глубину 600 м с целью перекрытия верхнемеловых отложений. Цементируется до устья. Устье оборудуется противовыбросовым оборудованием ППГ-230х350, ПУГ- 230х350.

Эксплуатационная колонна диаметром 168мм спускается на проектную глубину 1750 м с целью разобщения продуктивных горизонтов и испытания скважины на продуктивность. Цементируется до устья. Устье скважины оборудуется колонной головкой ОКК1-210х168х245 и фонтанной арматурой АФ1-65х210.

Таблица 1.5.4-1. Сводные данные по типовой конструкции скважины, глубиной 1750 м

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Группа прочности стали	Высота подъема цементного раствора за колонной, м	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Кондуктор	323,9	Д	0-50	-
2	Промежуточная (техническая) колонна	244,5	Д	0-600	-
3	Эксплуатационная	168,3	Д	0-1750	-

1.5.5. Оборудование устья скважин

Таблица 1.5.5-1 - Оборудование устья скважин

Тип противо- выбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Ожидаемое устьевое давление, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
ППГ-230х350 ПУГ-230х350	350 350	60	1	244,5
ОКК1- 210х168х245 АФ1-65х210	210 210	120	1	168,3

Примечание: Типовая схема монтажа и спецификация противовыбросового оборудование составляется буровым подрядчиком на основании типовых проектных схем и конкретного оборудования, входящего в комплект буровой установки.

1.5.6. Отбор керн и шлама в проектных скважинах

Исходя из требований инструкций по проведению поисков и разведки месторождений, в Проекте предусмотрено пробурить скважины со сплошным отбором керн из продуктивных горизонтов.

Интервалы отбора образцов керн и шлама в процессе проводки скважины будут уточняться геологической службой недропользователя в зависимости от различных факторов. В таблице 5.7.1 даны ориентировочные интервалы отбора. После подъема керн или боковых грунтов необходимо ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

произвести его макроописание. Особое внимание следует обращать на наличие признаков нефтеносности и описывать их характер (запах, пропитанность, интенсивность насыщения). Образцы с признаками нефти герметизируются и максимально быстро доставляются в соответствующую лабораторию для комплексного анализа. Керн мыть не рекомендуется.

Таблица 1.5.6-1 - Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скв АТ-14

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
АТ-14	К1	900-1370	60	по всему разрезу скважины, с глубины 600 м до проектной глубины через 5 м.
	J	1530-1750	60	
Всего: 120м				

Шлам отбирается в количестве 200-300гр для литологических и биостратиграфических анализов из всех скважин. Необходимо предусмотреть подготовку небольших – 50г отмытых, сухих образцов для коллекции и для оперативного предоставления Заказчику и в исследовательскую лабораторию. При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины необходимо учитывать время отставания подъема шлама из скважины и вносить соответствующие поправки. Шлам отбирается в местах, максимально приближенных к устью скважины (если есть возможность, то из желоба). При описании шлама следует отделять обвальную породу от забойной. Шлам пакуется в специальные мешочки, которые нумеруются (в этикетке указывается: название площади, № скважины, глубина с учетом поправки на отставание, № образца). Отобранный шлам по необходимости направляется в лаборатории на анализы и в кернохранилище для хранения. По результатам макроописаний шлама и керна составляется шламо-кернограмма.

1.5.7. Опробование, испытание и исследование скважин

Вскрытие возможно продуктивных горизонтов производится на полимерном растворе при параметрах, соответствующих геологическим условиям проводки скважин. Для предотвращения возможных флюидопроявлений необходимо иметь запас бурового раствора не менее одного объема скважины.

После спуска и цементирования эксплуатационной колонны, производится испытание на герметичность снижением уровня и опрессовкой под давлением.

Вызов притока производится сменой раствора на воду. При получении притоков флюидов, производятся исследовательские работы.

При опробовании пластов с низкими дебитами необходимо провести работы по интенсификации притоков – гидроразрыв пласта, метод переменных давлений. Также рекомендуется предусмотреть возможность проведения кислотной обработки призабойной зоны и вызов притока механизированными способами до принятия решения о проведении ГРП.

Перфорация продуктивных горизонтов будет проводиться в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и мощностью перфорируемых интервалов перфораторами ПК-105, ПКО-89, ПКС-80, ПКО- 73, КПРУ-65на НКТ и/или кабеле из расчета от 15 до 40 отверстий на 1 погонный метр.

Перед проведением перфорации объекта опробования проводятся каротажные исследования интервала (100 м) методом ГК с целью привязки интервала перфорации к разрезу, а также ЛПО и термометрию после перфорации для проверки местонахождения перфорационных отверстий.

Исследования скважин. Гидродинамические исследования скважин выполняются с учетом состояния эксплуатационной колонны и точного определения искусственного забоя.

Комплекс исследований включает:

- замер начального пластового давления;
- определение забойного давления (депрессии) и температуры;
- определение продуктивности скважины методом установившихся отборов;
- замеры дебитов нефти, газа и воды;
- отбор глубинных и поверхностных проб.

В зависимости от характера притока флюидов из скважины, применяют фонтанный метод исследований или метод свабирования.

В случае фонтанирования производится определение пластового давления в начале и в конце опробования, замер дебитов флюидов, забойных давлений и температуры на нескольких режимах.

На всех режимах отбираются глубинные пробы, определяются механические примеси. По результатам исследования строят кривую притока и определяют коэффициент продуктивности скважин.

Опробование осуществляется методом свабирования или аэрации, производится комплекс исследовательских работ: замер дебитов флюидов на каждом режиме, забойного и пластового давления, отбор поверхностных и глубинных проб.

После проведения всех видов исследований, устанавливается цементный мост с целью перехода к следующему объекту.

В таблице 1.5.7-1 приведены проектные интервалы опробования в открытом стволе и эксплуатационной колонне, приуроченные к предполагаемым продуктивным горизонтам, который будет уточняться специалистами ЧК «HTS Exploration Ltd» после выдачи заключения по результатам промыслово-геофизических исследований.

Таблица 1.5.7-1 - Опробование и испытание перспективных горизонтов в скв.АТ-14

Геологический возраст	№ скважины	Интервал опробования и количество объектов	
		в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
К1	АТ-14	900-1370 – 3 объекта	900-1370– 3 объекта
J		1530-1750– 3 объекта	1530-1750– 3 объекта
Итого объектов:		6	6
ВСЕГО:		6	6

Примечание: Интервалы опробования и количество объектов будут уточняться геологической службой недропользователя, так как глубины залегания перспективных горизонтов нет возможности уточнить.

Таблица 1.5.7-2 - Опробование и испытание перспективных горизонтов в расконсервируемых скважинах 1,2,4,6,7,13

Геологический возраст	№ скважины	Интервал опробования и количество объектов	
		в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
К1	1,4,6,13	900-1500 – 2 объекта (4)	900-1500 – 2 объекта(4)
К1	2,7	900-1370 – 1 объект(2)	900-1370 – 1 объект(2)
J		1530-2280– 1 объект(2)	1530-2280– 1 объект(2)
Итого объектов:		12	12
ВСЕГО:		12	12

Таблица 1.5.7-3. Прогнозные объемы добычи нефти и газа

Скважины	Количество объектов испытания	Горизонт	Дебит нефти, м ³ /сут	Период испытания, сутки	Плотность нефти, кг/м ³	Добыча нефти, тн.
1	2	3	4	5	6	7
1 объект	1	К1	3,5	90	965	303,975
АТ-14	3	К1	3,5	270	965	911,925
1,2,4,6,7,13	10	К1	3,5	900	965	3039,75
1 объект	1	J2	30	90	870	2 349
АТ-14	3	J2	30	270	870	7 047
2,7	2	J2	30	180	870	4698
1 объект	1	РТ	15	90	890	1 201,5
Всего						15696,675

1.5.8. Попутные поиски

Попутные поиски заключаются в комплексном изучении вскрываемого разреза с целью обнаружения залежей полезных ископаемых.

Основным методом изучения радиоактивности горных пород является гамма-каротаж, проводимый в открытом стволе и со 100-% охватом запроектированного метража бурения. Кроме того, предусмотрен отбор проб воды для определения водорастворенных солей урана и радия.

Объем работ по массовым поискам урана и радия в проектных скважинах составляет:

1. Гамма-каротаж -1750м
2. Контрольный каротаж в объеме 10 %
3. Отбор проб воды (по 1 л) - ориентировочно по 1 пробе из каждого объекта

испытания.

Поиски микроэлементов включают отбор проб воды при получении притока воды (объем 2 л), 1 определение микроэлементов- 2 пробы.

Все гамма-каротажные работы проводятся по договору с соответствующей геофизической организацией, выполняющей все работы ГИС или с другими организациями.

При бурении поисковых скважин необходимо попутно вести поиски пресных вод для хозяйственно-питьевого, технического и мелиоративного водоснабжения, а также минеральных и термальных вод в бальнеологических и теплоэнергетических целях. Обязательным условием является определение в них редких элементов (бора, брома, йода, гелия, лития, цезия, ванадия и др.) При обработке kernового материала необходимо обратить внимание на наличие признаков угля, горючих сланцев, железистых и марганцевых руд, цветных и редких металлов, строительных материалов, различных видов

сырья.

В разрезе пробуренных скважин отмечаются только прослой углей небольшой толщины, не имеющие промышленного значения.

В соответствии с «Положением об использовании ликвидированных разведочных, поисковых, параметрических и отдельных скважин, давших при опробовании воду», необходимо, в случае их ликвидации, использовать последние для комплексных гидродинамических и гидрогеологических исследований.

1.5.9. Обработка материалов поисковых работ

В процессе проводки скважин геологической службе недропользователя необходимо проводить систематическое описание шлама, керна и специальные наблюдения за газопоказаниями, нефтегазопоявлениями и поглощением промывочной жидкости и т.д. По результатам оперативной обработки материалов ГИС и всей получаемой геолого-геофизической информации определяется порядок отбора и анализа образцов керна и пластовых флюидов, глубина спуска колонн, готовятся программы операций и исследований. Конечным результатом поисково-разведочных работ является подготовка базы данных для подсчета запасов углеводородов и апробация отчета в ГКЗ Республики Казахстан. Апробированные в отчете по подсчету запасов данные будут основой для составления проекта пробной эксплуатации месторождения и других проектов по освоению месторождения.

Другим не менее важным направлением обработки данных бурения является проведение оперативного анализа геолого-геофизических материалов, на основе которого следует вносить коррективы в уже согласованные планы работ и бурение очередных скважин.

Важнейшими задачами оперативного анализа являются:

- уточнение строения структурных ловушек в юрско-меловом и пермотриасовом комплексе;
- детализация разломной тектоники;
- выявление неструктурных ловушек и оценка целесообразности проведения работ в новых ловушках.

Результатом комплексной интерпретации полученных геолого- геофизических данных должна быть общая оценка перспектив нефтегазоносности контрактной территории.

Таблица 1.5.9-1- Виды и объемы геологоразведочных работ

№№ п.п.	Виды работ	Ед. изм.	Объем работ
1.	Количество скважин	скв.	1

2.	Объем бурения	пог.м	1750
3	Вывод из ликвидационного фонда скв 1,2,4,6,7,13 (зависимый объем)	пог.м	11305
4.	Отбор керна	пог.м	120
5.	Исследования ГИС	пог.м	13055
6	Исследования ВСП	пог.м	3250
7	Опробование в открытом стволе	объект	48
8	Опробование в колонне	объект	18
9.	Лабораторные исследования:	образец	125

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

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

Применение наилучших доступных технологий не требуется.

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

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования в связи с отсутствием таких объектов, не требуется.

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

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

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

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

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

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

В таблице 1.8-1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

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

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

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

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

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

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

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

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

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

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

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

<i>Умеренный (3)</i>	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
<i>Сильный (4)</i>	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)	
<i>Низкая (1-8)</i>	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность
<i>Средняя (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.
<i>Высокая (28-64)</i>	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов

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

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

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

Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

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

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины.

Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

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

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

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

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

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

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

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

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

Воздействие на атмосферный воздух

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

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

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

Для бурения скважины будет использоваться буровая установка ZJ-70 или аналог. Тип установки для испытаний - ZJ-30 или аналог. Источником электроснабжения буровых станков при бурении и испытании скважины являются двигатели, работающие на дизельном топливе.

Продолжительность цикла бурения и испытания скважины АТ-14 проектной глубиной 1750м (+-250м), составит 775 суток и состоит из 3-х этапов:

- строительно-монтажные работы – 10 суток;
- бурение и крепление скважины – 40 суток;
- испытание: - в открытом стволе – 5 суток; - в эксплуатационной колонне – 720 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток), из которых по меловым К отложениям – 270 суток (3 объекта), по юрским J отложениям – 270 суток (3 объекта), по пермотриасовым отложениям – 180 суток (2 объекта).

Продолжительность вывод из ликвидационного фонда и испытания скважин 1,2,4,6,7,13 составит 1230 сут., из них вывод из ликвидационного фонда по каждой скважине – 20 сут, испытание: - в открытом стволе – 5 суток; по всем скважинам - в эксплуатационной колонне – 1080 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток), из которых по меловым К отложениям – 900 суток (10 объектов), по юрским J отложениям – 180 суток (2 объекта).

Газовый фактор – 120 т/м³, дебит нефти – 10-30 м³/сут.

Сроки бурения с испытанием с 2024- 2025 годы. Вывод из ликвидационного фонда скважин предусмотрены с 2022 года. Срок действия контракта до 20 января 2027 года.

Источникам организованных выбросов присваиваются четырехзначные номера, начиная с 0001, неорганизованных выбросов - начиная с 6001.

Загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:

- пыли в процессе строительно-монтажных работ (рытье траншей, обвалования площадки ГСМ, транспортировки грунта и т.п.);

- выхлопных газов при работе двигателей внутреннего сгорания дизельных установок;

- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (дренажная емкость,

сепараторы, резервуары нефти, нефтеналивной стояк, насосы и запорно-регулирующая аппаратура);
 - продуктов сгорания топливного газа (факела, печь подогрева).

Процесс строительства скважины состоит из следующих работ: строительные- монтажные работы, бурение и крепление, испытание, техническая рекультивация.

Все производственные стадии цикла строительства скважины характеризуются последовательным выполнением работ.

За период строительных-монтажных и подготовительных работ

ИЗ №6001 – земляные работы;

ИЗ №6002 - участок сварки.

За период бурения скважин:

Организованные источники

ИЗ №0001 – дизельный двигатель «G12V190PZLG»;

ИЗ №№0002-0003 – дизельный двигатель «CAT3512 DITA»;

ИЗ №0004 – дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32»;

ИЗ №0005– дизельный генератор (резервный);

ИЗ №0006 – цементировочный агрегат, «ЦА-320М»;

ИЗ №0007 – передвижная паровая установка (ППУ).

Неорганизованные источники

ИЗ №6003 – емкость для хранения дизельного топлива;

ИЗ №6004 – насос для перекачки дизельного топлива;

ИЗ №6005 – емкость для хранения масла;

ИЗ №6006 – блок приготовления бурового раствора.

За период испытания скважины

Организованные источники

ИЗ №0008 – дизельный двигатель при освещении;

ИЗ №0009 – дизельный двигатель ЯМЗ-238;

ИЗ №0010- факельная установка;

ИЗ №0011-0014 - емкость для сбора нефти;

ИЗ №0015 - ЦА-320 177 кВт

Неорганизованные источники

ИЗ №6007– площадка налива нефти;

ИЗ №6008 – устье скважины.

ИЗ №6009 – емкость для хранения дизельного топлива;

ИЗ №6010 – насос для перекачки дизельного топлива.

По окончании бурения и опробования скважин, демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят.

На этапе строительства и испытания 1-ой скважины будут иметь выбросы в объеме: 10.712981227 г/сек и 118.037077466 т/год.

Вывод из ликвидационного фонда будут задействованы следующие источники:

Организованные источники

ИЗ N 0001, Дизельный генератор;

ИЗ N 0002, Дизельный генератор CAT C15 мощностью 392 кВт

ИЗ N 0003, Дизельный двигатель бурового насоса

ИЗ N 0004, Дизельгенератор VOLVO

ИЗ N 0005, Цементировочный агрегат

ИЗ N 0006, Дизельгенератор (вахт.пос.)

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- ИЗ N 0007, Дизельный двигатель CAT C15 мощность 392 кВт
- ИЗ N 0008, Привод силового блока
- ИЗ N 0009, Дизельный двигатель бурового насоса
- ИЗ N 0010, Цементировочный агрегат
- ИЗ N 0011, Факел
- ИЗ N 0012, Двигатель УПА 60/80 (ЯМЗ 236)
- ИЗ N 0013, Дизельгенератор АД-200 (освещение)
- ИЗ N 0014, Цементировочный агрегат
- ИЗ N 0015, Дизельный двигатель силового привода
- Неорганизованные источник
- ИЗ N 6001, Разработка грунта экскаватором
- ИЗ N 6003, Сварочные работы
- ИЗ N 6005, Снятие ПРС
- ИЗ N 6006, Емкость для дизтоплива
- ИЗ N 6007, Емкость для дизтоплива
- ИЗ N 6008, Насос для перекачки дизельного топлива
- ИЗ N 6009, Блок приготовления бурового раствора
- ИЗ N 6010, Емкость для дизтоплива
- ИЗ N 6011, Емкость для нефти
- ИЗ N 6012, Насос для нефти
- ИЗ N 6013, Емкость для тех.масла
- ИЗ N 6014, Насос для дизтоплива

При выводе из ликвидационного фонда ранее пробуренных скважин (от 1-ой скважины) - 6.418174473 г/сек и 53.921744147 тонн/год.

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.

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу вероятен при разведочных работ, от стационарных источников приведен в таблице 1.8.2-1 и 1.8.2-2.

Таблица 1.8.2-1- Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК максимальная разовая, мг/м ³	ПДК среднесуточная, мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.001188	0.00535	0.13375
0126	Калий хлорид (301)		0.3	0.1		4	0.030708	0.140616	1.40616
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327)		0.01	0.001		2	0.0001022	0.00046	0.46
0155	диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)		0.15	0.05		3	0.001137	0.005206	0.10412
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	0.7150667	24.0541	476.3525
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	3.4518	28.889	398.15
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.78772	10.56951	71.3902
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.5987874	17.19305	143.861
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00081458	0.019897168	2.487146
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2.889218	22.402691	5.13423033
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0000833	0.000375	0.075
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	0.000367	0.00165	0.055
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.000572	0.01382707	0.00055308
0410	Метан (727*)				50		0.00305	0.07379625	0.00147593
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.0008252	0.0199621	0.00133081
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.03762	0.7762399	0.0155248
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.099738	0.178274	0.00594247
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00011465	0.002128	0.02128
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00003606	0.000669	0.003345
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.0000721	0.001338	0.00223
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000009	0.000022	22
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.136958	0.7349	73.49
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.136958	0.7349	73.49

					ЧК «HTS Exploration Ltd»			
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		0.0004034	0.0002783	0.005566
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1		4	0.0256	10.672212	10.672212
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	0.794032637	1.692591678	10.696936
В С Е Г О :						10.712981227	118.037077466	1290.0155
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)								

Таблица 1.8.2-2- Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при выводе из ликвидационного фонда ранее пробуренных скважин (от 1-ой скважины)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК максимальная разовая, мг/м ³	ПДК среднесуточная, мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.001188	0.00535	0.13375
0126	Калий хлорид (301)		0.3	0.1		4	0.030708	0.140616	1.40616
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327)		0.01	0.001		2	0.0001022	0.00046	0.46
0155	диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)		0.15	0.05		3	0.001137	0.005206	0.10412
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.0291667	11.52075	213.01875
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	2.9364	15.078	184.633333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.50454	2.42	28.4
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.00927	5.84	56.8
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00081458	0.019784468	2.4730585
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.524178	11.10665	2.36888333
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0000833	0.000375	0.075
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	0.000367	0.00165	0.055
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.000572	0.01382707	0.00055308
0410	Метан (727*)				50		0.00305	0.07379625	0.00147593
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.0008252	0.0199621	0.00133081
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.03762	0.6401399	0.0128028
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.099738	0.127904	0.00426347
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00011465	0.0014707	0.014707
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.00003606	0.0004622	0.002311
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.0000721	0.0009244	0.00154067
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акриальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.121098	0.3408	34.08
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.121098	0.3408	34.08
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0.05		0.0004034	0.0002783	0.005566
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/		1			4	0.010908317	5.380522	5.380522

2908	(Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 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	0.0065006	0.710223359	0.146436
В С Е Г О :					6.418174473	53.921744147	563.659564

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

Объемы потребления топлива перечисленными транспортными средствами рассчитаны для суточного потребления. Суточное потребление топлива автотранспортом составляет:

дизельное топливо – 0,75 т;

бензин – 0,35 т.

Объемы потребляемого топлива передвижными источниками за период бурение 1 скважины составляет:

дизельного топлива – $Q = 41,32$ т.;

бензина – $Q = 19,28$ т.;

Расчет выбросов вредных веществ произведен в соответствии с требованиями «Правил инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ, вредных физических воздействий на атмосферный воздух и их источников» утвержденный приказом №217-п и.о. МООС РК и «Методике определения платежей за загрязнение атмосферного воздуха передвижными источниками» по следующей формуле:

$$P = Q * K_i$$

где, Q - объем потребляемого топлива;

K_i – удельный выброс загрязняющих веществ, условно, т.

Предварительная оценка воздействия передвижных источников загрязнения на атмосферный воздух.

На основании расчета выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников загрязнения были выявлены основные передвижные источники загрязнения.

Ориентировочный количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников при проведении работ приведен в таблице 1.8.2-2

Таблица 1.8.2-2

Ориентировочный количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников

Вид топлива	Объем потребляемого топлива, т	Удельный вес выброса, т/т	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ, т/год
При пробной СМР, бурении, испытании и испытании скважины				
Автотранспорт на диз. топливе	33	0,1	Оксид углерода	3,3
		0,04	Диоксид азота	1,32
		0,03	Углеводороды	0,99
		0,02	Диоксид серы	0,66
		0,0155	Сажа	0,5115
		$0,032 * 10^{-5}$	Бенз/а/пирен	0,00001056
		Всего:	6,78151056	
Автотранспорт на бензине	15,4	0,6	Оксид углерода	9,24
		0,04	Диоксид азота	0,616
		0,1	Углеводороды	1,54

	0,002	Диоксид серы	0,0308
	0,00058	Сажа	0,008932
	$0,023 \cdot 10^{-5}$	Бенз/а/пирен	0,000003542
		Всего:	11,43573554
ИТОГО:			18,2172461

Перечень вредных веществ, выбрасываемых передвижными источниками

Код вещества	Наименование вещества	ПДКм.р, ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс веществ, т/год
При СМР, бурении, испытании и выводе из ликвидационного фонда				
0337	Оксид углерода	5,000	4	12,54
0304	Диоксид азота	0,400	3	1,936
2754	Углеводороды предельные	1,000	4	2,53
0330	Диоксид серы	0,500	3	0,6908
0328	Сажа	0,150	3	0,520432
0703	Бенз/а/пирен	10^{-6}	1	0,000014102
	Всего:			18,2172461

Передвижными источниками за период проведения работ в атмосферу выбрасывается:

- При СМР, бурении, испытании и выводе из ликвидационного фонда: 18,2172461 тонн.

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

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

Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

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

- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы,

- 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов;

- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;

- Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования, РД 39.142-00;

- "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г., п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час. и др;

- техническими характеристиками применяемого оборудования.

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 разведки не представляется возможным. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период эксплуатации в отдельных проектах, с учетом всех действующих источников и т.д.

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

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в

валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: диоксид азота, оксид углерода и углеводороды C12-C19.

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

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

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

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Вода на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды должны соответствовать санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водопроводным сетям, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209.

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

Обеспечение питьевой водой будет проводиться путем закупки бутилированной воды.

Техническая вода для бурового раствора – привозная. Вода будет доставляться автоцистерной по договору.

При строительстве 1 скважины:

- водопотребление – 4727,78 м³/пер и/или 27,56 м³/сут;
- водоотведение – 3622,03 м³/пер или 17,25 м³/сут;
- безвозвратное потребление – 1105,74 м³/пер и/ или 10,31 м³/сут.

При выводе из ликвидационного фонда ранее пробуренных скважин – водопотребление - 165,2 м³/период.

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

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

Участок находится за пределами водоохраных зон и полос.

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

- изменениях условий формирования склонового стока и интенсивности эрозионных процессов в районах проведения геологоразведочных (а именно оценочных) работ;
- загрязнение водотоков ливневым и снеговым стоком в районах проведения работ от объектов энергообеспечения, строительной техники и транспорта.

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

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

Основным источником питания подземных вод района являются атмосферные осадки.

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

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия - точечный (\\) - площадь воздействия менее 1га для площадных объектов
- временной масштаб воздействия - кратковременный (1) - продолжительность воздействия менее 10 суток
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - слабая (2) - изменения среды превышают естественные флуктуации, но среда полностью восстанавливается.

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

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

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

- циркуляция промывочной жидкости осуществляется по замкнутому циклу: скважина – циркуляционная система – приемные емкости – нагнетательная линия – скважина;
- соблюдение технологического регламента на проведение буровых работ;
- своевременный ремонт аппаратуры;
- недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.

Рекомендации по охране подземных вод:

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

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

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

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

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

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

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

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 поверхности не вызовет.

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

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

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

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

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

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

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

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

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

- проведение мониторинга недр на месторождении.

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

Оценка воздействия на растительность

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

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

Основными факторами воздействия на растительность при разведке будут являться:

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

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

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

В целом воздействие при разведки 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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 попадания в почвы;
- с целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотреть ведение производственного экологического контроля.

Факторы воздействия на животный мир

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

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

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

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

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

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

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

Воздействие при разведочных работ на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;

- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранирующими 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 попутной утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования

1.9.1. Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное накопление (захоронение) различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно

«Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ- 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 следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах временного накопления в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов не разрешается.

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

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

В процессе строительства скважин и при выводе из ликвидационного фонда ранее пробуренных скважин образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Основными отходами являются:

- буровой шлам,
- отработанный буровой раствор,
- промасленная ветошь,
- металлолом,
- огарки сварочных электродов,
- использованная тара;
- отработанные масла,
- коммунальные (ТБО) отходы.

Отходы производства и потребления

Отходы бурения. Основным видом отходов при бурении скважин являются буровой шлам и отработанный буровой раствор.

Для предотвращения загрязнения почвенного покрова и подземных вод отходы бурения (буровой шлам и отработанный буровой раствор) после выброса должны сбрасываться в шламовую емкость, вторая пустая (резервная) емкость находится рядом. Емкости устанавливаются на специально отведенной площадке. По мере заполнения первой емкости она ставится на платформу трейлера-контейнеровоза, на место первой емкости ставится резервная емкость. Буровые отходы вывозятся по договорам в специализированные предприятия.

Перечень опасных свойств отходов: НР14 - экотоксичные вещества.

Наименование процесса, в котором образовались отходы: образуются в результате бурения скважин.

Реакционная способность: неакционноспособные (бурная реакция с водой – отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды. По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна - 2,1 т/м³, при соприкосновении с буровым раствором происходит разбухание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы – 1,2. По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.

2,1: 1,2 = 1,75 т/м³

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивающими высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в БСВ, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты. По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.

Промасленная ветошь относится к опасным видам отходов. Основные компоненты отходов (95,15%): текстиль – 67,8, минеральное масло - 16,2%, SiO₂ – 1,85%, смолистый остаток – 9,3%. Класс опасности 4.

Перечень опасных свойств отходов: НР3 - огнеопасные вещества.

Наименование процесса, в котором образовались отходы: эксплуатация различного вида автотранспорта, спецтехники и оборудования, а также проведение различного вида производственных операций.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Отходы планируется складировать в металлическом контейнере для промасленной ветоши.

Металлолом – Процесс, при котором происходит образование отходов: различные строительные работы, техническое обслуживание и демонтаж, бурение скважины. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде обрезков труб, балок, швеллеров, проволока, отработанные долота. Основные компоненты отходов (91,75%): Fe₂O₃ – 89,12%, Al₂O₃ – 0,1%, MgO – 0,85%, Cu – 1,7%. В отходе присутствуют также TiO₂, MnO, Na₂O, V₂O₅, Cr, Co, Mo. Класс опасности 4.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

При сдаче металлолом должен в обязательном порядке пройти радиометрический контроль на наличие радиационного фона, характерного для инструментов и материалов, задействованных в контакте с нефтепродуктами.

Отходы планируется складировать в специальный контейнер с маркировкой для мелкого металлолома, большие куски помещать на специальную площадку временного хранения с последующим вывозом на дальнейшую утилизацию.

Огарки сварочных электродов - остатки неиспользованных электродов при сварке. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe₂O₃ – 79,2%, Al₂O₃ – 6,13%, MgO – 8,9% Cu

– 1,3%. Класс опасности 4. Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

– Отходы планируется складировать в специальный контейнер с маркировкой для мелкого металлолома на временной площадке.

Отработанные масла являются продуктом отходов транспортных средств и дизельных установок, собираются в емкость, с повторным использованием на предприятии. Основные компоненты отходов (95,89%): масло минеральное – 91,2%, механические примеси 2,3%, смолистый остаток 0,84%, Fe – 0,75%, Zn – 0,80%. Класс опасности 3.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Коммунальные отходы относятся к «зеленому списку» отходов GO060. Основные компоненты отходов (96,35%): полиэтилен – 65,4; целлюлоза – 27,5%, Fe₂O₃ - 1,85%, SiO₂ – 1,6%. Класс опасности 5. К данному виду отходов относятся тара от пищевых продуктов – бумага, пластмассовые, стеклянные банки и бутылки, и пищевые отходы.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Сбор пищевых и твердо-бытовых отходов предусмотрено производить отдельно в соответствии маркированные металлические контейнеры с указанием «Пищевые отходы» или «Бытовые отходы» на специально отведенной площадке.

Вывоз осуществляется по мере заполнения контейнера, но не реже 1 раза в неделю летом и двух раз в месяц зимой. В летнее время предусмотрена ежедневная, а в зимнее время периодическая обработка отходов в контейнере хлорной известью.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием. Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

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

1.9.2.

Расчет количества образующихся отходов

При строительстве скважины

Промасленная ветошь

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

Объем образования отхода определяют по формуле:

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

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

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	$M_{\text{обр}}, \text{т}$
на стр. 1 скв	0,105	0,0126	0,0158	0,1334

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 отработанного масла рассчитано по формуле:

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

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

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

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

	$N_b, \text{т}$	$N_d, \text{т}$	$M_{\text{обр}}, \text{т}$
на стр. 1 скв	0	38,8	9,700

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:

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

где: n - количество установленных ламп, шт.

m - масса одной лампы, г.

t - фактический годовой фонд работы лампы, час/пер

k - нормативный срок службы лампы, час

	n	T	T_p	$N, \text{шт}$	$m, \text{кг}$	$N, \text{т}$
на стр. 1 скв	90	8880	15000	53,28	0,2	0,0107

Металлические бочки из-под масла

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

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

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

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

где: Q - расход моторного масла, кг;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

m - вес 1 бочки, (m = 10кг).

	Q, кг	P, кг	m, кг	Мобрі, т
на стр. 1 скв	38800	186	10	2,0860

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	0,225

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:

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

где: M – фактический расход электродов, т

α – доля электрода в остатке, равна 0,015

	M	A	Мобр, т
на стр. 1 скв	0,242	0,015	0,0036

Твердые бытовые отходы

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

Годовое накопление бытовых отходов рассчитывается по формуле:

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

где: n - численность работников;

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

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

Общее количество образования ТБО:

n, чел	t, сут	Мобрі, т	Мобр, т/СКВ
25	25	0,1284	2,4452
40	75	0,6164	
15	270	0,8322	

Металлолом

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

	Мобр, т	Мобр, т

Буровой шлам - это выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием, образуется при проведении спускоподъемных операций; при мытье циркуляционной системы, рабочей площадки у ротора, самого ротора, бурильной колонны, трубопроводов. Объем образования отходов бурения зависит от диаметра бурения и глубины скважины.

Расчет объемов отходов, образовавшихся при бурении скважины, произведен согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства) от бурения скважин, Утверждена приказом Министра охраны окружающей среды Республике Казахстан от 3 мая 2012 года № 129-е.

Расчеты проведены согласно Методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин, утвержденный приказом МООС РК от 3 мая 2012 года № 129-е.

Объем шлама рассчитывается по формуле $V_m = V_n * 1,2$,

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

V_n - объем скважины.

Объем скважины рассчитывается по формуле: $V_n = \pi * K * R^2 * L$, где

L-интервал проходки, м;

K - коэффициент каверзости;

R- радиус скважины, м.

Объем бурового шлама $V_m = 197,59 * 1,2 = 237,11 \text{ м}^3$ или 683,7 тонн.

Как уже упоминалось, токсичные компоненты в буровом шламе отсутствуют. Он непожароопасен, в обычных условиях химически неактивен. Ограничения по транспортированию отходов отсутствуют. Буровой шлам может использоваться при строительстве внутрипромысловых дорог и буровых площадок. По мере накопления специальной емкости буровой шлам вывозится по договору.

Бурение проектом предусмотрено безамбарным методом.

Отработанный буровой раствор (ОБР)

2. Объем отработанного бурового раствора.

$V_{обр} = 1,2 * V_n * R + 0,5 * V_{ц}$,

где R – коэффициент потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе в соответствии с РД 39-3-819-82 R = 1.052.

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с ее типом и глубиной бурения.

Тогда $V_{обр} = 1,2 * 197,59 * 1,052 + 0,5 * 150 = 324,44 \text{ м}^3$ или 211,62 тонн.

Буровые сточные воды

$V_{БСВ} = V_{ОБР} * 0,25 = 211,62 * 0,25 = 52,905 \text{ м}^3$ или 45,34 тонн

При выводе из ликвидационного фонда ранее пробуренных скважин (1-ой скважины)

Расчет объемов твердо-бытовые отходы

Общее годовое накопление бытовых отходов рассчитывается по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления. Приложение №16 к приказу Министра ООС РК от 18.04.08 г., №100-п по формуле:

$$M = 0,3 * 0,25 * m$$

где M – годовое количество отходов, т/год;

0,3 – удельная санитарная норма образования бытовых отходов на промышленных предприятиях, $\text{м}^3/\text{год}$;

0,25 – средняя плотность отходов, $\text{т}/\text{м}^3$;

m – численность работающих в сутки, 30 чел.

Общая продолжительность работ – 118 суток.

Таким образом, объем образования бытовых отходов за весь период расконсервации скважины составит:

$$M = 0,3 * 0,25 * 30 = 2,25 \text{ тонн /период}$$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Итоговая таблица объемов ТБО:

Код	Отход	Кол-во, т/период
200301	Твердые бытовые отходы (коммунальные)	2,25

Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W \text{ т/год,}$$

где: M_o - количество поступающей ветоши 0,02 т/год;

M – норматив содержания в ветоши масла ($M = M_o * 0,12$);

W - норматив содержания в ветоши влаги ($W = M_o * 0,15$);

$$N = 0,02 + (0,02 * 0,12) + (0,02 * 0,15) = 0,03 \text{ тонн /период}$$

Код	Отход	Кол-во, т/период
150202*	Промасленная ветошь	0,03

Расчет образования отработанного моторного масла

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

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

где: N - количество отработанного моторного масла, т;

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

0,25 – доля потерь масла.

$$N = 3 * 0,75 = 2,25 \text{ тонн /период}$$

Код	Отход	Кол-во, тонн /период.
130208*	Отработанные моторные масла	2,25

Огарки сварочных электродов

Список литературы:

«Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18. 04.2008г. № 100-п.

Отход представляет собой остатки электродов после использования их при сварочных работах при строительном-монтажных работах.

Норма образования отхода составляет:

Расчет объемов образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$N = M * \alpha, \text{ т/период}$$

где N - норма образования огарков сварочных электродов;

M - расход сварочного материала, 0,03 т/период;

$\alpha = 0,015$ - остаток электрода.

Объем образования сварочных огарков при производстве строительных работ составит:

$$N = 0,03 * 0,015 = 0,00045 \text{ т/период}$$

Код	Отход	Кол-во, тонн /период
120113	Огарки электродов	0,00045

Металлолом

Образование металлолома ожидается в количестве 0,1 тонн /период

Код	Отход	Кол-во, тонн /период
160117	Металлолом	0,1

Количество использованной тары (бочки) образуется в процессе дозирования деэмульгатора в нефть.

Количества использованной тары, рассчитывается по формуле:

$$M_{отх} = N * m, \text{ т/скв}$$

где m – масса мешка, 0.0001 т.

N – количество мешков, 250 шт/скв.

Мотх = 250 * 0.0001 = 0.025 т/скв.

Расчетное количество тары составит 0.025 т.

<i>Код</i>	<i>Отход</i>	<i>Кол-во, т/скв.</i>
150110*	Тара из-под химических реагентов	0,025

Расчет объемов выбуренной породы

Расчет объемов отходов бурения произведен согласно «Методики расчета объемов образования эмиссии (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» утвержденный приказом МООС РК №129-п от 3 мая 2012 года.

Схема расчета объемов отходов бурения согласно по методике №129п 03.05.2012г									
1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин									
$V_n = n * K_k * R^2 * L$									
2. Объем бурового шлама									
$V_{бш} = K_p * V_n$									
3. Объем отработанного бурового раствора									
$V_{обр} = K_p * V_n * K + 0,5 * V_{ц}$									
1,052	Коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе								
4. Объем буровых сточных вод									
$V_{бсв} = 0,25 * V_{обр}$									
№п/п	Наименование	Ед. изм	Интервалы бурения						
			0-5100						
1	Диаметр скважины, D	м	0,1200						
	Радиус скважины, R	м	0,0272						
	Радиус скважины, R2	м	0,00074						
2	Длина интервала ствола скважины, L	м	5100						
3	Кoeffициент каверзости, K _к		1						
4	Объем интервала скважины	м ³	11,90						
5			3,14						
6	Кoeffициент разуплотнение породы, K _р						1,2		
7	Объем циркуляционной системы БУ	м ³					20		
	Итого объем всей скважины, V _п	м ³					11,9		
	Объем бурового шлама	м ³					14,28		
	Объем отработанного раствора, V _{обр}	м ³					115,0		
	Объем буровых сточных вод, V _{бсв}	м ³					28,76		
	Суммарный объем отходов бурения	м ³					158,1		
	Объем экологической емкости	м ³					173,9		

Расчет объема бурового шлама

Объем шлама рассчитывается по формуле

$$V_m = V_n * 1,2$$

где 1,2 -коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

V_n - объем скважины.

Объем скважины рассчитывается по формуле: $V_n = \pi * K_k * R^2 * L$,

где

L–интервал проходки, м;

K - коэффициент каверзости;

R– радиус скважины, м.

$V_n = 3,14 * 1 * 0,00074 * 5100 = 11,9 \text{ м}^3$

Объем бурового шлама

$$V_m = 11,9 * 1,2 = 14,28 \text{ м}^3 \text{ или } 18,564 \text{ тонн.}$$

Как уже упоминалось, токсичные компоненты в буровом шламе отсутствуют. Он непожароопасен, в обычных условиях химически неактивен. Ограничения по транспортированию отходов отсутствуют. По мере накопления специальной емкости буровой шлам вывозится согласно договору.

Расчет количества отработанного бурового раствора

Объем отработанного бурового раствора.

$$V_{обр} = 1,2 \times V_{п} \times R + 0,5 V_{ц},$$

где R – коэффициент потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе в соответствии с РД 39-3-819-82

$$R = 1.052.$$

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с ее типом и глубиной бурения.

$$\text{Тогда } V_{обр} = 1,2 \times 11,9 \times 1,052 + 0,5 \times 200 = 115,02 \text{ м}^3 \text{ или } 138,024 \text{ тонн.}$$

Буровые сточные воды

$$V_{БСВ} = V_{ОБР} * 0,25 = 115,02 * 0,25 = 28,755 \text{ м}^3 \text{ или } 31,055 \text{ тонн}$$

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при строительстве скважины

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	912,2239
в том числе отходов производства	-	909,7787
отходов потребления	-	2,4452
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	683,7
ОБР	-	211,62
Промасленная ветошь	-	0,1334
Отработанные масла	-	9,7
Использованная тара	-	0,225
отработанные лампы	-	0,0107
Металлические бочки из-под масла	-	2,086
Не опасные отходы		
Металлолом	-	2,3
Огарки сварочных электродов	-	0,0036
Коммунальные отходы	-	2,4452
Зеркальные		
перечень отходов	-	-

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при строительстве скважины

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	161,24345
в том числе отходов производства	-	158,99345
отходов потребления	-	2,25
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	18,564
ОБР	-	138,024

Промасленная ветошь	-	0,03
Отработанные масла	-	2,25
Использованная тара	-	0,025
Не опасные отходы		
Металлолом	-	0,1
Огарки сварочных электродов	-	0,00045
Коммунальные отходы	-	2,25
Зеркальные		
перечень отходов	-	-

1.9.3. Процедура управления отходами

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации на утилизацию или на переработку.

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.

1.9.4. Программа управления отходами

Управление отходами - это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления разработан «Программа управления отходами производства и потребления».

Цель Программы – заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Задачи Программы – определение путей достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;

- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения. Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- всех производственных факторов;
- экологической эффективности;
- экономической целесообразности.

Показатели являются контролируруемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

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

Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

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

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

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

На месторождении действует система, включающая контроль:

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

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

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

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

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

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

создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

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

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

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.9.5. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;
- осуществлять своевременный вывоз отходов;
- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;
- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

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

2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ

В административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области. Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 90 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 170 км на северо-запад.

Жылыойский район (каз. Жылыой ауданы; от каз. жылы ой — тёплая балка) — район на юго-востоке Атырауской области Казахстана. Административный центр — город Кульсары.

Территория района составляет 29,4 тыс. км². Район расположен на северо-восточном побережье Каспийского моря. Рельеф территории — равнинный. Западную часть района занимает Прикаспийская низменность, восточную — плато Устюрт. В северной части располагаются солончаки, в южной — пески Каракумов. Абсолютные высоты варьируются от 26 до 221 м; самая высокая точка — гора Желтау. По территории Жылыойского района протекает река Эмба. Также присутствует некоторое количество небольших солёных озёр и пересыхающих летом рек. Район богат полезными ископаемыми, среди них нефть и газ, месторождения которых связаны с соляными куполами (диапирами)[6]. В районе находится Тенгизское месторождение — одно из богатейших в мире.

На полупустынных почвах произрастают типчак, ковыль, полынь.

Согласно расчету рассеивания, расчетная санитарно-защитная зона составляет 1000 метров для проведения разведочных работ. Ввиду удаленности населенного пункта, намечаемая деятельность не будет оказывать негативное воздействие на жилые зоны и здоровье населения.

Учитывая, что при максимальной нагрузке рассматриваемых работ максимальные концентрации загрязняющих веществ наблюдаются непосредственно на площадке ведения работ, а на расстоянии 1000 метров от крайних источников выброса суммарные концентрации загрязняющих веществ не превышают 1,0 ПДК, следовательно, можно сделать вывод о том, что негативное влияние на население рассматриваемого района исключается.

Сбросы производственных сточных вод при намечаемой деятельности отсутствуют.

Хозяйственно-бытовые сточные воды будут отводиться в септик и передаваться на очистные сооружения по Договору.

Договора будут заключаться непосредственно перед началом работ.

Намечаемая деятельность не предусматривает захоронение отходов.

Для предотвращения воздействия на здоровье персонала, задействованного на работах, сопровождающихся обильным выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух, необходимо применение средств индивидуальной защиты.

Режим использования воды и отведения сточных вод, а также вид, способ складирования и утилизации отходов (рассмотренные в соответствующих разделах) не окажут негативного влияния на здоровье населения района размещения производства.

Отходы производства и потребления будут складироваться в специальные контейнеры и передаваться по договору на утилизацию сторонним организациям.

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 административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области. Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 90 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 170 км на северо-запад.

В пределах контрактной территории Атанат нефтепоисковые работы ведутся с начала 60-х годов, пробурено 13 структурно-поисковых и 5 глубоких поисковых скважин. Буровыми работами уточнено строение основных элементов структуры, положение свода поднятия, изучены перспективы нефтегазоносности надсолевого комплекса отложений. Однако структурные скважины бурились на малую глубину, до 500 м, и ими не были вскрыты на полную мощность даже породы верхнего мела. Глубокие скважины, за исключением Г-2, пробурены до вскрытия верхней юры или остановлены в низах неокомских отложений. Скважиной Г-2 пройден полностью разрез юрских осадков и значительная мощность триаса. По результатам пробуренных на площади картировочных и структурно-поисковых скважин, Атанат представляет собой трехкрылую солянокупольную структуру (западное, северо-восточное и юго-восточное крылья). В пройденной части разреза нефтегазоперспективных горизонтов не встречено. В 1981 году сейсмической партией 0681 треста «Саратовнефтегеофизика» структура была подготовлена под глубокое поисковое бурение по юрско - меловым и пермотриасовым отложениям. Поисковый интерес представляет северо-восточное крыло. В 1986 г на северо-восточном крыле была пробурена поисковая скважина 7 проектной глубины 2550 м, отложения кунгурского яруса, являющиеся проектным горизонтом, вскрыты на глубине 2463 м. В процессе бурения пластоиспытателем был испытан интервал 2360-2310 м в пермотриасовых отложениях, из которого получен приток пластовой воды. По результатам обработки материалов ГИС перспективные в нефтегазоносном отношении пласты не выделены. Возможно, скважины были пробурены не в оптимальных условиях. Расположение структуры Атанат в нефтегазоносном районе, вблизи выявленных месторождений нефти и газа и наличие структурных условий определяют перспективность площади работ.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ЧК «HTS Exploration Ltd», который приступил к работам согласно Контракта №5020 УВС -МЭ от 20.01.2021 г., на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Атанат. Срок действия контракта до 20 января 2027 года.

Таким образом, предусмотренный настоящим проектом вариант осуществления намечаемой деятельности является самым рациональным.

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На сегодняшний день альтернативных способов выполнения разведочных работ нет.

Таким образом, предусмотренный настоящим проектом вариант осуществления намечаемой деятельности является самым оптимальным.

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ)

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ЧК «HTS Exploration Ltd», который приступил к работам согласно Контракта №5020 УВС -МЭ от 20.01.2021 г., на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Атанат. Срок действия контракта до 20 января 2027 года.

4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

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)

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 осуществления

Обстоятельств которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельности нет. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые проектные решения.

5.2. Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ЧК «HTS Exploration Ltd», который приступил к работам согласно Контракта №5020 УВС -МЭ от 20.01.2021 г., на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Атанат. Срок действия контракта до 20 января 2027 года.

План разведки разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных документов РК, обеспечивающих безопасную эксплуатацию запроектированных объектов, с соблюдением противопожарных, санитарных норм, норм взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности, обеспечивающих безопасную эксплуатацию запроектированного объекта.

5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

В пределах контрактной территории Атанат нефтепоисковые работы ведутся с начала 60-х годов, пробурено 13 структурно-поисковых и 5 глубоких поисковых скважин. Буровыми работами уточнено строение основных элементов структуры, положение свода поднятия, изучены перспективы нефтегазоносности надсолевого комплекса отложений. Однако структурные скважины бурились на малую глубину, до 500 м, и ими не были вскрыты на полную мощность даже породы верхнего мела. Глубокие скважины, за исключением Г-2, пробурены до вскрытия верхней юры или остановлены в низах неокомских отложений. Скважиной Г-2 пройден полностью разрез юрских осадков и значительная мощность триаса. По результатам пробуренных на площади картировочных и структурно-поисковых скважин, Атанат представляет собой трехкрылую солянокупольную структуру (западное, северо-восточное и юго-восточное крылья). В пройденной части разреза нефтегазоперспективных горизонтов не встречено. В 1981 году сейсмической партией 0681 треста «Саратовнефтегеофизика» структура была подготовлена под глубокое поисковое бурение по юрско-меловым и пермтриасовым отложениям. Поисковый интерес представляет северо-восточное крыло. В 1986 г на северо-восточном крыле была пробурена поисковая скважина 7 проектной глубины 2550 м, отложения кунгурского яруса, являющиеся проектным горизонтом, вскрыты на глубине 2463 м. В процессе бурения пластоиспытателем был испытан интервал 2360-2310 м в пермтриасовых отложениях, из которого получен приток пластовой воды. По результатам обработки материалов ГИС перспективные в нефтегазоносном отношении пласты не выделены. Возможно, скважины были пробурены не в оптимальных условиях. Расположение структуры Атанат в нефтегазоносном районе, вблизи выявленных месторождений нефти и газа и наличие структурных условий предопределяют перспективность площади работ.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ЧК «HTS Exploration Ltd», который приступил к работам согласно Контракта №5020 УВС -МЭ от 20.01.2021 г., на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Атанат. Срок действия контракта до 20 января 2027 года.

Цель Проекта – изучение геологического строения, поиски залежей в юрско-меловых и пермтриасовых отложениях. Для этого рекомендуется провести переобработку и переинтерпретацию проведенных ранее сейсмических работ, на их основе вывод из ликвидационного фонда ранее пробуренных скважин 1,2,4,6,7,13 и бурение одной независимой скважины, глубиной 1750м.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

5.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Контрактная территория Атанат расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В административном отношении входит в состав Жыльойского района Атырауской области. Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 90 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 170 км на северо-запад. Геологический отвод и картограмма Атанат-1,2 приведены на рисунках 1.1, 1.2. Площадь геологического отвода – 97,66 (девятисто семь целых шестьдесят шесть сотых) кв.км. Площадь участка Атанат 1- 25,976 кв.км. Глубина разведки участка Атанат-1 – до кровли кристаллического фундамента. Площадь участка Атанат-2 – 71,683 кв.км. Глубина разведки участка Атанат-2 – до подошвы надсолевых отложений.

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны. Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 90 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 170 км на северо-запад.

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 разведки 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.

Фактор беспокойства или антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, свет в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплый период года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитания представителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличения их численности.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

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)

В районе глубоким бурением изучены отложения осадочного чехла, который сложен подсолевым, соленосным и надсолевым комплексами.

Наиболее древними отложениями, установленными в районе расположения площадки, являются отложения нижнего карбона. Отложения нижнего карбона на Биикжале представлены турнейским, визейским, серпуховскими ярусами и литологически сложены песчано-аргиллитовой, песчаной, аргиллитовой толщами. Средний карбон представлен отложениями двух типов: карбонатными и карбонатно-глинистыми.

Отложения верхнего карбона отмечаются эпизодически и представлены маломощной пачкой глинисто-карбонатных пород.

В пределах площадки отложения карбона пробуренными скважинами не вскрыты. Из вскрытых отложений наиболее древними являются отложения пермской системы.

Учитывая геологическое строение меловых и юрских отложений, физические и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, а также насыщенность пластовыми флюидами, целесообразно выделить один этаж оценочных работ: юрско-меловой на всей контрактной территории.

Исследуемая площадь находится на юге Прикаспийского солянокупольного бассейна и располагается на далекой северо-западной периферии Южно-Эмбинского погребенного палеозойского поднятия, ограничивающего с юго-востока солеродный бассейн.

Фундамент Прикаспийского бассейна системой разломов расчленен на крупные блоки, ступенчато погружающиеся к центральной части. Блоки осложнены выступами. Юго-восточная часть бассейна системой региональных разломов разделена на три крупные тектонические зоны: опущенную внутреннюю, центральную приподнятую и внешнюю опущенную прибортовую. Внутренняя опущенная зона плавно погружается в сторону Центрально- Прикаспийской депрессии, отделяясь от центральной зоны серией глубинных разломов. Приподнятая центральная зона приурочивается к Астраханско- Актюбинской системе поднятий, которая протягивается параллельно обрамлению бассейна на 700-800 км от Астрахани до Актюбинска и является одним из крупных тектонических элементов Прикаспийской синеклизы. Глубина залегания фундамента составляет 7-8 км. Самым западным поднятием в этой системе является Астраханское, где фундамент залегает на глубине 8 км, оно имеет размеры 100x80 км, амплитуду 1,5 км. С востока оно отделено от Северо-Каспийского поднятия крупным меридионально вытянутым тектоническим нарушением и Заволжским прогибом. На севере Астраханское поднятие ограничено Сарпинским прогибом, на юге - Днепровско-Донецким. По вышележащим отложениям подсолевого комплекса с Астраханским поднятием связана крупная карбонатная постройка девонско-башкирского возраста.

На Северо-Каспийском поднятии, так же, как и на Астраханском фундамент залегает на глубине 8 км. На севере оно сочленяется с Центрально- Прикаспийской депрессией, на юге – с Южно-Эмбинским прогибом.

Биикжальское поднятие расположено на восточной половине Прикаспийского бассейна, который делится по Аграханно-Атыраускому разлому на две части. Поднятие по фундаменту фиксируется на глубине 7,0 км, имеет амплитуду порядка 1 км. С юга оно по региональному широтному разлому граничит с Южно-Эмбинским прогибом, который протягивается с востока на запад в акваторию Каспийского моря и входит во внешнюю прибортовую зону Прикаспийского бассейна.

6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Гидрографическая сеть на описываемой территории не развита. Реки и другие естественные водоёмы на площади отсутствуют. Грунтовые воды находятся на уровне 1,5-2 м в четвертичных отложениях. Водоносные горизонты малодобитные, часто сильно минерализованы, совершенно не пригодны для питья. Питьевая вода на месторождение завозится автотранспортом.

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 Жылыойском районе не осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к в Жылыойском районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчётным методом.

6.6. Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социальноэкономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании разведочных работ учитываются требования в области ООС. На предприятии будут постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путем гидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% и гидрозабойки скважин с эффективностью пылеподавления 85%.

Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

проектирования горных производств, применяются при разработке проектной документации.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, горнодобывающая промышленность будет воздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания, воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критичного нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на узлокальных участках.

При правильно организованном обслуживании оборудования, техники и автотранспорта; выполнении основных требований по охране окружающей среды: заправка в специально отведенных местах, использование поддонов, выполнение запланированных требований в управлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительного покрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые и ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядок использования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране Законом Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологических памятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только с разрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы, проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическими учреждениями, имеющими государственную Лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;
- в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;
- при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;

При проведении разведочных работ 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.

7.2. Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

В настоящее время весь попутно-добываемый газ используется на собственные технологические нужды, согласно существующей «Программе развития переработки сырого газа месторождения Мынтеке Южный на 2020-2022 гг.», утвержденной Рабочей группой по выработке предложений по утверждению ПРПСГ при Министерстве Энергетики РК (Протокол №4 от 7 февраля 2020 года).

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: На этапе строительства и испытании 1-ой скважины будут иметь выбросы в объеме: 10.712981227 г/сек и 118.037077466 т/год. При выводе из ликвидационного фонда ранее пробуренных скважин (от 1-ой скважины) - 6.418174473 г/сек и 53.921744147 тонн/год.

Для бурения скважины будет использоваться буровая установка ZJ-70 или аналог. Тип установки для испытаний - ZJ-30 или аналог. Источником электроснабжения буровых станков при бурении и испытании скважины являются двигатели, работающие на дизельном топливе. Продолжительность цикла бурения и испытания скважины АТ-14 проектной глубиной 1750м (+250м), составит 775 суток и состоит из 3-х этапов: • строительно-монтажные работы – 10 суток; • бурение и крепление скважины – 40 суток; испытание: - в открытом стволе – 5 суток; - в эксплуатационной колонне – 720 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток), из которых по меловым К отложениям – 270 суток (3 объекта), по юрским J отложениям – 270 суток (3 объекта), по пермотриасовым отложениям – 180 суток (2 объекта). Продолжительность вывод из ликвидационного фонда и испытания скважин 1,2,4,6,7,13 составит 1230 сут., из них вывод из ликвидационного фонда по каждой скважине-20 сут, испытание: - в открытом стволе – 5 суток; по всем скважинам - в эксплуатационной колонне – 1080 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток), из которых по меловым К отложениям – 900 суток (10 объектов), по юрским J отложениям – 180 суток (2 объекта). Газовый фактор – 120 т/м³, дебит нефти – 10-30 м³/сут.

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

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

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

В период проведения работ на территории рассматриваемого объекта образуются твердые бытовые отходы (ТБО). Твердые бытовые отходы образуются в процессе жизнедеятельности рабочего персонала предприятия.

Накопление и размещение отходов на месте их образования осуществляется в соответствии с соблюдением экологических требований на специально оборудованной площадке. По мере накопления отходы вывозятся с территории предприятия, согласно договору со специализированной организацией.

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения, соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как метод расчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативам образования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета по фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

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

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Захоронение отходов по их видам на предприятии не предусмотрено.

11. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

11.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии - редкие аварии - вероятные аварии - возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

11.2. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Аварийные ситуации по категории сложности и, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая - характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья - неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от мест аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации месторождений по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

нарушенного при безаварийном проведении работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным. Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при наземке на рассматриваемом территории являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ,
- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

11.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – *низкая*.

11.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно -растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы химреагентов, ГСМ;
- разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на социально -экономическую среду

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5. Примерные масштабы неблагоприятных последствий

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, результирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с воздействием высокой значимости.

Для оценки экологических последствий намечаемой деятельности был использован матричный анализ. На основе «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Приказ МОС 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:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- пространственный масштаб воздействия - Местное воздействие (4) - площадь воздействия от 10 до 100 км².

- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продолжительность воздействия от 3 лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Сильное воздействие (4) - Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).

Для определения интегральной оценки воздействия горных работ на компоненты окружающей среды выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 64 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается как воздействие высокой значимости.

11.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при разведке на предприятии:

✓ Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

✓ Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;

✓ Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;

✓ Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведется контроль за планировочными работами;

✓ Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;

✓ Проводится контроль технического состояния оборудования;

✓ Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;

✓ При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;

✓ Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;

✓ Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;

✓ Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее

«жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;

✓ Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;

✓ Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.

✓ Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб

чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;

- ✓ Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;
- ✓ Задействована система автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- ✓ Предусмотрена регулярная откачка и вывоз хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;
- ✓ Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- ✓ Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;
- ✓ Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;
- ✓ Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках **устанавливаются** передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголок по технике безопасности.
- ✓ Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разведки.

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;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8. Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

- а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;
- б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;
- в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

12. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)

В связи со спецификой запроектированных и производимых работ на источниках выбросов газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

Основным загрязнением атмосферы на период разведочных работ является пыление, негативно воздействующее на состояние окружающей среды и здоровье человека.

Учитывая требования в области ООС, а также применяя новейшие технологии и технологическое оборудование, на предприятии постоянно осуществляются мероприятия по снижению выбросов пыли:

- Гидрообеспыливание с эффективностью пылеподавления 50%;
- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 50%.

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.

13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА

При проведении оценки воздействия на окружающую среду должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие, смягчению последствий таких воздействий.

Для снижения даже кратковременного и незначительного негативного влияния на животный мир, проектом предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;
- применение современных технологий ведения работ;
- строгая регламентация ведения работ на участке;
- упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;
- организовать сбор и вывоз отходов производства и потребления на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;
- во избежание разноса отходов контейнеры имеют плотные крышки;
- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива при доставке;
- заправку транспорта проводить в строго отведенных оборудованных местах;
- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;
- исключение случаев браконьерства;
- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и разорении птичьих гнезд;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- приостановка производственных работ при массовой миграции животных и птиц;
- просветительская работа экологического содержания;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается. Необходимость посадки зеленых насаждений в порядке компенсации отсутствует.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

14. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери в экологическом, культурном и социальном контекстах.

Характеристика возможных форм негативного воздействия на окружающую среду:

1. Воздействие на состояние воздушного бассейна в период работ объекта может происходить путем поступления загрязняющих веществ, образующихся при проведении проектируемых работ. Масштаб воздействия - в пределах границ промплощадки.

2. Физические факторы воздействия. Источником шумового воздействия является шум, создаваемый при работе используемой техники и оборудования. Возникающий при работе техники шум, по характеру спектра относится к широкополосному шуму, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени и является эпизодическим процессом.

3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенно-растительный покров. Перед началом проектируемых работ проектируется снятие почвенно-плодородного слоя по всей длине канав, со складированием его в непосредственной близости от места проведения горных работ для дальнейшей рекультивации нарушенных земель. Масштаб воздействия - в пределах существующего земельного отвода.

4. Воздействие на животный мир. На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения. Животный мир не подвержен видовому изменению, соответственно воздействие на животный мир не происходит. Масштаб воздействия – временный, на период горных работ. Охота и рыбалка на данном участке запрещена. В период миграции животных и птиц разведочные работы будут приостановлены.

5. Воздействие отходов на окружающую среду. Система управления отходами, образующиеся в процессе разведки, будет налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе.

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 археологической экспертизы участков в измененных границах;

– при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

В местах расположения курганов разведочные работы проводиться не будут.

5. Территория проведения работ находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

6. Площадка располагается на значительном расстоянии от поверхностных водотоков, вне водоохраных зон. Сброс стоков на водосборные площади и в природные водные объекты исключен. Изъятия водных ресурсов из природных объектов не требуется.

15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со Статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана
- установка контейнеров для мусора
- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 промтоходов. 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 ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

Методологические аспекты оценки воздействия выполнялись на определении трех параметров:

- пространственного масштаба воздействия;
- временного масштаба воздействия;
- интенсивности воздействия.

Общая схема для оценки воздействия:

1. Выявление воздействий
2. Снижение и предотвращение воздействий
3. Оценка значимости остаточных воздействий

По каждому выявленному возможному воздействию на окружающую среду проводится оценка его существенности.

Воздействие на окружающую среду признается существенным во всех случаях, кроме случаев соблюдения в совокупности следующих условий:

1. воздействие на окружающую среду, в силу его вероятности, частоты, продолжительности, сроков выполнения работ, пространственного охвата, места его осуществления, кумулятивного характера и других параметров, а также с учетом указанных в заявлении о намечаемой деятельности мер по предупреждению, исключению и снижению такого воздействия и (или) по устранению его последствий;

2. не приведет к деградации экологических систем, истощению природных ресурсов, включая дефицитные и уникальные природные ресурсы;

3. не приведет к нарушению экологических нормативов качества окружающей среды;

4. не приведет к ухудшению условий проживания людей и их деятельности, включая: состояние окружающей среды, влияющей на здоровье людей; посещение мест отдыха, туризма, культовых сооружений и иных объектов; заготовку природных ресурсов, использование транспортных и других объектов; осуществление населением сельскохозяйственной деятельности, народных промыслов или иной деятельности;

5. не приведет к ухудшению состояния территорий и объектов, осуществляемых в особо охраняемых природных территориях, в их охранных зонах, на землях оздоровительного, рекреационного и историкокультурного назначения; в пределах природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений; на участках размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; на территории (акватории), на которой компонентам природной среды нанесен экологический ущерб; на территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения; в черте населенного пункта или его пригородной зоны; на территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия;

6. не повлечет негативных трансграничных воздействий на окружающую среду;

7. не приведет к следующим последствиям:

– это приведет к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными, и имеется риск их уничтожения и невозможности воспроизводства;

– это приведет к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта, и имеется риск его уничтожения и невозможности восстановления;

- это приведет к потере биоразнообразия и отсутствуют участки с условиями, пригодными для компенсации потери биоразнообразия без ухудшения состояния экосистем;

– это приведет к потере биоразнообразия и отсутствуют технологии или методы для компенсации потери биоразнообразия;

– это приведет к потере биоразнообразия и компенсация потери биоразнообразия невозможна по иным причинам.

Описания состояния окружающей среды выполнены с использованием материалов из общедоступных источников информации:

- Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан и его областными территориальными управлениям;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- подзаконные акты, сопутствующие Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года;
- утвержденные методики расчета выбросов вредных веществ к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан;
- данные сайта РГП «КАЗГИДРОМЕТ» <https://www.kazhydromet.kz/ru>;
- научными и исследовательскими организациями;
- другие общедоступные данные.

19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполненные для решений «ПРОЕКТУ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО ПОИСКУ УГЛЕВОДОРОДОВ НА УЧАСТКЕ АТАНАТ» 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.

Компания ЧК «HTS Exploration Ltd» имеет Контракт №5020 УВС -МЭ от 20.01.2021 г., на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Атанат.

Контрактная территория Атанат расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области. Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 90 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 170 км на северо-запад. Геологический отвод и картограмма Атанат-1,2 приведены на рисунках 1.1, 1.2. Площадь геологического отвода – 97,66 (девятью семь целых шестьдесят шесть сотых) кв.км. Площадь участка Атанат 1- 25,976 кв.км. Глубина разведки участка Атанат-1 – до кровли кристаллического фундамента. Площадь участка Атанат-2 – 71,683 кв.км. Глубина разведки участка Атанат-2 – до подошвы надсолевых отложений.

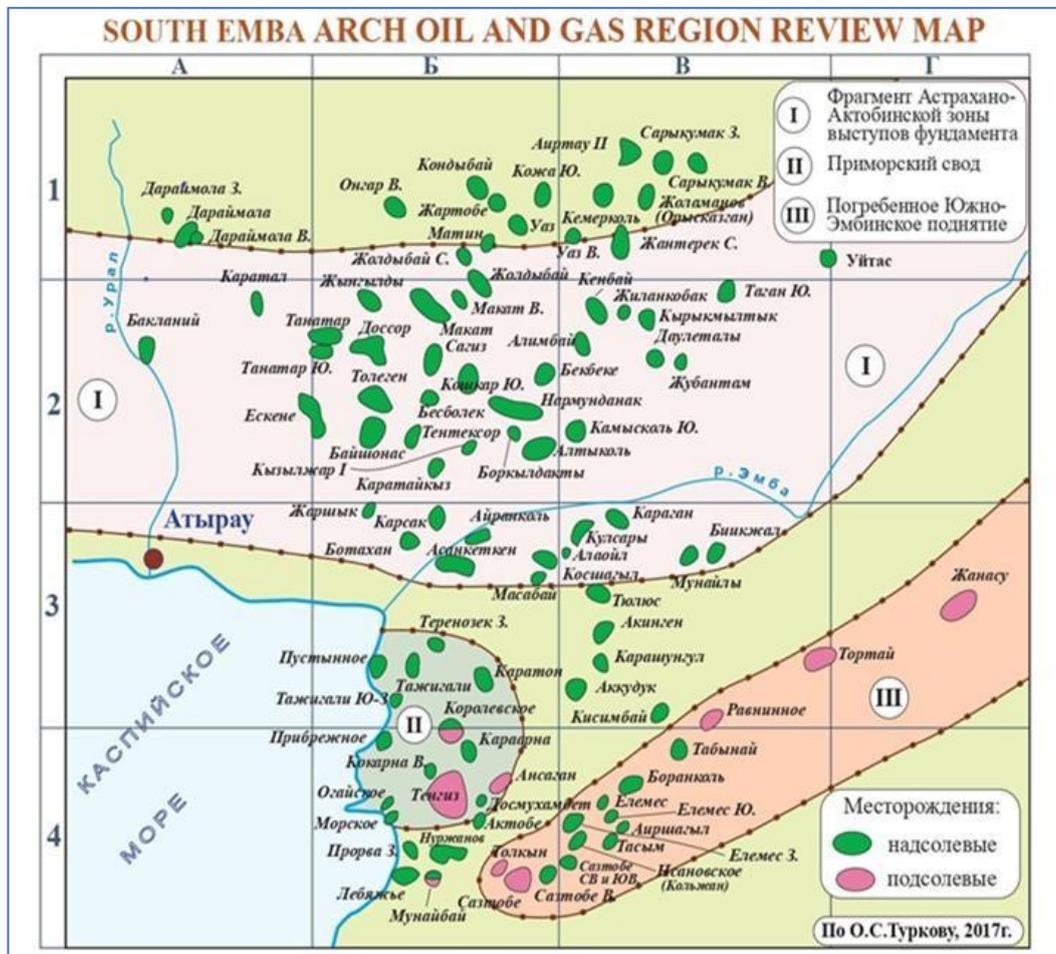


Рисунок 1. Обзорная карта

- 1) Географическое положение района работ Площадь Атанат расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины. Район представляет собой полупустынную слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками – 10м, до +10. Южная часть района характеризуется наличием соров. Самым возвышенным местом является бугор Кольжан,

отметка которого над уровнем моря равна +35,5 м. Гидрографическая сеть района не развита, в 8 км севернее протекает река Эмба, высыхающая в летнее время. Вода здесь обычно соленая и пригодна только для технических нужд. Климат района резко континентальный – с сухим, жарким летом и холодной, малоснежной зимой. Годовой перепад температур составляет 70° (от +40°С летом до +30°С зимой).

Растительный покров характеризуется солончаковыми травами. Животный мир крайне беден и характерен для полупустынь. Ближайшим населенным пунктом является город Кульсары, находящийся в 90 км к юго-западу. Город Атырау находится на расстоянии 170 км на северо-запад. Жылыойский район в промышленном отношении развит, так на его территории расположены 2 нефтегазодобывающих управления – «Кульсарымунайгаз», «Прорвамунайгаз» ПФ «Эмбаунайгаз» АО РД НК «КазМунайГаз», ТОО «Тенгизшевройл», ТОО «АРНАОЙЛ» со своими структурными подразделениями. В 65км. западнее проходит газотранспортная магистраль «Средняя Азия – Центр» и нефтепровод Мангышлак – Самара.

Кульсаринское районное управление электрических сетей и Атырауское областное управление. Грунтовые дороги отсутствуют, что также создает трудности для продвижения автотранспорта. Целью проекта является: Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке АТАНАТ. Данным проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Атанат предусматривается: проведение переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ, а также увязка их с ранее проведенными сейсморазведочными 2Д- МОГТ работами; По результатам вышеприведенных геологоразведочных работ, предусматривается бурение одной поисковой скважины, глубиной 1750м (+/- 250м). В случае, если по данным переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведочных работ будет рекомендовано бурение скважин, проводка проектных скважин будет предусматриваться исходя из предполагаемого разреза и опыта бурения скважин №№1,2,4,6,7,13 на Атанате и соседних площадях. При этом вид буровых работ, скорректированная проектная глубина или точки заложения проектных скважин, также будут определены по результатам переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведочных работ. 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 осуществлении 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 мониторинга 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.

- 2) Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: На этапе строительство и испытании 1-ой скважины будут иметь выбросы в объеме: 10.712981227 г/сек и 118.037077466 т/год. При выводе из ликвидационного фонда ранее пробуренных скважин (от 1-ой скважины) - 6.418174473 г/сек и 53.921744147 тонн/год. Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и

другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок. Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при разработке проекта на рассматриваемом месторождении являются: нарушение технологических процессов; технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности; нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором; отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле; несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ и т.д.

Предупреждение аварийных и чрезвычайных ситуаций как в части их предотвращения (снижения вероятности возникновения), так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них (смягчения последствий) проводится по следующим направлениям:

Профессиональная подготовка работника:

- первичный инструктаж по безопасным методам работы для вновь принятого или переведенного из одного цеха в другой работника (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по безопасным методам работы и содержанию планов ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводятся руководителем организации);
- повышение квалификации рабочих по специальным программам в соответствии с Типовым положением (проводится аттестованными преподавателями). Противоаварийная подготовка персонала предусматривает выполнение следующих мероприятий:
 - разработка планов ликвидации аварий в цехах и на объектах, подконтрольных КЧС МВД РК; а также подготовка планов эвакуации персонала цехов и объектов в случае возникновения аварий;
 - первичный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала для вновь принятых или переведенных из цеха в цех рабочих (проводится мастером или начальником цеха);
 - ежеквартальный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводится руководителем организации).

Предусмотрено обязательное обучение всех работников предприятий, учреждений и организаций правилам поведения, способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях.

Занятия с ними проводятся по месту работы в соответствии с программами, разработанными с учетом особенностей производства. Работники также принимают участие в специальных учениях и тренировках.

Для руководителей всех уровней, кроме того, предусмотрено обязательное повышение квалификации в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций при назначении на должность, а в последующем не реже одного раза в пять лет.

В качестве профилактических мер на объектах целесообразно использовать следующее:

- ужесточение пропускного режима при входе и въезде на территорию;
- установка систем сигнализации, аудио–и видеозаписи;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- использование специальных средств и приборов обнаружения взрывчатых веществ и т.д.

Каждый рабочий и служащий объекта при чрезвычайной ситуации должен уметь воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду.

- 3) Во всех случаях, когда выявлены значительные неблагоприятные воздействия, основная цель заключается в поиске мер по их снижению. Для тех случаев, когда подобрать подходящие мероприятия не представляется возможным, ниже излагаются варианты мероприятий, направленных на компенсации негативных последствий. Кроме того, в соответствующих случаях рекомендованы стимулирующие мероприятия. Стимулирующие

мероприятия не следует рассматривать в качестве альтернативы смягчающим или компенсирующим мероприятиям – это мероприятия, выделенные в связи с их способностью обеспечить проекту определенные дополнительные преимущества после того, как реализованы все смягчающие и компенсирующие мероприятия.

По атмосферному воздуху: проведение технического осмотра и профилактических работ технологического оборудования, механизмов и автотранспорта, соблюдение нормативов допустимых выбросов.

По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды.

По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключающие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;

По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов.

По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности.

По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений.

По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; установка информационных табличек в местах гнездования птиц; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; установка вторичных глушителей выхлопа на спецтехнику и авто транспорт; регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматривается. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматривают.

Обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия не требуется.

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах не приводится.

- 4) 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 Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года № 481-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.01.2021г.);
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
4. Закон Республики Казахстан от 13 декабря 2005 года № 93-III «Об обязательном экологическом страховании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2020 г.);
5. Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2021 г.);
6. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
7. РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий»;
8. РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)»;
9. РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
10. РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
11. РД 52.04.52-95 Мероприятия в период НМУ.
12. СанПиН «Санитарно эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» от 20.03.2015 г. № 237.
13. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, №280 от 30.07.2021г. и Экологическим Кодексом РК от 2 января 2021 года № 400-VI.
14. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, Приказ Министраэкологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63;
15. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
16. РНД 211.2.05.01-2000. Рекомендации по охране почв, растительности, животного мира в составе раздела "Охрана окружающей среды" в проектах хозяйственной деятельности. - Кокшетау, 2000.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.
**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ
ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ ПРИ БУРЕНИЕ ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЫ АТ-14**
РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 0001, Дизельный двигатель CAT 3412DITA 429кВт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей
среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г
Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 51.04$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 6.41$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 51.04 \cdot 30 / 3600 = 0.425$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 6.41 \cdot 30 / 10^3 = 0.1923$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 51.04 \cdot 1.2 / 3600 = 0.017$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 6.41 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00769$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 51.04 \cdot 39 / 3600 = 0.553$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 6.41 \cdot 39 / 10^3 = 0.25$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 51.04 \cdot 10 / 3600 = 0.1418$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 6.41 \cdot 10 / 10^3 = 0.0641$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 51.04 \cdot 25 / 3600 = 0.3544$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 6.41 \cdot 25 / 10^3 = 0.1603$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 51.04 \cdot 12 / 3600 = 0.17$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 6.41 \cdot 12 / 10^3 = 0.0769$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 51.04 \cdot 1.2 / 3600 = 0.017$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 6.41 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00769$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 51.04 \cdot 5 / 3600 = 0.0709$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 6.41 \cdot 5 / 10^3 = 0.03205$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.425	0.1923
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.553	0.25
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0709	0.03205
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1418	0.0641
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3544	0.1603
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.017	0.00769
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.017	0.00769
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	0.17	0.0769

Растворитель РПК-265П) (10)		
-----------------------------	--	--

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0002, Дизельгенератор VOLVO -SVL -250 (200 кВт)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 29.75$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 55.2$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.75 \cdot 30 / 3600 = 0.248$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 55.2 \cdot 30 / 10^3 = 1.656$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.75 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00992$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 55.2 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0662$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.75 \cdot 39 / 3600 = 0.322$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 55.2 \cdot 39 / 10^3 = 2.153$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.75 \cdot 10 / 3600 = 0.0826$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 55.2 \cdot 10 / 10^3 = 0.552$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.75 \cdot 25 / 3600 = 0.2066$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 55.2 \cdot 25 / 10^3 = 1.38$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.75 \cdot 12 / 3600 = 0.0992$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 55.2 \cdot 12 / 10^3 = 0.662$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.75 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00992$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 55.2 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0662$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 29.75 \cdot 5 / 3600 = 0.0413$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 55.2 \cdot 5 / 10^3 = 0.276$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.248	1.656
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.322	2.153
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0413	0.276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0826	0.552
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2066	1.38
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00992	0.0662
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00992	0.0662
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0992	0.662

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0003, Дизельный двигатель CAT KT-38-P780 582 кВт

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 68.02$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 8.5$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 30 / 3600 = 0.567$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 30 / 10^3 = 0.255$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 1.2 / 3600 = 0.02267$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0102$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 39 / 3600 = 0.737$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 39 / 10^3 = 0.3315$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 10 / 3600 = 0.189$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 10 / 10^3 = 0.085$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 25 / 3600 = 0.472$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 25 / 10^3 = 0.2125$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 12 / 3600 = 0.2267$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 12 / 10^3 = 0.102$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 1.2 / 3600 = 0.02267$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0102$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 5 / 3600 = 0.0945$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 5 / 10^3 = 0.0425$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.567	0.255
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.737	0.3315
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0945	0.0425
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.189	0.085
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.472	0.2125
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.02267	0.0102
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.02267	0.0102
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2267	0.102

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0004, Дизельный двигатель САТ КТ-38-Р780 582 кВт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 68.02$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 8.5$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 30 / 3600 = 0.567$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 30 / 10^3 = 0.255$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 1.2 / 3600 = 0.02267$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0102$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 39 / 3600 = 0.737$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 39 / 10^3 = 0.3315$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 10 / 3600 = 0.189$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 10 / 10^3 = 0.085$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 25 / 3600 = 0.472$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 25 / 10^3 = 0.2125$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 12 / 3600 = 0.2267$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 12 / 10^3 = 0.102$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 1.2 / 3600 = 0.02267$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0102$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 68.02 \cdot 5 / 3600 = 0.0945$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.5 \cdot 5 / 10^3 = 0.0425$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.567	0.255
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.737	0.3315
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0945	0.0425
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.189	0.085
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.472	0.2125
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.02267	0.0102
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.02267	0.0102
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2267	0.102

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0005, Котел Бойлер

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **КЗ = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **ВТ = 114**

Расход топлива, г/с, **ВГ = 39.36**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Марка топлива, $M =$ **Дизельное топливо**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), $QR = 10210$

Пересчет в МДж, $QR = QR \cdot 0.004187 = 10210 \cdot 0.004187 = 42.75$

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), $AR = 0.025$

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), $AIR = 0.025$

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), $SR = 0.3$

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), $SIR = 0.3$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

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

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, $QN = 100$

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), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 114 \cdot 42.75 \cdot 0.0792 \cdot (1-0) = 0.386$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 39.36 \cdot 42.75 \cdot 0.0792 \cdot (1-0) = 0.1333$

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $M_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.386 = 0.309$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $G_ = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.1333 = 0.1066$

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

Выброс азота оксида (0304), т/год, $M_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.386 = 0.0502$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $G_ = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.1333 = 0.01733$

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), $M_ = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 114 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 114 = 0.67$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G_ = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 39.36 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 39.36 = 0.2314$

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), $M_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 114 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 1.585$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 39.36 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.547$

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), $M_ = BT \cdot AR \cdot F = 114 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0285$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G_ = BG \cdot AIR \cdot F = 39.36 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00984$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1066	0.309
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01733	0.0502
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00984	0.0285
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2314	0.67
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.547	1.585

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0006, Емкость для дизтоплива 20м3

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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* = **79.8**

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* = **0**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, *VC* = **10**

Коэффициент(Прил. 12), *KNP* = **0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, *VI* = **20**

Количество резервуаров данного типа, *NR* = **1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, *KNR* = **1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение *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), *GHR* = **0.27**

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, *KPSR* = **0.1**

Коэффициент, *KPMAX* = **0.1**

Общий объем резервуаров, м³, *V* = **20**

Сумма $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$, *GHR* = **0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 79.8 + 3.15 \cdot 0) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000802$

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), *CI* = **99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000802 / 100 = 0.0008$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), *CI* = **0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000802 / 100 = 0.000002246$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.000002246
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.0008

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0007, Емкость для дизтоплива 4 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* = **113.84**

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* = **0**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, *VC* = **2**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 4$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Крмах для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение Крsg 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, $KPMAH = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 4$

Сумма $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAH \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 2 / 3600 = 0.0002178$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAH \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 113.84 + 3.15 \cdot 0) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.00081$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00081 / 100 = 0.000808$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0002178 / 100 = 0.000217$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00081 / 100 = 0.00000227$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0002178 / 100 = 0.00000061$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000061	0.00000227
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000217	0.000808

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0008, Емкость для масла

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 0.93$

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

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 0$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 1$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 5$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Крмах для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение Крsg для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAH = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 5$

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAH \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1 / 3600 = 0.00001083$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAH \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 0.93 + 0.25 \cdot 0) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.0000729$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000729 / 100 = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001083 / 100 = 0.00001083$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001083	0.0000729

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0009, Емкость для отработанного масла

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 0.232$

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

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 0$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 1$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.000027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 5$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

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

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$GHR = G_{HR} + G_{HRI} \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.000027 \cdot 1 = 0.0000729$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAH = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 5$

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAH \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1 / 3600 = 0.00001083$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAH \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 0.232 + 0.25 \cdot 0) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.0000729$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000729 / 100 = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001083 / 100 = 0.00001083$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001083	0.0000729

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0010, Факельная установка

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Цех: Скважина АТ-14

Источник: 0010

Наименование: Факельная установка

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	88.18	74.2996273	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	3.51	5.54333981	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.84	6.57746191	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	0.97	2.96113485	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.59	2.23576073	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.78	1.14770874	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	3.13	7.23496661	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **19.040092**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.086**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.246763$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.246763 * (30 + 273) / 19.040092)^{0.5} = 407.5677761$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.040208**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.040208 / (3.141592654 * 29^2) = 0.000060873$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.040208 * 1.086 = 43.665888$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000000149 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 19.040092) =$$

71.64671263

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)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.87331776
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.1047981
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0170297
0410	Метан (727*)	0.0005	0.021832944
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.087331776

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 43.6658880 * (3.67 * 0.9984000 * 71.6467126 + 7.2349666) - 0.8733178 - 0.0218329 - 0.0873318 = 116.8096094$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с;

M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Нижшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 88.18 + 152 * 3.51 + 218 * 2.84 + 283 * 0.97 + 349 * 0.59 + 56 * 0 = 9172.45$$

где $[CH_4]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.040092)^{0.5} = 0.209$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 2.275794688$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 2.275794688) = 10.07188417$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.07188417 = 11.07188417$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9172.45 * (1-0.209) * 0.9984) / (11.07188417 * 0.4) = 1665.629308$$

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

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9172.45 * (1-0.209) * 0.9984) / (11.07188417 * 0.39) = 1707.568521$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_2) / 273 = 0.040208 * 11.07188417 * (273 + 1707.568521) / 273 = 3.22969291$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{исм}^2 * R_o / d = 0.26 * 0.000060873^2 * 1.086 / 29 = 3.60793e-11$$

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла L_{cx}/d (интерпретация рис.6,прил.5):

$$L_{cx}/d = (V_o - 10) * (f_2(R_o) - f_1(R_o)) / (10.5 - 10) + f_1(R_o) = (10.07188417 - 10) * (118.4274546 - 112.6122573) / (10.5 - 10) + 112.6122573 = 113.4482986$$

где $f_1(R_o)$ - уравн. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 10, м³/м³;

$$f_1(R_o) = 3017.396 * R_o^8 - 25213.084 * R_o^7 + 91039.564 * R_o^6 - 185522.397 * R_o^5 + 233381.130 * R_o^4 - 185637.469 * R_o^3 + 91279.815 * R_o^2 - 25499.008 * R_o + 3271.079$$

где $f_2(R_o)$ - уравн. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 10.5, м³/м³;

$$f_2(R_o) = 2392.033 * R_o^6 - 17323.032 * R_o^5 + 51864.14 * R_o^4 - 82154.751 * R_o^3 + 72640.772 * R_o^2 - 34065.607 * R_o + 6769.5$$

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

$$L_{\phi n} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 29 * 3.60793e-11^{0.17} * (113.4482986)^{0.59} = 13.80422344$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{\phi n} - l_a) - h_z = 0.707 * (13.80422344 - 2) - 18 = -9.654414e0$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 13.80422344 + 0.49 * 29 = 16.14259128$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 3.22969291 / 16.14259128^2 = 0.015740497$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **17280**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.87331776	54.32735121
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.104798131	6.519282146
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (б)	0.017029696	1.059383349
0410	Метан (727*)	0.021832944	1.35818378
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.087331776	5.432735121

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0011, Емкость для сбора нефти

Аналогичный расчет

Источник загрязнения N 0012, 0013, 0014, Емкость для сбора нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 20$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.57$

$KTMIN = 0.57$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.74$

$KTMAX = 0.74$

Режим эксплуатации, $_NAME_ =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $_NAME_ =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

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

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м³/час, $QZ = 1.37$

Производительность откачки, м³/час, $QOT = 1.37$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 12656.925$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.85$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 12656.925 / (0.85 \cdot 50) = 34.1$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.148$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

из резервуара во время его закачки, м³/час, $V_{C_{MAX}} = 1.37$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 40$

, $P = 40$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot V / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 40 \cdot 81 \cdot (0.74 \cdot 1 + 0.57) \cdot 0.1 \cdot 2.148 \cdot 12656.925 / (10^7 \cdot 0.85) = 0.0457$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot V_{C_{MAX}}) / 10^4 = (0.163 \cdot 40 \cdot 81 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.37) / 10^4 = 0.00535$

Примесь: 0415 Смесь углеводов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0457 / 100 = 0.0331$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00535 / 100 = 0.00388$

Примесь: 0416 Смесь углеводов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0457 / 100 = 0.01225$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00535 / 100 = 0.001434$

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0457 / 100 = 0.00016$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00535 / 100 = 0.00001873$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0457 / 100 = 0.0001005$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00535 / 100 = 0.00001177$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0457 / 100 = 0.0000503$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00535 / 100 = 0.00000589$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0457 / 100 = 0.0000274$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00535 / 100 = 0.00000321$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000321	0.0000274
0415	Смесь углеводов предельных C1-C5 (1502*)	0.00388	0.0331
0416	Смесь углеводов предельных C6-C10 (1503*)	0.001434	0.01225
0602	Бензол (64)	0.00001873	0.00016
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000589	0.0000503
0621	Метилбензол (349)	0.00001177	0.0001005

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0015, ЦА-320 177 кВт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 32.9$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.07$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 32.9 \cdot 30 / 3600 = 0.274$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.07 \cdot 30 / 10^3 = 0.0321$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 32.9 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01097$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.07 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001284$

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 32.9 \cdot 39 / 3600 = 0.3564$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.07 \cdot 39 / 10^3 = 0.0417$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 32.9 \cdot 10 / 3600 = 0.0914$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.07 \cdot 10 / 10^3 = 0.0107$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 32.9 \cdot 25 / 3600 = 0.2285$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.07 \cdot 25 / 10^3 = 0.02675$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 32.9 \cdot 12 / 3600 = 0.1097$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.07 \cdot 12 / 10^3 = 0.01284$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 32.9 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01097$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.07 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001284$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 32.9 \cdot 5 / 3600 = 0.0457$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.07 \cdot 5 / 10^3 = 0.00535$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.274	0.0321
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3564	0.0417
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0457	0.00535
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0914	0.0107
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2285	0.02675
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01097	0.001284
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01097	0.001284
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1097	0.01284

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6001, Сварочный аппарат

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, $KNO = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 31.42$

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час,

$B_{MAX} = 0.7$

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.31$

в том числе:

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

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 10.69$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.000336$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 0.7 / 3600 = 0.00208$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.92$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.0000289$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000179$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, 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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.000044$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000272$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 3.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.0001037$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000642$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.75$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.00002357$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0001458$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.0000377$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0002333$

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

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.00000613$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0000379$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.000418$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.002586$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00208	0.000336
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000179	0.0000289
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0002333	0.0000377
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000379	0.00000613
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.002586	0.000418
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001458	0.00002357
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000642	0.0001037
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)	0.000272	0.000044

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6002, Буровые насосы

№	Наименование	Обозна ч	Ед.из м.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7

1.1	1. Исходные данные: Количество насосов	шт	2			
1.2	Время работы	час	126,0			
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3.6$ $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	$M_{сек}$ $M_{год}$ Q	г/с т/год кг/ч	0,02 0,02 * 2 * 480,0 * 0,001 0,02	3,6 480,0 * 	0,01111 0,00503

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6003, Емкости для бурового раствора

№	Наименование	Обозн.	Обозн.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные: Общий					
1.1.	объем рабочих емкостей	Vж	м ³	128		
1.2.	Количество рабочих емкостей	n	шт.	4		
1.3.	Удельный выброс загряз. в-в	g	кг/ч*м ²	0,02		
1.3.	Общая площадь испарения	F	м ²	40		
1.4.	Кэф. зависящий от укрытия	K11		0,1		
1.5.	Время работы емкости	T	час	480		
2	Расчет:					
2.1.	Кол-во выбросов углеводородов произ. по формуле: $Pr = F_{ом} * g * K_{11}$	Пр	кг/час	40 * 0,02 * 0,1		0,08000
		Пр	г/с	0,08 * 1000 / 3600		0,02222
		Пр	т/скв/год	0,02 / 1000000 * 480,0 * 3600		0,01005

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6004, Дегазатор бурового раствора

№ 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	1020		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4.	время работы	t	час	354		
1.5.	средняя температура в аппарате	t	К	318		
2	Количество выбросов углеводородов составит:				$(\frac{P}{1011})^{0.8} * \frac{M п}{T}$	0,0496
		Пр	кг/час	0,0496 * 1000 / 3600		0,01377
		Пр	г/с	0,0138 / 1E+06 * 3600 * 354		0,0062

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6005, Сепаратор бурового раствора

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед.	Кол-	Расчет	Результат
--------	--------------	--------	-----	------	--------	-----------

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

		.	ИЗМ.	ВО		T
1	Исходные данные:					
1.1.	Объем аппарата	V	м ³	1,5		
1.2.	давление в аппарате	г	гПа	400		
1.3.	средняя молекулярная масса паров	Мп	г/моль	70	0.8	
1.4.	время работы	t	час	504	$P_r = 0.037 * \square PV \square * \square M n$	
1.5.	средняя температура в аппарате	t	К	310	$\square 1011 \square$	
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
			лр	кг/час		0,0135
			лр	г/с	0,0135 * 1000 / 3600	0,00376
			лр	т/год	0,0038 / 1000000 * 3600 * 354,0	0,00169

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6006, Насос для ГСМ

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.0742$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0742 / 100 = 0.074$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0742 / 100 = 0.0002078$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.0002078
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.074

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6007, Насос для ГСМ к котельной

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 803.4$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 803.4) / 1000 = 0.03214$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.03214 / 100 = 0.03205$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.03214 / 100 = 0.00009$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.00009
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.03205

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6008, Сепаратор высокого давления

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в	P	гПа	25000	$(\frac{P}{101325})^{0.8}$	/кд
1.2	аппарате	V	м3	1,5		
1.3	Объем	Kd		0,5/		
1.4	аппарата	t	час	1464		
	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти					
	Время работы					
2	Количество выбросов углеводородов			(1011)		
2.1	составит:					
		П	кг/час	0,004(25000 * 1,5 /1011) ^{0,8} / 0,57		0,1264
	Всего	г/с		0,126 *1000 / 3600		0,0351
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,02543
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,00941
	бензол	%	0,35			0,00012
	толуол	%	0,22			0,00008
	ксилол	%	0,11			0,00004
	Всего	т/год			0,0351 /1000000 * 3600 * 1464	0,7066
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,13404
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,04957
	бензол	%	0,35			0,00064
	толуол	%	0,22			0,000405
	ксилол	%	0,11			0,000204

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6009, Узел приготовления цементного раствора

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
--------	--------------	--------	----------	--------	--------	-----------

1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Производительность узла	Gчас	т/час	0,05		
1.3.	пересыпки	Gгод	т	6,5		
1.4.	Расход цемента Время работы узла	t	час	32,65		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Объем пылевыделения, где: Вес. доля пыл. фракции в материале Доля пыли переходящая в аэрозоль Кэф.учитывающ ий метеоусловия Кэф.учит.местные условия	M K ₁ K ₂ K ₃ K ₄ K ₅ K ₇	Пыль,г/с	0,04 0,03 1,4 1 0,01 0,5	$M \text{ г/сек} = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * B * G * 10^6 / 3600$	0,00006
2.2.	Кэф.учит.влажность материала Кэф.учит.крупность материала Кэф.учит.высоту пересыпки Общее пылевыделение	B M	Пыль, т/год	0,5	$0,00006 * 32,65 * 3600 / 10^6$	0,000007

Вывод из ликвидационного фонда 1-ой скважины
РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 0001, Дизельный генератор

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

 Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 15.5$

 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 7.44$
Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 30 / 3600 = 0.1292$

 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 30 / 10^3 = 0.223$
Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00517$

 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00893$
Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 39 / 3600 = 0.168$

 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 39 / 10^3 = 0.29$
Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 10 / 3600 = 0.04306$

 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 10 / 10^3 = 0.0744$
Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 25 / 3600 = 0.1076$

 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 25 / 10^3 = 0.186$
Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);
Растворитель РПК-265П) (10)

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 12 / 3600 = 0.0517$

 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 12 / 10^3 = 0.0893$
Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00517$

 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00893$
Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 5 / 3600 = 0.02153$

 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 5 / 10^3 = 0.0372$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1292	0.223
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.168	0.29
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02153	0.0372
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.04306	0.0744
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1076	0.186
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00517	0.00893
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00517	0.00893
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0517	0.0893

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 6001, Разработка грунта экскаватором

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K_0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K_1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K_4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K_5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 80$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 115.2$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 2.4$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 115.2 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00442$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 2.4 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0256$

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)	0.0256	0.00442

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песок

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K_0 = 2$

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K_1 = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K_4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 2.3$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $_M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 75 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0324$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $_G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 2.3 \cdot (1-0) / 3600 = 0.276$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.276	0.0324

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): АНО-3

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 30$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX = 2.5$

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 17$

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), $GIS = 15.42$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M = GIS \cdot B / 10^6 = 15.42 \cdot 30 / 10^6 = 0.000463$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 15.42 \cdot 2.5 / 3600 = 0.0107$

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

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.58$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.58 \cdot 30 / 10^6 = 0.0000474$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.58 \cdot 2.5 / 3600 = 0.001097$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0107	0.000463
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.001097	0.0000474

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6004, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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, $BOZ = 1.7$
 Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$
 Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 1.7$
 Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 10$
 Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$
 Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
 Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 30$
 Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$
 Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$
 Категория веществ: А, Б, В
 Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный
 Значение K_{PM} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$
 Значение K_{PS} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$
 Количество выделяющихся паров нефтепродуктов при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$
 $GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$
 Коэффициент, $KPSR = 0.1$
 Коэффициент, $KPMAX = 0.1$
 Общий объем резервуаров, м³, $V = 30$
 Сумма $G_{Hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.000783$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$
 Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 1.7 + 3.15 \cdot 1.7) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000784$

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000784 / 100 = 0.000782$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000784 / 100 = 0.000002195$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.000002195
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.000782

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6005, Снятие ПРС

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), $K4 = 1$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 208$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 20.8$

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), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 208 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0539$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 20.8 \cdot (1-0) / 3600 = 1.498$

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)	1.498	0.0539

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0002, Дизельный генератор САТ С15 мощностью 392 кВт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 5.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 2.6$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.4 \cdot 30 / 3600 = 0.045$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.6 \cdot 30 / 10^3 = 0.078$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0018$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00312$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.4 \cdot 39 / 3600 = 0.0585$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.6 \cdot 39 / 10^3 = 0.1014$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.4 \cdot 10 / 3600 = 0.015$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.6 \cdot 10 / 10^3 = 0.026$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 5.4 \cdot 25 / 3600 = 0.0375$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.6 \cdot 25 / 10^3 = 0.065$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 5.4 \cdot 12 / 3600 = 0.018$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.6 \cdot 12 / 10^3 = 0.0312$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 5.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0018$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00312$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 5.4 \cdot 5 / 3600 = 0.0075$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.6 \cdot 5 / 10^3 = 0.013$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.045	0.078
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0585	0.1014
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0075	0.013
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.015	0.026
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0375	0.065
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0018	0.00312
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0018	0.00312
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.018	0.0312

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0003, Дизельный двигатель бурового насоса

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 5.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 2.64$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 5.5 \cdot 30 / 3600 = 0.0458$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.64 \cdot 30 / 10^3 = 0.0792$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 5.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001833$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.64 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00317$

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 39 / 3600 = 0.0596$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.64 \cdot 39 / 10^3 = 0.103$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 10 / 3600 = 0.01528$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.64 \cdot 10 / 10^3 = 0.0264$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0382$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.64 \cdot 25 / 10^3 = 0.066$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 12 / 3600 = 0.01833$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.64 \cdot 12 / 10^3 = 0.0317$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001833$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.64 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00317$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 5 / 3600 = 0.00764$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.64 \cdot 5 / 10^3 = 0.0132$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0458	0.0792
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0596	0.103
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00764	0.0132
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01528	0.0264
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0382	0.066
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001833	0.00317
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001833	0.00317
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01833	0.0317

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0004, Дизельгенератор VOLVO

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 3.5$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.68$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 30 / 3600 = 0.02917$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 30 / 10^3 = 0.0504$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001167$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.002016$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 39 / 3600 = 0.0379$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 39 / 10^3 = 0.0655$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 10 / 3600 = 0.00972$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 10 / 10^3 = 0.0168$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0243$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 25 / 10^3 = 0.042$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 12 / 3600 = 0.01167$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 12 / 10^3 = 0.02016$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001167$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.002016$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 5 / 3600 = 0.00486$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 5 / 10^3 = 0.0084$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.02917	0.0504
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0379	0.0655
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00486	0.0084
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00972	0.0168
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0243	0.042
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001167	0.002016

1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001167	0.002016
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01167	0.02016

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0005, Цементировочный агрегат

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 5.2$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 2.5$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 30 / 3600 = 0.0433$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.5 \cdot 30 / 10^3 = 0.075$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001733$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.003$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 39 / 3600 = 0.0563$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.5 \cdot 39 / 10^3 = 0.0975$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 10 / 3600 = 0.01444$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.5 \cdot 10 / 10^3 = 0.025$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 25 / 3600 = 0.0361$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.5 \cdot 25 / 10^3 = 0.0625$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 12 / 3600 = 0.01733$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.5 \cdot 12 / 10^3 = 0.03$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001733$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.003$

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 5.2 \cdot 5 / 3600 = 0.00722$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 2.5 \cdot 5 / 10^3 = 0.0125$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0433	0.075
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0563	0.0975
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00722	0.0125
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01444	0.025
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0361	0.0625
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001733	0.003
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001733	0.003
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01733	0.03

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0006, Дизельгенератор (вахт.пос.)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 12.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 6$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 12.5 \cdot 30 / 3600 = 0.1042$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6 \cdot 30 / 10^3 = 0.18$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 12.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00417$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0072$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 12.5 \cdot 39 / 3600 = 0.1354$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6 \cdot 39 / 10^3 = 0.234$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 12.5 \cdot 10 / 3600 = 0.0347$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6 \cdot 10 / 10^3 = 0.06$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 12.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0868$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6 \cdot 25 / 10^3 = 0.15$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_Э = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_Э / 3600 = 12.5 \cdot 12 / 3600 = 0.0417$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_Э / 10^3 = 6 \cdot 12 / 10^3 = 0.072$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_Э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_Э / 3600 = 12.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00417$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_Э / 10^3 = 6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0072$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_Э = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_Э / 3600 = 12.5 \cdot 5 / 3600 = 0.01736$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_Э / 10^3 = 6 \cdot 5 / 10^3 = 0.03$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1042	0.18
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1354	0.234
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01736	0.03
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0347	0.06
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0868	0.15
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00417	0.0072
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00417	0.0072
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0417	0.072

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6006, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
 Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YU = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 3.463$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YU = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 3.463$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

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

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Сумма $G_{Hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 3.463 + 3.15 \cdot 3.463) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000785$

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_{\text{вал}} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000785 / 100 = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{вал}} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_{\text{вал}} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000785 / 100 = 0.0000022$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{вал}} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.0000022
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.000783

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0007, Дизельный двигатель CAT C15 мощность 392 кВт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 2.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 0.566$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{вал}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.4 \cdot 30 / 3600 = 0.02$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.566 \cdot 30 / 10^3 = 0.01698$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{вал}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0008$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.566 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.000679$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{вал}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.4 \cdot 39 / 3600 = 0.026$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.566 \cdot 39 / 10^3 = 0.02207$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{вал}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.4 \cdot 10 / 3600 = 0.00667$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.566 \cdot 10 / 10^3 = 0.00566$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{вал}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.4 \cdot 25 / 3600 = 0.01667$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.566 \cdot 25 / 10^3 = 0.01415$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{вал}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.4 \cdot 12 / 3600 = 0.008$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.566 \cdot 12 / 10^3 = 0.00679$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{вал}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 2.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0008$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 0.566 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.000679$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.4 \cdot 5 / 3600 = 0.00333$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.566 \cdot 5 / 10^3 = 0.00283$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.02	0.01698
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.026	0.02207
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00333	0.00283
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00667	0.00566
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01667	0.01415
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0008	0.000679
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0008	0.000679
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.008	0.00679

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0008, Привод силового блока

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 4.1$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 0.99$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 30 / 3600 = 0.0342$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 30 / 10^3 = 0.0297$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001367$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001188$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 39 / 3600 = 0.0444$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 39 / 10^3 = 0.0386$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 10 / 3600 = 0.0114$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 10 / 10^3 = 0.0099$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 25 / 3600 = 0.0285$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 25 / 10^3 = 0.02475$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 12 / 3600 = 0.01367$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 12 / 10^3 = 0.01188$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001367$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001188$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 5 / 3600 = 0.0057$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 5 / 10^3 = 0.00495$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0342	0.0297
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0444	0.0386
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0057	0.00495
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0114	0.0099
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0285	0.02475
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001367	0.001188
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001367	0.001188
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01367	0.01188

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0009, Дизельный двигатель бурового насоса

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

 Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 5.5$

 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.32$

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

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 30 / 3600 = 0.0458$

 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 30 / 10^3 = 0.0396$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001833$

 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001584$

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

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 39 / 3600 = 0.0596$

 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 39 / 10^3 = 0.0515$

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

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 10 / 3600 = 0.01528$

 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 10 / 10^3 = 0.0132$

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

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0382$

 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 25 / 10^3 = 0.033$

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

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 12 / 3600 = 0.01833$

 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 12 / 10^3 = 0.01584$

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

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001833$

 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001584$

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

 Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 5 / 3600 = 0.00764$

 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 5 / 10^3 = 0.0066$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0458	0.0396
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0596	0.0515

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00764	0.0066
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01528	0.0132
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0382	0.033
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001833	0.001584
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001833	0.001584
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01833	0.01584

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0010, Цементировочный агрегат

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 5.2$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.2$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 30 / 3600 = 0.0433$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.2 \cdot 30 / 10^3 = 0.036$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001733$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.2 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00144$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 39 / 3600 = 0.0563$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.2 \cdot 39 / 10^3 = 0.0468$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 10 / 3600 = 0.01444$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.2 \cdot 10 / 10^3 = 0.012$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 25 / 3600 = 0.0361$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.2 \cdot 25 / 10^3 = 0.03$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 12 / 3600 = 0.01733$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.2 \cdot 12 / 10^3 = 0.0144$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001733$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.2 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00144$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 5 / 3600 = 0.00722$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.2 \cdot 5 / 10^3 = 0.006$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0433	0.036
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0563	0.0468
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00722	0.006
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01444	0.012
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0361	0.03

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001733	0.00144
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001733	0.00144
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01733	0.0144

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6007, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, *NP* = **Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), *C* = **3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), *YY* = **2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, *BOZ* = **2.038**

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* = **2.038**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, *VC* = **10**

Коэффициент(Прил. 12), *KNP* = **0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, *VI* = **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), *GHR* = **0.27**

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, *KPSR* = **0.1**

Коэффициент, *KPMAX* = **0.1**

Общий объем резервуаров, м³, *V* = **50**

Сумма $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$, *GHR* = **0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 2.038 + 3.15 \cdot 2.038) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000784$

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), *CI* = **99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000784 / 100 = 0.000782$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), *CI* = **0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000784 / 100 = 0.000002195$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.000002195
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.000782

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя торцевыми уплотнениями вала
Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.07$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 240$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.07 \cdot 1 / 3.6 = 0.01944$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.07 \cdot 1 \cdot 240) / 1000 = 0.0168$

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0168 / 100 = 0.01675$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01944 / 100 = 0.0194$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0168 / 100 = 0.000047$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01944 / 100 = 0.0000544$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000544	0.000047
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0194	0.01675

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6009, Блок приготовления бурового раствора

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

Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во
Время работы	T	час	200
Объем работ		тонн	219,6
Коэф.учитывающее высоту пересыпки	B		0.4
Влажность		%	1
$g = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot G \cdot B \cdot 100000 / 3600$			
Вес.доля пыл. фракция в материале		K_1	0.05
Доля пыли переходящая в аэрозоль		K_2	0.01
Коэф.учитывающий метеоусловия		K_3	1.20
Коэф.Учитывающийместные условия		K_4	1.00
Коэф.учит.влажность материала		K_5	0.90
Коэф.учит. крупность материала 3 мм		K_7	0.80
Суммарное кол-во переработанного материала, тонн/час		G	1.5198
$M = g_{сек} \cdot t \cdot 3600 / 10^6$			
Код	Примесь	г/с	т/год
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.07295	0.05252

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0011, Факел

Список литературы:

- 1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: ЧК "High Tech Solutions Ltd" раконсервация

Цех: Испытание скважины

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Источник: 0011

Наименование: Факел

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	88.18	74.2996273	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	3.51	5.54333981	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.84	6.57746191	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	0.97	2.96113485	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.59	2.23576073	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.78	1.14770874	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	3.13	7.23496661	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **19.040092**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.7**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.246763$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.246763 * (800 + 273) / 19.040092)^{0.5} = 766.9700169$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.020104**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.020104 / (3.141592654 * 0.8^2) = 0.039995637$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.020104 * 0.7 = 14.0728$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000052148 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 19.0400920) =$$

$$71.64671263$$

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)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.2814560
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0337747

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0054884
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0070364
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0281456

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 14.0728000 * (3.67 * 0.9984000 * 71.6467126 + 7.2349666) - 0.2814560 - 0.0070364 - 0.0281456 = 37.64582255$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с;

M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Нижняя теплота сгорания Q_{nc} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{nc} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 88.18 + 152 * 3.51 + 218 * 2.84 + 283 * 0.97 + 349 * 0.59 + 56 * 0 = 9172.45$$

где $[CH_4]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.040092)^{0.5} = 0.209$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 2.275794688$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 2.275794688) = 10.07188417$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.07188417 = 11.07188417$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{nc} * (1 - E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (9172.45 * (1 - 0.209) * 0.9984) / (11.07188417 * 0.4) = 2435.629308$$

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

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Температура горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{nc} * (1 - E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (9172.45 * (1 - 0.209) * 0.9984) / (11.07188417 * 0.4) = 2435.629308$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_2) / 273 = 0.020104 * 11.07188417 * (273 + 2435.629308) / 273 = 2.208467109$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.8 = 12$$

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

$$H = L_{fn} + h_e = 12 + 15 = 27$$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 12 + 0.49 * 0.8 = 2.072$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 2.208467109 / 2.072^2 = 0.653303755$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **25920**;

Код	Примесь	Выброс з/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.281456	26.26322227
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.03377472	3.151586673
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.005488392	0.512132834
0410	Метан (727*)	0.0070364	0.656580557
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0281456	2.626322227

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0012, Двигатель УПА 60/80 (ЯМЗ 236)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 10.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 22.7$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 30 / 3600 = 0.0875$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 30 / 10^3 = 0.681$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0035$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.02724$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 39 / 3600 = 0.1138$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 39 / 10^3 = 0.885$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 10 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 10 / 10^3 = 0.227$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0729$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 25 / 10^3 = 0.568$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 12 / 3600 = 0.035$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 12 / 10^3 = 0.2724$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0035$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.02724$

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 5 / 3600 = 0.01458$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 5 / 10^3 = 0.1135$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0875	0.681
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1138	0.885
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01458	0.1135
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.02917	0.227
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0729	0.568
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0035	0.02724
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0035	0.02724
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.035	0.2724

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0013, Дизельгенератор АД-200 (освещение)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 36.06$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 77.9$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 30 / 3600 = 0.3005$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 30 / 10^3 = 2.337$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01202$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0935$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 39 / 3600 = 0.391$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 39 / 10^3 = 3.04$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 10 / 3600 = 0.1002$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 10 / 10^3 = 0.779$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 25 / 3600 = 0.2504$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 25 / 10^3 = 1.948$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 12 / 3600 = 0.1202$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 12 / 10^3 = 0.935$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01202$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0935$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 5 / 3600 = 0.0501$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 5 / 10^3 = 0.3895$

Итоговая таблица:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3005	2.337
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.391	3.04
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0501	0.3895
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1002	0.779
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2504	1.948
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01202	0.0935
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01202	0.0935
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1202	0.935

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0014, Цементировочный агрегат

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 12.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 27.36$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 12.7 \cdot 30 / 3600 = 0.1058$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 27.36 \cdot 30 / 10^3 = 0.82$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 12.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00423$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 27.36 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0328$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 12.7 \cdot 39 / 3600 = 0.1376$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 27.36 \cdot 39 / 10^3 = 1.067$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 12.7 \cdot 10 / 3600 = 0.0353$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 27.36 \cdot 10 / 10^3 = 0.2736$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 12.7 \cdot 25 / 3600 = 0.0882$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 27.36 \cdot 25 / 10^3 = 0.684$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 12.7 \cdot 12 / 3600 = 0.0423$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 27.36 \cdot 12 / 10^3 = 0.328$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 12.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00423$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 27.36 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0328$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 12.7 \cdot 5 / 3600 = 0.01764$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 27.36 \cdot 5 / 10^3 = 0.1368$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1058	0.82
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1376	1.067
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01764	0.1368

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0353	0.2736
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0882	0.684
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00423	0.0328
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00423	0.0328
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0423	0.328

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0015, Дизельный двигатель силового привода

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 4.07$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 8.8$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.07 \cdot 30 / 3600 = 0.0339$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.8 \cdot 30 / 10^3 = 0.264$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.07 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001357$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01056$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.07 \cdot 39 / 3600 = 0.0441$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.8 \cdot 39 / 10^3 = 0.343$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.07 \cdot 10 / 3600 = 0.0113$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.8 \cdot 10 / 10^3 = 0.088$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.07 \cdot 25 / 3600 = 0.02826$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.8 \cdot 25 / 10^3 = 0.22$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.07 \cdot 12 / 3600 = 0.01357$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.8 \cdot 12 / 10^3 = 0.1056$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.07 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001357$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01056$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.07 \cdot 5 / 3600 = 0.00565$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.8 \cdot 5 / 10^3 = 0.044$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0339	0.264
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0441	0.343
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00565	0.044
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0113	0.088
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.02826	0.22
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001357	0.01056

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001357	0.01056
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01357	0.1056

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6010, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 68.38**

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 = 68.38**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 10**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 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), **GHR = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 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 · 10 / 3600 = 0.001089**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 68.38 + 3.15 · 68.38) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.00082**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 99.72 · 0.00082 / 100 = 0.000818**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.001089 / 100 = 0.001086**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 0.28 · 0.00082 / 100 = 0.00002296**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.001089 / 100 = 0.0000305**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000305	0.00002296
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.000818

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6011, Емкость для нефти

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -27**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.1**

KTMIN = 0.1

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 61**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.23**

KTMAX = 1.23

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Производительность закачки, м3/час, **QZ = 12**

Производительность откачки, м3/час, **QOT = 12**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 7737.75**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.87**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 7737.75 / (0.87 · 50) = 135**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 0.5**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 45**

, **P = 45**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 61**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 61 + 45 = 81.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · V / (10⁷ · RO) = 0.294 · 45 · 81.6 · (1.23 · 1 + 0.1) · 0.1 · 1.35 · 7737.75 / (10⁷ · 0.87) = 0.1308**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 45 · 81.6 · 1.23 · 0.1 · 1 · 0.5) / 10⁴ = 0.00368**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.1308 / 100 = 0.0948**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.00368 / 100 = 0.002667**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.1308 / 100 = 0.03505**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.00368 / 100 = 0.000986**

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 · 0.1308 / 100 = 0.000458**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.00368 / 100 = 0.00001288**

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 · 0.1308 / 100 = 0.000288**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.00368 / 100 = 0.0000081**

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 · 0.1308 / 100 = 0.000144**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.11 · 0.00368 / 100 = 0.00000405**

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 · 0.1308 / 100 = 0.0000785**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.06 · 0.00368 / 100 = 0.00000221**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000221	0.0000785
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002667	0.0948
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000986	0.03505
0602	Бензол (64)	0.00001288	0.000458
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000405	0.000144
0621	Метилбензол (349)	0.0000081	0.000288

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6012, 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 двумя торцевыми уплотнениями вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.03$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 2160$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.03 \cdot 1 / 3.6 = 0.00833$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.03 \cdot 1 \cdot 2160) / 1000 = 0.0648$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0648 / 100 = 0.047$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00604$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0648 / 100 = 0.01737$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00833 / 100 = 0.002232$

Примесь: 0602 Бензол (64)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0648 / 100 = 0.000227$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00002916$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0648 / 100 = 0.0001426$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00001833$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0648 / 100 = 0.0000713$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00000916$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0648 / 100 = 0.0000389$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00833 / 100 = 0.000005$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005	0.0000389
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00604	0.047
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.002232	0.01737
0602	Бензол (64)	0.00002916	0.000227
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916	0.0000713
0621	Метилбензол (349)	0.00001833	0.0001426

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6013, Емкость для тех.масла

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
 Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 1.5$

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

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 1.5$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 8$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

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

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 8$

Сумма $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.0001083$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 1.5 + 0.25 \cdot 1.5) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.000073$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000073 / 100 = 0.000073$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0001083 / 100 = 0.0001083$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001083	0.000073

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6014, 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 двумя торцевыми уплотнениями вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.07$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 2160$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.07 \cdot 1 / 3.6 = 0.01944$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.07 \cdot 1 \cdot 2160) / 1000 = 0.1512$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.1512 / 100 = 0.1508$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01944 / 100 = 0.0194$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.1512 / 100 = 0.000423$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01944 / 100 = 0.0000544$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000544	0.000423
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0194	0.1508

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ ОТ переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ

Источник загрязнения N 0001, ДЭС АСКА 200 кВт

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 90

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 125

Температура отработавших газов $T_{оэ}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{оэ}$, кг/с:

$$G_{оэ} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_э \cdot P_э = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 125 \cdot 200 = 0.218 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{оэ}$, кг/м³:

$$\gamma_{оэ} = 1.31 / (1 + T_{оэ} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{оэ}$, м³/с:

$$Q_{оэ} = G_{оэ} / \gamma_{оэ} = 0.218 / 0.359066265 = 0.607130274 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	СН2О	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	СО	NOx	СН	С	SO2	СН2О	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса

M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки
0301	Азот (IV) оксид	0.4266667	2.88
0304	Азот (II) оксид	0.0693333	0.468
0328	Углерод (Сажа)	0.0277778	0.18
0330	Сера диоксид	0.0666667	0.45
0337	Углерод оксид	0.3444444	2.34
0703	Бенз/а/пирен	0.0000007	0.000005
1325	Формальдегид	0.0066667	0.045
2754	Алканы C12-19	0.1611111	1.08

Источник загрязнения N 0002, ДЭС АСКА 150 кВт

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 90

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 125

Температура отработавших газов $T_{о2}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{о2}$, кг/с:

$$G_{о2} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 125 * 200 = 0.218 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{о2}$, кг/м³:

$$\gamma_{о2} = 1.31 / (1 + T_{о2} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{о2}$, м³/с:

$$Q_{о2} = G_{о2} / \gamma_{о2} = 0.218 / 0.359066265 = 0.607130274 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	СН2О	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	СО	NOx	СН	С	SO2	СН2О	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса

M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки
0301	Азот (IV) оксид	0.4266667	2.88
0304	Азот (II) оксид	0.0693333	0.468
0328	Углерод (Сажа)	0.0277778	0.18
0330	Сера диоксид	0.0666667	0.45
0337	Углерод оксид	0.3444444	2.34
0703	Бенз/а/пирен	0.0000007	0.000005
1325	Формальдегид	0.0066667	0.045
2754	Алканы C12-19	0.1611111	1.08

Источник загрязнения N 0003, Бензогенератор

Масса сожженного бензина:

БЕНЗИН

тонн

1

загрязняющие вещества	тонн
Оксид углерода	0,42
Углеводороды	0,046
Альдегиды	0,0012
Сажа	0,0011
Бенз/а/пирен	0,00001
Оксиды азота	0,027
Диоксид серы	0,002

ИТОГО ВЫБРАСЫВАЕТСЯ:

0,49731

Источник загрязнения N0004, Резервуар для дизтоплива V-60 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, $BOZ = 270$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 270$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC=12$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "мерник", ССВ - отсутствуют

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

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 0$

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.7$

Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.027$

$GHR = GHR + GHRI * KNP * NR = 0 + 0.027 * 0.0029 * 1 = 0.0000783$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Коэффициент , $KPSR = 0.7$

Коэффициент , $KPMAX = KPMAX = 1$

Общий объем резервуаров, м³ , $V = 60$

Сумма $G_{Hr} * K_{np} * N_r$, $GHR = 0.0000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1) , $G = C * KPMAX * VC / 3600 = 3.92 * 1 * 12 / 3600 = 0.01307$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2) , $M = (YY * BOZ + YYY * BVL) * KPMAX * 10^{(-6)} + GHR = (2.36 * 270 + 3.15 * 270) * 1 * 10^{(-6)} + 0.0000783 = 0.001566$

Примесь: 2754 Алканы C12-19

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $_M_ = CI * M / 100 = 99.72 * 0.001566 / 100 = 0.001562$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $_G_ = CI * G / 100 = 99.72 * 0.01307 / 100 = 0.01303$

Примесь: 0333 Сероводород

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $_M_ = CI * M / 100 = 0.28 * 0.001566 / 100 = 0.000004385$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $_G_ = CI * G / 100 = 0.28 * 0.01307 / 100 = 0.0000366$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород	0.0000366	0.000004385
2754	Алканы C12-19	0.01303	0.001562

Источник загрязнения №0005, Резервуар для бензина V-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 , $NP =$ Бензины автомобильные высокооктановые (90 и выше)

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12) , $C = 1176.12$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12) , $YY = 967.2$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т , $BOZ = 113.5$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12) , $YYY = 1331$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т , $BVL = 113.5$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч , $VC = 12$

Коэффициент(Прил. 12) , $KNP = 1$

Режим эксплуатации: "мерник", ССВ - отсутствуют

Объем одного резервуара данного типа, м³ , $VI = 20$

Количество резервуаров данного типа , $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии , $KNR = 0$

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8) , $KPM = 1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8) , $KPSR = 0.7$

Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13) , $G_{HRI} = 0.027$

$GHR = G_{HRI} + G_{HRI} * KNP * NR = 0 + 0.027 * 1 * 1 = 0.027$

Коэффициент , $KPSR = 0.7$

Коэффициент , $KPMAX = KPMAX = 1$

Общий объем резервуаров, м³ , $V = 20$

Сумма $G_{Hr} * K_{np} * N_r$, $GHR = 0.027$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1) , $G = C * KPMAX * VC / 3600 = 1176.12 * 1 * 12 / 3600 = 3.92$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2) , $M = (YY * BOZ + YYY * BVL) * KPMAX * 10^{(-6)} + GHR = (967.2 * 113.5 + 1331 * 113.5) * 1 * 10^{(-6)} + 0.027 = 0.288$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 67.67$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $_M_ = CI * M / 100 = 67.67 * 0.288 / 100 = 0.195$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $_G_ = CI * G / 100 = 67.67 * 3.92 / 100 = 2.653$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 25.01$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $_M = CI * M / 100 = 25.01 * 0.288 / 100 = 0.072$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $_G = CI * G / 100 = 25.01 * 3.92 / 100 = 0.98$

Примесь: 0501 Пентилены (амилены - смесь изомеров)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 2.5$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $_M = CI * M / 100 = 2.5 * 0.288 / 100 = 0.0072$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $_G = CI * G / 100 = 2.5 * 3.92 / 100 = 0.098$

Примесь: 0602 Бензол

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 2.3$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $_M = CI * M / 100 = 2.3 * 0.288 / 100 = 0.00662$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $_G = CI * G / 100 = 2.3 * 3.92 / 100 = 0.0902$

Примесь: 0621 Метилбензол (Толуол)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 2.17$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $_M = CI * M / 100 = 2.17 * 0.288 / 100 = 0.00625$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $_G = CI * G / 100 = 2.17 * 3.92 / 100 = 0.085$

Примесь: 0616 Ксилол (смесь изомеров о-, м-, п-)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 0.29$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $_M = CI * M / 100 = 0.29 * 0.288 / 100 = 0.000835$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $_G = CI * G / 100 = 0.29 * 3.92 / 100 = 0.01137$

Примесь: 0627 Этилбензол

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 0.05$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $_M = CI * M / 100 = 0.05 * 0.288 / 100 = 0.000144$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $_G = CI * G / 100 = 0.05 * 3.92 / 100 = 0.00196$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	2.653	0.195
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0.98	0.072
0501	Пентилены	0.098	0.0072
0602	Бензол	0.0902	0.00662
0616	Ксилол	0.01137	0.000835
0621	Метилбензол (Толуол)	0.085	0.00625
0627	Этилбензол	0.00196	0.000144

Источник загрязнения N0006,Топливо-раздаточная колонка для дизтоплива

Список литературы:

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

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Расчет выбросов от топливораздаточных колонок (ТРК)

Максимальная концентрация паров нефтепродукта при заполнении баков автомашин, г/м³ (Прил. 12) , $CMAX = 3.92$

Количество отпускаемого нефтепродукта в осенне-зимний период, м³ , $QOZ = 270$

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении баков автомашин в осенне-зимний период, г/м³(Прил. 15) , $CAMOZ = 1.98$

Количество отпускаемого нефтепродукта в весенне-летний период, м³ , $QVL = 270$

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении баков автомашин в весенне-летний период, г/м³(Прил. 15) , $CAMVL = 2.66$

Производительность одного рукава ТРК

(с учетом дискретности работы), м³/час , $VTRK = 1.2$

Количество одновременно работающих рукавов ТРК, отпускающих выбранный вид нефтепродукта , $NN = 1$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Максимальный из разовых выброс при заполнении баков, г/с (9.2.2), $GB = NN * CMAX * VTRK / 3600 = 1 * 3.92 * 1.2 / 3600 = 0.001307$

Выбросы при закачке в баки автомобилей, т/год (9.2.7), $MBA = (CAMOZ * QOZ + CAMVL * QVL) * 10^{-6} = (1.98 * 270 + 2.66 * 270) * 10^{-6} = 0.001253$

Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 50$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах на ТПК, т/год (9.2.8), $MPRA = 0.5 * J * (QOZ + QVL) * 10^{-6} = 0.5 * 50 * (270 + 270) * 10^{-6} = 0.0135$

Валовый выброс, т/год (9.2.6), $MTRK = MBA + MPRA = 0.001253 + 0.0135 = 0.01475$

Примесь: 2754 Алканы C12-19

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M_ = CI * M / 100 = 99.72 * 0.01475 / 100 = 0.0147$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI * G / 100 = 99.72 * 0.001307 / 100 = 0.001303$

Примесь: 0333 Сероводород

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M_ = CI * M / 100 = 0.28 * 0.01475 / 100 = 0.0000413$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI * G / 100 = 0.28 * 0.001307 / 100 = 0.00000366$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород	0.00000366	0.0000413
2754	Алканы C12-19	0.001303	0.0147

Источник загрязнения N0007,Топливоно-раздаточная колонка для бензина

Список литературы:

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

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Бензины автомобильные высокооктановые (90 и более)

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Расчет выбросов от топливораздаточных колонок (ТПК)

Максимальная концентрация паров нефтепродукта при заполнении баков автомашин, г/м³ (Прил. 12), $CMAX = 1176.12$

Количество отпускаемого нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $QOZ = 113.5$

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении баков автомашин в осенне-зимний период, г/м³(Прил. 15), $CAMOZ = 520$

Количество отпускаемого нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $QVL = 113.5$

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении баков автомашин в весенне-летний период, г/м³(Прил. 15), $CAMVL = 623.1$

Производительность одного рукава ТПК

(с учетом дискретности работы), м³/час, $VTRK = 1.2$

Количество одновременно работающих рукавов ТПК, отпускающих выбранный вид нефтепродукта, $NN = 1$

Максимальный из разовых выброс при заполнении баков, г/с (9.2.2), $GB = NN * CMAX * VTRK / 3600 = 1 * 1176.12 * 1.2 / 3600 = 0.392$

Выбросы при закачке в баки автомобилей, т/год (9.2.7), $MBA = (CAMOZ * QOZ + CAMVL * QVL) * 10^{-6} = (520 * 113.5 + 623.1 * 113.5) * 10^{-6} = 0.1297$

Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 125$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах на ТПК, т/год (9.2.8), $MPRA = 0.5 * J * (QOZ + QVL) * 10^{-6} = 0.5 * 125 * (113.5 + 113.5) * 10^{-6} = 0.0142$

Валовый выброс, т/год (9.2.6), $MTRK = MBA + MPRA = 0.1297 + 0.0142 = 0.144$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 67.67$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M_ = CI * M / 100 = 67.67 * 0.144 / 100 = 0.0974$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI * G / 100 = 67.67 * 0.392 / 100 = 0.2653$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 25.01$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M_ = CI * M / 100 = 25.01 * 0.144 / 100 = 0.036$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI * G / 100 = 25.01 * 0.392 / 100 = 0.098$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Примесь: 0501 Пентилены

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 2.5$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 2.5 * 0.144 / 100 = 0.0036$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 2.5 * 0.392 / 100 = 0.0098$

Примесь: 0602 Бензол

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 2.3$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 2.3 * 0.144 / 100 = 0.00331$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 2.3 * 0.392 / 100 = 0.00902$

Примесь: 0621 Метилбензол (Толуол)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 2.17$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 2.17 * 0.144 / 100 = 0.003125$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 2.17 * 0.392 / 100 = 0.0085$

Примесь: 0627 Этилбензол

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 0.06 * 0.144 / 100 = 0.0000864$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 0.06 * 0.392 / 100 = 0.000235$

Примесь: 0616 Ксилол

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14) , $CI = 0.29$

Валовый выброс, т/год (5.2.5) , $M = CI * M / 100 = 0.29 * 0.144 / 100 = 0.000418$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2.4) , $G = CI * G / 100 = 0.29 * 0.392 / 100 = 0.001137$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0.2653	0.0974
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0.098	0.036
0501	Пентилены	0.0098	0.0036
0602	Бензол	0.00902	0.00331
0616	Ксилол	0.001137	0.000418
0621	Метилбензол (Толуол)	0.0085	0.003125
0627	Этилбензол	0.000235	0.0000864

Источник загрязнения №6008, Вибрационные установки (4 раб. 1 рез.)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $V_{год}$, т, 40

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 246

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 102

Температура отработавших газов $T_{оэ}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{оэ}$, кг/с:

$$G_{оэ} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 102 * 246 = 0.21880224 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{оэ}$, кг/м³:

$$\gamma_{оэ} = 1.31 / (1 + T_{оэ} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{оэ}$, м³/с:

$$Q_{оэ} = G_{оэ} / \gamma_{оэ} = 0.21880224 / 0.359066265 = 0.609364514 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Таблица значений выбросов e_{Mi} , г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов

q_{zi} , г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса

M_i , г/с:

$$M_i = e_{Mi} * P_{э} / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{зод} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки
0301	Азот (IV) оксид	0.5248	1.28
0304	Азот (II) оксид	0.08528	0.208
0328	Углерод (Сажа)	0.0341667	0.08
0330	Сера диоксид	0.082	0.2
0337	Углерод оксид	0.4236667	1.04
0703	Бенз/а/пирен	0.0000008	0.0000022
1325	Формальдегид	0.0082	0.02
2754	Алканы C12-19	0.1981667	0.48

Источник загрязнения N6009, Электросварка

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): МР-4

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 125$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 1$

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 11$

в том числе:

Примесь: 0123 диЖелезо триоксид

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 9.9$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS * B / 10^6 = 9.9 * 125 / 10^6 = 0.001238$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS * B_{MAX} / 3600 = 9.9 * 1 / 3600 = 0.00275$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.1$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS * B / 10^6 = 1.1 * 125 / 10^6 = 0.0001375$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS * B_{MAX} / 3600 = 1.1 * 1 / 3600 = 0.0003056$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.4$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M_ = GIS * B / 10^6 = 0.4 * 125 / 10^6 = 0.00005$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2), $_G_ = GIS * BMAX / 3600 = 0.4 * 1 / 3600 = 0.0001111$

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	диЖелезо триоксид	0.00275	0.001238
0143	Марганец и его соединения	0.0003056	0.0001375
0342	Фтористые газообразные соединения	0.0001111	0.00005

Источник загрязнения N6010, Газосварка

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

при сварочных работах (по величинам удельных

выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Газовая сварка алюминия с использованием пропан-бутановой смеси

Электрод (сварочный материал): Пропан-бутановая смесь

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 3850$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX = 2$

Примесь: 0101 диАлюминий триоксид

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M_ = GIS * B / 10^6 = 0.06 * 3850 / 10^6 = 0.000231$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2), $_G_ = GIS * BMAX / 3600 = 0.06 * 2 / 3600 = 0.00003333$

Газы:

Примесь: 0301 Азот (IV) оксид

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 15$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M_ = GIS * B / 10^6 = 15 * 3850 / 10^6 = 0.0578$

Макс. из разовых выброс, г/с (5.2), $_G_ = GIS * BMAX / 3600 = 15 * 2 / 3600 = 0.00833$

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0101	диАлюминий триоксид	0.00003333	0.000231
0301	Азот (IV) оксид	0.00833	0.0578

Источник загрязнения N 6011, Склад для технического масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 1.8225$

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

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 1.8225$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "мерник", ССВ - отсутствуют

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 2$
 Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$
 Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 0$
 Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха
 Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный
 Значение KPM для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 1$
 Значение $KPSR$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.7$
 Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.027$
 $GHR = GHR + GHRI * KNP * NR = 0 + 0.027 * 0.00027 * 1 = 0.00000729$
 Коэффициент, $KPSR = 0.7$
 Коэффициент, $KPMAX = KPMAX = 1$
 Общий объем резервуаров, м³, $V = 2$
 Сумма $Ghr_i * Knp * Nr$, $GHR = 0.00000729$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C * KPMAX * VC / 3600 = 0.39 * 1 * 10 / 3600 = 0.001083$
 Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY * BOZ + YYY * BVL) * KPMAX * 10^{(-6)} + GHR = (0.25 * 1.8225 + 0.25 * 1.8225) * 1 * 10^{(-6)} + 0.00000729 = 0.0000082$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M_ = CI * M / 100 = 100 * 0.0000082 / 100 = 0.0000082$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI * G / 100 = 100 * 0.001083 / 100 = 0.001083$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное	0.001083	0.0000082

ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ ПРИ БУРЕНИЕ ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЫ АТ-14

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0001, Дизельный двигатель CAT 3412DITA 429кВт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г
 Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 51.04$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 6.41$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} * E_э / 3600 = 51.04 * 30 / 3600 = 0.425$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} * E_э / 10^3 = 6.41 * 30 / 10^3 = 0.1923$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} * E_э / 3600 = 51.04 * 1.2 / 3600 = 0.017$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} * E_э / 10^3 = 6.41 * 1.2 / 10^3 = 0.00769$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} * E_э / 3600 = 51.04 * 39 / 3600 = 0.553$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} * E_э / 10^3 = 6.41 * 39 / 10^3 = 0.25$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} * E_э / 3600 = 51.04 * 10 / 3600 = 0.1418$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} * E_э / 10^3 = 6.41 * 10 / 10^3 = 0.0641$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} * E_э / 3600 = 51.04 * 25 / 3600 = 0.3544$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} * E_э / 10^3 = 6.41 * 25 / 10^3 = 0.1603$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 51.04 \cdot 12 / 3600 = 0.17$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6.41 \cdot 12 / 10^3 = 0.0769$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 51.04 \cdot 1.2 / 3600 = 0.017$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6.41 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00769$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 51.04 \cdot 5 / 3600 = 0.0709$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6.41 \cdot 5 / 10^3 = 0.03205$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.425	0.1923
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.553	0.25
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0709	0.03205
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1418	0.0641
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3544	0.1603
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.017	0.00769
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.017	0.00769
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.17	0.0769

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0002, Дизельгенератор VOLVO -SVL -250 (200 кВт)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 29.75$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 55.2$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.75 \cdot 30 / 3600 = 0.248$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 55.2 \cdot 30 / 10^3 = 1.656$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.75 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00992$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 55.2 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0662$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.75 \cdot 39 / 3600 = 0.322$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 55.2 \cdot 39 / 10^3 = 2.153$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.75 \cdot 10 / 3600 = 0.0826$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 55.2 \cdot 10 / 10^3 = 0.552$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.75 \cdot 25 / 3600 = 0.2066$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 55.2 \cdot 25 / 10^3 = 1.38$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.75 \cdot 12 / 3600 = 0.0992$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 55.2 \cdot 12 / 10^3 = 0.662$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.75 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00992$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 55.2 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0662$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 29.75 \cdot 5 / 3600 = 0.0413$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 55.2 \cdot 5 / 10^3 = 0.276$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.248	1.656
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.322	2.153
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0413	0.276
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0826	0.552
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2066	1.38
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00992	0.0662
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00992	0.0662
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0992	0.662

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0003, Дизельный двигатель САТ КТ-38-Р780 582 кВт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 68.02$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 8.5$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 30 / 3600 = 0.567$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 30 / 10^3 = 0.255$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 1.2 / 3600 = 0.02267$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0102$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 39 / 3600 = 0.737$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 39 / 10^3 = 0.3315$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 10 / 3600 = 0.189$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 10 / 10^3 = 0.085$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 25 / 3600 = 0.472$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 25 / 10^3 = 0.2125$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 12 / 3600 = 0.2267$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 12 / 10^3 = 0.102$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 1.2 / 3600 = 0.02267$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0102$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 5 / 3600 = 0.0945$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 5 / 10^3 = 0.0425$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.567	0.255
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.737	0.3315
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0945	0.0425
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.189	0.085
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.472	0.2125
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.02267	0.0102
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.02267	0.0102
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2267	0.102

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0004, Дизельный двигатель CAT KT-38-P780 582 кВт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 68.02$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 8.5$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 30 / 3600 = 0.567$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 30 / 10^3 = 0.255$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 1.2 / 3600 = 0.02267$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0102$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 39 / 3600 = 0.737$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 39 / 10^3 = 0.3315$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 10 / 3600 = 0.189$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 10 / 10^3 = 0.085$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 25 / 3600 = 0.472$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 25 / 10^3 = 0.2125$

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

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 1.2 / 3600 = 0.02267$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0102$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 1.2 / 3600 = 0.02267$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 8.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0102$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 68.02 \cdot 5 / 3600 = 0.0945$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 8.5 \cdot 5 / 10^3 = 0.0425$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.567	0.255
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.737	0.3315
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0945	0.0425
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.189	0.085
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.472	0.2125
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.02267	0.0102
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.02267	0.0102
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2267	0.102

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0005, Котел Бойлер

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **КЗ = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 114**

Расход топлива, г/с, **BG = 39.36**

Марка топлива, **M = Дизельное топливо**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), **QR = 10210**

Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 10210 · 0.004187 = 42.75**

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0.025**

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **AIR = 0.025**

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0.3**

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **SIR = 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

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

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, **QN = 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 · (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 · 114 · 42.75 · 0.0792 · (1-0) = 0.386**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 39.36 · 42.75 · 0.0792 · (1-0) = 0.1333**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **М_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.386 = 0.309**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **Г_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.1333 = 0.1066**

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

Выброс азота оксида (0304), т/год, **М_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.386 = 0.0502**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **Г_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.1333 = 0.01733**

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), **М_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 114 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 114 = 0.67**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **Г_ = 0.02 · BG · SIR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 39.36 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 39.36 = 0.2314**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

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

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q4 = 0**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q_3 = 0.5$

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, $R = 0.65$

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³ (ф-ла 2.5), $CCO = Q_3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 114 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 1.585$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 39.36 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.547$

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), $M = BT \cdot AR \cdot F = 114 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0285$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G = BG \cdot AR \cdot F = 39.36 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00984$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1066	0.309
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01733	0.0502
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00984	0.0285
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2314	0.67
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.547	1.585

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0006, Емкость для дизтоплива 20м³

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 79.8$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 0$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 20$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

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

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 20$

Сумма $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 79.8 + 3.15 \cdot 0) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000802$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000802 / 100 = 0.0008$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000802 / 100 = 0.000002246$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.000002246
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.0008

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0007, Емкость для дизтоплива 4 м3

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

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, $BOZ = 113.84$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 0$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 2$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 4$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение $Kpsr$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 4$

Сумма $Ghr \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 2 / 3600 = 0.0002178$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 113.84 + 3.15 \cdot 0) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.00081$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00081 / 100 = 0.000808$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0002178 / 100 = 0.000217$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00081 / 100 = 0.00000227$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0002178 / 100 = 0.00000061$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000061	0.00000227
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000217	0.000808

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 0008, Емкость для масла

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

 Нефтепродукт, **NP = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

 Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 0.39**

 Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 0.25**

 Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 0.93**

 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**

 Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1**

 Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

 Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 5**

 Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

 Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

 Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

 Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

 при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

$$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$$

 Коэффициент, **KPSR = 0.1**

 Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

 Общий объем резервуаров, м³, **V = 5**

 Сумма Ghri*Knp*Nr, **GHR = 0.0000729**

 Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1 / 3600 = 0.00001083$

 Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 0.93 + 0.25 \cdot 0) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.0000729$
Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

 Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 100**

 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_{\text{вал}} = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000729 / 100 = 0.0000729$

 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{вал}} = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001083 / 100 = 0.00001083$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001083	0.0000729

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 0009, Емкость для отработанного масла

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

 Нефтепродукт, **NP = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

 Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 0.39**

 Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 0.25**

 Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 0.232**

 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**

 Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1**

 Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

 Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 5**
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

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

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$$G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 5$

Сумма $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR$, $G_{HR} = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1 / 3600 = 0.00001083$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (0.25 \cdot 0.232 + 0.25 \cdot 0) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.0000729$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000729 / 100 = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001083 / 100 = 0.00001083$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001083	0.0000729

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0010, Факельная установка

Цех: Скважина АТ 14

Список литературы:

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

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: ТОО "HTS Exploration" стр. 1-ой скважины

Цех: Скважина АТ-14

Источник: 0010

Наименование: Факельная установка

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	88.18	74.2996273	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	3.51	5.54333981	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.84	6.57746191	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	0.97	2.96113485	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.59	2.23576073	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.78	1.14770874	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	3.13	7.23496661	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **19.040092**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.086**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.246763$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Скорость распространения звука в смеси W_{3e} , м/с (прил.6):

$$W_{3e} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.246763 * (30 + 273) / 19.040092)^{0.5} = 407.5677761$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.027864**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.027864 / (3.141592654 * 29^2) = 0.000042185$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.027864 * 1.086 = 30.260304$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{3e} = 0.000000104 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 19.040092) =$$

$$71.64671263$$

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)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.60520608
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0726247
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0118015
0410	Метан (727*)	0.0005	0.015130152
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.060520608

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 30.260304 * (3.67 * 0.9984000 * 71.6467126 + 7.2349666) - 0.6052061 - 0.0151302 - 0.0605206 = 80.94864097$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 88.18 + 152 * 3.51 + 218 * 2.84 + 283 * 0.97 + 349 * 0.59 + 56 * 0 = 9172.45$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.040092)^{0.5} = 0.209$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 2.275794688$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o) + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 2.275794688) = 10.07188417$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.07188417 = 11.07188417$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9172.45 * (1-0.209) * 0.9984) / (11.07188417 * 0.4) = 1665.629308$$

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

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9172.45 * (1-0.209) * 0.9984) / (11.07188417 * 0.39) = 1707.568521$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.027864 * 11.07188417 * (273 + 1707.568521) / 273 = 2.23816562$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ucm}^2 * R_o / d = 0.26 * 0.00042185^2 * 1.086 / 29 = 1.73269e-11$$

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла L_{cx}/d (интерпретация рис.6, прил.5):

$$L_{cx}/d = (V_o - 10) * (f_2(R_o) - f_1(R_o)) / (10.5 - 10) + f_1(R_o) = (10.07188417 - 10) * (118.4274546 - 112.6122573) / (10.5 - 10) + 112.6122573 = 113.4482986$$

где $f_1(R_o)$ - урavn. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 10, м³/м³;

$$f_1(R_o) = 3017.396 * R_o^8 - 25213.084 * R_o^7 + 91039.564 * R_o^6 - 185522.397 * R_o^5 + 233381.130 * R_o^4 - 185637.469 * R_o^3 + 91279.815 * R_o^2 - 25499.008 * R_o + 3271.079$$

где $f_2(R_o)$ - урavn. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 10.5, м³/м³;

$$f_2(R_o) = 2392.033 * R_o^6 - 17323.032 * R_o^5 + 51864.14 * R_o^4 - 82154.751 * R_o^3 + 72640.772 * R_o^2 - 34065.607 * R_o + 6769.5$$

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

$$L_{фн} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 29 * 1.73269e-11^{0.17} * (113.4482986)^{0.59} = 12.18598157$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} - l_a) - h_z = 0.707 * (12.18598157 - 2) - 18 = -1.079851e1$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 12.18598157 + 0.49 * 29 = 15.91603742$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_{ф}^2 = 1.27 * 2.23816562 / 15.91603742^2 = 0.011220857$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30): $\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **17280**;

Код	Примесь	Выброс з/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.60520608	37.64865982
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.07262473	4.517839179
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.011801519	0.734148867
0410	Метан (727*)	0.015130152	0.941216496
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.060520608	3.764865982

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0011, Емкость для сбора нефти

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Аналогичный расчет

Источник загрязнения N 0012, 0013, 0014, Емкость для сбора нефти

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 20**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.57**

KTMIN = 0.57

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 30**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.74**

KTMAX = 0.74

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Производительность закачки, м3/час, **QZ = 1.37**

Производительность откачки, м3/час, **QOT = 1.37**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 12656.925**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.85**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 12656.925 / (0.85 · 50) = 34.1**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.148**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 1.37**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 40**

, **P = 40**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 60**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 60 + 45 = 81**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) ·**

KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 40 · 81 · (0.74 · 1 + 0.57) · 0.1 · 2.148 · 12656.925 / (10⁷ · 0.85) = 0.0457

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX ·**

KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 40 · 81 · 0.74 · 0.1 · 1 · 1.37) / 10⁴ = 0.00535

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.0457 / 100 = 0.0331**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.00535 / 100 = 0.00388**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.0457 / 100 = 0.01225**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.00535 / 100 = 0.001434**

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 · 0.0457 / 100 = 0.00016**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.00535 / 100 = 0.00001873**

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 · 0.0457 / 100 = 0.0001005**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.00535 / 100 = 0.00001177**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.11**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0457 / 100 = 0.0000503$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00535 / 100 = 0.00000589$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0457 / 100 = 0.0000274$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00535 / 100 = 0.00000321$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000321	0.0000274
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00388	0.0331
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.001434	0.01225
0602	Бензол (64)	0.00001873	0.00016
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000589	0.0000503
0621	Метилбензол (349)	0.00001177	0.0001005

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0015, ЦА-320 177 кВт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 32.9$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.07$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 32.9 \cdot 30 / 3600 = 0.274$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.07 \cdot 30 / 10^3 = 0.0321$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 32.9 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01097$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.07 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001284$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 32.9 \cdot 39 / 3600 = 0.3564$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.07 \cdot 39 / 10^3 = 0.0417$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 32.9 \cdot 10 / 3600 = 0.0914$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.07 \cdot 10 / 10^3 = 0.0107$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 32.9 \cdot 25 / 3600 = 0.2285$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.07 \cdot 25 / 10^3 = 0.02675$

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

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 32.9 \cdot 12 / 3600 = 0.1097$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.07 \cdot 12 / 10^3 = 0.01284$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 32.9 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01097$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.07 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001284$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 32.9 \cdot 5 / 3600 = 0.0457$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.07 \cdot 5 / 10^3 = 0.00535$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.274	0.0321
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3564	0.0417

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0457	0.00535
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0914	0.0107
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2285	0.02675
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01097	0.001284
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01097	0.001284
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1097	0.01284

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6001, Сварочный аппарат

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 = 31.42**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 0.7**

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 16.31**

в том числе:

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

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 10.69**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.000336$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 0.7 / 3600 = 0.00208$**

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

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 0.92**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.0000289$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000179$**

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1.4**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.000044$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000272$**

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 3.3**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.0001037$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000642$**

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 0.75**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.00002357$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0001458$**

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), **$\underline{M} = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.0000377$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$\underline{G} = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0002333$**

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

Валовый выброс, т/год (5.1), **$\underline{M} = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.00000613$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$\underline{G} = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0000379$**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 31.42 / 10^6 = 0.000418$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.002586$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00208	0.000336
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000179	0.0000289
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0002333	0.0000377
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000379	0.00000613
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.002586	0.000418
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001458	0.00002357
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000642	0.0001037
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)	0.000272	0.000044

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6002, Буровые насосы

№	Наименование	Обозна ч	Ед.из м.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	шт		2		
1.2	Время работы	час		126,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющ их веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3.6$ $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	$M_{сек}$ $M_{год}$ Q	г/с т/год кг/ч		$0,02 * 2 / 3,6$ $0,02 * 2 * 480,0 * 0,001$ $0,02$	0,01111 0,00503

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6003, Емкости для бурового раствора

№	Наименование	Обозн.	Обозн.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные: Общий объем рабочих емкостей	Vж	м ³	128		
1.1.	Количество рабочих емкостей	n	шт.	4		
1.2.	Удельный выброс загряз. в-в	g	кг/ч*м ²	0,02		
1.3.	Общая площадь испарения	F	м ²	40		
1.4.	Кэф. зависящ ий от укрытия	K11		0,1		
1.5.	Время работы емкости	T	час	480		

2	Расчет:				
2.1.	Кол-во выбросов углеводородов произ. по формуле: Pr = Fom * g * K ₁₁	Пр Пр Пр	кг/час г/с т/скв/год	40 * 0,02 * 0,1 0,08 * 1000 / 3600 0,02 / 1000000 * 480,0 * 3600	0,08000 0,02222 0,01005

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6004, Дезаэзатор бурового раствора

№ 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	1020		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	M	г/моль	98		
1.4.	время работы	t	час	354		
1.5.	Средняя температура в аппарате	T	К	318		
2	Количество выбросов углеводородов составит:		Пр	кг/час	$(\frac{PV}{1011})^{0,8} * \sqrt{\frac{Mn}{T}}$	0,0496
			Пр	г/с	0,0496 * 1000 / 3600	0,01377
			Пр	т/год	0,0138 / 1E+06 * 3600 * 354	0,0062

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6005, Сепаратор бурового раствора

№ 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	400		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	M	г/моль	98		
1.4.	время работы	t	час	354		
1.5.	Средняя температура в аппарате	T	К	318		
2	Количество выбросов углеводородов составит:		Пр	кг/час	$Pr = 0,037 * (\frac{PV}{1011})^{0,8} * \sqrt{\frac{Mn}{T}}$	0,0135
			Пр	г/с	0,0135 * 1000 / 3600	0,00376
			Пр	т/год	0,0038 / 1000000 * 3600 * 354,0	0,00169

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6006, Насос для ГСМ

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), **Q = 0.04**

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., **NI = 1**

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., **NNI = 1**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.0742$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0742 / 100 = 0.074$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0742 / 100 = 0.0002078$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.0002078
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.074

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6007, Насос для ГСМ к котельной

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 803.4$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 803.4) / 1000 = 0.03214$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.03214 / 100 = 0.03205$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.03214 / 100 = 0.00009$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.00009
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.03205

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6008, Сепаратор высокого давления

№ п.п.	Наименование, формула	Обоз н.	Един. изм	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в	Р	гПа	25000		
1.2	аппарате	У	мЗ	1,5		

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1.3	Объем аппарата Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти Время работы	Кд	час	0,5/ 1464	$(\frac{P_{\text{жид}}}{P_{\text{жид}}})^{0,8}$	/кд	
1.4					$\frac{0,004}{1464}$		
2	Количество выбросов углеводородов составит:				(1011)		
2.1		П	кг/час		$0,004 \cdot (25000 \cdot 1,5 / 1011)^{0,8} / 0,57$		0,1264
	Всего	г/с			$0,126 \cdot 1000 / 3600$		0,0351
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46				0,02543
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8				0,00941
	бензол	%	0,35				0,00012
	толуол	%	0,22				0,00008
	ксилол	%	0,11				0,00004
	Всего	т/год			$0,0351 / 1000000 \cdot 3600 \cdot 1464$		0,7066
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46				0,13404
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8				0,04957
	бензол	%	0,35				0,00064
	толуол	%	0,22				0,000405
	ксилол	%	0,11				0,000204

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6009, Узел приготовления цементного раствора

№ п.п.	Наименование	Обозн	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Производительность узла	Гчас	т/час	0,05		
1.3.	Расход цемента	Ггод	т	6,5		
1.4.	Время работы узла	t	час	32,65		
2.	Расчет:					
2.1.	Объем пылевыведения, где:	М	Пыль, г/с		$M \text{ г/сек} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_7 \cdot B \cdot G \cdot 10^6 / 3600$	0,00006
	Вес. доля пыл. фракции в материале	K ₁		0,04		
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	K ₂		0,03		
	Коеф. учитывающ ий метеоусловия	K ₃		1,4		
	Коеф. учит. местные условия	K ₄		1		
	Коеф. учит. влажность материала	K ₅		0,01		
	Коеф. учит. крупность материала	K ₇		0,5		
	Коеф. учит. высоту пересыпки	B		0,5		
2.2.	Общее пылевыведение	М	Пыль, т/год		$0,00006 \cdot 32,65 \cdot 3600 / 10^6$	0,000007

Вывод из ликвидационного фонда 1-ой скважины

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0001, Дизельный генератор

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 15.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 7.44$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 30 / 3600 = 0.1292$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 30 / 10^3 = 0.223$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00517$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00893$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 39 / 3600 = 0.168$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 39 / 10^3 = 0.29$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 10 / 3600 = 0.04306$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 10 / 10^3 = 0.0744$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 25 / 3600 = 0.1076$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 25 / 10^3 = 0.186$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 12 / 3600 = 0.0517$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 12 / 10^3 = 0.0893$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00517$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00893$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.5 \cdot 5 / 3600 = 0.02153$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 7.44 \cdot 5 / 10^3 = 0.0372$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1292	0.223
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.168	0.29
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02153	0.0372
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.04306	0.0744
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1076	0.186
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00517	0.00893
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00517	0.00893
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0517	0.0893

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 данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 115.2$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 2.4$

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), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 115.2 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00442$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 2.4 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0256$

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)	0.0256	0.00442

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 данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 2.3$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 75 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0324$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 2.3 \cdot (1-0) / 3600 = 0.276$

Итого выбросы:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.276	0.0324

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): АНО-3

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 30**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 2.5**

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 17**

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 = 15.42**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 15.42 \cdot 30 / 10^6 = 0.000463$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 15.42 \cdot 2.5 / 3600 = 0.0107$**

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

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1.58**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.58 \cdot 30 / 10^6 = 0.0000474$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.58 \cdot 2.5 / 3600 = 0.001097$**

ИТОГО:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0107	0.000463
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.001097	0.0000474

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6004, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YU = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 1.7**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YU = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 1.7**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 10**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 30**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kрmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kрsg для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHR = 0.27**

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 30**

Сумма Ghri*Knp*Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot K_{PMAX} \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$
 Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot K_{PMAX} \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 1.7 + 3.15 \cdot 1.7) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000784$

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000784 / 100 = 0.000782$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000784 / 100 = 0.000002195$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.000002195
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.000782

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6005, Снятие ПРС

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, $Q = 540$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 208$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 20.8$

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), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 208 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0539$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 20.8 \cdot (1-0) / 3600 = 1.498$

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)	1.498	0.0539

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0002, Дизельный генератор CAT C15 мощностью 392 кВт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 5.4$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 2.6$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.4 \cdot 30 / 3600 = 0.045$
 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.6 \cdot 30 / 10^3 = 0.078$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0018$
 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00312$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.4 \cdot 39 / 3600 = 0.0585$
 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.6 \cdot 39 / 10^3 = 0.1014$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.4 \cdot 10 / 3600 = 0.015$
 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.6 \cdot 10 / 10^3 = 0.026$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.4 \cdot 25 / 3600 = 0.0375$
 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.6 \cdot 25 / 10^3 = 0.065$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.4 \cdot 12 / 3600 = 0.018$
 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.6 \cdot 12 / 10^3 = 0.0312$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0018$
 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00312$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.4 \cdot 5 / 3600 = 0.0075$
 Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.6 \cdot 5 / 10^3 = 0.013$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.045	0.078
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0585	0.1014
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0075	0.013
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.015	0.026
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0375	0.065
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0018	0.00312
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0018	0.00312
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.018	0.0312

Источник загрязнения N 0003, Дизельный двигатель бурового насоса

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 5.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 2.64$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 30 / 3600 = 0.0458$

Валовый выброс, т/год, $M_т = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.64 \cdot 30 / 10^3 = 0.0792$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001833$

Валовый выброс, т/год, $M_т = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.64 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00317$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 39 / 3600 = 0.0596$

Валовый выброс, т/год, $M_т = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.64 \cdot 39 / 10^3 = 0.103$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 10 / 3600 = 0.01528$

Валовый выброс, т/год, $M_т = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.64 \cdot 10 / 10^3 = 0.0264$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0382$

Валовый выброс, т/год, $M_т = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.64 \cdot 25 / 10^3 = 0.066$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 12 / 3600 = 0.01833$

Валовый выброс, т/год, $M_т = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.64 \cdot 12 / 10^3 = 0.0317$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001833$

Валовый выброс, т/год, $M_т = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.64 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00317$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 5 / 3600 = 0.00764$

Валовый выброс, т/год, $M_т = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.64 \cdot 5 / 10^3 = 0.0132$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0458	0.0792
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0596	0.103
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00764	0.0132
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01528	0.0264
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0382	0.066
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001833	0.00317

1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001833	0.00317
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01833	0.0317

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0004, Дизельгенератор VOLVO

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 3.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.68$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 30 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 30 / 10^3 = 0.0504$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001167$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.002016$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 39 / 3600 = 0.0379$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 39 / 10^3 = 0.0655$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 10 / 3600 = 0.00972$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 10 / 10^3 = 0.0168$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0243$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 25 / 10^3 = 0.042$

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

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 12 / 3600 = 0.01167$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 12 / 10^3 = 0.02016$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001167$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.002016$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 3.5 \cdot 5 / 3600 = 0.00486$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.68 \cdot 5 / 10^3 = 0.0084$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.02917	0.0504

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0379	0.0655
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00486	0.0084
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00972	0.0168
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0243	0.042
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001167	0.002016
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001167	0.002016
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01167	0.02016

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0005, Цементировочный агрегат

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 5.2$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 2.5$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 30 / 3600 = 0.0433$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.5 \cdot 30 / 10^3 = 0.075$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001733$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.003$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 39 / 3600 = 0.0563$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.5 \cdot 39 / 10^3 = 0.0975$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 10 / 3600 = 0.01444$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.5 \cdot 10 / 10^3 = 0.025$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 25 / 3600 = 0.0361$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.5 \cdot 25 / 10^3 = 0.0625$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 12 / 3600 = 0.01733$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.5 \cdot 12 / 10^3 = 0.03$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001733$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 2.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.003$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 5.2 \cdot 5 / 3600 = 0.00722$
 Валовой выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 2.5 \cdot 5 / 10^3 = 0.0125$

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0433	0.075
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0563	0.0975
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00722	0.0125
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01444	0.025
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0361	0.0625
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001733	0.003
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001733	0.003
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01733	0.03

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0006, Дизельгенератор (вахт.пос.)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 12.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 6$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 12.5 \cdot 30 / 3600 = 0.1042$

Валовой выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 6 \cdot 30 / 10^3 = 0.18$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 12.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00417$

Валовой выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0072$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 12.5 \cdot 39 / 3600 = 0.1354$

Валовой выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 6 \cdot 39 / 10^3 = 0.234$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 12.5 \cdot 10 / 3600 = 0.0347$

Валовой выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 6 \cdot 10 / 10^3 = 0.06$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 12.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0868$

Валовой выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 6 \cdot 25 / 10^3 = 0.15$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 12.5 \cdot 12 / 3600 = 0.0417$

Валовой выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 6 \cdot 12 / 10^3 = 0.072$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 12.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00417$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0072$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 12.5 \cdot 5 / 3600 = 0.01736$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 6 \cdot 5 / 10^3 = 0.03$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1042	0.18
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1354	0.234
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01736	0.03
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0347	0.06
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0868	0.15
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00417	0.0072
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00417	0.0072
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0417	0.072

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6006, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP =$ **Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YU = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 3.463$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YU = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 3.463$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

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

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Сумма $GHR \cdot KNP \cdot NR$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YU \cdot BOZ + YU \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 3.463 + 3.15 \cdot 3.463) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000785$

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000785 / 100 = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000785 / 100 = 0.0000022$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.0000022

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.000783
------	---	----------	----------

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0007, Дизельный двигатель CAT C15 мощность 392 кВт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 2.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 0.566$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.4 \cdot 30 / 3600 = 0.02$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.566 \cdot 30 / 10^3 = 0.01698$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0008$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.566 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.000679$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.4 \cdot 39 / 3600 = 0.026$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.566 \cdot 39 / 10^3 = 0.02207$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.4 \cdot 10 / 3600 = 0.00667$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.566 \cdot 10 / 10^3 = 0.00566$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.4 \cdot 25 / 3600 = 0.01667$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.566 \cdot 25 / 10^3 = 0.01415$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.4 \cdot 12 / 3600 = 0.008$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.566 \cdot 12 / 10^3 = 0.00679$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0008$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.566 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.000679$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_г = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 2.4 \cdot 5 / 3600 = 0.00333$

Валовый выброс, т/год, $M_г = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.566 \cdot 5 / 10^3 = 0.00283$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.02	0.01698
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.026	0.02207
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00333	0.00283
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00667	0.00566
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01667	0.01415
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0008	0.000679
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0008	0.000679
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.008	0.00679

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0008, Привод силового блока

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 4.1$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 0.99$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 30 / 3600 = 0.0342$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 30 / 10^3 = 0.0297$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001367$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001188$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 39 / 3600 = 0.0444$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 39 / 10^3 = 0.0386$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 10 / 3600 = 0.0114$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 10 / 10^3 = 0.0099$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 25 / 3600 = 0.0285$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 25 / 10^3 = 0.02475$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 12 / 3600 = 0.01367$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 12 / 10^3 = 0.01188$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001367$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001188$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.1 \cdot 5 / 3600 = 0.0057$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 0.99 \cdot 5 / 10^3 = 0.00495$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0342	0.0297
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0444	0.0386
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0057	0.00495
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0114	0.0099
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0285	0.02475
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001367	0.001188
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001367	0.001188
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01367	0.01188

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0009, Дизельный двигатель бурового насоса

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 5.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.32$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 30 / 3600 = 0.0458$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 30 / 10^3 = 0.0396$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001833$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001584$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 39 / 3600 = 0.0596$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 39 / 10^3 = 0.0515$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 10 / 3600 = 0.01528$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 10 / 10^3 = 0.0132$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0382$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 25 / 10^3 = 0.033$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265II) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 12 / 3600 = 0.01833$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 12 / 10^3 = 0.01584$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001833$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.001584$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.5 \cdot 5 / 3600 = 0.00764$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.32 \cdot 5 / 10^3 = 0.0066$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0458	0.0396
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0596	0.0515
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00764	0.0066
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01528	0.0132
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0382	0.033
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001833	0.001584
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001833	0.001584
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)	0.01833	0.01584

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0010, Цементировочный агрегат

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 5.2$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 1.2$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 30 / 3600 = 0.0433$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.2 \cdot 30 / 10^3 = 0.036$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001733$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.2 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00144$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 39 / 3600 = 0.0563$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.2 \cdot 39 / 10^3 = 0.0468$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 10 / 3600 = 0.01444$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.2 \cdot 10 / 10^3 = 0.012$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 25 / 3600 = 0.0361$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 1.2 \cdot 25 / 10^3 = 0.03$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265II) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 5.2 \cdot 12 / 3600 = 0.01733$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.2 \cdot 12 / 10^3 = 0.0144$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 5.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001733$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.2 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00144$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 5.2 \cdot 5 / 3600 = 0.00722$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 1.2 \cdot 5 / 10^3 = 0.006$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0433	0.036
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0563	0.0468
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00722	0.006
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01444	0.012
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0361	0.03
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001733	0.00144
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001733	0.00144
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01733	0.0144

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6007, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP =$ **Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YU = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 2.038$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YU = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 2.038$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

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

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Сумма $GHR \cdot KNP \cdot NR$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YU \cdot BOZ + YU \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 2.038 + 3.15 \cdot 2.038) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000784$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000784 / 100 = 0.000782$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000784 / 100 = 0.000002195$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.000002195

2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.000782
------	---	----------	----------

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 двумя торцевыми уплотнениями вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.07$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 240$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.07 \cdot 1 / 3.6 = 0.01944$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.07 \cdot 1 \cdot 240) / 1000 = 0.0168$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0168 / 100 = 0.01675$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01944 / 100 = 0.0194$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0168 / 100 = 0.000047$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01944 / 100 = 0.0000544$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000544	0.000047
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0194	0.01675

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6009, Блок приготовления бурового раствора

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

Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во
Время работы	T	час	200
Объем работ		тонн	219,6
Коеф.учитывающее высоту пересыпки	B		0.4
Влажность		%	1
$g = K1 * K2 * K3 * K4 * K5 * K7 * G * B * 100000 / 3600$			
Вес.доля пыл. фракции в материале		K_1	0.05
Доля пыли переходящая в аэрозоль		K_2	0.01
Коеф.учитывающий метеоусловия		K_3	1.20
Коеф.Учитывающийместные условия		K_4	1.00
Коеф.учит.влажность материала		K_5	0.90
Коеф.учит. крупность материала 3 мм		K_7	0.80
Суммарное кол-во переработанного материала, тонн/час		G	1.5198
$M = g_{сек} * t * 3600 / 10^6$			
Код	Примесь	г/с	т/год
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.07295	0.05252

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0011, Факел

Список литературы:

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

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

~~~~~

Площадка: ЧК "High Tech Solutions Ltd" раконсервация  
 Цех: Испытание скважины  
 Источник: 0011  
 Наименование: Факел  
 Тип: Высотная  
 Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь  
 Тип месторождения: бессернистое

## 1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

*Таблица процентного содержания составляющих смеси.*

*Состав смеси задавался в объемных долях.*

| Компонент                               | [%]об. | [%]мас.    | Молек.мас. | Плотность |
|-----------------------------------------|--------|------------|------------|-----------|
| Метан(CH <sub>4</sub> )                 | 88.18  | 74.2996273 | 16.043     | 0.7162    |
| Этан(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )    | 3.51   | 5.54333981 | 30.07      | 1.3424    |
| Пропан(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )  | 2.84   | 6.57746191 | 44.097     | 1.9686    |
| Бутан(C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )  | 0.97   | 2.96113485 | 58.124     | 2.5948    |
| Пентан(C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> ) | 0.59   | 2.23576073 | 72.151     | 3.2210268 |
| Азот(N <sub>2</sub> )                   | 0.78   | 1.14770874 | 28.016     | 1.2507    |
| Диоксид углерода(CO <sub>2</sub> )      | 3.13   | 7.23496661 | 44.011     | 1.9648    |

Молярная масса смеси  $M$ , кг/моль (прил.3,(5)): **19.040092**

Плотность сжигаемой смеси  $R_o$ , кг/м<sup>3</sup>: **0.7**

Показатель адиабаты  $K$  (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.246763$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.246763 * (800 + 273) / 19.040092)^{0.5} = 766.9700169$$

где  $T_o$  - температура смеси, град.С;

Объемный расход  $B$ , м<sup>3</sup>/с: **0.004861**

Скорость истечения смеси  $W_{ист}$ , м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi i * d^2) = 4 * 0.004861 / (3.141592654 * 0.8^2) = 0.009670652$$

Массовый расход  $G$ , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.004861 * 0.7 = 3.4027$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к.  $W_{ист} / W_{зв} = 0.000012609 < 0.2$ , горение сажевое.

## 2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси  $n$ : **0.9984**

Массовое содержание углерода  $[C]_m$ , % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 19.040092) =$$

**71.64671263**

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)

$$M_i = \sum B_i * G$$

где  $\sum B_i$  - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

| Код  | Примесь                                 | $\sum B_i$ г/г | $M_i$ г/с  |
|------|-----------------------------------------|----------------|------------|
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный) | 0.02           | 0.0680540  |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)  | 0.8*0.003      | 0.0081665  |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)       | 0.13*0.003     | 0.0013271  |
| 0410 | Метан (727*)                            | 0.0005         | 0.00170135 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)    | 0.002          | 0.0068054  |

Мощность выброса диоксида углерода  $M_{CO_2}$ , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 3.4027000 * (3.67 * 0.9984000 * 71.6467126 + 7.2349666) - 0.0680540 - 0.0017014 - 0.0068054 = 9.102484252$$

где  $[CO_2]_M$  - массовое содержание диоксида углерода, %;

$M_{CO}$  - мощность выброса оксида углерода, г/с;

$M_{CH_4}$  - мощность выброса метана, г/с;

$M_C$  - мощность выброса сажи, г/с;

### 3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания  $Q_{nc}$ , ккал/м<sup>3</sup> (прил.3,(1)):

$$Q_{nc} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 88.18 + 152 * 3.51 + 218 * 2.84 + 283 * 0.97 + 349 * 0.59 + 56 * 0 = 9172.45$$

где  $[CH_4]_o$  - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$  - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$  - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$  - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$  - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения  $E$  (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.040092)^{0.5} = 0.209$$

Объемное содержание кислорода  $[O_2]_o$ , %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 2.275794688$$

где  $A_o$  - атомная масса кислорода;

$x_i$  - количество атомов кислорода;

$M_o$  - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_o$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 2.275794688) = 10.07188417$$

где  $x$  - число атомов углерода;

$y$  - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{nc}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.07188417 = 11.07188417$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (9172.45 * (1-0.209) * 0.9984) / (11.07188417 * 0.4) = 2435.629308$$

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

Уточненная теплоемкость газовой смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*град.С): 0.4

Температура горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (9172.45 * (1-0.209) * 0.9984) / (11.07188417 * 0.4) = 2435.629308$$

### 4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси  $V_1$ , м<sup>3</sup>/с (14):

$$V_1 = V * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.004861 * 11.07188417 * (273 + 2435.629308) / 273 = 0.533991177$$

Длина факела  $L_{фн}$ , м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.8 = 12$$

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

$$H = L_{фн} + h_e = 12 + 15 = 27$$

где  $h_e$  - высота факельной установки от уровня земли, м;

### 5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_o$ )

Диаметр факела  $D_\phi$ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 12 + 0.49 * 0.8 = 2.072$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси ( $W_o$ ), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 0.533991177 / 2.072^2 = 0.157964065$$

### 6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс  $i$ -ого вредного вещества рассчитывается по формуле  $\Pi_i$ , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где  $\tau$  - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **25920**;

| Код  | Примесь                                 | Выброс г/с  | Выброс т/год |
|------|-----------------------------------------|-------------|--------------|
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный) | 0.068054    | 6.350254848  |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)  | 0.00816648  | 0.762030582  |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)       | 0.001327053 | 0.12382997   |
| 0410 | Метан (727*)                            | 0.00170135  | 0.158756371  |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)    | 0.0068054   | 0.635025485  |

### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

#### Источник загрязнения N 0012, Двигатель УПА 60/80 (ЯМЗ 236)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 10.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 22.7$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 30 / 3600 = 0.0875$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 30 / 10^3 = 0.681$

#### Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0035$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.02724$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 39 / 3600 = 0.1138$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 39 / 10^3 = 0.885$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 10 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 10 / 10^3 = 0.227$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0729$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 25 / 10^3 = 0.568$

#### Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

#### Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 12 / 3600 = 0.035$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 12 / 10^3 = 0.2724$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0035$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.02724$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 10.5 \cdot 5 / 3600 = 0.01458$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 22.7 \cdot 5 / 10^3 = 0.1135$

Итоговая таблица:

| Код  | Наименование ЗВ                                                                                                   | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                                                            | 0.0875     | 0.681        |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                                                                 | 0.1138     | 0.885        |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                                                              | 0.01458    | 0.1135       |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)                                           | 0.02917    | 0.227        |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 0.0729     | 0.568        |
| 1301 | Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)                                                                   | 0.0035     | 0.02724      |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.0035     | 0.02724      |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.035      | 0.2724       |

### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

#### Источник загрязнения N 0013, Дизельгенератор АД-200 (освещение)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г  
Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 36.06$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 77.9$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 30 / 3600 = 0.3005$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 30 / 10^3 = 2.337$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01202$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0935$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 39 / 3600 = 0.391$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 39 / 10^3 = 3.04$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 10 / 3600 = 0.1002$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 10 / 10^3 = 0.779$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 25 / 3600 = 0.2504$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 25 / 10^3 = 1.948$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);**

**Растворитель РПК-265П) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 12 / 3600 = 0.1202$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 12 / 10^3 = 0.935$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01202$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0935$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 36.06 \cdot 5 / 3600 = 0.0501$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 77.9 \cdot 5 / 10^3 = 0.3895$

Итоговая таблица:

| <b>Код</b> | <b>Наименование ЗВ</b>                                                                                            | <b>Выброс г/с</b> | <b>Выброс т/год</b> |
|------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|---------------------|
| 0301       | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                                                            | 0.3005            | 2.337               |
| 0304       | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                                                                 | 0.391             | 3.04                |
| 0328       | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                                                              | 0.0501            | 0.3895              |
| 0330       | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)                                           | 0.1002            | 0.779               |
| 0337       | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 0.2504            | 1.948               |
| 1301       | Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)                                                                   | 0.01202           | 0.0935              |
| 1325       | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.01202           | 0.0935              |
| 2754       | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.1202            | 0.935               |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 0014, Цементировочный агрегат**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г  
Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 12.7$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 27.36$

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

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 12.7 \cdot 30 / 3600 = 0.1058$

Валовый выброс, т/год,  $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 27.36 \cdot 30 / 10^3 = 0.82$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 12.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00423$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 27.36 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0328$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 12.7 \cdot 39 / 3600 = 0.1376$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 27.36 \cdot 39 / 10^3 = 1.067$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 12.7 \cdot 10 / 3600 = 0.0353$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 27.36 \cdot 10 / 10^3 = 0.2736$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 12.7 \cdot 25 / 3600 = 0.0882$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 27.36 \cdot 25 / 10^3 = 0.684$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);**

**Растворитель РПК-265П) (10)**

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

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 12.7 \cdot 12 / 3600 = 0.0423$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 27.36 \cdot 12 / 10^3 = 0.328$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 12.7 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00423$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 27.36 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0328$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 12.7 \cdot 5 / 3600 = 0.01764$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 27.36 \cdot 5 / 10^3 = 0.1368$

Итоговая таблица:

| Код  | Наименование ЗВ                                                                                                   | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                                                            | 0.1058     | 0.82         |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                                                                 | 0.1376     | 1.067        |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                                                              | 0.01764    | 0.1368       |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)                                           | 0.0353     | 0.2736       |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 0.0882     | 0.684        |
| 1301 | Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)                                                                   | 0.00423    | 0.0328       |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.00423    | 0.0328       |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0423     | 0.328        |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 0015, Дизельный двигатель силового привода**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 4.07$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 8.8$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 4.07 \cdot 30 / 3600 = 0.0339$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 8.8 \cdot 30 / 10^3 = 0.264$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

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

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 4.07 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001357$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 8.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01056$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 4.07 \cdot 39 / 3600 = 0.0441$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 8.8 \cdot 39 / 10^3 = 0.343$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 4.07 \cdot 10 / 3600 = 0.0113$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 8.8 \cdot 10 / 10^3 = 0.088$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{max} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 4.07 \cdot 25 / 3600 = 0.02826$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 8.8 \cdot 25 / 10^3 = 0.22$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C));**

**Растворитель РПК-265П) (10)**

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

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{max} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 4.07 \cdot 12 / 3600 = 0.01357$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 8.8 \cdot 12 / 10^3 = 0.1056$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{max} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 4.07 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001357$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 8.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01056$

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

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

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{max} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 4.07 \cdot 5 / 3600 = 0.00565$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 8.8 \cdot 5 / 10^3 = 0.044$

Итоговая таблица:

| Код  | Наименование ЗВ                                                                                                   | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                                                            | 0.0339     | 0.264        |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                                                                 | 0.0441     | 0.343        |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                                                              | 0.00565    | 0.044        |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)                                           | 0.0113     | 0.088        |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 0.02826    | 0.22         |
| 1301 | Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)                                                                   | 0.001357   | 0.01056      |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.001357   | 0.01056      |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01357    | 0.1056       |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6010, Емкость для дизтоплива**

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт,  $NP =$  **Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup>(Прил. 12),  $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12),  $YU = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 68.38$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YU = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 68.38$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Крмах для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $KPM = 0.1$

Значение Крsg для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13),  $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 50$

Сумма  $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$ ,  $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YU \cdot BOZ + YU \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 68.38 + 3.15 \cdot 68.38) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.00082$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C));**

**Растворитель РПК-265П) (10)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00082 / 100 = 0.000818$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00082 / 100 = 0.000002296$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

| <b>Код</b> | <b>Наименование ЗВ</b>                                                                                            | <b>Выброс г/с</b> | <b>Выброс т/год</b> |
|------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|---------------------|
| 0333       | Сероводород (Дигидросульфид) (518)                                                                                | 0.00000305        | 0.000002296         |
| 2754       | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.001086          | 0.000818            |

**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

**Источник загрязнения N 6011, Емкость для нефти**

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV =$  **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт,  $NPNAME =$  **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = -27$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.1$

$KTMIN = 0.1$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 61$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 1.23$

$KTMAX = 1.23$

Режим эксплуатации,  $NAME =$  **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров,  $NAME =$  **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

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

Значение  $Kpsr$ (Прил.8),  $KPSR = 0.1$

Значение  $Kpmax$ (Прил.8),  $KPM = 0.1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час,  $QZ = 12$

Производительность откачки, м3/час,  $QOT = 12$

Коэффициент,  $KPMAx = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 7737.75$

Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.87$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 7737.75 / (0.87 \cdot 50) = 135$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час,  $VCMAx = 0.5$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 45$

,  $P = 45$

Коэффициент,  $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 61$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 61 + 45 = 81.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 45 \cdot 81.6 \cdot (1.23 \cdot 1 + 0.1) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 7737.75 / (10^7 \cdot 0.87) = 0.1308$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAx \cdot KB \cdot VCMAx) / 10^4 = (0.163 \cdot 45 \cdot 81.6 \cdot 1.23 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 0.5) / 10^4 = 0.00368$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1308 / 100 = 0.0948$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00368 / 100 = 0.002667$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1308 / 100 = 0.03505$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00368 / 100 = 0.000986$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1308 / 100 = 0.000458$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00368 / 100 = 0.00001288$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1308 / 100 = 0.000288$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00368 / 100 = 0.0000081$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1308 / 100 = 0.000144$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00368 / 100 = 0.00000405$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

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

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1308 / 100 = 0.0000785$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00368 / 100 = 0.00000221$

| Код  | Наименование ЗВ                                 | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518)              | 0.00000221 | 0.0000785    |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)    | 0.002667   | 0.0948       |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)   | 0.000986   | 0.03505      |
| 0602 | Бензол (64)                                     | 0.00001288 | 0.000458     |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00000405 | 0.000144     |
| 0621 | Метилбензол (349)                               | 0.0000081  | 0.000288     |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6012, 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 двумя торцевыми уплотнениями вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1),  $Q = 0.03$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $\underline{T} = 2160$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1),  $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.03 \cdot 1 / 3.6 = 0.00833$

Валовый выброс, т/год (8.2),  $M = (Q \cdot NI \cdot \underline{T}) / 1000 = (0.03 \cdot 1 \cdot 2160) / 1000 = 0.0648$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0648 / 100 = 0.047$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00604$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0648 / 100 = 0.01737$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00833 / 100 = 0.002232$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0648 / 100 = 0.000227$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00002916$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0648 / 100 = 0.0001426$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00001833$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0648 / 100 = 0.0000713$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00000916$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0648 / 100 = 0.0000389$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00833 / 100 = 0.000005$

| Код  | Наименование ЗВ                                 | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518)              | 0.000005   | 0.0000389    |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)    | 0.00604    | 0.047        |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)   | 0.002232   | 0.01737      |
| 0602 | Бензол (64)                                     | 0.00002916 | 0.000227     |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00000916 | 0.0000713    |
| 0621 | Метилбензол (349)                               | 0.00001833 | 0.0001426    |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 6013, Емкость для тех.масла

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт,  $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup>(Прил. 12),  $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12),  $YU = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 1.5$

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

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 1.5$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 8$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

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

Значение  $K_{PSR}$  для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13),  $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 8$

Сумма  $G_{HR} \cdot K_{NP} \cdot N_{R}$ ,  $GHR = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.0001083$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YU \cdot BOZ + YU \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 1.5 + 0.25 \cdot 1.5) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.000073$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000073 / 100 = 0.000073$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0001083 / 100 = 0.0001083$

| Код  | Наименование ЗВ                                                                | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|--------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) | 0.0001083  | 0.000073     |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 6014, 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 двумя торцевыми уплотнениями вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1),  $Q = 0.07$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T = 2160$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1),  $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.07 \cdot 1 / 3.6 = 0.01944$

Валовый выброс, т/год (8.2),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.07 \cdot 1 \cdot 2160) / 1000 = 0.1512$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.1512 / 100 = 0.1508$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01944 / 100 = 0.0194$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.1512 / 100 = 0.000423$

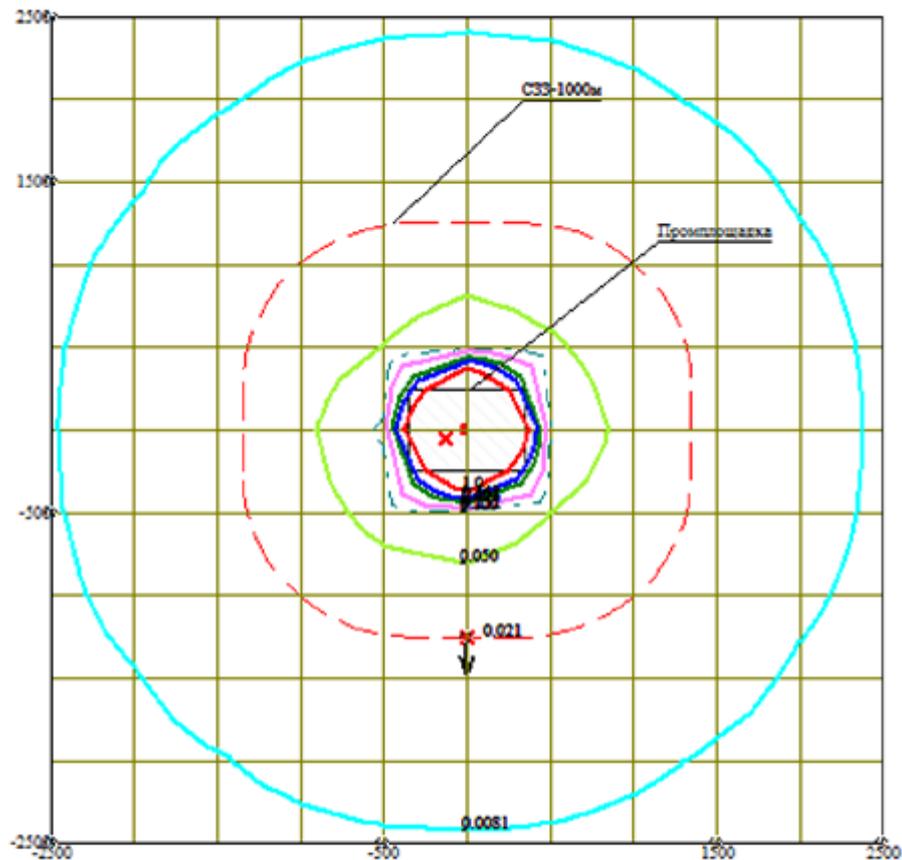
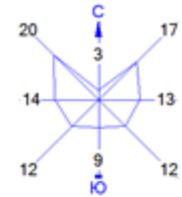
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G_{max} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01944 / 100 = 0.0000544$

| <i>Код</i> | <i>Наименование ЗВ</i>                                                                                            | <i>Выброс г/с</i> | <i>Выброс т/год</i> |
|------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|---------------------|
| 0333       | Сероводород (Дигидросульфид) (518)                                                                                | 0.0000544         | 0.000423            |
| 2754       | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0194            | 0.1508              |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

### Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний

Город : 003 Атырауская область  
 Объект : 0002 от 1-ой скв.  
 Вар.№ 4  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 02

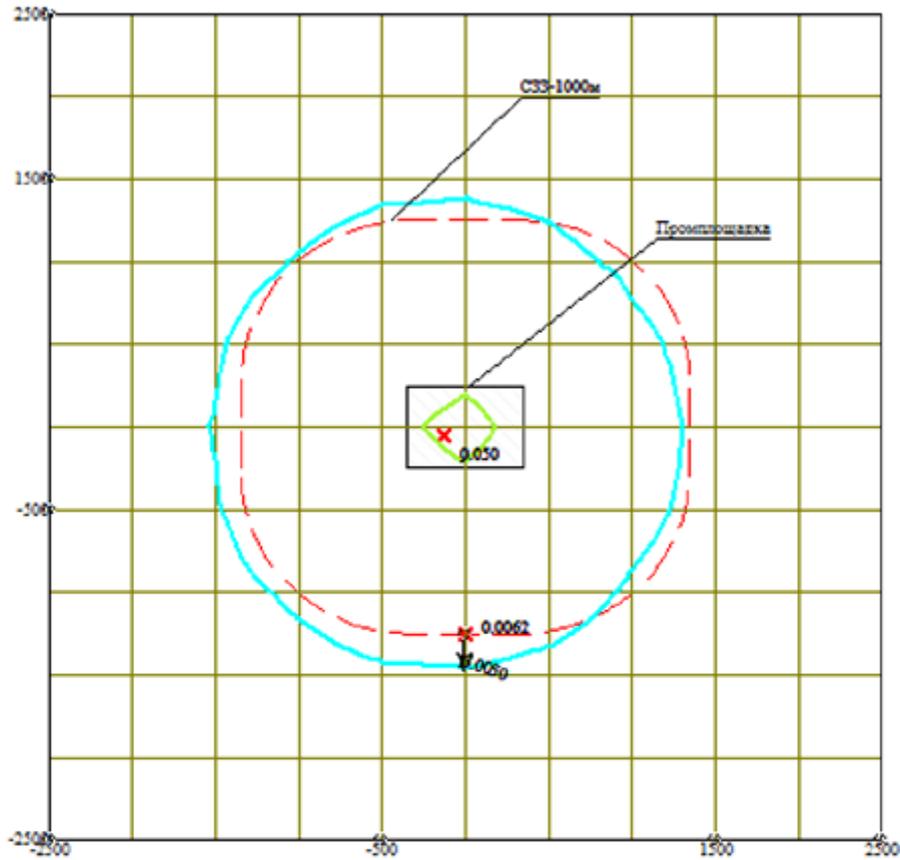
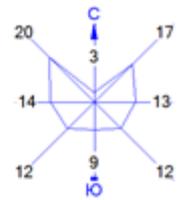
Изолинии в долях ПДК

- 0.0081 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.252 ПДК
- 0.495 ПДК
- 0.642 ПДК
- 1.0 ПДК



Макс концентрация 3.5872903 ПДК достигается в точке  $x=0$   $y=0$   
 При опасном направлении  $270^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.5$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 2, ширина  $5000$  м, высота  $5000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $500$  м, количество расчетных точек  $11 \times 11$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Атырауская область  
 Объект : 0002 от 1-ой скв.  
 Вар.№ 4  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



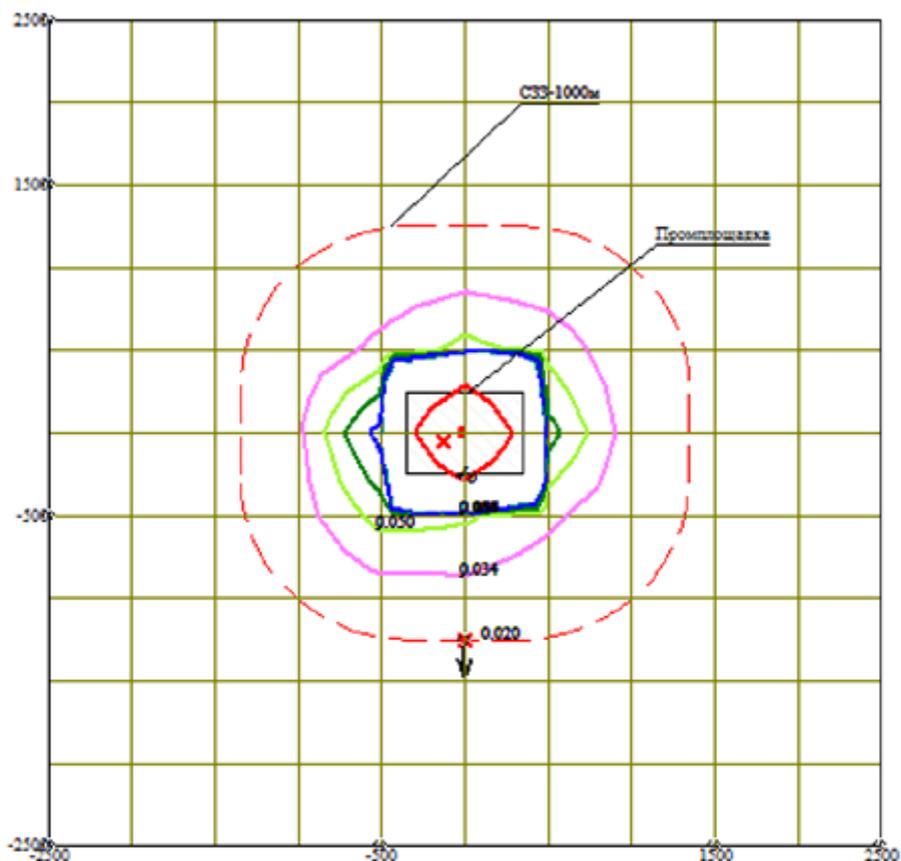
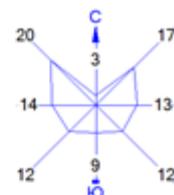
Условные обозначения:  
 [Black box] Территория предприятия  
 [Red dashed line] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 [Red 'x'] Максим. значение концентрации  
 [Black line] Расч. прямоугольник N 02

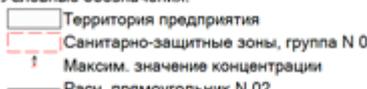
Изолинии в долях ПДК  
 [Cyan line] 0.0050 ПДК  
 [Red dashed line] 0.050 ПДК



Макс концентрация 0.070588 ПДК достигается в точке  $x=0$   $y=0$   
 При опасном направлении 250° и опасной скорости ветра 8.29 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 2, ширина 5000 м, высота 5000 м,  
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 11\*11  
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Атырауская область  
 Объект : 0002 от 1-ой скв.  
 Вар.№ 4  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



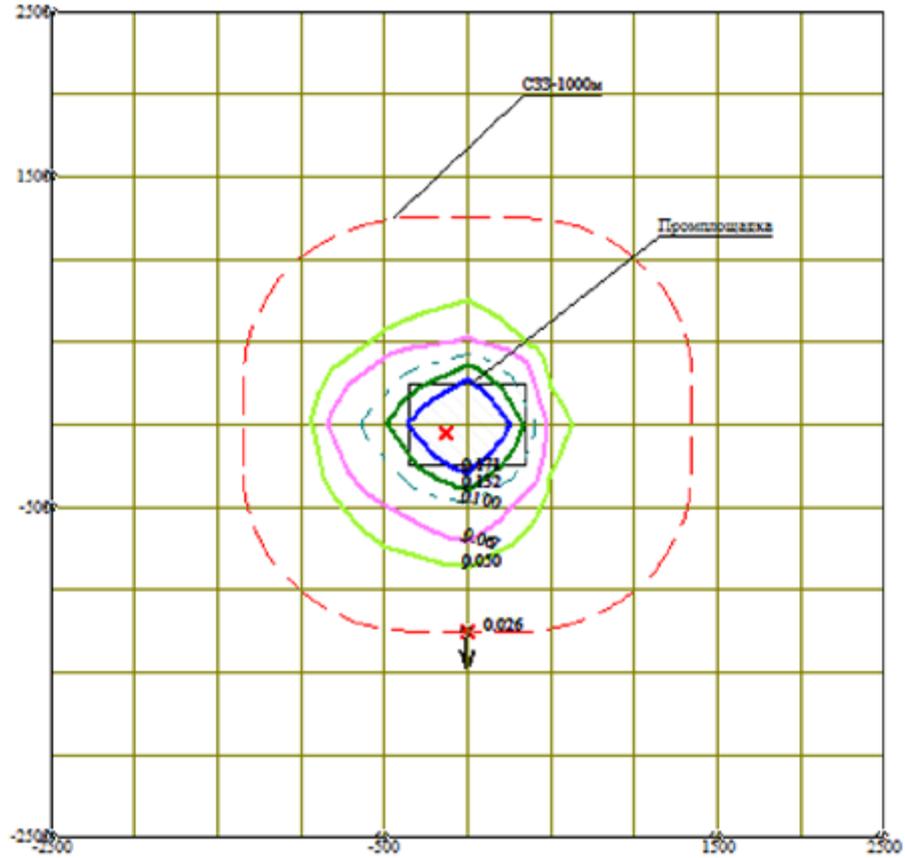
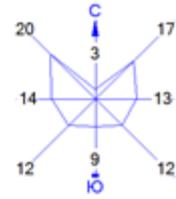
Условные обозначения:  

 Территория предприятия  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 02

Изолинии в долях ПДК  
 0.034 ПДК  
 0.050 ПДК  
 0.066 ПДК  
 0.086 ПДК  
 0.100 ПДК  
 1.0 ПДК



Макс концентрация 2.2694647 ПДК достигается в точке  $x=0$   $y=0$   
 При опасном направлении 270° и опасной скорости ветра 0.5 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 2, ширина 5000 м, высота 5000 м,  
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 11\*11  
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Атырауская область  
 Объект : 0002 от 1-ой скв.  
 Вар.№ 4  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

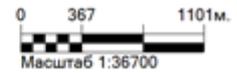


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 02

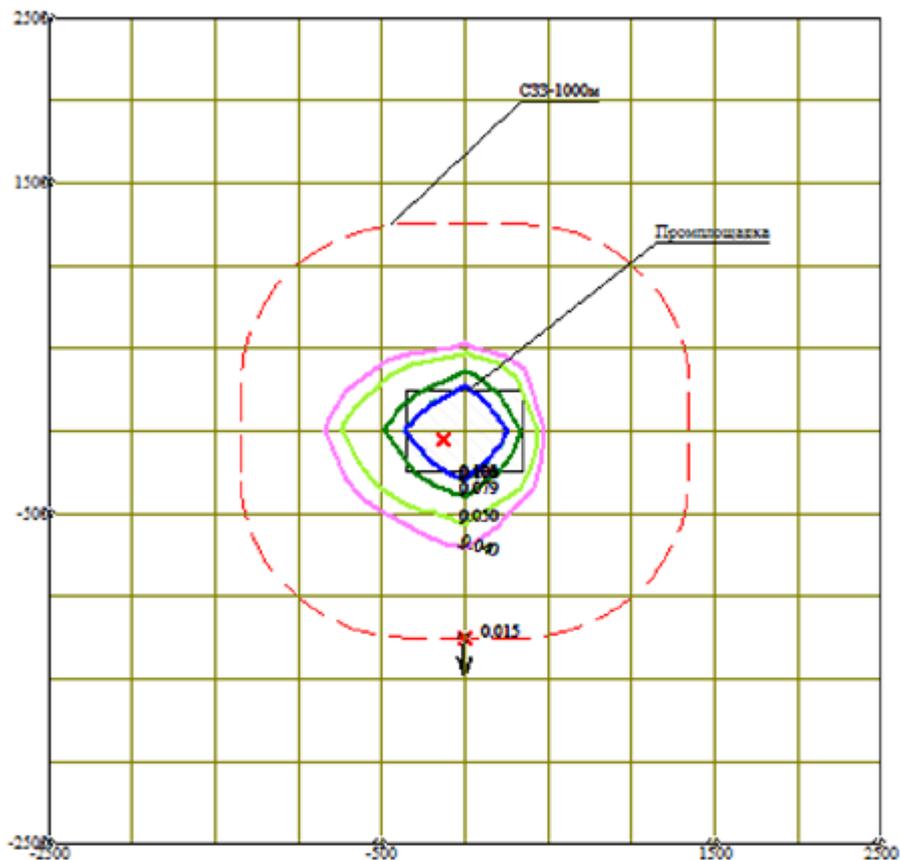
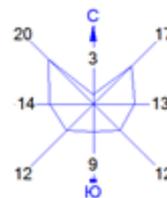
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.067 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.132 ПДК
- 0.171 ПДК



Макс концентрация 0.289676 ПДК достигается в точке  $x=0$   $y=0$   
 При опасном направлении 250° и опасной скорости ветра 8.29 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 2, ширина 5000 м, высота 5000 м,  
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 11\*11  
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Атырауская область  
 Объект : 0002 от 1-ой скв.  
 Вар.№ 4  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



- Условные обозначения:
- Территория предприятия
  - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
  - † Максим. значение концентрации
  - Расч. прямоугольник N 02

- Изолинии в долях ПДК
- 0.040 ПДК
  - 0.050 ПДК
  - 0.079 ПДК
  - 0.103 ПДК



Макс концентрация 0.1738056 ПДК достигается в точке  $x=0$   $y=0$   
 При опасном направлении  $250^\circ$  и опасной скорости ветра 8.29 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 2, ширина 5000 м, высота 5000 м,  
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек  $11 \times 11$   
 Расчет на существующее положение.

## «ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «ҚАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ  
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

10.10.2022

1. Город – Атырауская область
2. Адрес – **Казахстан, Атырауская область, Жылыойский района**
4. Организация, запрашивающая фон – **ЧК «HTS Exploration Ltd»**
5. Объект, для которого устанавливается фон – **участок Атанат**
6. Разрабатываемый проект – **ПРОЕКТ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО ПОИСКУ УГЛЕВОДОРОДОВ НА УЧАСТКЕ АТАНАТ**
7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Озон, Взвешанные частицы PM2.5, Взвешанные частицы PM10**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Казахстан, Атырауская область, Жылыойский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.



**ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ**

04.12.2012 года

01523P

**Выдана** Товарищество с ограниченной ответственностью "ГеоПроект"  
 Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, Ленина, дом № 20-б.,  
 БИН: 980740004456  
 (полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер  
 юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия),  
 индивидуальный идентификационный номер физического лица)

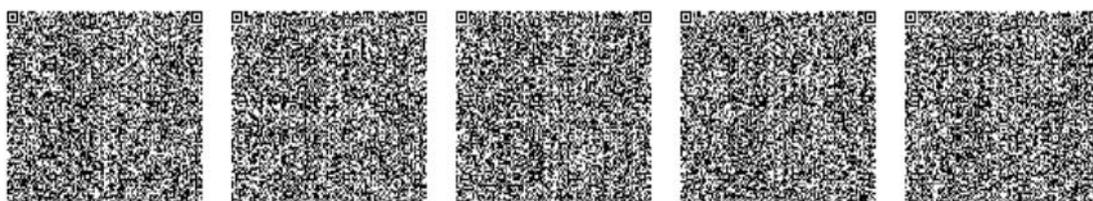
**на занятие** Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей  
 среды  
 (наименование конкретного лицензируемого вида деятельности в соответствии с  
 Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

**Особые условия  
 действия лицензии** (в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

**Лицензиар** Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан.  
 Комитет экологического регулирования и контроля  
 (полное наименование лицензиара)

**Руководитель  
 (уполномоченное лицо)** ТАУТЕЕВ АУЕСБЕК ЗПАШЕВИЧ  
 (фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

**Место выдачи** г.Астана



**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ**

Номер лицензии 01523P  
Серия лицензии  
Дата выдачи лицензии 04.12.2012

**Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности**

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

Производственная база

(место нахождения)

Лицензиат Товарищество с ограниченной ответственностью "ГеоПроект"

Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, Ленина, дом № 20-Б., БИН: 980740004456

(полное наименование, местонахождение, бизнес идентификационный номер юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Лицензиар Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан, Комитет экологического регулирования и контроля

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) ТАУТЕЕВ АУЕСБЕК ЭПАШЕВИЧ  
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к лицензии 001 01523P

Срок действия лицензии

Место выдачи г.Астана

